Decanato de Ingeniería e Informática

Escuela de posgrado

Tesis de para Optar por el Título de:

Maestría en Ingeniería Eléctrica

Título del Trabajo:

Propuesta de diseño de un programa de reducción de pérdidas e implementación de smart grid en la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este

Sustentantes:

Ing. Williams de Jesús Peña Severino	2001-0904
Ing. Raymer José Landrón Suero	2015-1960

Asesor:

Dr. William E. Camilo, PhD.

Distrito Nacional

República Dominicana

Julio 2017.

Aviso de Autenticidad

Los conceptos emitidos en esta investigación son de la exclusiva responsabilidad de sus autores. Las instituciones que son mencionadas en el transcurso de este documento no son responsables de los conceptos emitidos en el mismo, por lo tanto, no comprometen en ningún modo su responsabilidad.

Resumen

Esta investigación presenta una visión general de las pérdidas de energía eléctrica de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este (Edeeste) y muy específicamente en la Sub-estación de distribución El Brisal, como objeto de estudio. Tiene como objetivo abrir un espacio de reflexión sobre cómo se encuentran la infraestructura de la red de distribución eléctrica, y las acciones deben ser llevadas a cabo por Edeeste para el control de las pérdidas, aumentar la cobranza y mejora la calidad del servicio.

En tal sentido, se plantea la implementación de un sistema de redes inteligentes (smart grid) basado en infraestructura tecnológica, medición avanzada, macro medición para realizar balances energéticos sectoriales a gran escala y totalizadores que permitan hacer balances a nivel micro en puntos específicos. De este modo, se podrá establecer de forma precisa cuales son los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas dentro de la zona de influencia de la sub-estación. Además, ésta infraestructura de smart grid, permitirá automatizar los procesos de suspensión y reconexión de suministro, tele facturación y servicio prepago.

Esta propuesta aporta una metodología para gestionar las pérdidas de energía en el área de distribución basada en medición avanzada que puede ser aplicada por las distribuidoras para el control de la energía servida.

Palabras Claves

AMI, medidor, pérdidas eléctricas, Smart grid, Sub-estación.

Abstract

Abstract— this investigation presents a global vision over the electrical losses of energy in the Company of distribution of energy EDEESTE (Empresa Distribuidora de Electricidad Del Este) in the Dominican Republic and very specifically on the distribution's substation El Brisal as object of study. The objective is to open a reflection space about the state of the electrical distribution net infrastructure and the actions that must be taken into consideration for the company to control this problem of electrical losses, increase the collection and improve the quality of service.

In this regard, it is proposed the implementation of a smart grid based on technological infrastructure, advance metering, macro-measurement for energetic sectored balance at big scale, and totalizers for balance at lower scale in specific places. In this way could be stablished in a precise manner the real levels of technical and non-technical losses inside the influence zone of the substation. This proposed smart grid infrastructure will allow the automation of the process of energy disconnection (due to nonpayment), reconnection, billing and prepaid service.

This proposal provides a methodology to manage energy losses in the distribution area based on advanced measurement that can be applied by the distribution companies to control the energy served.

Key Words

AMI, Electrical Losses, Meter, Smart Grid, Substation.

Agradecimientos

Agradecemos en primer lugar a Dios por haberme dado la fortaleza y dedicación para llegar hasta este punto de mi vida profesional. En segundo lugar a mi esposa Yoxennite Bobadilla Otaño por brindarme todo su apoyo y haberme tenido paciencia en el transcurso de esta maestríaa. En tercer lugar, a mi madre por ser mi fuente de inspiración y fuerza para sobreponerme a cualquier obstáculo.

Por último, agradezco a mis compañeros de aula Eduardo Jiménez, Víctor Arias, Raymer Landrón y Víctor Camacho por sus aportes en la consecución de este nivel superior, y a mis profesores, en especial al Dr. William E. Camilo, por haber dedicado su tiempo para servirme de guía en la búsqueda del conocimiento.

Ing. Williams de Jesús Peña Severino

Agradecimientos

En este proceso de adquirir conocimientos para la formación profesional siempre existen sus altas y bajas como en todos los procesos de la vida. Estas altas y bajas son esenciales ya que son ellas quienes nos definen como personas de acuerdo a como las enfrentemos. Aprendí que el conocimiento depende casi en su totalidad del esfuerzo que pone uno mismo para alcanzarlo.

Quiero agradecer a la universidad APEC por permitirnos cursar esta maestría para formar profesionales de bien para el país y también agradecer a todos “aquellos” profesores que se esforzaron por mostrarnos el rastro del camino a seguir.

Agradecimiento a mis compañeros Víctor Arias, Eduardo Jiménez, Williams Peña y Víctor Camacho por ser las personas que juntos complementaban el conocimiento que a alguno le pudiera faltar.

Agradecer a Luis Martínez y Edwin García ya que estos nos daban el apoyo cuando en algún momento brillábamos por la ausencia dentro del trabajo.

Un especial agradecimiento a mi Esposa Awilda Arias y mi hija preciosa Mila Landrón por apoyarme y por ser las personas quienes directamente pagaban el precio de yo estar ahí sin estarlo.

Y no puedo dejar de lado a mi hermana Epifanía Landrón y mi madre Martha Altagracia Suero quienes siempre me han dado apoyo desde que en mi mente se guarda recuerdo alguno, Gracias.

Ing. Raymer Landrón

Contenido

PARTE I – INTRODUCCIÓN A LA INVESTIGACIÓN

Capítulo 1. Introducción a la investigación 3

1.1 Planteamiento y justificación del trabajo 4

1.2 Alcance de la investigación. 6

1.3 Hipótesis y objetivos 7

1.3.1 Hipótesis 7

1.3.2 Objeto de la investigación 7

1.3.3 Campo de la investigación 7

1.3.4 Necesidad 8

1.3.5 Escalabilidad 8

1.3.6 Novedad 8

1.3.7 Impacto 9

1.3.8 Sostenibilidad y rentabilidad 9

1.3.9 Opiniones de expertos 9

1.3.10 Objetivo general 14

1.3.11 Objetivos específicos 14

1.4 Metodología seguida durante la investigación 14

1.5 Sistema Marco Lógico aplicado a nuestro proyecto 15

1.5.1 Mapa conceptual SML aplicado al proyecto 15

1.5.2 Identificacioón de los involucrados 15

1.5.3 Análisis del probrema 16

1.5.4 Determinación de los Objetivos 18

1.5.5 Identificación de las Alternativas 19

1.5.6 Estuctura analítica del proyecto 24

1.5.7 Matiz de Marco Lógico 25

Capítulo 2. Smart Grid Conceptos y Aplicaciones 29

2.1 Generalidades de Smart Grid 29

2.2 Requerimientos de infraestructura para las Smart Grid 36

2.2.1 Componentes Avanzados 37

2.2.2 Meter Data Management 39

2.2.3 Medidores Inteligentes 40
2.2.4 Power Distribution Analysis Software 40
2.3 Principales iniciativas de redes inteligentes por país 41
Capítulo 3. Propuesta de solución para la Sub-estación El Brisal 50
3.1 Datos generales de la S/E El Brisal 50
3.2 Principales Indicadores de Pérdidas S/E El Brisal 52
3.3 Evolutivo de las pérdidas S/E EBRI 53
3.4 Selección de la estructura de medición. 54
3.5 Estructura de macro medición. 55
3.6 Totalizadores 56
3.7 Ecuaciones para los balances energéticos. 57
3.8 Tecnologías de comunicación seleccionada para el programa. 59
3.9 Equipos de medición 63
3.9.1 Para los grandes consumidores. 63
3.9.2 Para los Consumidores residenciales y comerciales. 64
3.9.3 Para los Consumidores en zonas de difícil gestión 65
3.10 Selección del Meter Data Management para el proyecto 66
3.10.1 Captura de la Medida (meter data capture): 67
3.10.2 Explotación de la medida (Meter Data Analitycs): 67
3.10.3 Control de energía y pérdidas (Energy Control and Losses): 68
3.11 Indicador de corrientes de falla (Current Fault Indicator) 68
3.12 Recierre en Vacío Relleno de Gas (GVR: Gas Filled Vacuum Recloser) 71
3.13 Características de los circuitos de la S/E EBRI 76
3.14 Presupuesto del proyecto 78
3.15 Resultados esperados 79
3.16 Evaluación económica 80
3.17 Simulaciones realizadas 80
Capítulo 4. Conclusiones, trabajos defivados y trabajos futuros 89
4.1 Conclusiones 89
4.2 Trabajos derivados de esta investigación 91
4.3 Trabajos futuros. 91
Bibliografía 93

Anexo A 97

A- Componentes principales de la S/E El Brisal 97

A-1 Transformador de Potencia 97

A-2 Equipos de Medición 98

A-3 Transformador de Servicios Auxiliares 99

A-4 Transformador de Servicios Auxiliares 100

A-5 Campos de Circuitos 101

A-6 Pórticos de Circuitos 102

A-7 Juego de Barras 103

A-8 Disyuntores y Seccionadores AT 104

A-9 Disyuntores MT 105

A-10 Rectificador AC/DC 106

A-11 Banco de Baterias 107

A-12 Sistema SCADA 108

A-13 Medidor de Energía en el Punto de Compra AT 109

Anexo B 110

B- Perfiles de demanda de la S/E y Circuitos 110

B-1 Gráfico de demanda del punto de compra de la S/E El Brisal 110

B-2 Zonas de influencias de los circuitos 111

Índice de tablas

TABLA I – POSICION DE LOS INVOLUCRADOS 16
TABLA II – OBJETIVOS RESULTANTES DEL SISTEMA MARCO LOGICO 22
TABLA III – MATIX DE MARCO LOGICO 25
TABLA III – TECNOLOGIAS SMART GRID 32
TABLA V – ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS CIRCUITOS 52
TABLA VI – INDICADORES DE LA S/E EL BRISAL 52
TABLA VII – CLASIFICACION D ELOS CLIENTES S/E EL BRISAL 53
TABLA VIII – NUMERO DE CLIENTES POR TECNOLOGIA 60
TABLA IX – CAPACIDAD INSTALADA POR CIRCUITO 76
TABLA X – NÚMERO DE TRANSFORMADORES SEGÚN CAPACIDAD 77
TABLA XI – NUMERO DE CLIENTES POR TRANSFORMADOR 77
TABLA XII – PRESUPUESTO 78
TABLA XIII – EVALUACION ECONOMICA 80

Índice de figuras

FIGURA 1.1 – AREA DE CONCESION DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS 6
FIGURA 1.2 – INFORMACION TECNICA D ELA INFREESTRUCTURA DE EDEESTE 6
FIRURA 1.3 – MAPA CONCEPTUAL DEL SISTEMA MARCO LOGICO (SML) 15
FIGURA 1.4 – IDENTIFICACION D ELOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO 15
FIGURA 2.1 – AREAS DE APLICACIÓN DE LAS TECNOLOGIAS SMART GRID 30
FIFURA 2.2 – ARQUITECTURA DE LA PLATAFORMA INTEGRADA DE COMUNICACIONES DE SMART GRID 32
FIGURA 2.3 – ARQUITECTURA DE UNA RED INTELIGENTE 33
FIGURA 2.4 – CONTROL D ELAS REDES DE DISTRIBUCION 34
FIGURA 2.5 – DINAMICA DE LOS CLIENTES EN LOS SISTEMAS CON REDES INTELIGENTES 35
FIGURA 2.6 – SISTEMA DE GESTION DE ENERGIA EN TIEMPO REAL 35
FIGURA 2.7 – OPERACIÓN DINAMICA DE LAS SMART GRID 36
GIRURA 2.8 – NIVELES DE INFRAESTRUCTURA DE REDES INTELIGENTES 37
FIGURA 2.9 – ESQUEMA DE UN MEDIUM VOLTAGE STATIC TRANSFER SWITCH 38
FIGURA 2.10 – MITER DATA MANAGEMENT 39
FIGURA 2.11 – POWER DISTRIBUTION ANALISIS SOFTWARE 41
FIGURA 3.1 – VISTA FRONTAL DE LA SUB-ESTACION EL BRISAL 50
FIGURA 3.2 – UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA SUB-ESTACION EL BRISAL 51
FIGURA 3.3 – UBICACIÓN DE ACUERDO AL SENI DE LA SUB-ESTACION EL BRISAL 51
FIGURA 3.4 – REFERENCIA DEL SENI DE LA SUB-ESTACION EL BRISAL 51
FIGURA 3.5 – ESQUEMA DE UNA MACRO MEDICION 55
FIGURA 3.6 – ESQUEMA DE UN TOTALIZADOR 56
FIGURA 3.7 – REPRESENTACION DEL BALANCE ENERGETICO EN UN TOTALIZADOR 56
FIGURA 3.8 – ESQUEMA DE MEDICION DE LA SUB-ESTACION Y CIRCUITOS 58
FIGURA 3.9 – ESQUEMA DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN GPRS 61
FIGURA 3.10 – ESQUEMA DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN TWACS 61
FIGURA 3.11 – BLOQUES DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN TWACS 62
FIGURA 3.12 – ARQUITECTURA DE COMUNICACIÓN MCA_GPRA 63
FIGURA 3.13 – MEDIDOR INTELIGENTE PARA LOS GRANDES CONSUMIDORES 63
FIGURA 3.14 – MEDIDOR INTELIGENTE PARA LOS CONSUMIDORES RESIDENCIALES Y COMERCIALES 64
FIGURA 3.15 – ESQUEMA DEL SISTEMA DE COMUNICACIÓN MCA_GPRS 65
FIGURA 3.16 – DISPOSITIVOS QUE COMPONEN EL SISTEMA MCA_GPRS 66
FIGURA 3.17 – DIAGRAMA EN BLOQUE DEL MDM INDRA 66
FIGURA 3.18 – MODULO DE CONTROL DE ENERGIA 68
FIGURA 3.19 – DIAGRAMA DEL INDICADOR DE CORRIENTE DE FALLA 69
FIGURA 3.20 – INDICADOR DE CORRIENTE DE FALLA 70
FIGURA 3.21 – EQUIPOS PARA EL INDICADOR DE CORRIENTE DE FALLA 71
FIGURA 3.22 – RECIERRE EN VACIO RELLENO DE GAS (GVR) 72
FIGURA 3.23 – ARREGLO DEL CIERRE PARA MANTENER LA CARGA ENERGIZADA 73
FIGURA 3.24 – DIMENSIONES DEL GVR SEGÚN EL NIVEL DE TENSION 74
FIGURA 3.25 – DIMENSIONES DEL GVR SEGÚN EL NIVEL DE TENSION 74
FIGURA 3.26 – CONEXIONADO DEL GVR EN LOS CIRCUITOS EBRI01 Y EBRI05 75
FIGURA 3.27 – ESQUEMA DE CONFIGURACION DE LOS CIRCUITOS EBRI01 Y EBRI05 81
FIGURA 3.27 – COMPORTAMIENTO DEL VOLTAJE DE BARRA EN LA SUBESTACION EL BRISAL 85

Lista de acrónimos y definiciones

CDEEE	Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales
EDEs	Empresas Distribuidoras de Electricidad
EDEESTE	Empresa Distribuidora de Electricidad del Este
SIE	Superintendencia de Electricidad
OC	Organismo Coordinador
CNE	Comisión Nacional de Energía
ADIE	Asociación Dominicana de Industrias Eléctricas
SML	Sistema Marco Lógico
MML	Matriz Marco Lógico
AMI	Advanced Metering Infrastructure.
AMR	Automated Meter Reading.
MDMS	Meter Data Management System.
CRI	Cash Recovery Index
SIG	Sistema de Información Geográfica
SGD	Sistema de Gestión de Distribución
ESI	Energy Services Infrastructure
EMS	Energy Management Systems
SCADA	Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos
OMS	Outage Management System

PLC	Power Line Communication
RF	Radiofrecuencia
GPRS	General Packet Radio System
MCA-GPRS	Medición Concentrada en altura- General Packet Radio System
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
GVR	Gas Filled Vacuum Recloser
SIFI	System Average Interruption Frequency Index
SIDI	System Average Interruption Duration Index

Pérdidas de Energía (P_E): Es la diferencia entre la energía servida y la energía facturada y pueden clasificarse en pérdidas técnicas y no técnicas.

Pérdidas Técnicas (P_T): Son pérdidas inherentes a la prestación del servicio eléctrico.

Pérdidas No Técnicas ($P_{N|T}$): Representan la energía que se toma de manera ilegal del sistema y utilizan algunos usuarios sin que se registre en los medidores de energía, debido principalmente a hurtos, manipulación de equipos o de sistemas de facturación para disminuir registros de consumo. [1]

Índice de Recuperación de Efectivo (CRI): Indicador del desempeño de la gestión de las empresas distribuidoras.

Medidor Inteligente ($M_{Int.}$): Es un tipo de medidor avanzado (medidor eléctrico, de agua o de gas) que mide el consumo de una forma más detallada que los contadores convencionales y que ofrecen la posibilidad de comunicar esta información a través de alguna red a un centro de control de la compañía de servicios, la cual puede utilizar los datos a efectos de facturación o seguimiento.

Tele medición (T_{Med}): Sistema que permite obtener de manera remota los parámetros de consumo registrado por medidor.

Infraestructura de Medición Avanzada (IMA): es una tecnología habilitadora que permite incrementar la eficiencia en el proceso de distribución de las empresas eléctricas e incluye el hardware, el software, las comunicaciones, los sistemas asociados con la distribución de energía, los sistemas asociados con el consumidor y el software de gestión de datos de medidores inteligentes. La infraestructura AMI permite la configuración de medidores inteligentes, manejo de tarifas dinámicas, monitoreo de calidad de la energía, control de carga y reducción de pérdidas. [5]

Smart Grid (S_Grid): Son redes que integran de manera inteligente nuevas tecnologías para mejorar el monitoreo y control de los sistemas eléctricos, haciendo que sean más confiables, eficientes y seguros; a través de la incorporación de servicios y equipos innovadores, nuevas tecnologías de comunicación, control y auto diagnóstico. [3]

Macro Medición (M_Med): Estructura conformada por un punto de medición principal y un grupo de puntos de medida secundarios que permiten establecer la energía que se entrega, la energía que se factura y las pérdidas en un circuito o porción del circuito.

Totalizador (T): Es un medidor instalado a la salida de un transformador de distribución que permite medir todo la energía suministrada y compararla con los medidores de los clientes aguas abajo del transformador y de esta manera establecer los niveles de pérdidas.

PARTE I

INTRODUCCIÓN A LA INVESTIGACIÓN

Capítulo 1.
Introducción a la investigación

Históricamente el estado dominicano se ha visto en la necesidad de subsidiar al sector eléctrico mediante aportes millonarios para el cumplimiento de sus obligaciones, por ejemplo, el pago a los generadores que suministran la energía de las distribuidoras, a consecuencia básicamente de la persistencia de altas pérdidas de energía y la deficiencia en la gestión administrativa que tienen estas empresas de distribución.

La problemática de las pérdidas del sector eléctrico de Rep. Dom representa un desafío para el gobierno y la sociedad en sentido general. El crecimiento económico del país, la seguridad ciudadana y el nivel de vida de los dominicanos se ven grandemente afectado por la mala calidad y altos costos del suministro eléctrico.

Los altos niveles de pérdidas de energía que presentan las distribuidoras han sido el principal contribuyente en la histórica crisis del sector eléctrico de Rep. Dom., que se manifiesta en deficiencias operativas, altos costos, impacto sobre la tarifa eléctrica, altos subsidios del gobierno para la sostenibilidad del suministro, poca inversión para el desarrollo del sector, mala calidad del servicio, prolongadas interrupciones e insatisfacción generalizada de la población.

Les esfuerzos realizados por las empresas distribuidoras de Rep. Dom. (EDEs) para reducir las pérdidas de energía eléctrica no han sido suficientes, ya que en general éstas se encuentran en 31.4% [CDEEE-Informe de desempeño Nov. 2016]. No obstante, se estima que en general las pérdidas de energía en una red de distribución oscilan entre el 5 y 6 por ciento de la energía entregada a los usuarios, y entre el 2,5 y 4 por ciento de la energía transportada en los sistemas de transmisión.[2]

El presente proyecto tiene como propósito la implementación de un Sistema de Redes Inteligentes (Smart Grid) en la empresa Edeeste como estrategia para la reducción de las pérdidas, aumentar la cobranza, mejorar la calidad del servicio y lograr su auto sostenibilidad financiera.

1.1 Planteamiento y justificación del trabajo

Los altos niveles de pérdidas que presenta la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, le impiden suministrar a sus clientes el 100% de la demanda y operar bajo un régimen de auto sostenibilidad financiera.

Edeeste maneja unos niveles de pérdidas del 36% de la electricidad suministrada que equivalen a 1,500 GWh/año y representan unos 255 Millones de Dólares/año, operando con un gran déficit anual que el gobierno tiene que cubrir con subsidios. En el gráfico 1 se muestra el comportamiento de las pérdidas en el ano móvil Dic. 2015-2016. Con una gestión adecuada de las pérdidas, Edeeste podrá incrementar la facturación con estos 1,500 GWh/año que actualmente presenta como pérdidas.

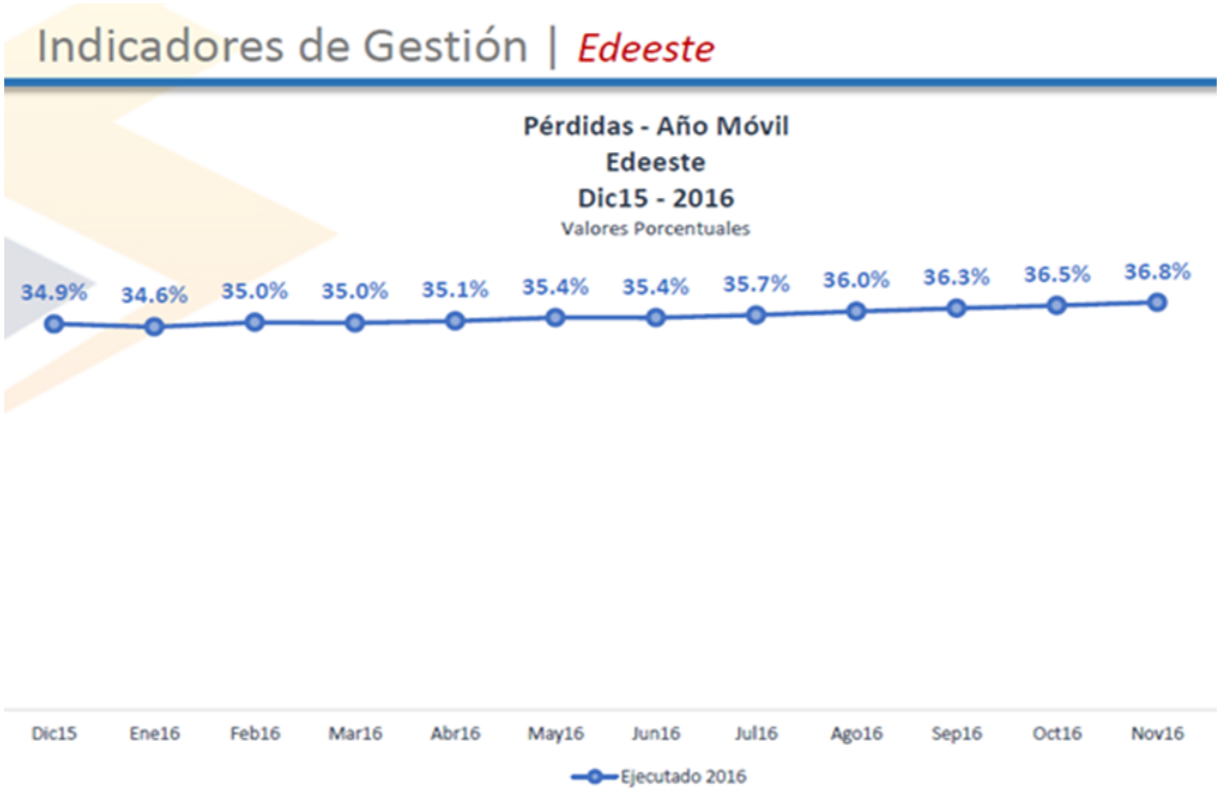


Gráfico 1: Evolutivo de las pérdidas año móvil Dic. 2015-2016

Fuente: CDEEE, Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Noviembre 2016.

Implementar un sistema de redes inteligentes en Edeeste para la gestión y monitoreo del consumo de los clientes, con el cual se pueda disminuir los niveles de pérdidas de un 36% a menos del 10%, significa que la empresa estaría en un estado de auto-sostenibilidad financiera, podría suministrar el 100% de la demanda, acabar con los históricos apagones y brindar un servicio eléctrico de calidad dentro de área de concesión.

Esto tendía un gran impacto para el desarrollo del país, porque tendíamos un suministro eléctrico más eficiente y por ende, aumentaría la competitividad del sector productivo de la región, contribuiría con el aumento de la seguridad, movilidad y nivel de vida de la ciudadanía.

1.2 Alcance de la investigación.

La aplicación del programa será en el área de concesión de la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este, Edeeste, con límite en el área de influencia de la sud-estación El Brisal, pero podría ser aplicado a las distribuidoras Edesur y Edenorte que presentan condiciones similares en el suministro eléctrico.

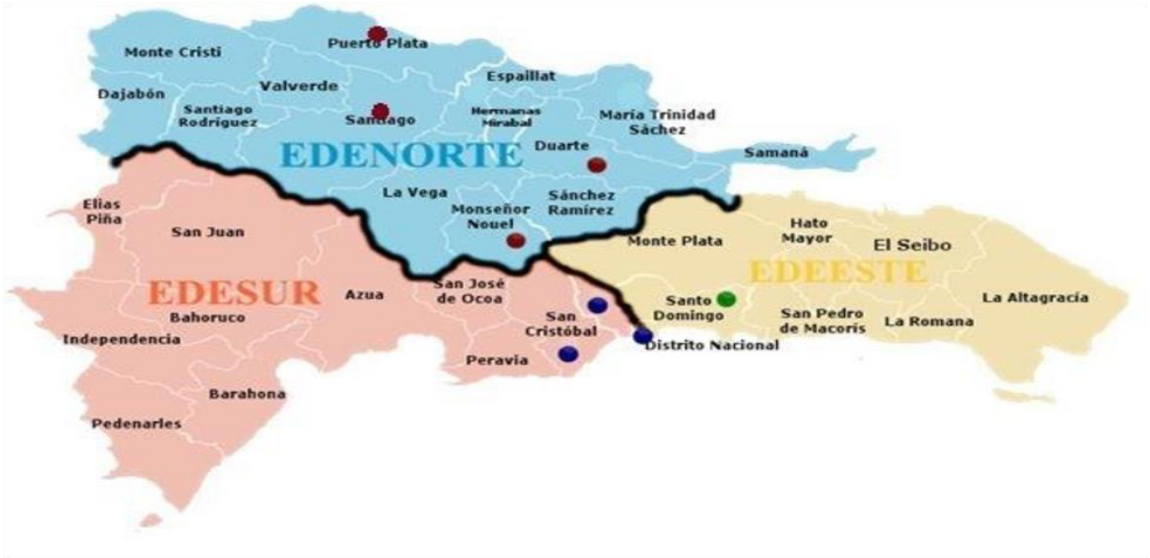


Figura 1-1: Área de concesión de las empresas Distribuidoras. [19]

Fuente: CDEEE, Informe final EIA, Sep. 2015

Figura 1-2: Información técnica y de infraestructura de Edeeste. [19]

Fuente: CDEEE, Informe final EIA, Sep. 2015

1.3 Hipótesis y objetivos

A continuación se expondrán las hipótesis en las que se sustenta esta investigación y los principales objetivos para la consecución de la misma.

1.3.1 Hipótesis

Si implementamos un programa de reducción de pérdidas basados en redes inteligentes (Smart grid) podremos gestionar y lograr bajar las pérdidas de un 36%, que se encuentran actualmente, a menos de un 10%. Esto le permitirá a la empresa Edeeste incrementar su facturación en más de US$ 225 MM anuales y lograr la auto sostenibilidad financiera, terminar con las interrupciones programadas del suministro o gestión de demanda y brindar un mejor servicio a la población.

Mediante esta infraestructura de medición avanzada se logrará realizar los balances energéticos de forma automática en los diferentes niveles de la red, determinar focos de pérdidas, implementar una facturación automatizada y precisa del consumo, realizar las conexiones y desconexiones por falta de pagos de forma automática, detección temprana de averías, monitorear la calidad del servicio e implementar una facturación prepago de la electricidad.

1.3.2 Objeto de la investigación

El objeto de esta investigación es la sub-estación El Brisal de la empresa Edeeste, ubicada en el sector El Brisal, Santo Domingo Este, la cual consta de un transformador de potencia de 40-50 MVA, 138/12.5 kV, con 6 circuitos de alimentación y 25,593 clientes.

1.3.3 Campo de la investigación

El campo de esta investigación lo constituyen los puntos de medición de los suministros de los clientes, sub-estación, circuitos alimentadores, segmentos de circuitos y transformadores de distribución; en donde hay que registrar los consumos para la correcta administración y control de la energía suministrada.

1.3.4 Necesidad

Este programa tiene una necesidad imperiosa de ser aplicado, dada su relevancia en la solución del problema energético del país, cual es de interés nacional y está enmarcado en la estrategia nacional de desarrollo.

Según el artículo publicado [Alexander Peña - 28 de Julio de 2015 - 6:00 pm] Uno de los principales hándicaps competitivos de República Dominicana a nivel regional radica en las pérdidas e ineficiencias que presenta su sector eléctrico, a la luz de las estadísticas oficiales y la situación financiera de las empresas distribuidoras de electricidad en manos del Estado.

Un artículo publicado por el Centro Regional de Estrategias Económicas Sostenibles (CREES) señala que en el período 2009-2013 las pérdidas del sistema eléctrico local se situaron en un 34.6% de la energía comprada por las distribuidoras, mientras que en Centroamérica el promedio fue de 16.6%; es decir, dos veces menos.

Según los datos de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE), a agosto del 2014 un 10.5% de las pérdidas que lastran las finanzas de las EDES son consideradas técnicas, y el 22.1% comerciales. [20]

1.3.5 Escalabilidad

Aunque se toma como modelo una sub-estación, el programa puede ser extendido a las demás sub-estaciones de la empresa Edeeste utilizando la misma infraestructura tecnológica, e incluso, puede aplicarse a las empresas distribuidoras Edesur y Edenorte, que tienen realidades similares.

1.3.6 Novedad

Su novedad está enmarcada en el diseño y la aplicación de una metodología de gestión de pérdidas en el área de distribución utilizando nuevas tecnologías que no han sido implementadas en nuestro país para la solución de un problemática social, que no ha tenido solución a lo largo de muchos años.

1.3.7 Impacto

Tiene gran impacto en el área económica y social de la población dominicana, dada la importancia y el gran componente de la energía eléctrica en los costos de producción y bienestar de la sociedad. La solución del problema energético del país fomentaría la producción y la productividad.

1.3.8 Sostenibilidad y rentabilidad

El programa será sostenible en el tiempo ya que plantea una renovación de la infraestructura de la red, incorporándole inteligencia. Los equipos y componentes empleados están llamados a una dinámica de monitoreo y control que asegure la prevención y detección temprana de averías, sobrecargas, mejor gestión y aprovechamiento de los recursos, que derivan en reducción de costos de operación. Además de facilitar un incremento en la facturación mensual de la empresa por concepto de reducción de pérdidas energéticas.

1.3.9 Opiniones de expertos

La problemática de las pérdidas de energía viene desde hace muchos años atrás, diría que con la cultura del no pago, la falta de adecuadas regulaciones, pocas inversiones en el sector, intereses políticos- económicos, elevado costo de generación y una escasa educación de los consumidores del servicio.

La distribuidora Edeeste posee una gran parte de sus circuitos con un suministro de energía eléctrica deficiente e inestable, donde se producen pérdidas técnicas por el deterioro de las redes y no técnicas por el hurto de la energía. La empresa dedica grandes recursos y esfuerzos para desarrollar planes a fin de combatir y minimizar esta enorme y compleja problemática.

Es importante reducir las pérdidas eléctricas a niveles aceptables, ya que permitiría un mayor flujo de caja, se destinarían más recursos para optimizar las redes eléctricas existentes, fomentando el desarrollo de nuevos proyectos.

Asimismo, se vería incrementada la satisfacción de la demanda, aumentada la eficiencia y desempeño del servicio, disminuyendo los subsidios del gobierno, mejoraría el desarrollo productivo y la calidad de vida de nuestros clientes.

Entre las principales causas de las pérdidas eléctricas podemos señalar el deterioro de las redes, la facilidad en que los clientes se pueden reconectar ilegalmente, el hurto de la energía (fraude), poca inversión en materiales y tecnologías.

Para enfrentar esta problemática, se debe hacer un plan estratégico integral a corto, mediano y largo plazo, donde participen los verdaderos responsables de los sectores involucrados, que contenga un enfoque global, cubriendo todos los ejes relacionados al negocio, tales como:

1. Diseñar un agresivo programa de reducción de pérdidas.
2. Crear las condiciones para incrementar la inversión en proyectos que permitan la innovación, la sostenibilidad, la eficiencia y la rentabilidad.
3. Establecer mayores controles financieros, técnicos y administrativos en la empresa distribuidora.
4. Crear condiciones para disminuir el costo de generación de la energía (diversificación de la matriz energética).
5. Revisión sistemática y objetiva de las tarifas.
6. Crear mecanismos legales más efectivos contra el hurto de la energía.
7. Ampliar la posibilidad en la implementación de energía renovable.
8. Entre otros

En tal sentido, la solución de la problemática del sector eléctrico debe estar enfocada en los siguientes ejes:

a) Rehabilitando las redes deterioradas, colocando medidores a los usuarios del servicio que están conectados de forma directa, aumentando la continuidad del servicio, mejorando los niveles de voltaje, ampliando la captación de clientes y mejorando la cobrabilidad.
b) Segmentar por zonas, subestaciones, circuitos o localidades.
c) Implementando plataforma inteligente de gestión y utilizando balances de energía.

d) Utilizar la tecnología como herramienta para la reducción de pérdidas y como soporte comercial.
e) Utilizar materiales de óptima calidad en las adecuaciones de las instalaciones eléctricas.
f) Reclutar un equipo técnico y administrativo especializado y de alto rendimiento.
g) Crear incentivos por logros de objetivos a los empleados y contratistas.
h) Propiciar un correcto mantenimiento preventivo en las instalaciones existentes, así como un estricto seguimiento en todos los proyectos en ejecución.

Considero que la problemática tiene solución a mediano y largo plazo, si se mantiene la visión enfocada en la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, en un Programa de Reducción de Pérdidas sostenible, y la integración de todos los sectores afines que puede ser a través de un Pacto Eléctrico.

Luis Martínez
Gerente de Gestión de la Medida, Edeeste.

Las pérdidas de energía y su impacto en el déficit eléctrico:

"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.

¿Cuánto es el monto del déficit de las empresas distribuidoras por concepto de las pérdidas? 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 alcanzando.

¿Son los clientes de las distribuidoras morosos o mala paga?

Las cifras demuestran que no, ya que las cobranzas en febrero del 2014 promediaron un 98% y en los últimos años han estado por encima de 85%. Esto se traduce como una muy alta propensión al pago, donde casi la totalidad de las personas que recibieron una factura eléctrica la pagaron de alguna u otra forma. Queda evidenciado que el gran reto para reducir las pérdidas no técnicas está en aumentar la facturación convirtiendo la mayor cantidad de consumidores en clientes.

Indudablemente, todos debemos contribuir para que las empresas distribuidoras sean rentables. Es un reto que nos involucra a todos y especialmente a las autoridades que dirigen esas empresas, quienes deberán seguir fortaleciendo los aspectos gerenciales, técnicos, comerciales y su vinculación social con la población, de suerte tal que continúen reduciendo drásticamente las pérdidas de energía". [21]

Milton Morrison,

Vicepresidente Ejecutivo de la ADIE.

1.3.10 Objetivo general

Implementar un sistema de smart grid para reducir los niveles de pérdidas de energía en la sub-estación El Brisal de la Empresa Distribuidora Edeeste desde un 62.25% hasta un 9.77% en un periodo de 18 meses, lo que representaría un incremento en la facturación de 11.93 GWh/mes y un aporte monetario adicional para la empresa de US$ 2 MM mensuales.

1.3.11 Objetivos específicos

Los objetivos específicos serán determinados mediante el empleo del Sistema Marco Lógico en el apartado 1.5.

1.4 Metodología seguida durante la investigación

Para cumplir con los objetivos planteados, desarrollaremos una metodología de trabajo consistente en recopilar y examinar la información, relacionada al desarrollo de nuestra investigación. El plan de trabajo seguido en esta metodología desde el inicio de la investigación hasta la conformación de esta memoria, está basado en el método científico y aplicación del Sistema Marco Lógico y se puede dividir en cuatro fases:

- **Primera fase**: Identificación de la situación problémica y planteamiento de objetivos.
- **Segunda fase:** Estudio sobre el estado del arte en relación con nuestro objeto de investigación.
- **Tercera fase**: Desarrollo de la investigación. En esta fase se incluye, una recopilación de información sobre el tema a desarrollar.
- **Cuarta fase**: Conformación del documento final.

1.5 Sistema Marco Lógico (SML) aplicado a nuestro proyecto

1.5.1 Mapa conceptual SML aplicado al proyecto

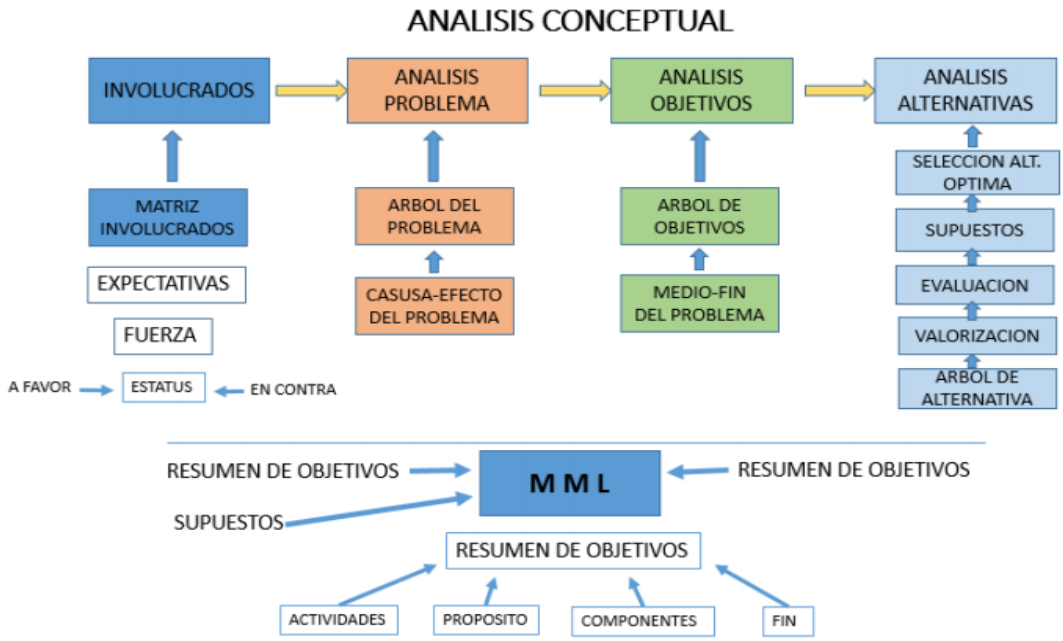


Figura 1-3: Mapa conceptual del SML [22]

Fuente: W. Peña, Evaluación CEPEM, Abril 2017

1.5.2 Identificación de los involucrados en el proyecto

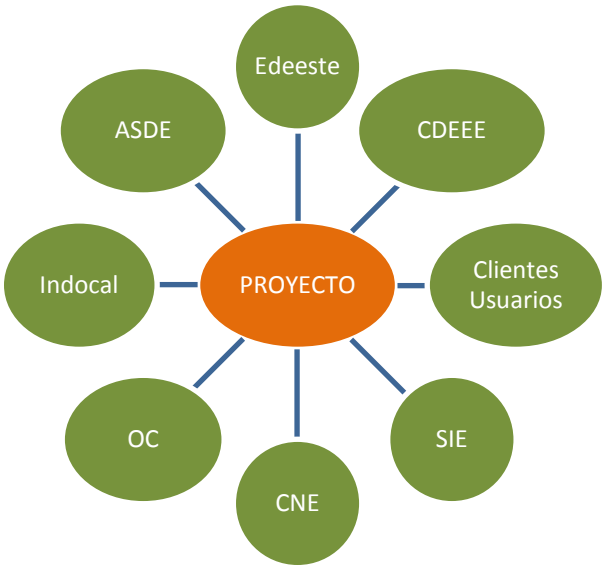


Figura 1-4: Identificación de los involucrados

Fuente: Los autores.

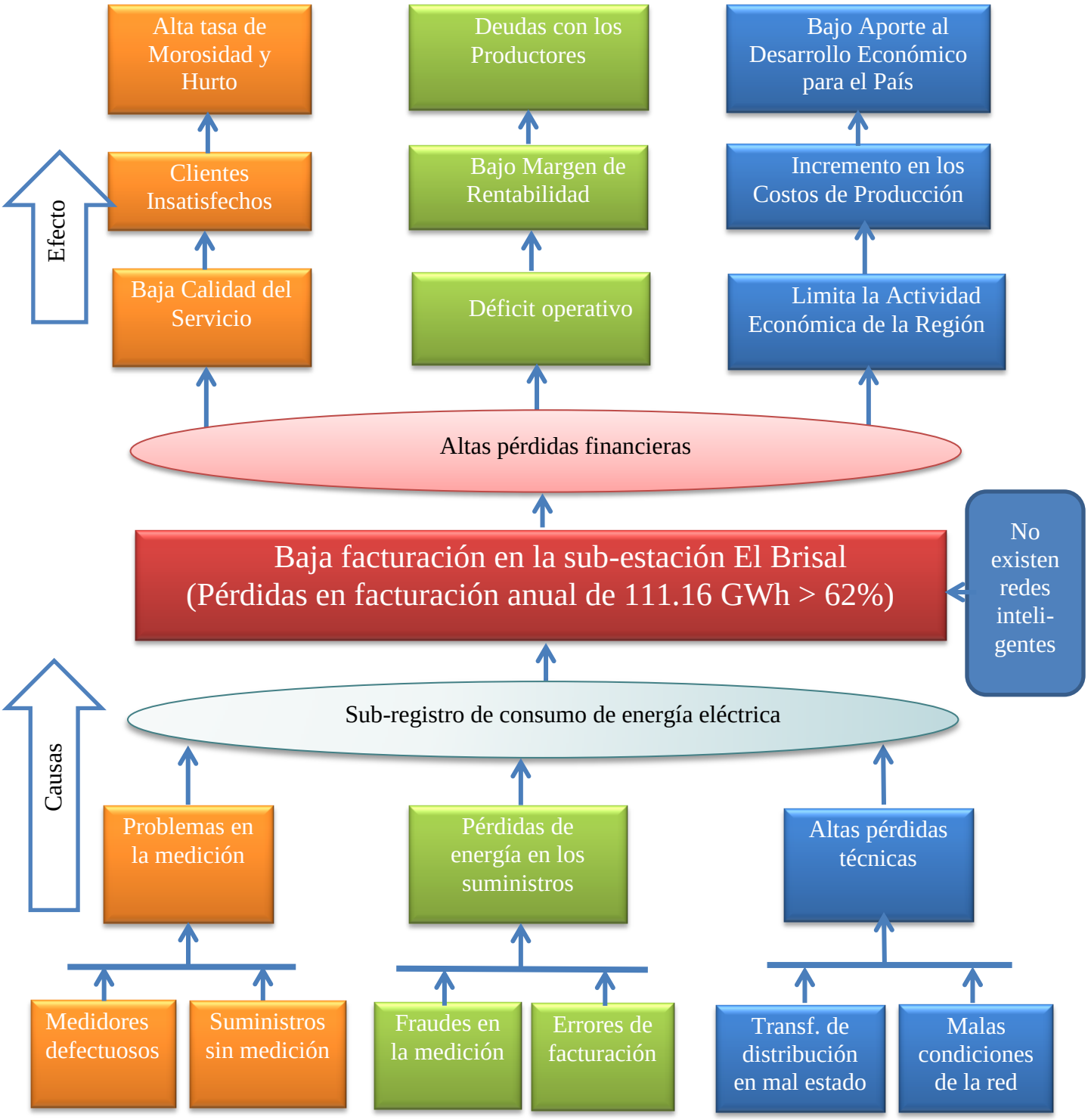
Tabla I: Posición de los involucrados

INVOLUCRADOS	EXPECTATIVA	FUERZA	RESULTADO	POSICIÓN
EDEESTE	5	5	25	A favor
CDEEE	5	5	25	A favor
Clientes usuarios finales	5	3	15	A favor
SIE	5	4	20	A favor
CNE	5	4	20	A favor
OC	4	2	8	A favor
INDOCAL	2	2	4	A favor

1.5.3 Análisis del problema

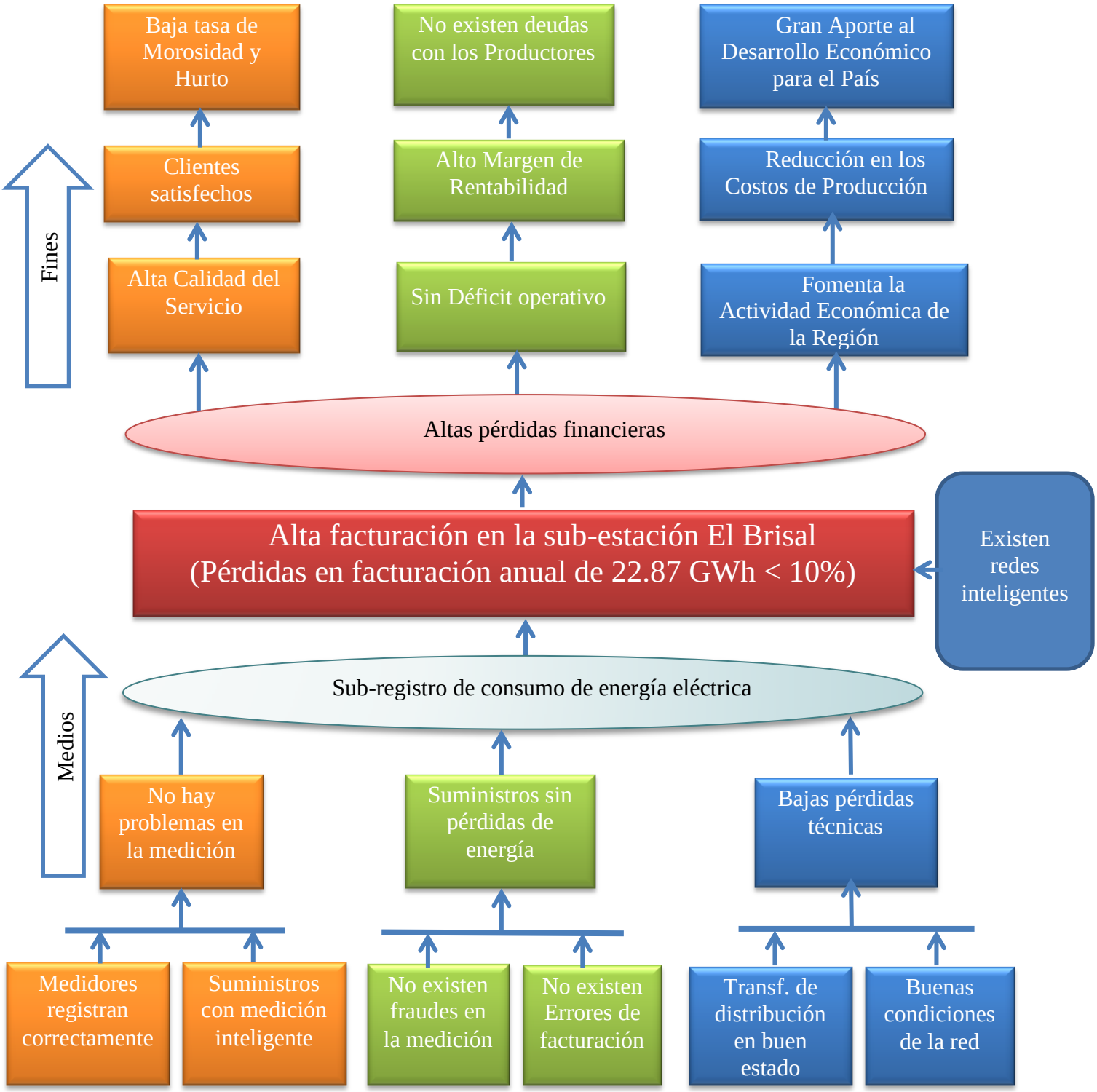
Para la validación del problema se elabora el árbol del problema que servirá de base para la realización de la Matriz del Marco Lógico.

Árbol del Problema



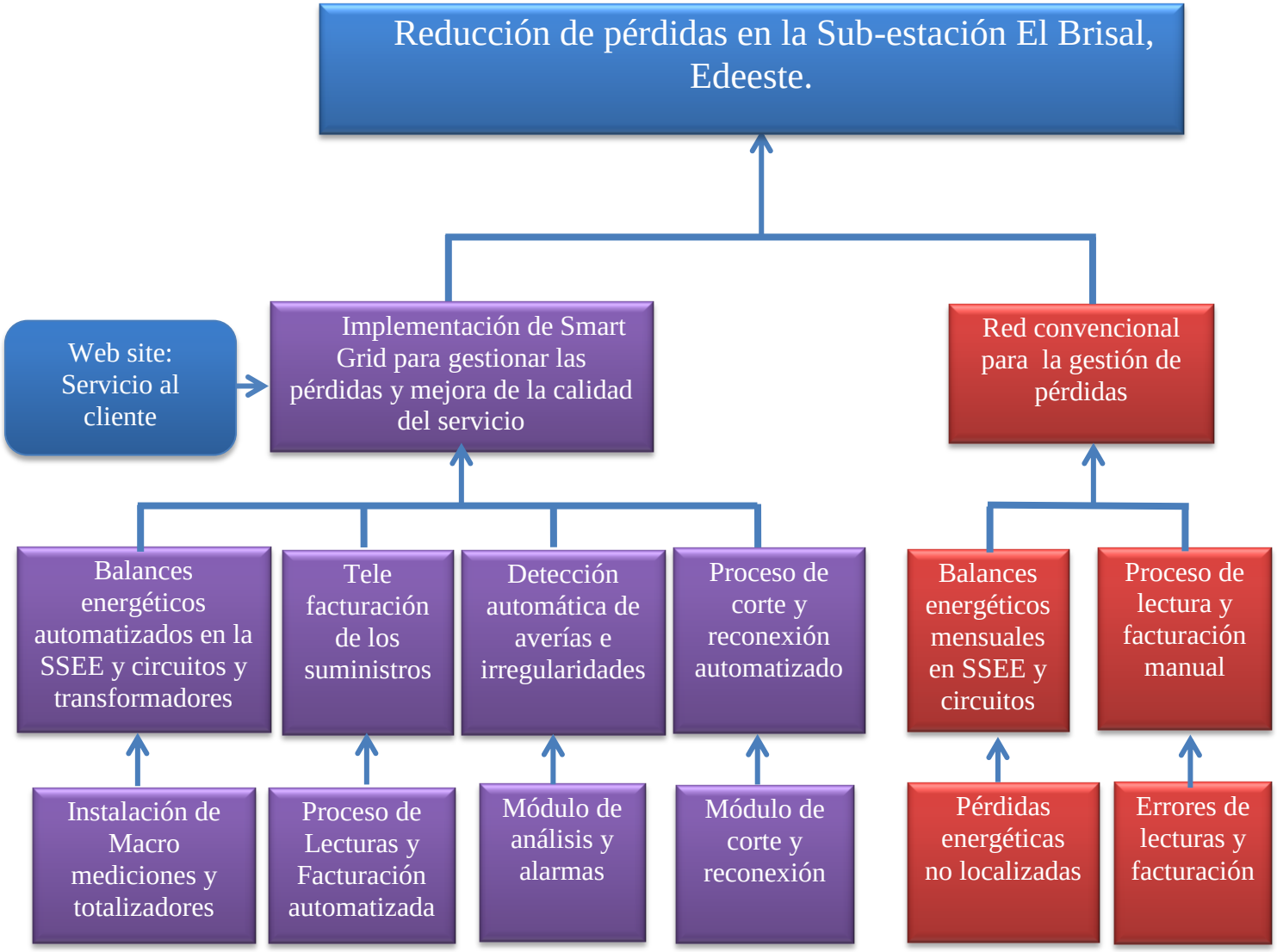
1.5.4 Determinación de los Objetivos

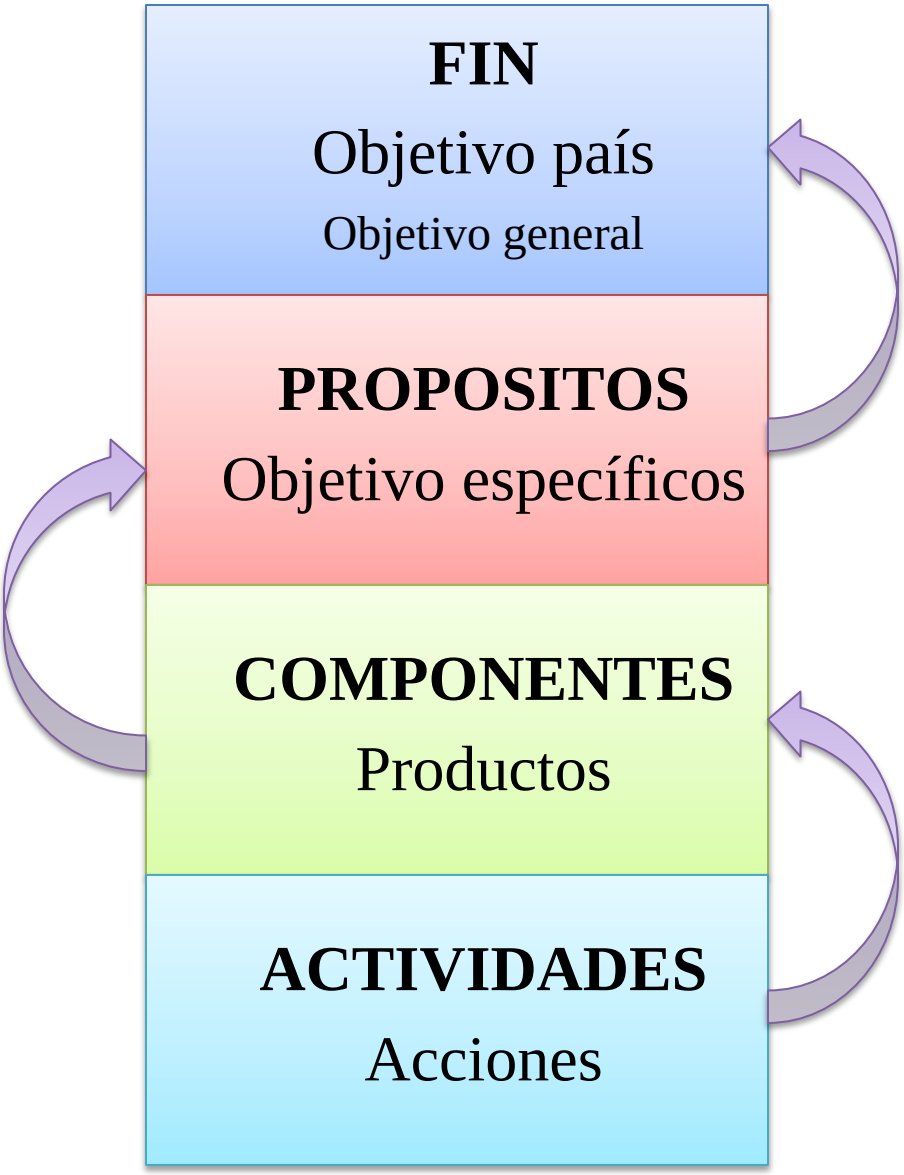
Árbol de Objetivos



1.5.5 Identificación de las Alternativas

Árbol de Alternativas



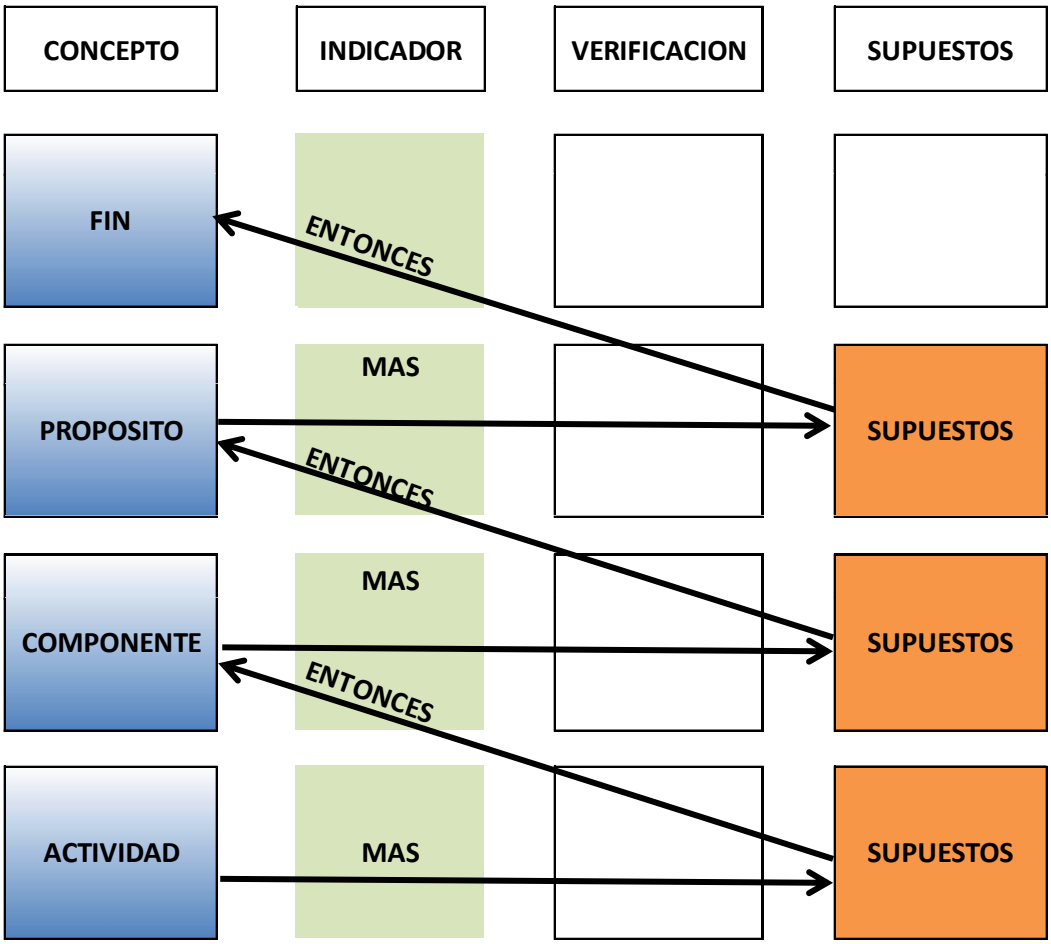

FIN
Objetivo país
Objetivo general
PROPOSITOS
Objetivo específicos
COMPONENTES
Productos
ACTIVIDADES
Acciones

FIN
Objetivo país
Contribuimos al logro.
PROPOSITOS
Objetivo parciales
Si conseguimos…
Alcanzaremos…
RESULTADOS
Objetivos Específicos
Si logramos…
Obtendremos…
ACCIONES
Productos
Si desarrollamos las…
Habremos logrado las
TAREAS
Acciones
Si llevamos a cabo las…

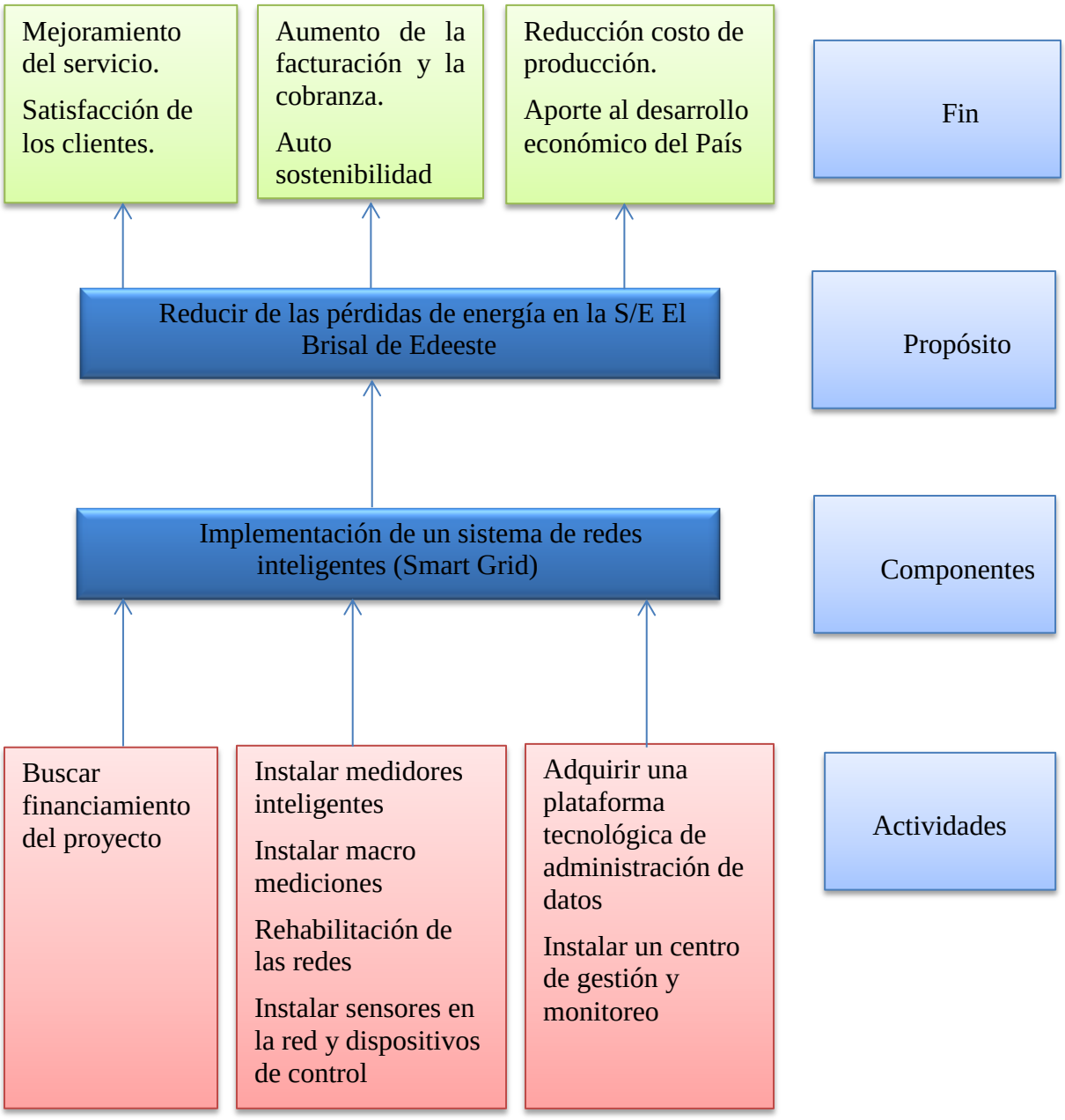
Tabla II: Objetivos resultantes del Sistema Marco Lógico (SML)

FIN **Objetivo País** **Objetivo General**	Lograr la reducción de las pérdidas en la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este.
PROPOSITO **Objetivos** **Específicos**	1- Mejorar le efectividad en la facturación y cobranza 2- Optimizar costos operativos 3-Mejorar márgenes de rentabilidad 4-Incrementar la calidad del servicio
COMPONENTE **Producto**	1- Pérdidas no técnicas controladas 2- Pérdidas técnicas reducidas en transformadores y redes de distribución 3-Sistema de red inteligente implementado 4-Infraestructurra de red mejorada
ACTIVIDADES **Acciones**	1- Instalar medidores inteligentes (Tele medición, conexión y desconexión a distancia) en los suministros y puntos de medición de los circuitos 2- Instalar sistema de macro medición y totalizadores 3- Adquirir la plataforma tecnológica para la gestión del sistema 4- Adecuar la red de media tensión 5- Rehabilitar red de baja tensión 6- Normalizar las acometidas de los clientes para reducir su vulnerabilidad 7- Instalar un centro de gestión y monitoreo 8- Instalar sensores en la red y dispositivos de control

Contribución encadenada de objetivos



1.5.6 Estructura analítica del proyecto



1.5.7 Matiz de Marco Lógico

Tabla III: Matriz Marco Lógico.

	ESTRUCTURA DE LA MATRIZ DE MARCO LOGICO			
	Resumen Narrativo de Objetivos	Indicadores Verificables Objetivamente	Medios de Verificación	Supuestos
FIN	-Alta calidad del servicio. -Satisfacción de los Clientes	-Aumento de las ventas de energía y alto margen de rentabilidad. -Eficiencia competitiva.	-Encuesta de satisfacción del cliente. -Indicadores de desempeño de Edeeste.	-Aporte al desarrollo del país mediante un servicio eléctrico confiable y a precio razonable
PROPOSITO	-Reducción de las pérdidas de energía -Mejoramiento del servicio eléctrico	-Reducción de costos operativos	-Indicador de pérdidas e -Indicador de cobranza. -Subsidio aportado por el estado.	-Aumento del CRI -Auto sostenibilidad financiera
COMPONENTES	-Sistema de Smart Grid implementado	-Reducción de generación de órdenes de servicios. -Reducción cantidad de averías y el tiempo de la avería -Reducción de las reclamaciones	-Encuestas empleados de la empresa -Indicadores de calidad del servicio (SIFI y SIDI)	-Disminución de las penalidades por parte de la SIE -Automatización de los procesos
ACTIVIDADES	-Adquirir una plataforma tecnológica de administración de datos -Instalar un centro de gestión y monitoreo	-Inversión de US$ 57,547,786.44 en el Proyecto	-Presupuesto	-Infraestructura de medición avanzada
	-Instalar medidores inteligentes y macro mediciones -Rehabilitar redes de distribución -Instalar sensores en la red y dispositivos de control		-Auditoría	-Mejoramiento de la red de distribución -Reducción de averías e interrupciones del suministro Reducción en la cantidad de transformadores quemados

PARTE II

ESTADO DEL ARTE DE SMART GRID

Capítulo 2.
Smart Grid Conceptos y Aplicaciones

2.1 Generalidades de Smart Grid

Hay cuatro generalidades básicas que se deben tomar en cuenta para la aplicación de una red inteligente en una empresa de distribución que son:

I. Sistema de información geográfica: Es vital que la empresa tenga georreferenciado de manera correcta los datos de clientes, transformadores, etc. No vale la pena tener un sistema automatizado que se alimente de una base de datos que contenga errores o que no esté actualizada, ello podría provocar serios problemas a la empresa por lo que éste debe ser el primer paso a implementar o corregir.

II. Infraestructura de medición avanzada: Esta es parte esencial de la implementación de la red inteligente ya que de la infraestructura de medición avanzada a través de medidores inteligentes es que alimentaremos nuestro sistema. Estos medidores deben ser capaces de permitir conexiones y desconexiones remotas, poder visualizar a través de la data perfiles de carga e instrumentación, entre otras variables.

III. Sistema de distribución de gestión: con este se busca dar respuesta a la demanda en base a los equipos eléctricos que los clientes decidan conectar con el medidor inteligente. El fin es mejorar las operaciones de los sistemas de distribución por los usuarios del mismo. "El Smart Meter puede usar una red ZigBee que se encargará de comunicar a los aparatos domésticos, y el tablero de instrumentos tendrá automatizados los controles de sus operaciones". [15]

IV. Automatización de la distribución: "Esta etapa se encarga de la supervisión, el control y las funciones de comunicación situados en el alimentador, dentro del diseño se encuentra en las áreas de protección y de conmutación (suelen estar en el mismo dispositivo)". [15]

[EIA 2011] "Una red inteligente es una red eléctrica que utiliza tecnologías digitales y otras tecnologías avanzadas para supervisar y gestionar el transporte de electricidad de todas las fuentes de generación para satisfacer las diversas necesidades de electricidad de los usuarios finales. Las redes inteligentes coordinan las necesidades y capacidades de todos los generadores, operadores de la red, usuarios finales y partes interesadas del mercado de la electricidad para operar todas las partes del sistema lo más eficientemente posible, minimizando los costos y los impactos ambientales, maximizando la fiabilidad y estabilidad".

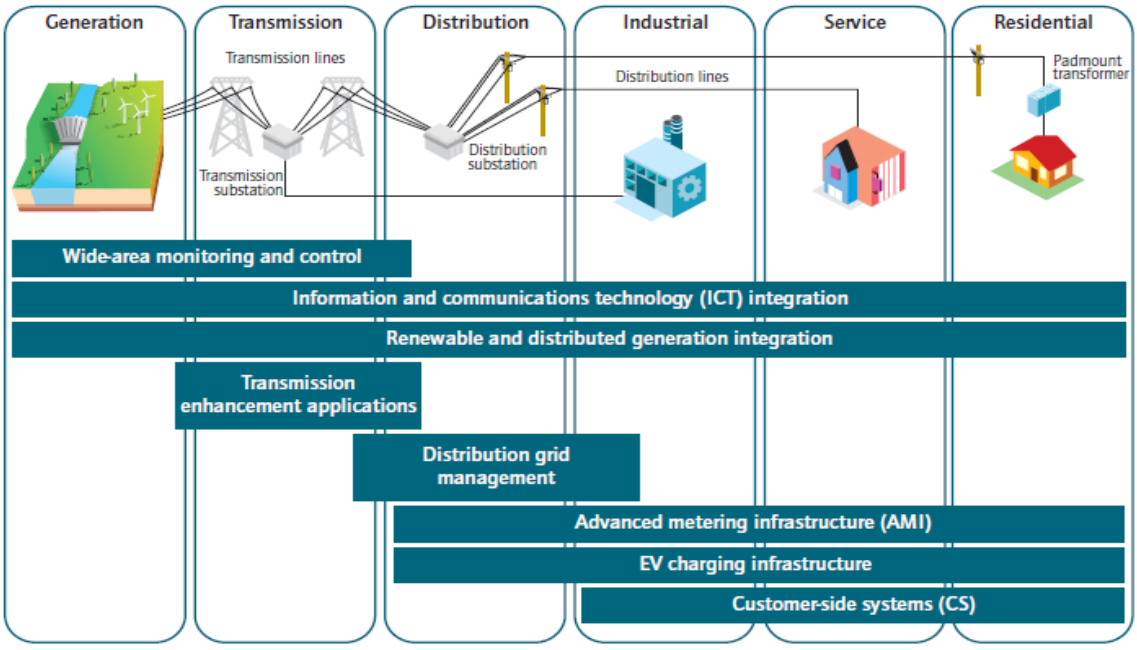


Figura 2-1: Áreas de aplicación de las tecnologías Smart grid. Fuente: EIA 2011. [11]

Tabla IV: Tecnologías Smart grid.

Área de Tecnología	*Hardware*	*Sistemas y Software*
Gestión red de distribución	Recloser Automático, Interruptores y capacitores, Generación distribuida controlada remotamente y almacenamiento, sensores de transformador, alambres y sensores de cale.	Sistema de información geográfica(GIS), Sistema de gestión de la distribución (DMS), Sistema de manejo de interrupciones(OMS), Sistema de gestión personal(WMS)
Infraestructura avanzada de medición	Medidor inteligente, displays en el hogar, servidores, relés	Sistema de manejo de data de los medidores(MDMS)
Infraestructura eléctrica de carga de vehículos	Infraestructura de carga, baterias, inversores	Factura de energía, metodologías para carga y descarga de vehículos a la red utilizando redes inteligentes
Sistema del lado del cliente	Dispositivos inteligentes, enrutadores, displays en casa, sistema de automatización de edificios, acumuladores térmicos, termostatos inteligentes	Panel de instrumentos de energía, sistemas de manejo de energía, aplicaciones de energía para telefonos inteligentes y tablets

Fuente: EIA 2011. [11]

Las tecnologías smart grid son redes eléctricas avanzadas que soportan la nueva generación de servicios interactivos de energía y comunicación para el cliente final. Las redes eléctricas deben estar activas, disponibles, interconectadas y acopladas con comunicaciones en tiempo real. [7]

La principal ventaja de la implementación de la red inteligente en términos de beneficios de utilidad incluye la reducción de las perturbaciones e interrupciones, pérdidas mínimas de energía, menor costo de mantenimiento y operación, menores emisiones de gases de efecto invernadero, mayor eficiencia energética; Aumento de la energía re-renovable a gran escala y la integración de generación distribuida.

La red de distribución conecta los medidores inteligentes y todos los dispositivos de campo, gestionándolos y controlándolos a través de una red de comunicaciones bidireccional inalámbrica o fija. También puede conectarse a instalaciones de

almacenamiento de energía y a recursos energéticos distribuidos alternativos a nivel de distribución. La figura 2-2 Arquitectura de la plataforma integrada de comunicaciones de red inteligente.

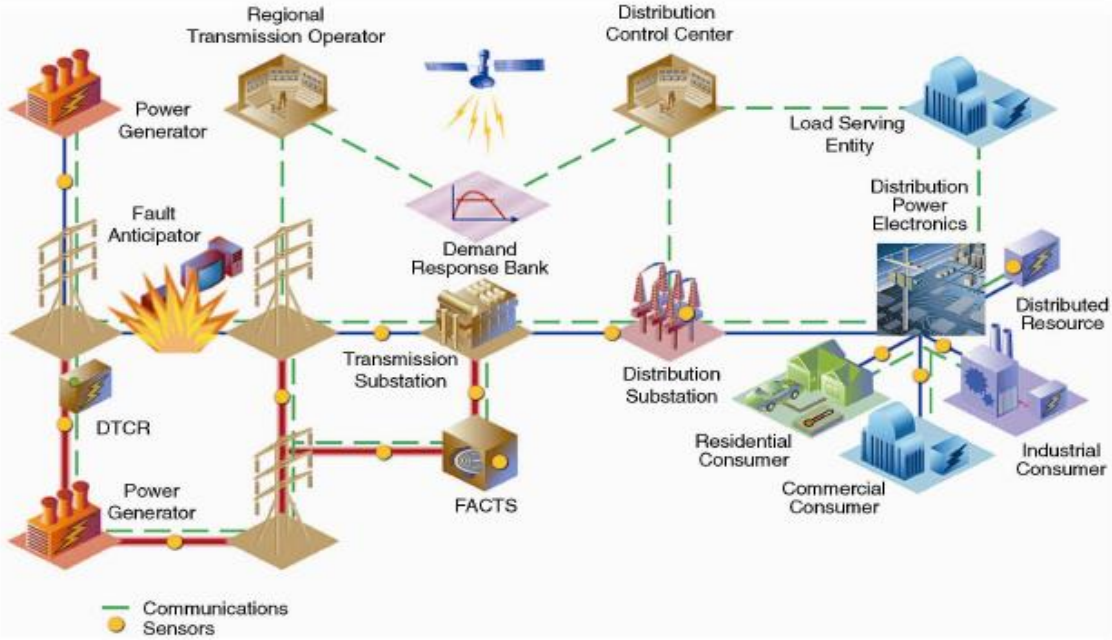


Figura 2-2: Arquitectura de la plataforma integrada de comunicaciones de red inteligente. [9]

Fuente: N. A. Hidayatullah, 2011.

Las tecnologías de redes inteligentes son la visión del futuro que aportan diversos beneficios a la sociedad para lograr el desarrollo energético sostenible. La principal ventaja de la implementación de la red inteligente en términos de beneficios de utilidad incluye la reducción de las perturbaciones y apagones; pérdidas de energía mínimas; menor costo de mantenimiento y operación; reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; mayor eficiencia energética; aumento de la energía renovable a gran escala y la integración de generación distribuida.

La principal característica de una smart grid es que permite la distribución de electricidad desde los proveedores hasta los consumidores, utilizando tecnología digital con el objetivo de ahorrar energía, reducir costos e incrementar la fiabilidad. [10]

La figura 2-3 muestra un esquema general de una red inteligente y los actores involucrados.

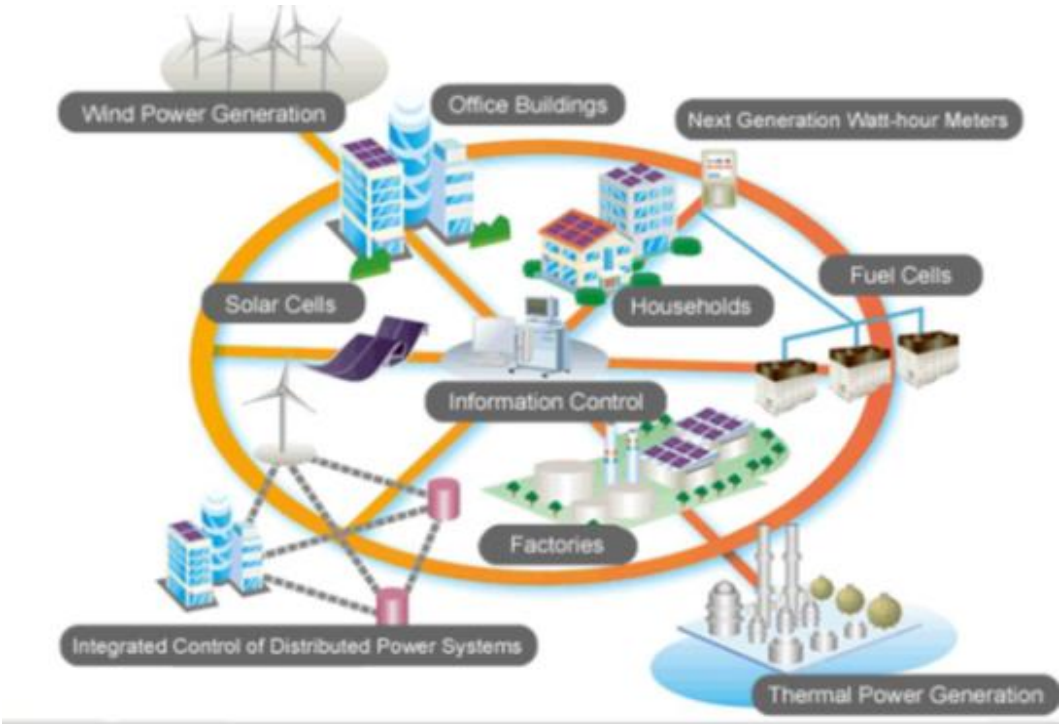


Figura 2-3: Esquema de una red inteligente. [10]

Fuente: B. M. Quintana, 2012.

Entre las principales ventajas de las redes inteligentes para las empresas distribuidores se pueden citar: Monitoreo el estado de la red en tiempo real para tomar acciones encaminada a incrementar el la vida útil de los componentes de la red. Disminución del tiempo de interrupciones. Detección temprana de averías adelantándose a los reclamos de los clientes y mejorando la calidad del servicio. Balance de energéticos permanente para determinar pérdidas de energía. Lecturas, cortes y reconexiones a distancia. Conocimiento del perfil de demanda de los clientes para mejor planificación del sistema de distribución. Gestión de la generación distribuida.

La figura 2-4 representa una red de distribución que suministra energía a los clientes. Las nuevas aplicaciones deben ser integradas con Sistemas de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) y restauración del flujo de energía distribuida (DPFR) para realizar comunicaciones en tiempo real. ADMS y DPFR requieren protocolos de comunicación como el IEC61850 entre redes distribuidas, operaciones y dominios de mercado para intercambiar datos para la facturación de medidores y el comercio de energía. [10]

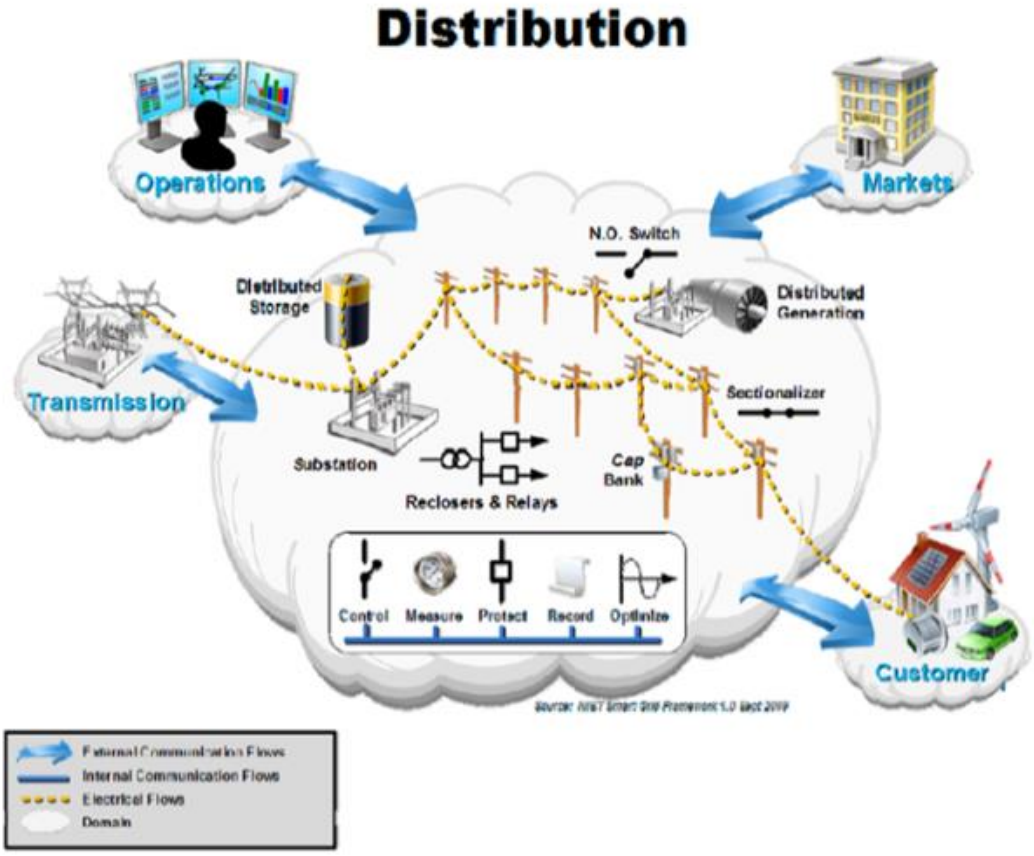


Figura 2-4: Control de Redes de Distribución. [7]

Fuente: J. R. Roncero, Junio 2008.

Los clientes de electricidad suelen estar divididos en áreas comerciales, industriales y residenciales. Estas áreas consumen la electricidad de diferentes maneras y esencialmente contribuyen a la eficiencia energética. La Figura 2-5 presenta las funcionalidades básicas de los clientes inteligentes, donde las utilidades están vinculadas a las infraestructuras de servicios energéticos (ESI). Como puente principal entre los usuarios finales y los sistemas de gestión de energía (EMS), ESI proporciona un portal WEB seguro para que los clientes puedan supervisar y controlar la generación distribuida, la facturación y el uso de energía en línea. Este marco requiere varios elementos importantes del EMS [12]:

- Electrodomésticos inteligentes y paneles de control
- Medidores inteligentes
- Infraestructura de medición avanzada
- Base de datos de medición

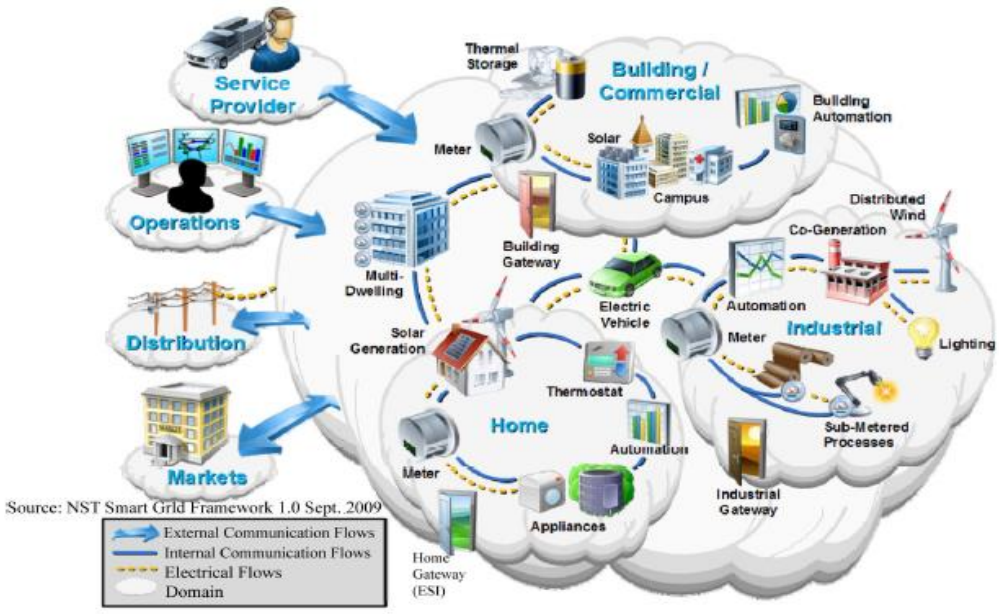


Figura 2-5: Dinámica de los clientes en Smart Grid. [13]

Fuente: Office of the National Coordinator for Smart Grid Inter-operability 2010.

La dinámica de operaciones asociado con la gestión general de la red, emplea el uso de sistemas de gestión de energía para asegurar que la red se vuelva confiable y eficiente en todo momento. El dominio de las operaciones emplea el modelo de referencia de interfaz IEC61968-1 para aplicaciones tales como [13]: Monitoreo de operación de la red, control local de área amplia y gestión de fallos, informes y estadísticas, cálculos y análisis, gestión de registros y archivos, mantenimiento y planificación operativa.

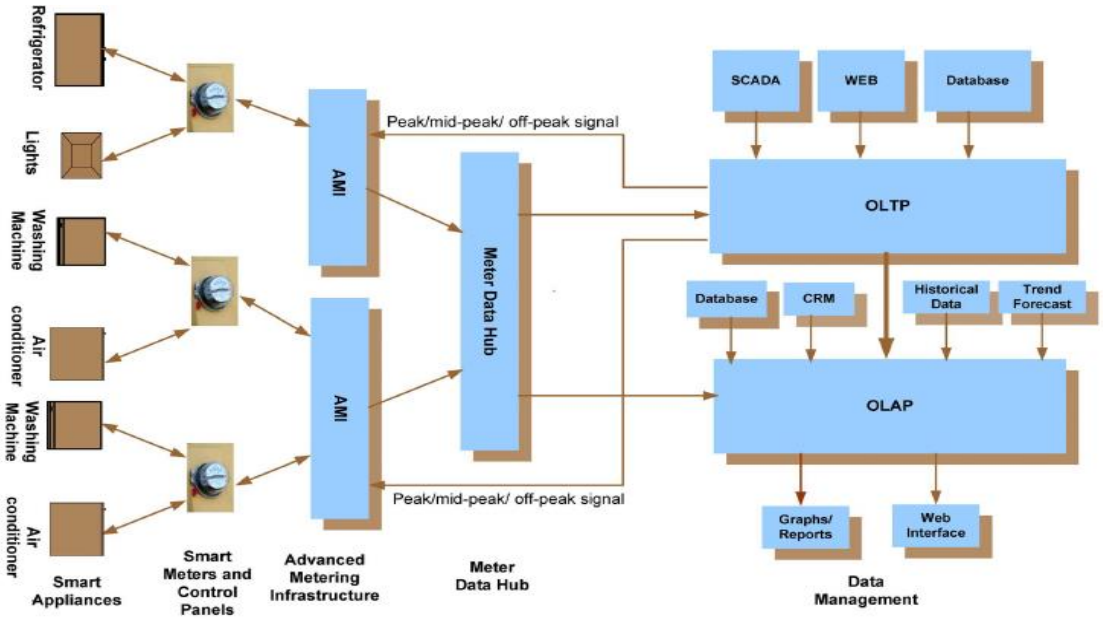


Figura 2-6: Sistema de gestión de energía en tiempo real. Fuente: D. Y. R. Nagesh 2010 [12]

Los clientes de la electricidad se dividen típicamente en áreas comerciales, industriales y residenciales. Estas áreas consumen electricidad de diferentes maneras y esencialmente contribuyen a la eficiencia energética. En la figura 2-7 se presentan las funcionalidades básicas de los clientes inteligentes, donde las empresas de servicios públicos están vinculadas a las infraestructuras de servicios energéticos.

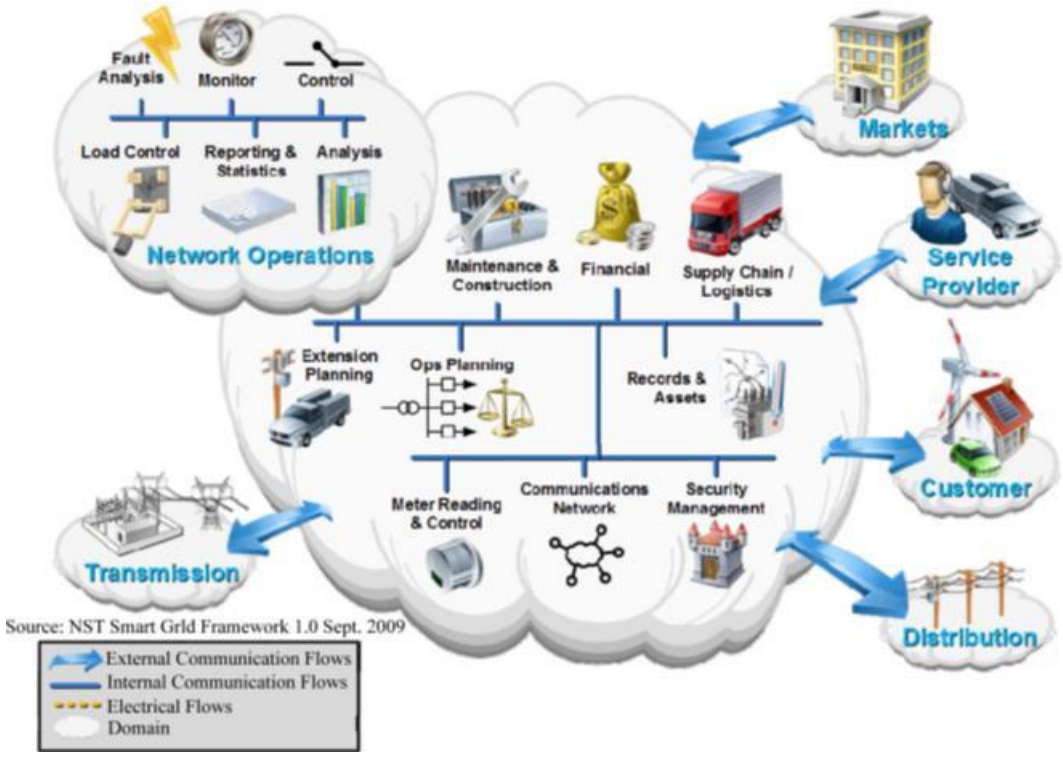


Figura 2-7: Operación dinámica de Smart Grid. [13]

Fuente: Office of the National Coordinator for Smart Grid Inter-operability 2010.

2.2 Requerimientos de infraestructura para las Smart Grid

[Calderón, 2012] Las áreas de operación trabajan en conjunto con el Sistema de Gestión de Distribución (SGD), con el Sistema de Adquisición, Supervisión y Control de Datos (SCADA), Con la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), con el Sistema de Gestión de Cortes (OMS), logrando así la Automatización de la Distribución (DA), como se muestra en la figura 2-8.

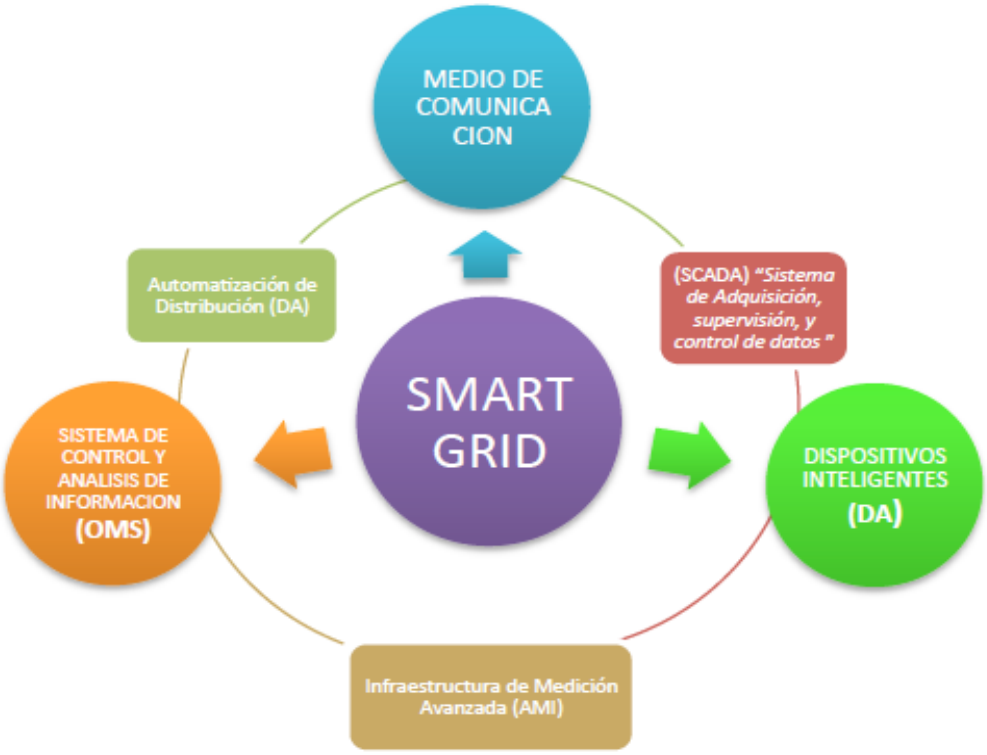


Figura 2-8: Smart Grid, niveles de infraestructura. [3]

Fuente: C. A. Calderón, 2012.

Se pueden agrupar en cinco tecnologías claves. Estas categorías son las siguientes: [10] Componentes avanzados, Métodos avanzados de control, Detección y medición, Interfaces mejoradas y apoyo a las decisiones, Comunicaciones integradas.

2.2.1 Componentes Avanzados

Desempeñan un papel activo en la determinación del comportamiento eléctrico de la red. Se pueden utilizar en aplicaciones independientes o conectadas entre sí para crear sistemas complejos tales como las micro redes. Estos componentes se basan en la investigación básica y desarrollo (I + D) en las ganancias de la electrónica de potencia, la superconductividad, los materiales, la química y la microelectrónica. [10]

Medium voltage static transfer switch (MV-STS)

[B. M. Quintana, 2012] "El interruptor de transferencia estática (STS) es un dispositivo eléctrico que permite la transferencia instantánea de energía a la carga. Esta rapidez de

conmutación significa que si una fuente de alimentación falla, el STS cambia a una segunda fuente de energía o de respaldo, tan rápido que la carga nunca reconoce quien realizó la transferencia.

Los STS está clasificado en: STS de baja tensión (tensiones de hasta 600V, corrientes en el rango de 200 amperios a 4.000 amperios) y STS de media tensión (tensiones entre 4,16 kV hasta los 34,5 kV). La acción rápida de STS para conmutar entre dos fuentes de alimentación es de 4 a 20 milisegundos, su uso se han incrementado últimamente para proteger cargas de gran tamaño e instalaciones completas, para perturbaciones eléctricas de corta duración. Estos utilizan dispositivos de estados sólido de potencia para la conmutación, ofreciendo rapidez y bajo mantenimiento en comparación con los conmutadores electromecánicos, que son demasiado lentos para la aplicación". La figura 2-9 muestra un Medium voltage static transfer switch para media tensión.

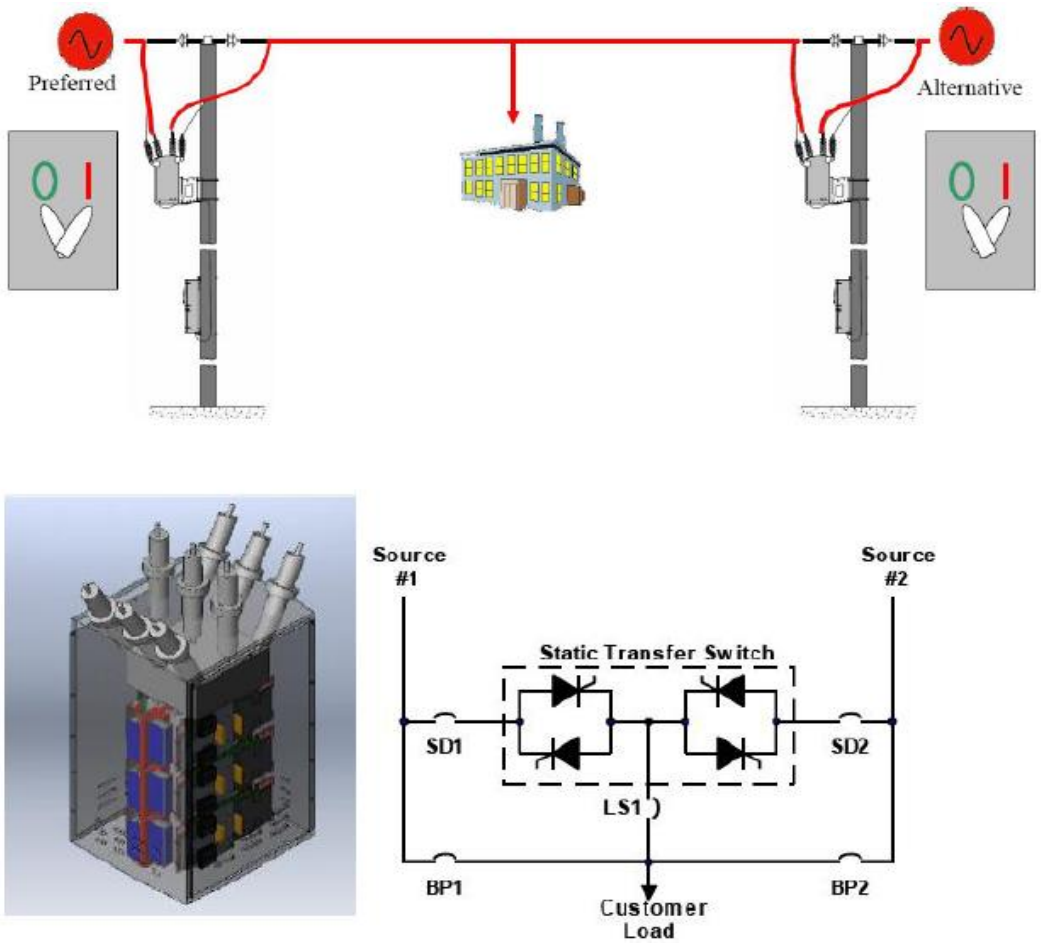


Figura 2-9: Esquema de un Medium Voltage Static Transfer Switch [10]

Fuente: B. M. Quintana, 2012

2.2.2 Meter Data Management

La implementación de un sistema de manejo de la data de medidores (MDMS) por las características que estos presentan y que este puede ser útil para no solo para empresas de electricidad sino que también para gas y agua.

Es un sistema modular que recopila, almacena y procesa los datos provenientes de los medidores, esta información puede ser utilizada por otras aplicaciones como son, facturación, control de perdidas, Servicio al cliente, gestión de cortes y calidad de energía.

Un MDMS solicita, almacena, valida y procesa la data ya sea de consumo, eventos y alarmas y las comparte con aplicaciones tales como sistemas de facturación.

En países con tarifas dinámicas el MDM le permite al cliente ahorrar energía permitiendo que estos desconecten equipos eléctricos en horas picos donde la tarifa eléctrica es más alta. En la figura 2-10 se muestra un Meter Data Management, cual es un componente clave de la infraestructura para una red inteligente que está capacitado para leer los contadores, validar los datos del medidor, y estimar los datos faltantes. Los MDM proporcionan almacenamiento a largo plazo y administración de la mayoría de los datos que se reciben de los dispositivos (AMI) o de lectura automática de medidores (AMR).

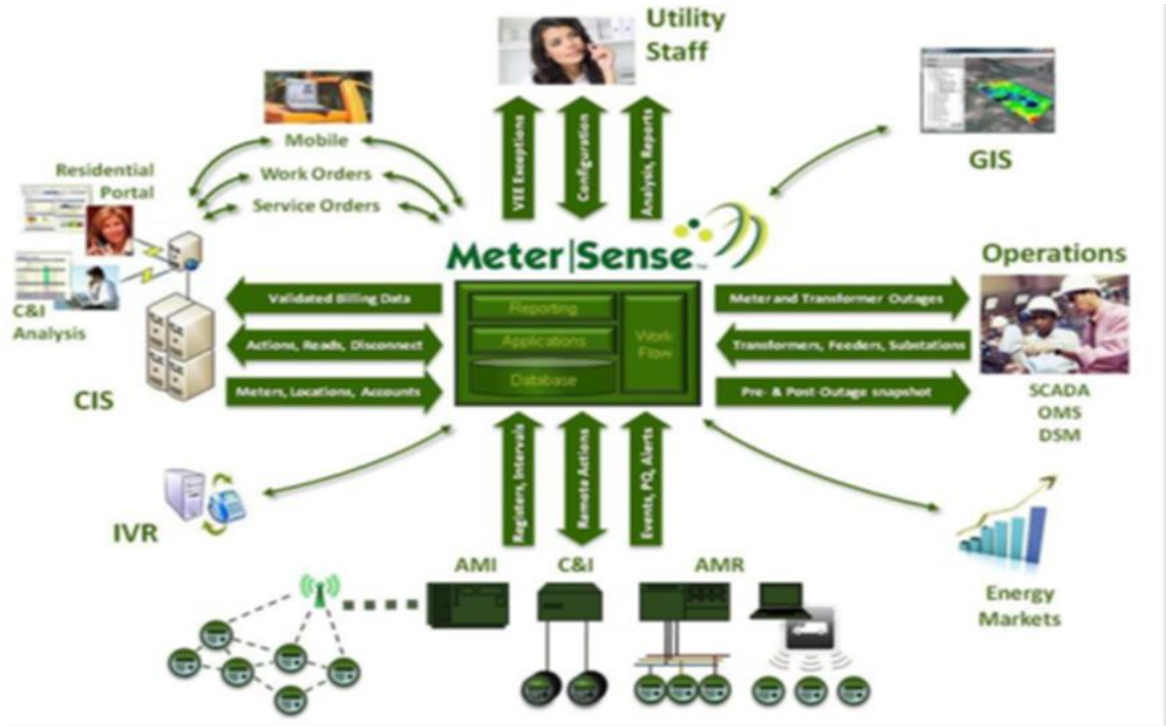


Figura 2-10: Meter Data Management (MDM) [10]

B. M. Quintana, 2012

Funciones principales de un MDM:

- Leer data en intervalo de 15 minutos
- Análisis de datos del medidor:
  - Perfiles de carga: Gráficos en líneas o barras
  - Visualización gráfica de las tendencias de los datos medidos: Energía acumulada, Potencia consumida por hora, valores instantáneos.
- Alarmas de Interrupciones y restablecimiento de energía
- Conexiones y desconexiones remotas (siempre que los medidores tengan el dispositivo de des-conectivo)
- Mantenimiento de sistema: Cuando hay nuevas instalaciones los medidores son automáticamente detectados y registrados.

- Interface con otros equipos: la vinculación con sistemas de facturación es posible. La interconexión con otros equipos es flexible.

2.2.3 Medidores Inteligentes

Los medidores inteligentes van mucho más allá de las funciones rudimentarias de un medidor eléctrico básico. Por encima de todo, la calidad distintiva de un medidor inteligente es apoyar la comunicación bidireccional con los proveedores de servicios públicos [8]. Esta es la clave que abre la puerta a todas las demás funciones inteligentes y sus beneficios. Los medidores inteligentes pueden proporcionar soporte para diagnósticos remotos, precios dinámicos, notificación de manipulación indebida, análisis de consumo, entre otras funcionalidades. [23]

2.2.4 Power Distribution Analysis Software

Está diseñado para estudiar y simular el comportamiento de las redes de distribución eléctrica bajo diferentes cargas y condiciones de operación. El paquete por lo general incluye varias funciones necesarias para la planificación de la red de distribución, explotación y análisis. Las funciones de análisis, como el flujo de carga en cortocircuito, y la optimización se puede realizar en la red de distribución equilibrada o desequilibrada. En la imagen de la figura 2-11 se observa la apariencia de un software para Power Distribution Analysis

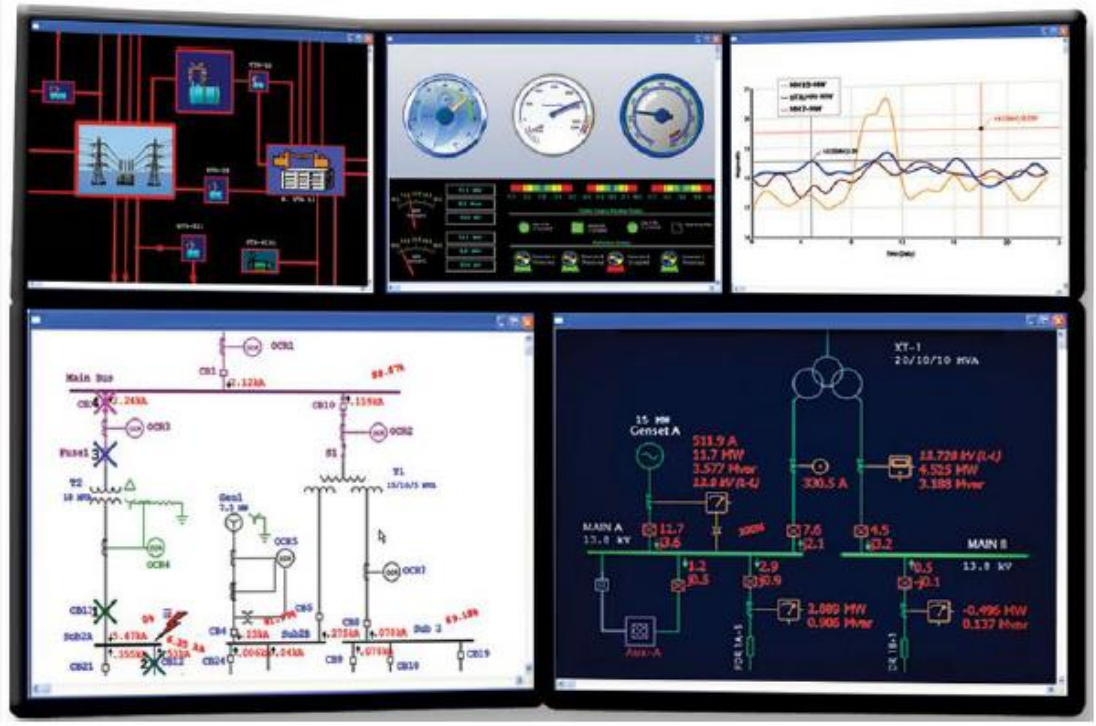


Figura 2-11: Power Distribution Analysis Software [10]

B. M. Quintana, 2012

2.3 Principales iniciativas de redes inteligentes por país

Uruguay: Las experiencias exitosas de redes inteligentes en Uruguay incluyen la cobertura a nivel nacional de una red de telecomunicaciones, la calidad del servicio, la telemedida para los generadores y grandes consumidores, así como el alumbrado público.

Panamá: La Secretaría Nacional de Energía de Panamá (SNE) tiene planificado llevar a cabo un estudio para adoptar redes inteligentes.

México: Las actividades de investigación y desarrollo relacionadas con redes inteligentes del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) incluyen una hoja de ruta de redes inteligentes desarrollada por la empresa estatal mexicana de servicios de electricidad, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), una integración a gran escala de energía renovable intermitente, un perfil IEC 61850 para las subestaciones de distribución de CFE, infraestructura de medición avanzada, sistemas de gestión de energía para el hogar,

un inversor fotovoltaico, definición y análisis de la operación de distribución e interoperabilidad semántica para la red inteligente de CFE.

Honduras: En 2012 se han instalado 40.000 contadores AMR y la meta para los próximos cinco años es alcanzar los 100.000. Este equipo constituirá una base modesta para la introducción de una red inteligente. Para complementar el equipo, se mejorará el sistema para la gestión de datos de contador, que se está integrando al sistema de gestión comercial. Además, se están introduciendo modificaciones al sistema de tarifas, lo que permitirá la adopción de redes inteligentes. La meta de estas acciones es promover la distribución de la generación a través de micro redes y la aplicación de mediciones netas.

Ecuador: El gobierno cuenta con dos iniciativas importantes en el campo de redes inteligentes. La primera es el proyecto Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE). Su objetivo principal es mejorar la gestión de las compañías de distribución a través de la estandarización, la introducción de tecnologías inteligentes como las TIC y la adopción de un modelo de información general. La primera fase prevé la mejora de los servicios eléctricos a 2,4 millones de usuarios, a través de la incorporación del Sistema de Gestión de Interrupciones (OMS, por sus siglas en inglés) y del Sistema de Gestión de Distribución (DMs, por sus siglas en inglés) de SCADA. El segundo proyecto, realizado por CENACE, la autoridad de despacho, está diseñado para mejorar la estabilidad de la red a través de la medida fasorial. También vale la pena mencionar que el programa de infraestructura de medición avanzada, implementado por la empresa eléctrica, en Guayaquil adoptó más de 20.000 contadores inteligentes.

Chile: Desarrolló el proyecto de la ciudad inteligente de Santiago, realizado por Chilectra, instaló 100 contadores inteligentes para consumidores residenciales en Santiago. El proyecto también incluye el control remoto y la automatización de redes de medio voltaje, soluciones de tecnología que permitan una demanda activa y alumbrado público eficiente.

Brasil: El Ministerio de Minas y Energía (MME) de Brasil ha establecido un grupo de trabajo para estudiar y planificar programas de redes inteligentes. El MME estableció que una infraestructura de redes inteligentes en Brasil reduciría las pérdidas técnicas y comerciales, mejoraría la calidad del suministro de energía y lograría la eficiencia energética. En 2011, la Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica (ABRADEE) realizó un análisis costo-beneficio en las áreas con contadores inteligentes, automatización, generación distribuida y vehículos eléctricos, TI y comunicaciones,

políticas públicas para la investigación y el desarrollo, fabricación de equipo, cadenas de suministro de servicios y la opinión del consumidor.

Estados Unidos: En 2011 se llevaron a cabo 152 proyectos de demostración y 60 proyectos de implementación en 45 estados. Instalados en todo el país 140,000 termostatos programables con comunicación (PCT, por sus siglas en inglés) y 5 millones de contadores inteligentes.

Canadá: En abril de 2004, Ontario anunció el despliegue de medidores inteligentes en todos los hogares y pequeñas empresas a finales de 2010. En 2010, el regulador de energía, Ontario Energy Board, fijó fechas obligatorias para la adopción de precios de tiempo de uso para los clientes con medidores inteligentes. A partir de diciembre de 2012, la instalación de medidores inteligentes se completa con 4,8 millones de medidores inteligentes instalados en la provincia y 4,5 millones de clientes en tiempos de uso (TOU). [24]

Italia: Desde 2000 a 2005, el Proyecto Telegestore invirtió 2.5 mil millones EUR para desplegar 31 millones de contadores inteligentes y más de 100,000 subestaciones automatizadas de distribución. En 2011, como resultado de un esfuerzo continuo posterior a las acciones del Proyecto Telegestore, se adjudicaron ocho proyectos financiados en base a tarifas para la gestión avanzada y automatización de redes. Se otorgaron 200 millones EUR para hacer demostraciones de la tecnología de redes inteligentes y modernizar la red en el sur de Italia (IEA 2011).

España: De 2007 a 2010, se invirtió 24 millones EUR en el Proyecto de redes inteligentes DENISE (Distribución Energética, Inteligente, Segura y Eficiente). En 2015 la empresa de servicios públicos Endesa desplegará la gestión de contadores automatizados para más de 13 millones de clientes, mientras que la empresa de servicios públicos Iberdrola instalará 10 millones (IEA 2011).

Alemania: En 2008 la Misión de la E-Energía (E-Energy Mission) invierte 60 millones EUR en los proyectos de redes inteligentes de eTelligence, EDeMa, MOMA, MEREGIO y RegModHarz.

Inglaterra: En 2009 se invirtió £500 millones para implementar redes inteligentes en cuatro ciudades.

Francia: En 2012 se comprometen 4 millones EUR para la tecnología de redes inteligentes y en 2007 el despliegue de más de 350.000 contadores inteligentes a través del Proyecto LINKY

India: Asociaciones iniciadas con Google y PowerMeter para, en el año 2009, implementar los contadores inteligentes de Google en las grandes ciudades como Mumbai y Delhi.

Japón: Promoción con las corporaciones privadas de la estandarización de redes inteligentes; proyectos de demostración para aumentar la energía solar en 10 islas. 2007 – Muchos sitios de demostración de micro redes en operación, incluyendo la ciudad de Ota. 2009 – Establecimiento de sitios de demostración de líneas de transmisión y generación de energía de próxima generación. A partir de 2013, Toshiba, la Tokyo Electric Corporation y la Tokyo Electric Power Company (TEPCO) trabajarán juntas para desarrollar e instalar contadores inteligentes en el área de servicio de la Tokyo Electric Power Company.

Proyectos piloto de ciudades inteligentes (2010–2014) en cuatro ciudades seleccionadas: Yokohama, Toyota, Kansai y Kitakyushu: planes para desplegar 2,000 VE en Yokohama y 3,100 en Toyota en 2014.

La red de distribución se ha construido tradicionalmente con tecnologías convencionales que ofrecen un menor coste y una mayor fiabilidad. Sin embargo, los cambios descritos en la Sistema demandan nuevas soluciones que permitan medios eficientes para afrontar los nuevos desafíos, sin comprometer la fiabilidad o resultar en altos costos. Mayor controlabilidad y los nuevos modelos de mercado crearán oportunidades para resolver estos desafíos. Pruebas e Implementación de la funcionalidad inteligente en la red de distribución han demostrado Mayor capacidad para garantizar un funcionamiento seguro de la red más cerca de la capacidad física, capacidad de alojamiento para la producción de electricidad renovable, sin necesidad de inversiones en nueva infraestructura primaria. [25]

El concepto de red inteligente incluye una mayor participación de los clientes sistema. La participación capacita a los clientes que tienen acceso a su propia producción, que aumenta el uso de energías renovables en el grupo de generación de la red y también permite diferentes mecanismos para cambiar el perfil de carga del cliente. Un perfil de carga más suave mejora la eficiencia del sistema. Una manera de lograrlo es utilizando el

mercado y nuevas estructuras tarifarias, como las tarifas de tiempo de uso (TOU), que se han demostrado ser eficaz en el desplazamiento del perfil de carga. Sin embargo, la participación activa de los clientes es un área muy amplia de oportunidades, donde mucho más se puede hacer con modelos aún más sofisticados.

PARTE III

DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

Capítulo 3.
Propuesta de solución para la Sub-estación El Brisal

3.1 Datos generales de la S/E El Brisal

Para la reducción de las pérdidas en la Empresa Distribuidora Edeeste consiste en la implementación de un sistema de redes inteligentes. Con este sistema perseguimos reducir las pérdidas de energía, mejorar la calidad del servicio y reducción de los costos operativos.

Figura 3-1: Vista frontal de la S/E El Brisal

Para la implementación del proyecto se tomó una Subestación modelo (S/E El Brisal) La subestación El Brisal está ubicada en la Calle Las Damas, sector Invidorex, municipio de Santo Domingo Este. Está considerada como una subestación modular de configuración exterior. Utiliza el vacío como medio de extinción del arco. Pertenece al anillo 138 kV metropolitano. Por el nivel de carga que asume y por la localización en que se ubica representa una de las subestaciones principales del sistema. En esta confluyen las líneas de transmisión a 138 kV de Hainamosa y Villa Duarte. [4]

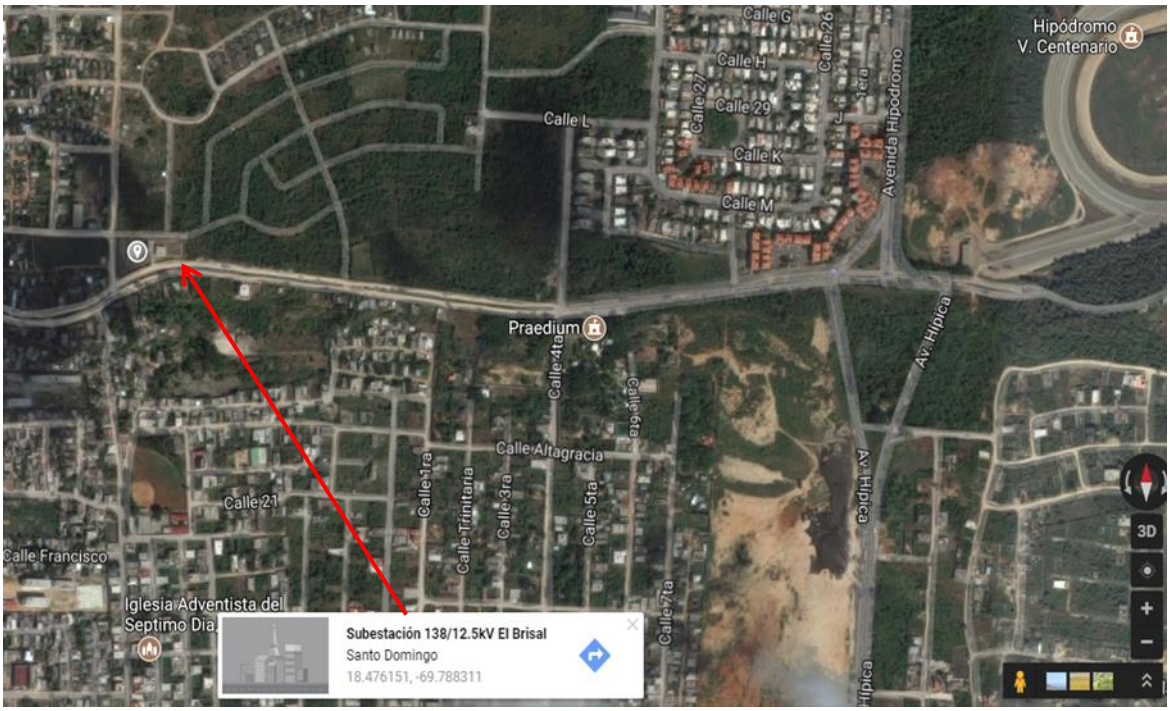


Figura 3-2: Ubicación Geográfica
Fuente: Imágenes de Google Maps.

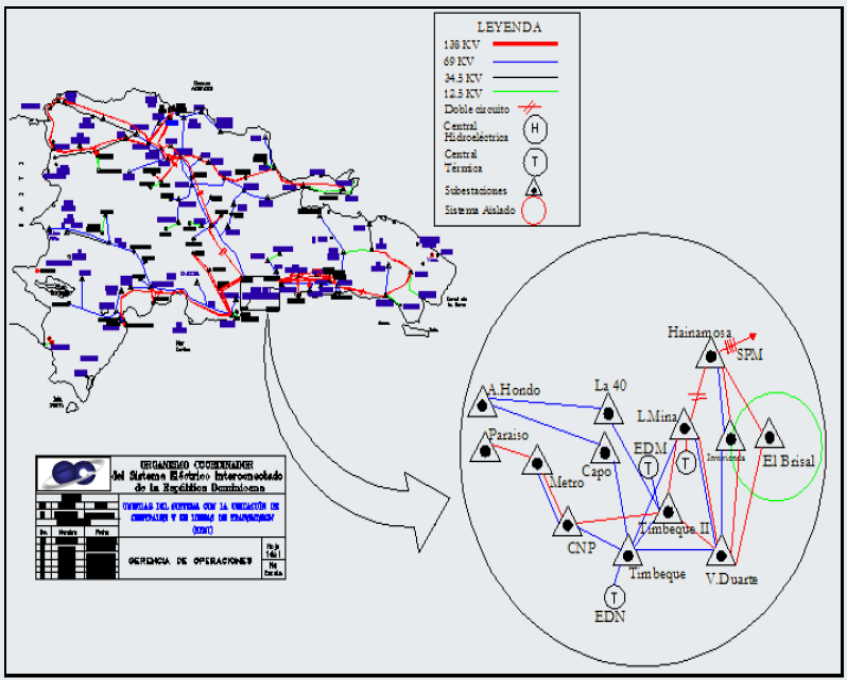


Figura 3-3: Ubicación de acuerdo al SENI

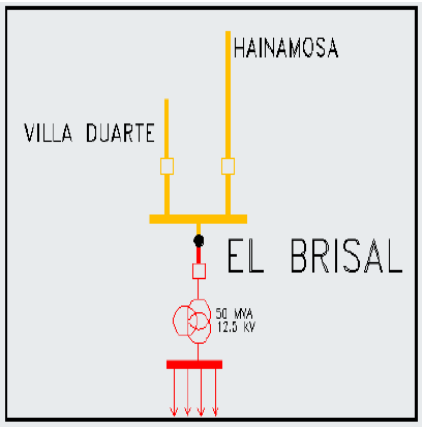


Figura 3-4: Referencia de SENI

La Sub-estación El Brisal tiene un transformador marca Tadeo Czerweny con una capacidad de 40 a 50 MVA, 130/12.5 kV, del cual deriva 6 circuitos de distribución. La Tabla V muestra la zona de influencia de los circuitos.

TABLA V
ZONA DE INFLUENCIA DE LOS CIRCUITOS

Circuito	Provincia	Municipio	Zona de Influencia
EBRI03	Santo Domingo	Santo Domingo Este	Prado Oriental, Residencial Altagracia, Brisas Oriental, Josue, Delta Amarilis, Avepo, Nuevo Amanecer, Don Paco, Los Maestros, Residencial Técnico de Educación, Urbanización Villa San Isidro, San Isidro, Brisa Oriental VIII, Amalia, Fernandez Oriental, Kolosin, Pradera Oriental, Alpes IV, Urbanización Profesionales Agropecuarios. Hipódromo V Centenario.
EBRI04	Santo Domingo	Santo Domingo Este	Los Frailes, Barrio Nuevo, Marbella, Arismar, Los Farallones.
EBRI05	Santo Domingo	Santo Domingo Este	Invidorex, Marbella, Molinos Las América, Cuidad Satélite, Luz María de Los Frailes, Club de Aduana, Nuevo Renacer, Barrio La Policía, Prados del Este, Residencial Las Américas, Rivera del Caribe, Autodromo Movil 1.
EBRI06	Santo Domingo	Santo Domingo Este	Molinos de Las Américas, Los Frailes, Los Farallones, Brisas del Este, Lotificación del Este, Villa Eloísa.

3.2 Principales Indicadores de Pérdidas S/E El Brisal

En la Tabla VI se muestran los principales indicadores de pérdidas de la S/E el Brisal en cada uno de los circuitos que la componen. Puede observarse que la mayoría de los alimentadores tienen un nivel pérdidas por encima del 50% y que las Sub-estación por encima del 63%.

TABLA VI
INDICADORES S/E EBRI

Circuitos	Clientes Activos	Compra GWh	Facturación GWh	% Perdidas
EBRI01	514	0.09	0.04	51.38
EBRI02	2,274	2.33	0.34	85.57
EBRI03	9,108	3.50	1.97	43.40
EBRI04	8,309	2.19	1.53	29.76
EBRI05	5,150	4.37	1.34	69.36
EBRI06	747	2.04	0.10	94.87
SSEE EBRI	**26,102**	**14.51**	**5.34**	**63.22**

La tabla VII muestra la clasificación por tipo de clientes y sus consumos promedios facturados.

TABLA VII
CLASIFICACIÓN DE LOS CLIENTES

TIPOD DE CLIENTES	CANTIDAD	PROMEDIO_CONSUMO kWh
1-Regulares	25,874	4,179,682
2-Grandes Clientes	153	816,005
3-Gobierno	48	189,452
4-Ayuntamientos	27	437,674
Total General	**26,102**	**5,622,813**

3.3 Evolutivo de las pérdidas S/E EBRI

El gráfico 2 muestra la energía suministrada, la energía facturada y las pérdidas mensuales en GWh en la Sub-estación El Brisal.

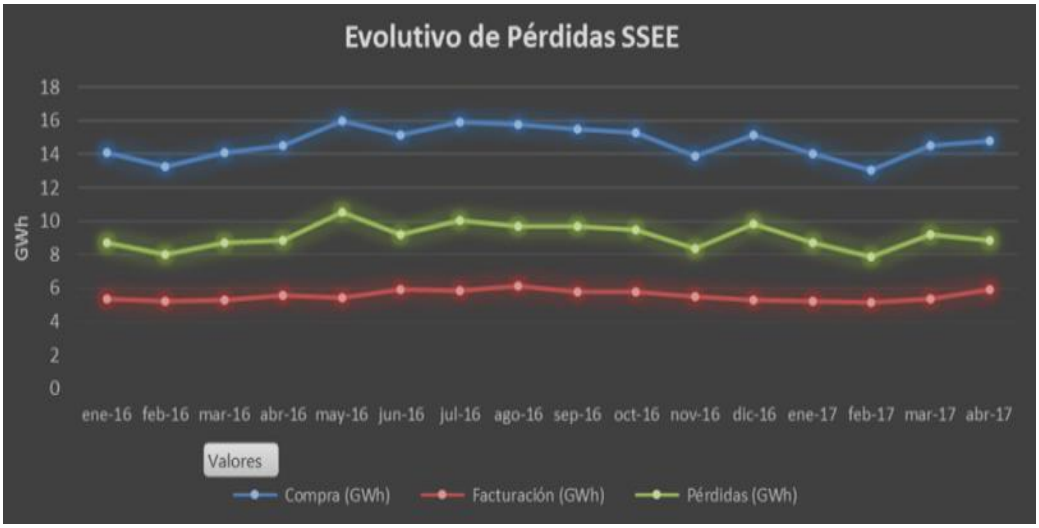


Gráfico 2: Evolutivo de las pérdidas.

En la Sub-estación El Brisal se tuvo una pérdida promedio de 62.52% equivalente a 111.16 GWh el pasado año 2016. En términos monetarios, de acuerdo al precio medio de venta de energía, esto representa unos US$ 18.67 MM/año. El gráfico 3 muestra la pérdida de energía acumulada en el año 2016.

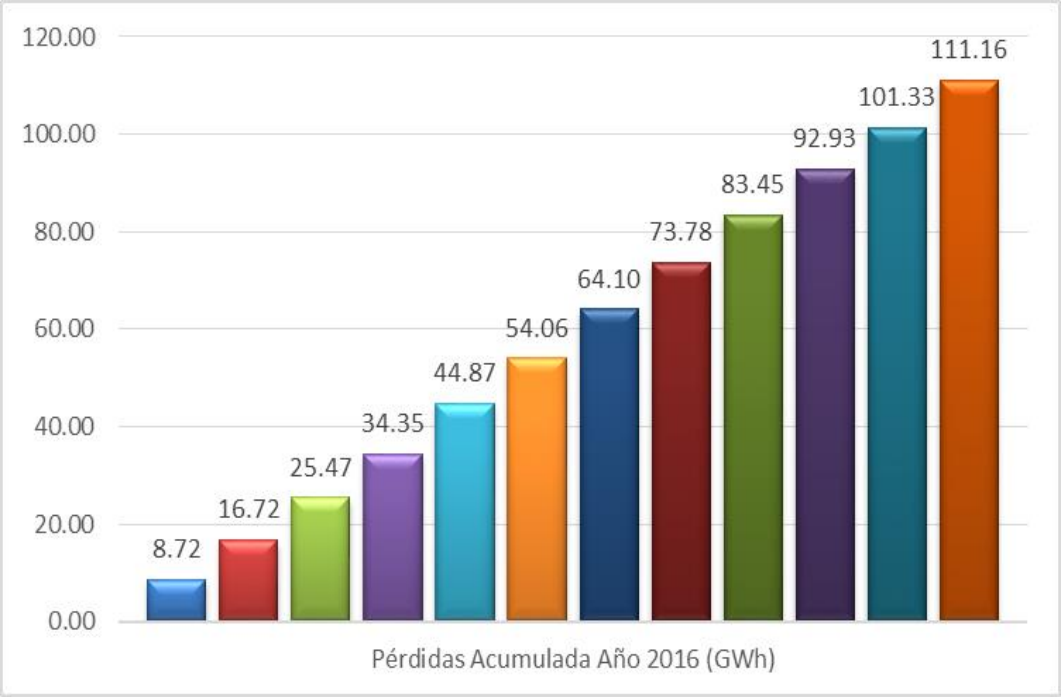


Gráfico 3: Pérdida de energía acumulada-mes en la S/E en el año 2016.

3.4 Selección de la estructura de medición.

Para identificar los puntos donde se producen pérdidas de energía y poder controlarlas, proponemos un esquema de medición consistente en:

Tele medir el punto de compra de la S/E para saber en todo momento que energía se estamos comprando.

Tele medir los seis circuitos alimentadores que salen de la S/E para saber cuánta energía despachamos por cada uno y poder realizar balances y determinar las perdidas dentro de la S/E.

Totalizar y tele medir todos los transformadores de distribución (de Edeeste y privados) para contabilizar la energía despachada en cada transformador y poder realizar balances: A) Respecto al medidor del circuito o al punto de medición macro que se encuentre aguas arriba. B) Respecto a los clientes aguas abajo del transformador.

Tele medir todos los clientes en cada uno de los circuitos, inclusive los usuarios que actualmente se encuentran en conexión directa, pero que serán contratado con la implementación del programa.

3.5 Estructura de macro medición.

Los componentes de la Macro medición son: Consumo del Macro medidor, consumo total de los clientes, consumo del alumbrado público y pérdidas totales (técnicas y no técnicas). La figura 3-5 muestra la estructura de una macro medición.

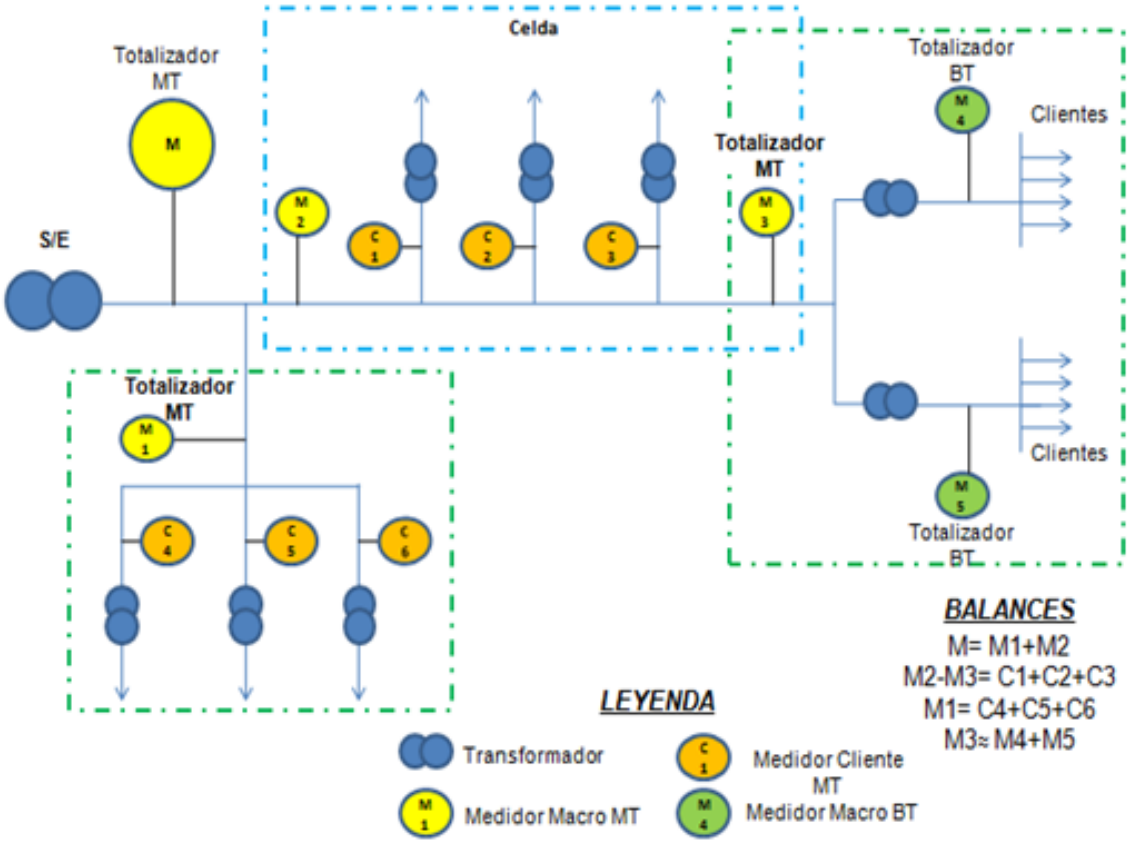


Figura 3-5: Esquema de una macro medición.

Se utilizara esquema de macro medición y totalizadores para determinar dónde específicamente están localizadas las pérdidas de energía y direccionar los recursos para alcanzar óptimos resultados.

A través de este esquema de medición, se podrá detectar de manera rápida las áreas donde se producen pérdidas de energía y cuáles son los clientes que influyen en la misma. Esto permitirá direccionar mejor el personal técnico y un mayor aprovechamiento de los recursos de la empresa.

3.6 Totalizadores

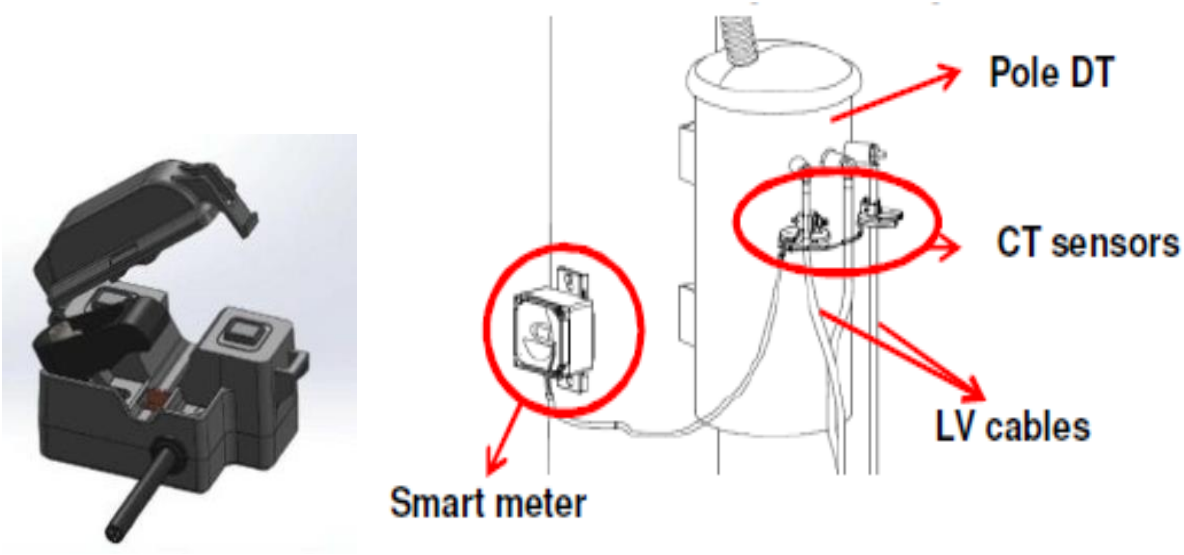


Figura 3-6: Esquema de un totalizador. [16]

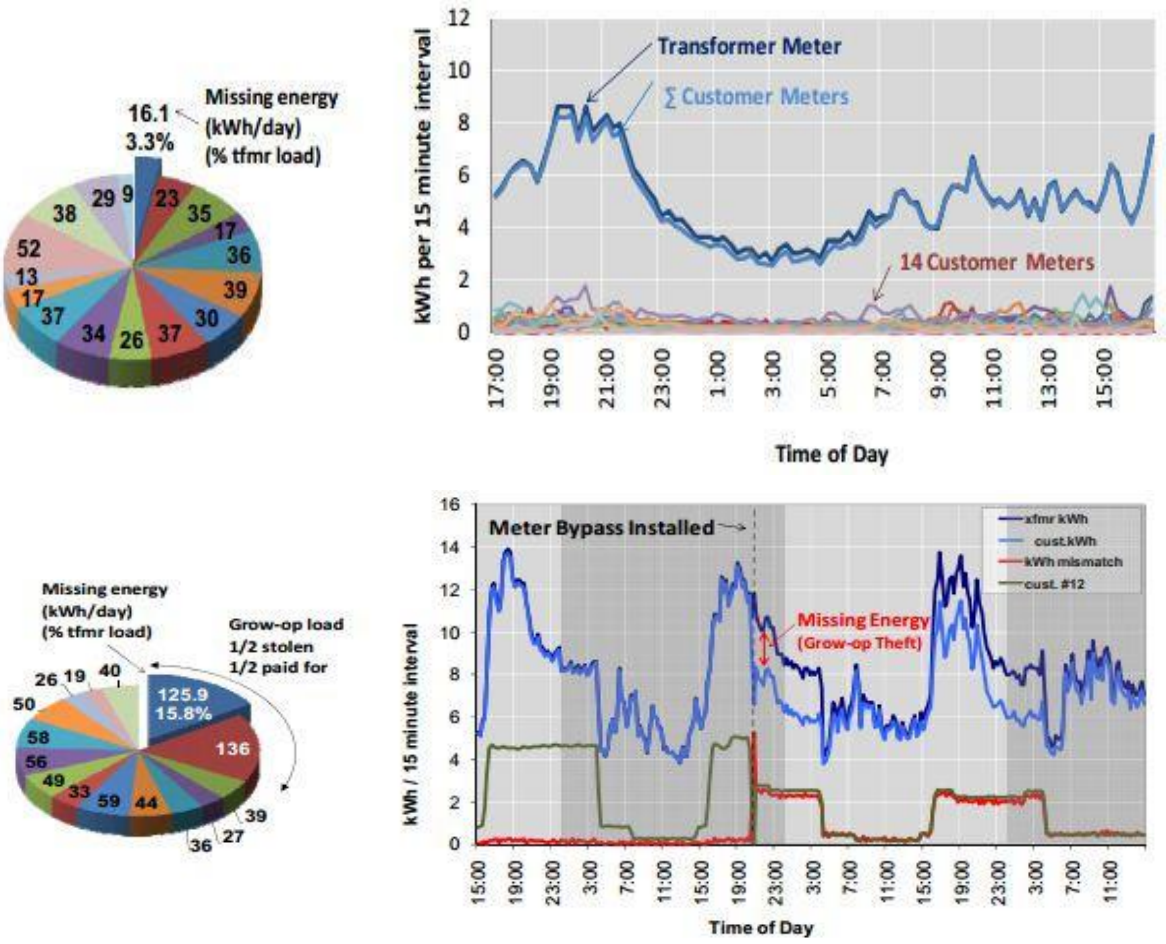


Figura 3-7: Representación del balance energético del totalizador. [16]

Fuente: ABB Group, 2012

3.7 Ecuaciones para los balances energéticos.

Tanto para los totalizadores principales (MT) como para los totalizadores secundarios (BT) por centros de transformación, los balances se realizan con la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{S = VI\ \cos\emptyset + VI\ \sin\emptyset} \quad \textbf{(1)}$$

$$\boldsymbol{S = P + jQ} \quad \textbf{(2)}$$

Cumpliendo con la ecuación de flujo de potencia;

$$P_s = \sum_{i=1}^{N} P_{Ri} + \sum P_L \quad (3)$$

Dónde:

P_s es la potencia en el totalizador

P_R es la potencia individual de cada suministros

P_L es la potencia de pérdida

De modo similar;

$$E_s = \sum_{i=1}^{N} E_{Ri} + \sum E_L \quad (4)$$

$$E_L = E_S - \sum_{i=1}^{N} E_{Ri} \quad (5)$$

Dónde:

E_S es la energía entregada en el totalizador

E_R es la energía de cada punto de medición o suministros bajo el totalizador

E_L es la energía pérdida

Para calcular las pérdidas en MT, el caso del totalizador principal, el balance también puede realizarse con la ecuación 6.

$$E_s = \sum_{i=1}^{N} E_{Ti} + \sum_{i=1}^{N} E_{STi} + \sum E_L \qquad (6)$$

Dónde:

E_s es la energía entregada en el totalizador principal

E_T es la energía de los totalizadores.

E_{ST} es la energía de los suministros que no están bajo totalizadores (Grandes consumidores)

E_L es la energía perdida

En el programa consideramos la instalación de 10 puntos de medición, macro mediciones (MT), considerando la ubicación de los grandes consumidores alimentados en media tensión y 2020 totalizadores (BT) para el control de las pérdidas de los clientes alimentados en baja tensión.

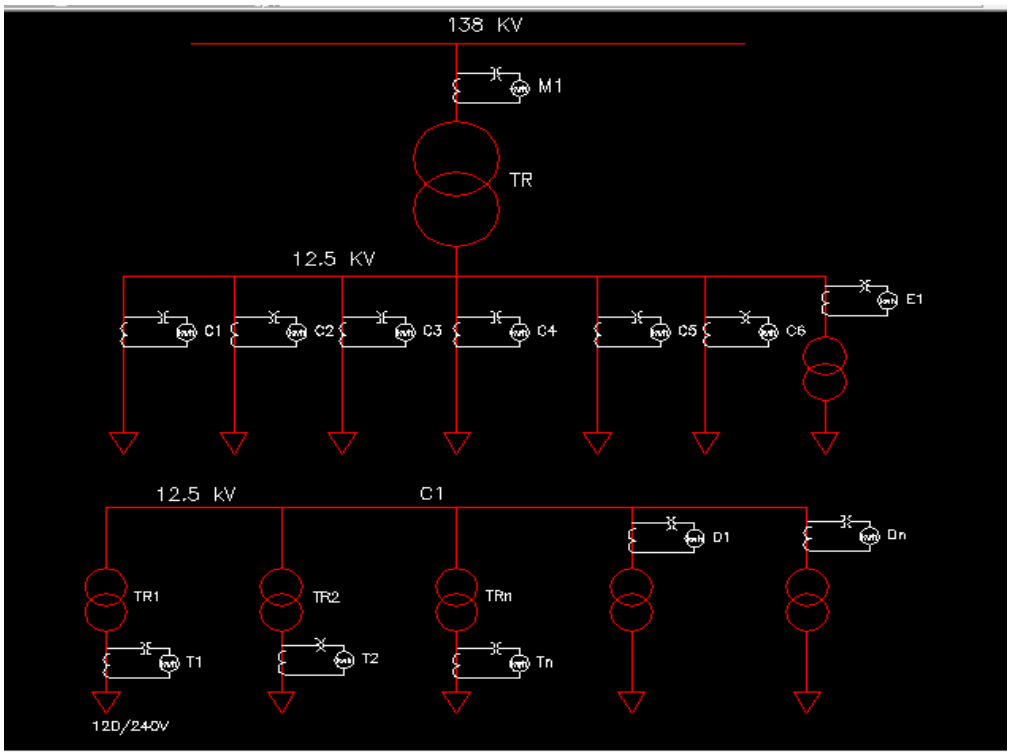


Figura 3-8: Esquema de medición en la S/E y circuitos.

Fuente: Los autores

Balance Nivel 1 - Transformador de potencia:

$$M1- (C1+C2+C3+C4+C5+C6+E1) < 1\% \quad (7)$$

Balance Nivel 2 - Circuitos, Totalizadores y Grandes Consumidores medidos en MT:

$$C1- (T1+T2+\ldots+Tn + D1+D2+\ldots+Dn) < 3\% \quad (8)$$

Balance Nivel 3 - Totalizadores y clientes medidos en BT:

$$T1- (A1+A2+\ldots+An) < 5\% \quad (9)$$

Donde,

M1: Es el punto de compra de la S/E

C1 a C6: Son los circuitos alimentadores del 1 al 6.

E1: Es el consumo interno de la S/E

T1 a Tn: Son los transformadores de distribución de cada circuito alimentador.

D1 a Dn: Son los grandes consumidores medidos en media tensión MT en cada circuito.

A1 hasta An: Son los clientes en baja tensión BT que se alimentan de cada totalizador.

3.8 Tecnologías de comunicación seleccionada para el programa.

En la empresa EDEESTE un 10% del total de los clientes son tele-medidos. Entre las tecnologías de comunicación incluidas en este 10% están:

- PLC: Power Line Communicatión
- RF: Radiofrecuencia
- GPRS: General Packet Radio System
- MCA-GPRS: Medición Concentrada en altura- General Packet Radio System

Exceptuando los GPRS que son utilizados casi en su totalidad para grandes consumidores o clientes industriales todos las demás tecnologías son utilizadas en clientes residenciales y negocios. En la tabla VIII se puede apreciar el total de medidores por tecnología.

TABLA VIII
NÚMERO DE CLIENTES POR TECNOLOGÍA

TECNOLOGIA	TOTAL	%
PLC	40,000	67%
RF	13,000	22%
GPRS	3,000	5%
MCA-GPRS	4,000	7%
Total	**60,000**	**100%**

Actualmente en algunos circuitos de la subestación el Brisal existen alrededor de 3,000 clientes con medidores con sistemas de medición remota a través de las redes eléctricas (PLC). También existen grandes consumidores que tienen instalados medidores cuyo sistema de comunicación es a través de la red celular (GPRS). Los demás medidores o son sin ningún sistema de medición o clientes directos autorizados.

Cada uno de estos sistemas de comunicación contempla una plataforma diferente para la gestión de los clientes. Lo que dificulta la obtención de las datas para análisis a la hora de realizar un balance energético si hay más de una tecnología aguas abajo del totalizador.

También dificulta la integración de las diferentes tecnologías con el sistema de facturación o con el sistema de gestión comercial ya que las diferentes plataformas pueden correr en diferentes bases de datos y esto podría hacer compleja o imposible la integración.

Para analizar las datas de los medidores habría que especializar diferentes analistas en un tipo de tecnología de comunicación ya que no existe una plataforma que las integre todas en una sola. Esto provoca que aumente el número de analistas de datos comunicación para poder suplir las necesidades de la empresa.

Lo planteado más arriba puede ser solucionado con la implementación de un sistema de manejo de la data de medidores (MDMS), como el mostrado en la figura 10, Cap. II, por las características que estos presentan y que este puede ser útil para no solo para empresas de electricidad sino que también para gas y agua.

Para el desarrollo del este programa de reducción de pérdidas, utilizaremos tres tecnologías de comunicación, que ya están siendo utilizada por la empresa Edeeste y que son funcionales para nuestro proyecto, las cuales se describen a continuación:

1) GPRS (General Package Radio System) es un sistema de transmisión de paquete datos empleando la red de telefonía celular GSM.

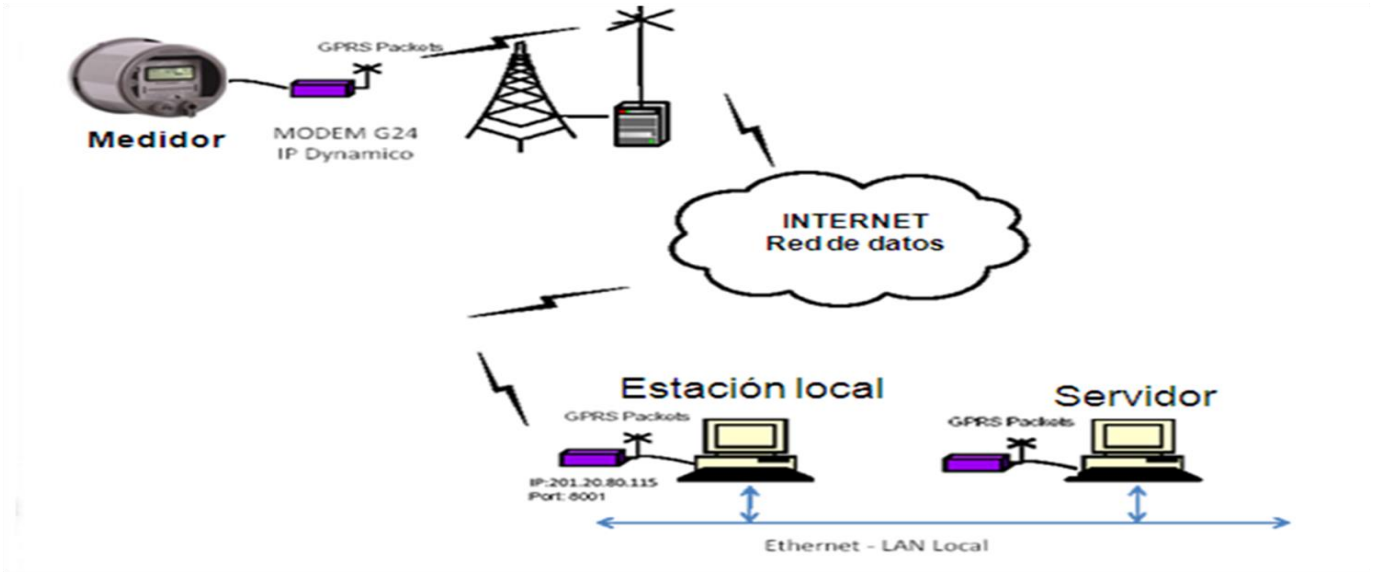


Figura 3-9: Esquema del sistema de comunicación GPRS

2) PLC: TWACS es un sistema de comunicación automática de dos vías que transmite sus datos a través de las redes de distribución eléctrica.

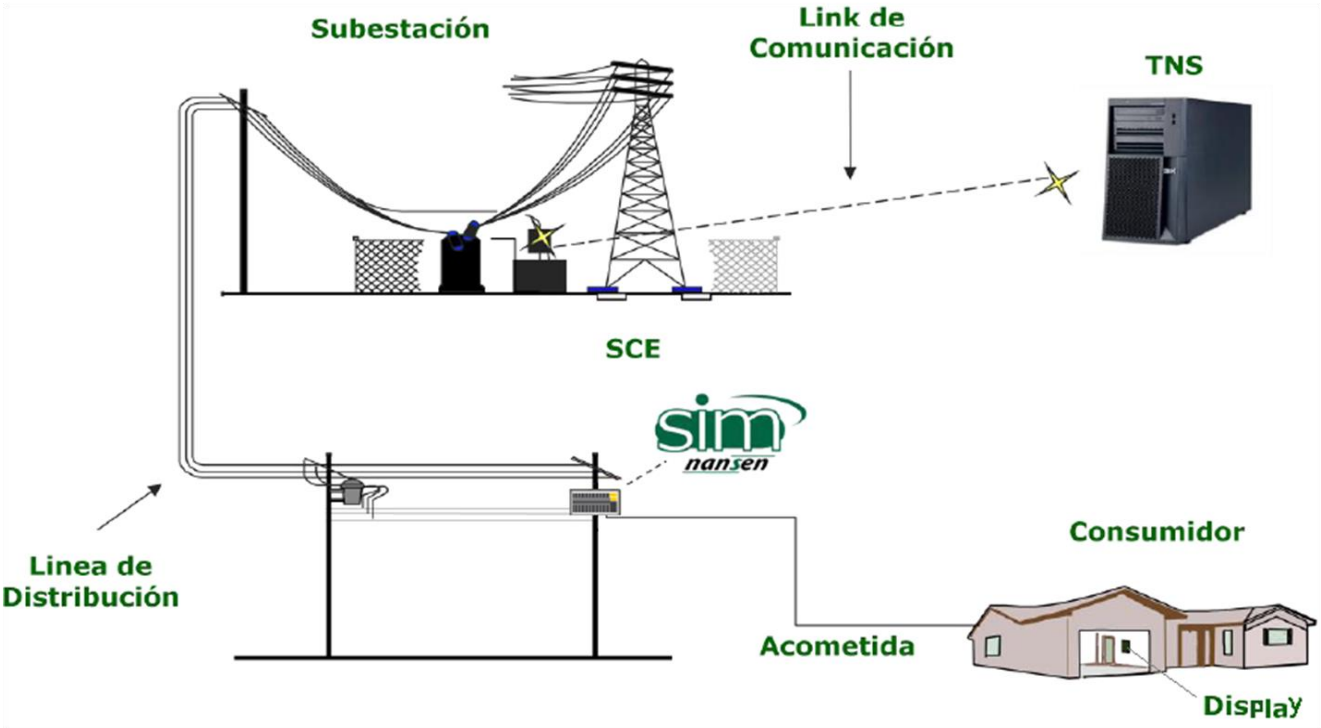


Figura 3-10: Esquema del sistema de comunicación TWACS

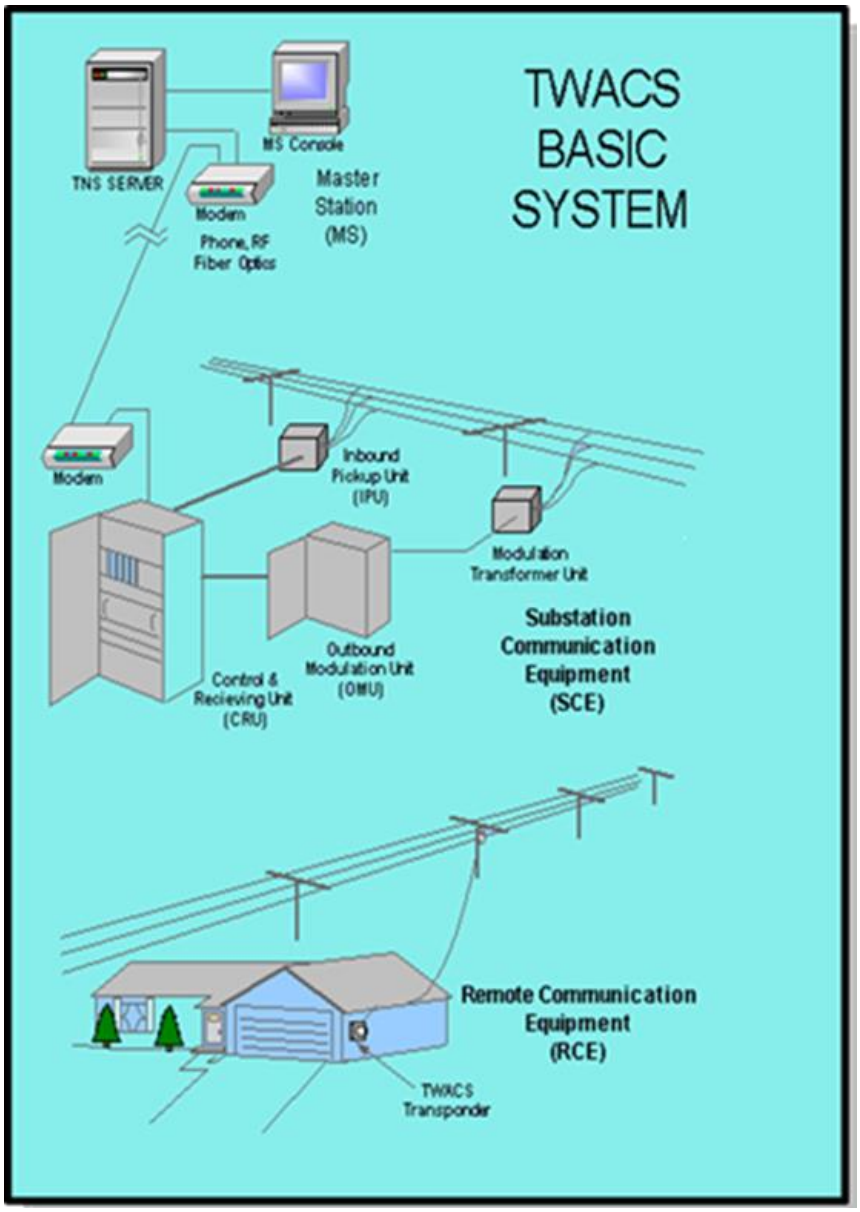


Figura 3-11: Bloques del sistema de comunicación TWACS

Fuente: TWACS PLC System Overview

3) MCA-GPRS: Medición Concentrada en altura- General Packet Radio System

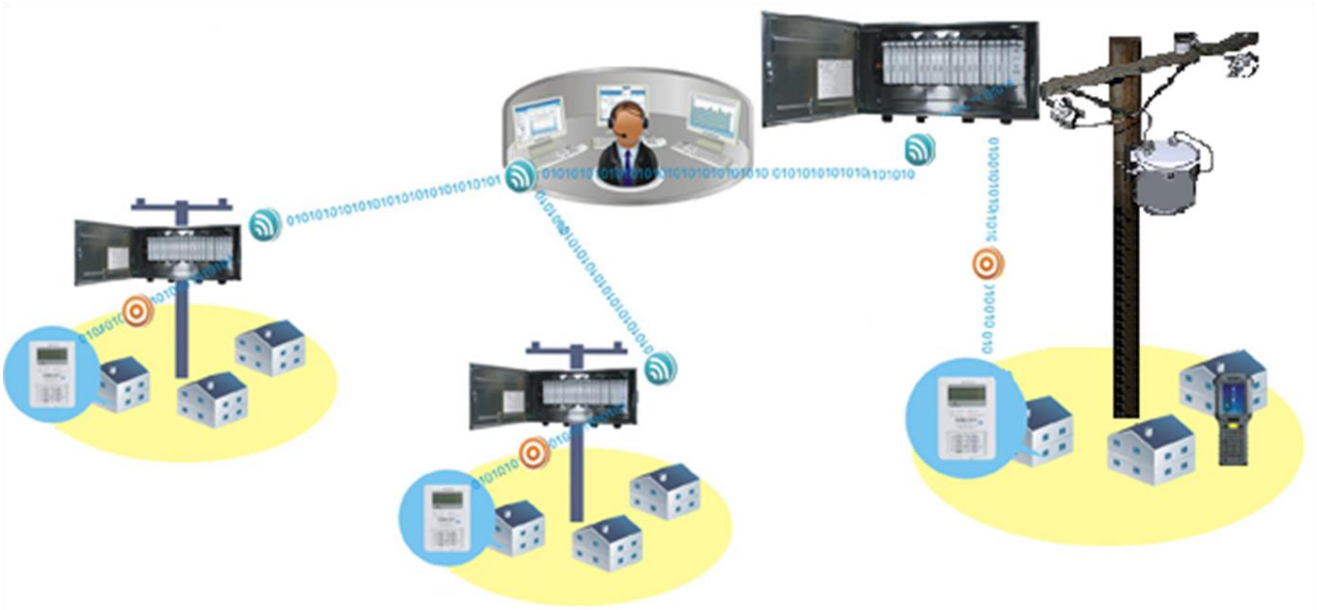


Figura 3-12: Arquitectura de comunicación del sistema MCA_GPRS

3.9 Equipos de medición

Se utilizara medidores inteligentes que permiten:

3.9.1 Para los grandes consumidores.

Medir en forma remota las variables de energía activa y reactiva, potencia activa y reactiva, voltaje y corriente, potencia máxima, todos almacenados cada 15 minutos.

Programarse para que puedas tener tarifas flexibles horarias, y permiten, el cambio automático de hora para horarios estacionales, si éstos fueran exigidos por la Superintendencia de Electricidad en el futuro.

Figura 3-13: Medidor inteligente para los Grandes Consumidores. Comunicación GPRS.

Leerse y programarse remotamente, minimizando los errores de lectura manual y evitándote estar disponible para permitir el acceso para la lectura.

Medición bidireccional para permitir realizar medición neta, es decir, medirá tanto la energía que alimenta tu consumo desde la red de distribución, como la energía que ingresas a la red a través de sistemas de generación distribuida, como paneles fotovoltaicos o sistemas eólicos.

Habilitado para registro de calidad de energía.

3.9.2 Para los Consumidores residenciales y comerciales.

Medir de forma remota la energía activa

Con registros de lecturas diarias y perfiles de consumo horario

Con desconectivo para corte y reconexión a distancia.

Figura 3-14: Medidores inteligentes para suministros residenciales y comerciales en baja tensión y medición concentrada en altura (MCA)

3.9.3 Para los Consumidores en zonas de difícil gestión

En la mayoría de los lugares donde tenemos deficiencias en las redes de distribución, afectadas por subregistros de energía y conexiones ilegales de forma masiva así como un alto grado de resistencia social al pago de la energía eléctrica, y a la presencia del personal de la distribuidora, consideramos el tipo de Medición Concentrada en Altura (MCA).

Consiste en colocar el equipo de medida fuera del alcance del cliente, ubicándolos dentro de un gabinete, colocado estratégicamente en altura, como se muestra en la figura 30, lo que reduce considerablemente la incidencia de fraudes. La información de los medidores es visualizada por los clientes mediante un display y transmitida al centro de gestión a través de un dispositivo de comunicación. Con este sistema se pueden realizar de forma remota lecturas, cortes, reconexiones, gestión de alarmas, prepago, etc.

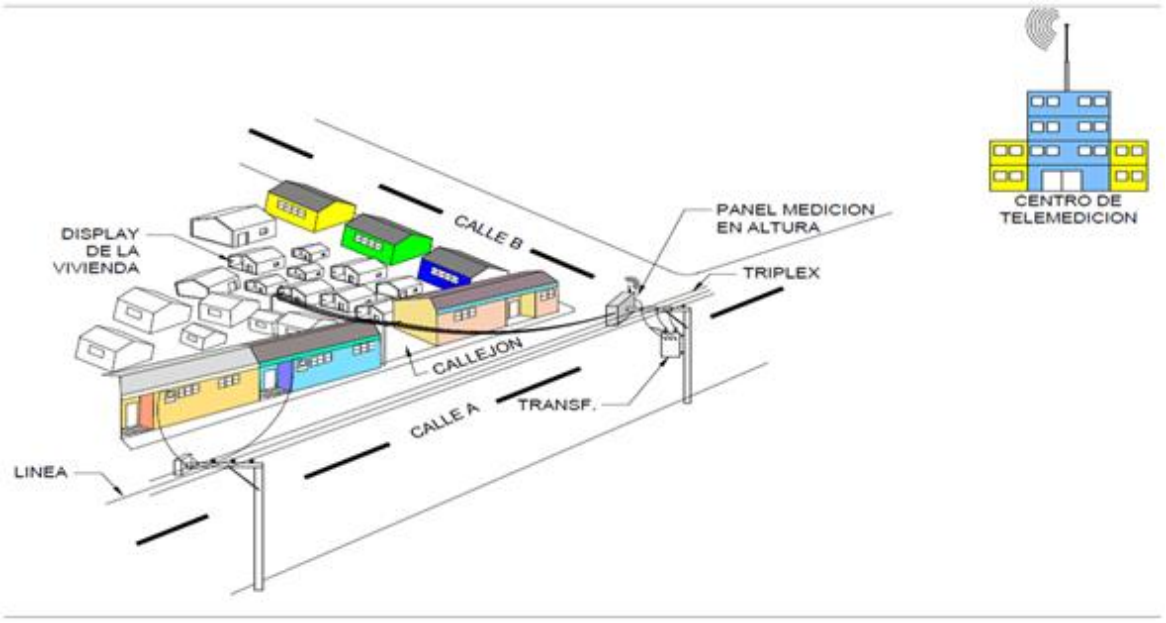


Figura 3-15: Esquema del sistema de comunicación MCA_GPRS

Figura 3-16: Dispositivos que componen el sistema MCA_GPRS

3.10 Selección del Meter Data Management para el proyecto

En el proyecto optamos por la solución implementada por INDRA en cuanto al sistema de manejo de datos de los medidores (MDMS). Este MDM posee un módulo para la gestión y control de pérdidas de energía que será esencial para lograr los objetivos específicos y generales planteados.

Figura 3-17: Diagrama en bloque del MDM Indra. [26]

Fuente: Indra Company.

3.10.1 Captura de la Medida (meter data capture):

El modulo captura de la medida permite la validación, tratamiento y explotación distribuida de la medida en una solución diseñada y configurada para soportar futuros crecimientos en términos tanto de funcionalidad como de volumen. Basada en Big Data que proporciona una aceleración en el procesamiento de la medida permitiendo la reducción en los tiempos de tratamiento de la medida (Validación-Estimación-Edición, Indicadores de calidad de servicios). Incorpora funcionalidades GIS para permitir la explotación georreferenciada de la medida y la consideración de dependencias de conectividad.

3.10.2 Explotación de la medida (Meter Data Analitycs):

Plataforma analítica orientada a la explotación masiva de información de medida, generando información con valor de negocio. Basada en arquitecturas abiertas soporta un amplio abanico de funcionalidades analíticas sobre la medida de contadores inteligentes:

- Previsión de la demanda de clientes corto, medio y largo plazo.
- Identificación de patrones complejos de fraude basado en análisis históricos sobre Big Data.
- Gestión flexible de procesos de negocio que permite la concatenación condicionada de cálculos, aprobaciones, envíos de información.
- Detección de en tiempo real de patrones de fallo
- Procesamiento masivo distribuido HADOOP. Permite el procesamiento eficiente de bases de datos históricas masivas (Big Data).
- Complex Event Processing (CEP). Motores de identificación de eventos/patrones en tiempo real sobre el flujo de información de medidores.
- Motores de reglas, para la gestión flexible y parametrizada de flujos de negocio

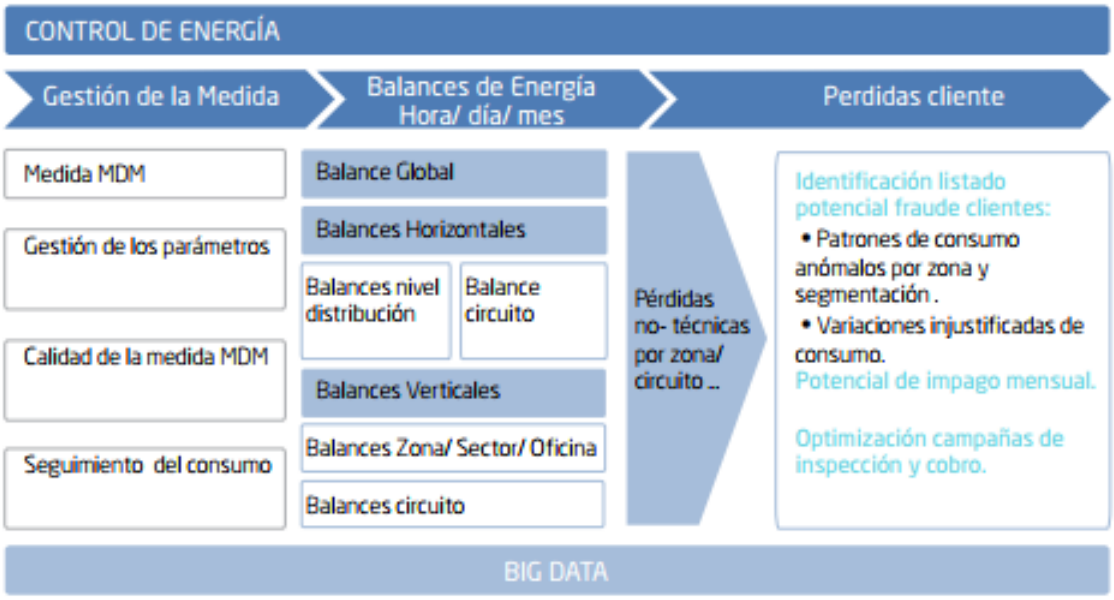


Figura 3-18: MÓdulo de Control de energía. [26]

Fuente: Indra Company

3.10.3 Control de energía y pérdidas (Energy Control and Losses):

Modulo analítico que permite el control exhaustivo de la energía/agua que fluye a través de la red de distribución, identificando pérdidas y robos e impago de energía, a partir de medidas de red y de clientes (medida periódica, smart metering).

3.11 Indicador de corrientes de falla (Current Fault Indicator)

Para minimizar el tiempo de detección de una falla en líneas de media tensión y para disminuir el tiempo de las interrupciones que presentan los clientes debido a estas fallas, se está proponiendo la implementación de un indicador de corrientes de fallas, cuyo objetivo es, al momento de ocurrir una falla, indicar de manera rápida y eficaz la localización de la misma.

En la figura 3-19 se puede visualizar como al ocurrir una falla en un ramal de un circuito los sensores detectan la falla y envían la información de la localización de la falla para toma de decisiones.

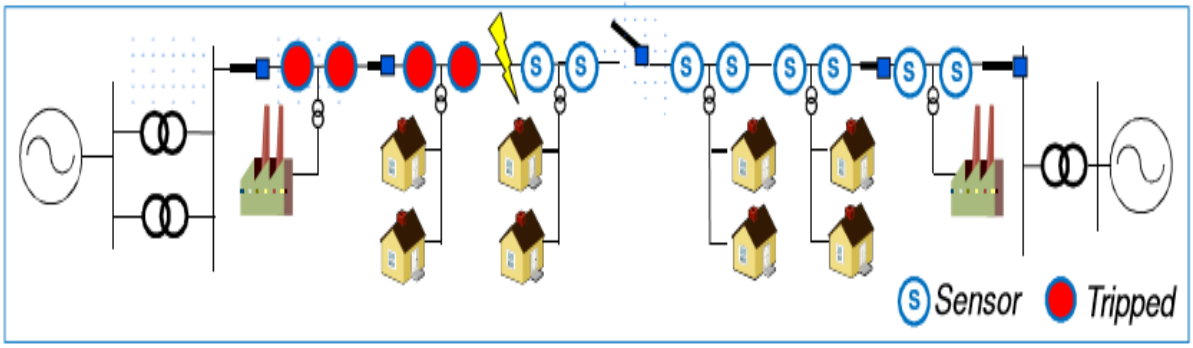


Figura 3-19: Indicador de corriente de falla. [27]

Fuente: Locating Earth-Faults.

Principio de funcionamiento

El indicador de fallas mide el campo electromagnético bajo la línea con el fin de distinguir entre fallas y operaciones normales. Este mide la componente horizontal del campo magnético (sustituto de la corriente de secuencia cero) y la componente vertical del campo eléctrico (representa la secuencia cero de voltaje).

Utilizando la ley de Amperes podemos calcular la intensidad del campo magnético:

$$\oint \mathbf{B} \cdot d\mathbf{s} = B \cdot 2\pi r = \mu_0 I \rightarrow B = \frac{\mu_0 I}{2\pi r} \tag{10}$$

Ya que se necesita la componente horizontal del campo magnético se utiliza la ecuación 8, esta describe la intensidad total de campo en los puntos (x, y) para una cantidad de conductores n.

$$B_x = \sum_{i=1}^{n} \left[-\frac{\mu_0 I_i}{2\pi} \cdot \frac{(y - y_i)}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right] \tag{11}$$

La fuerza del campo eléctrico E en los puntos (x, y) se deriva de la ley de Gauss y la componente vertical se encuentra por la ecuación 9:

$$E_y = \sum_{i=1}^{m} \left[\frac{\varepsilon_0 \cdot q_i}{2\pi} \cdot \frac{y - y_i}{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2} \right] \tag{12}$$

Para determinar el sentido de la falla el indicador de falla de corrientes está basado en la comparación de la polaridad entre el voltaje medido (Componente vertical del campo

eléctrico: Ey) y la corriente transitoria (componente horizontal del flujo magnético: Bx). Si ambas están en fase la falla es considerada como directa (aguas abajo si el indicador esta de frente al alimentador), si los dos transitorios están en fases opuestas la falla se considera en reversa (aguas arriba). La figura 3-20 muestra un ejemplo de lo descrito anteriormente.

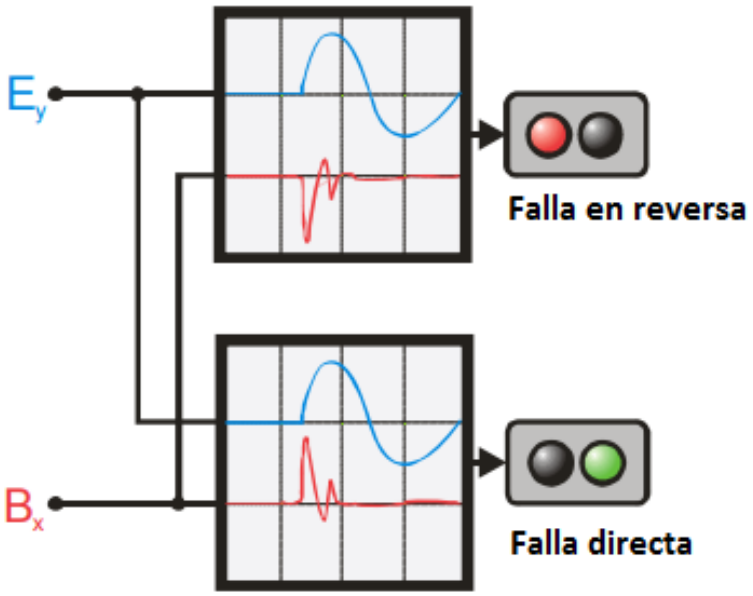


Figura 3-20: Indicador de corriente de fallas. [27]

Fuente: Locating Earth-Faults

La implementación del indicador debe conllevar algún tipo de medio de comunicación y en el caso nuestro se elegirá señales cortas de radio a una unidad terminal remota cercana. La señal del indicador será vinculada al SCADA de Edeeste para que el operador pueda hacer una desconexión rápida y confiable de la sección con la falla.

La figura 3-21 muestra un ejemplo de la implementación del indicador de corrientes y los principales equipos para su funcionamiento. En nuestra propuesta contemplamos instalar 200 puntos con sensores de voltajes y corrientes en líneas trifásicas y 100 en ramales monofásicos.

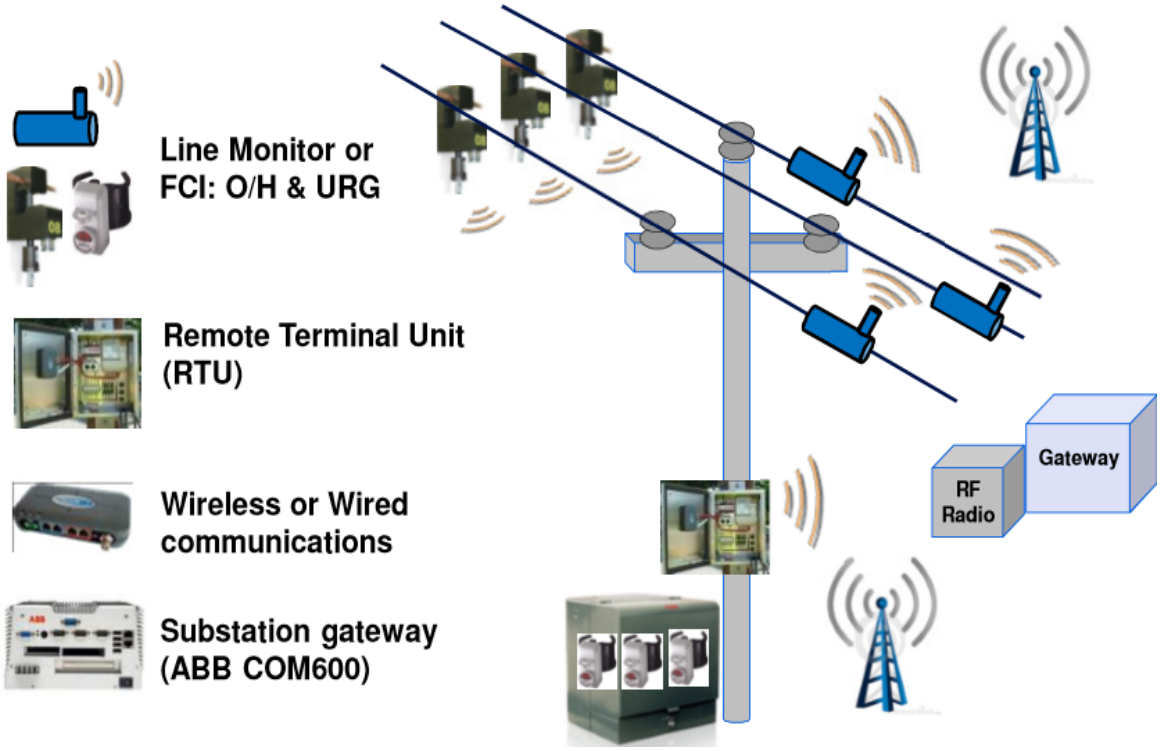


Figura 3-21: Equipos para el indicador de fallas de corriente. [27]

Fuente: Locating Earth-Faults.

3.12 Recierre en Vacío Relleno de Gas (GVR: Gas Filled Vacuum Recloser)

En la subestación existen cargas sensibles las cuales deben estar con servicio ininterrumpido, además en esta subestación se encuentra el gran proyecto habitacional en el que el estado trabaja junto a varias constructoras dándole facilidad a personas de clase media-baja para obtener su hogar, la Ciudad Juan Bosch.

Por tal razón presentamos un dispositivo que con el arreglo que se plantea tiene como fin mantener el servicio continuo de electricidad en las cargas consideradas como importante dentro de un circuito.

El GVR es un dispositivo que puede ser operado en forma local, automático o manual, o en forma remota para aislar fallas y transferir cargas de un alimentador a otro y con capacidad de cerrar contra falla.

El arreglo para la transferencia automática con estos interruptores tele-controlados está compuesto por dos interruptores y dos gabinetes panacea, uno configurado como

seccionalizador que se encuentra normalmente cerrado (VT) e instalado en el circuito que tiene prioridad, tiene también un transformador de potencial en su lado de fuente. Un segundo seccionalizador que se encuentra normalmente abierto (OT) y se encuentra instalado en el circuito emergente, cuenta con dos transformadores de potencial uno en su lado de fuente y otro en su lado de carga para estar censando constantemente cuando al circuito principal le falte tensión y pasar su estado de normalmente cerrado a normalmente abierto bajo esa circunstancia. La figura 3-22 muestra el arreglo realizado para mantener una carga importante siempre energizada.

Figura 3-22: Recierre en Vacío Relleno de Gas. [17]

Fuente: R. P. Bautista, 2009.

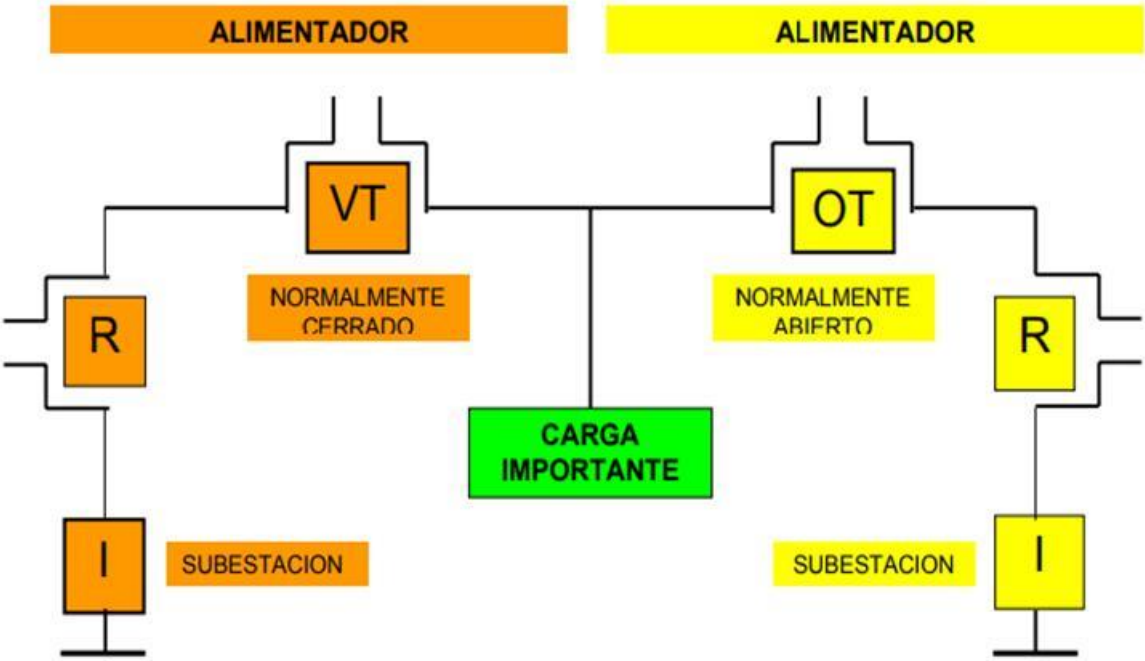
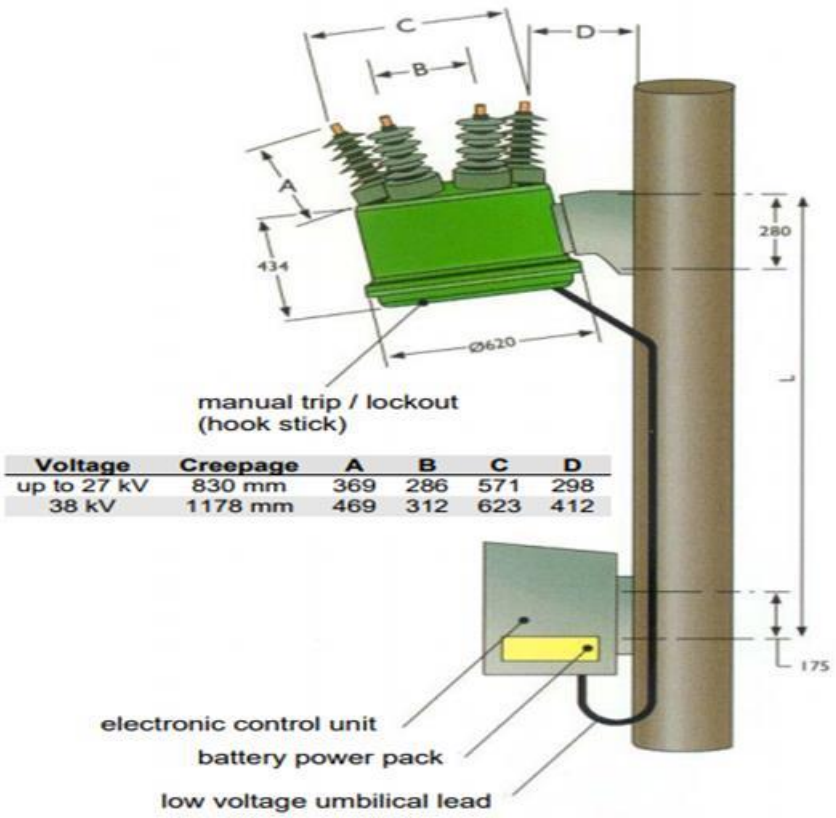


Figura 3-23: Arreglo de cierre para mantener carga energizada. [28]

Fuente: R. P. Bautista, 2009.

El GVR combina la alta confiabilidad de la interrupción de vacío con el entorno controlado y la alta rigidez dieléctrica del SF6, en una unidad compacta y libre de mantenimiento. Debido a que el SF6 sólo se utiliza como aislante, no hay riesgo para la salud debido a los subproductos tóxicos de la formación de arcos.

La figura 3-24 muestra la instalación de un GVR y sus dimensiones de acuerdo a los niveles de tensión de operación.



Voltage	Creepage	A	B	C	D
up to 27 kV	830 mm	369	286	571	298
38 kV	1178 mm	469	312	623	412

Figura 3-24: Dimensiones del GVR según los niveles de tensión. [29]

Fuente: Outdoor circuit breaker.

La figura 3-25 muestra el GVR y enumera cada una de sus partes principales:

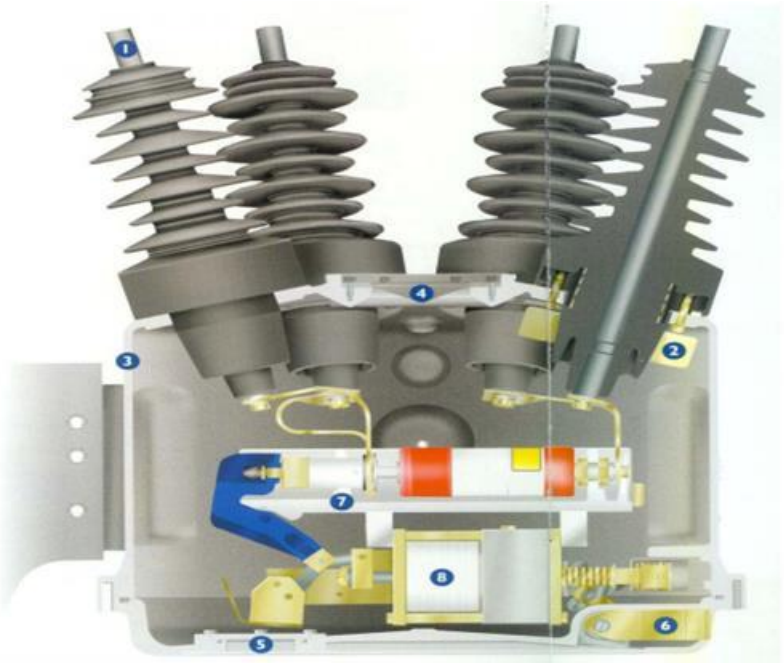


Figura 3-25: Dimensiones del GVR según los niveles de tensión. [29]

Fuente: Outdoor circuit breaker.

Principales características

- Envolturas de una sola pieza, de aluminio o de cobre con núcleo de silicona, con ranuras.
- Los transformadores de corriente se montan dentro del entorno controlado del tanque, mientras que los divisores de voltaje capacitivos se moldean en los bujes a ambos lados del GVR.
- Carcasa de aluminio con placa de base ligera y moldeada, asegurada por pernos de acero inoxidable e incorporando juntas de goma "O".
- Disco de alivio de presión opcional, para cumplir con IEC 298 Apéndice AA, ofrece los niveles más altos de seguridad.
- Indicación de posición ON / OFF mecánica visible a través de la ventana de visualización transparente desde el nivel del suelo.
- Gancho control manual de disparo y bloqueo.
- Un molde único soporta el conjunto de interruptor de vacío de tres fases, mecanismo de actuador magnético y una viga de unidad de unidad.
- El accionador magnético de bobina simple se basa en un émbolo de solenoide, mantenido en la posición de disparo o cerrado por un imán permanente

En nuestro proyecto consideramos la instalación de tres Gas Filled Vacuum Recloser (GVR) para garantizar el suministro permanente en cargas importantes como es el caso de la Ciudad Juan Bosch. Los mismos serán instalados en: 1) Entre los circuitos EBRI01 y EBRI05; 2) Entre los circuitos EBRI02 y EBRI03; 3) Entre los circuitos EBRI04 y EBRI06.

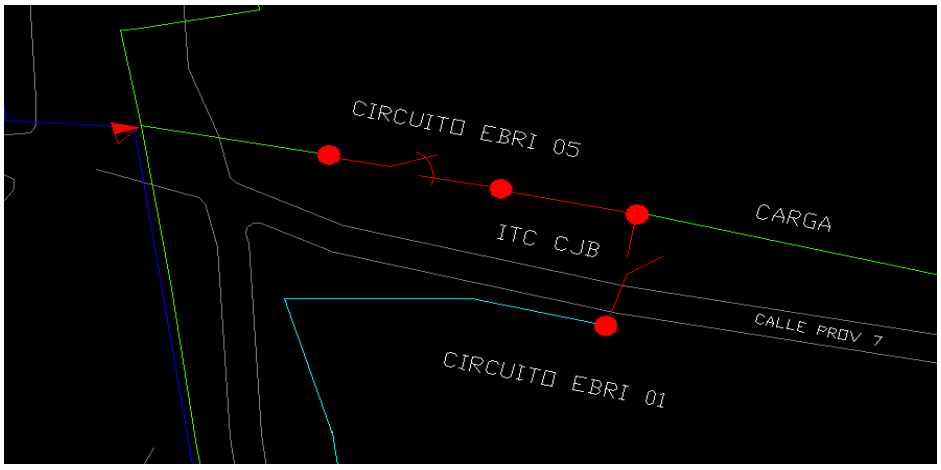


Figura 3-26: Conexionado del Gas Filled Vacuum Recloser (GVR) Cuidad Juan Bosch

Fuente: Los autores

3.13 Características de los circuitos de la S/E EBRI

La tabla IX muestra la capacidad en kVA instalada por circuito, tanto en centros de transformación propiedad de Edeeste como los que son privados, para un total de 115,372 kVA. Puede observarse que los circuitos EBRI03 y EBRI05 tienen una capacidad instalada excesiva de 47.5 MVA y 33.6 MVA respectivamente.

TABLA IX
CAPACIDAD INSTALADA POR CIRCUITO

S/E EBRI-CAPACIDAD INSTALADA	PROPIETARIO		
CIRCUITO	EDEESTE	PARTICULAR	TOTAL (kVA)
EBRI01	1,650	163	1,813
EBRI02	9,168	1,265	10,433
EBRI03	36,960	10,520	47,480
EBRI04	12,323	1,968	14,290
EBRI05	26,000	7,634	33,634
EBRI06	6,765	958	7,723
TOTAL (kVA)	**92,865**	**22,507**	**115,372**

En Tabla X se observa la cantidad de transformadores según la capacidad tanto propiedad de Edeeste como privados. El número de transformadores de distribución a totalizar en el proyecto son los 2,020 para el 100%, que permitan realizar balances energéticos precisos en los diferentes niveles de tensión. No se incluyen para los transformadores exclusivos de los grandes consumidores para totalizarlo porque tienen un solo punto de medición.

TABLA X
CANTIDAD DE TRANSFORMADORES SEGÚN LA CAPACIDAD

S/E EBRI	PROPIETARIO		
CAPACIDAD (KVA)	EDEESTE	PARTICULAR	TOTAL
5	4		4
10	5	6	11
15	113	61	174
25	349	97	446
30	1		1
35	1		1
37.5	547	71	618
45	4	1	5
50	466	54	520
62.5		1	1
75	213	27	240
80	1		1
100	58	2	60
112.5	27	11	38
150	23	31	54
225	21	9	30
300	10	5	15
500		2	2
750	1		1
999		1	1
1500	1		1
TOTAL	**1,845**	**379**	**2,224**

La Tabla XI muestra el número de clientes promedios por transformador y por circuito, esta no incluye los usuarios sin contratos que no están en base de datos, pero que serán contratados con la implementación del programa.

TABLA XI
CANTIDAD DE CLIENTES POR TRANSFORMADOR

S/E EBRI	PROPIETARIO			CANTIDAD DE	PROMEDIO
CIRCUITO	EDEESTE	PARTICULAR	TOTAL	CLENTES	CLEITES/TRANSF.
EBRI01	20	2	22	514	23
EBRI02	209	40	249	2,274	9
EBRI03	688	118	806	9,108	11
EBRI04	240	54	294	8,309	28
EBRI05	573	134	707	5,150	7
EBRI06	115	31	146	747	5
TOTAL	**1,845**	**379**	**2,224**	**26,102**	**12**

3.14 Presupuesto del proyecto

TABLA XII

PROYECTO: Propuesta de diseño de un programa de reducción de pérdidas e implementación de smart grid en la Empresa Distribuidora de Electricidad del Este

DESCRIPCION: Presupuesto General

RESUMEN GENERAL		Montos (US$)	Monto General (US$)
Rehabilitación de redes MT/BT e implementación de Smart Grid	**Total en Costos Directos**	**50,376,300**	**57,547,787**
	Mano de Obra de Instalaciones	6,063,950	
	Mano de Obra de Remociones, Normalizaciones y Transferencias	1,635,212	
	Monto en Materiales	42,677,138	
	Total en Costos Indirectos	**7,171,487**	
	Adicional por Selección y Transporte	2,133,857	
	10% Imprevistos	5,037,630	

NOTA: La tasa del dólar tomada como referencia es 47.54 pesos dominicanos

3.15 Resultados esperados

El gráfico 4 muestra una proyección de las pérdidas con la implementación del programa de reducción de pérdidas propuesto e implementación redes inteligentes en la S/E El Brisal

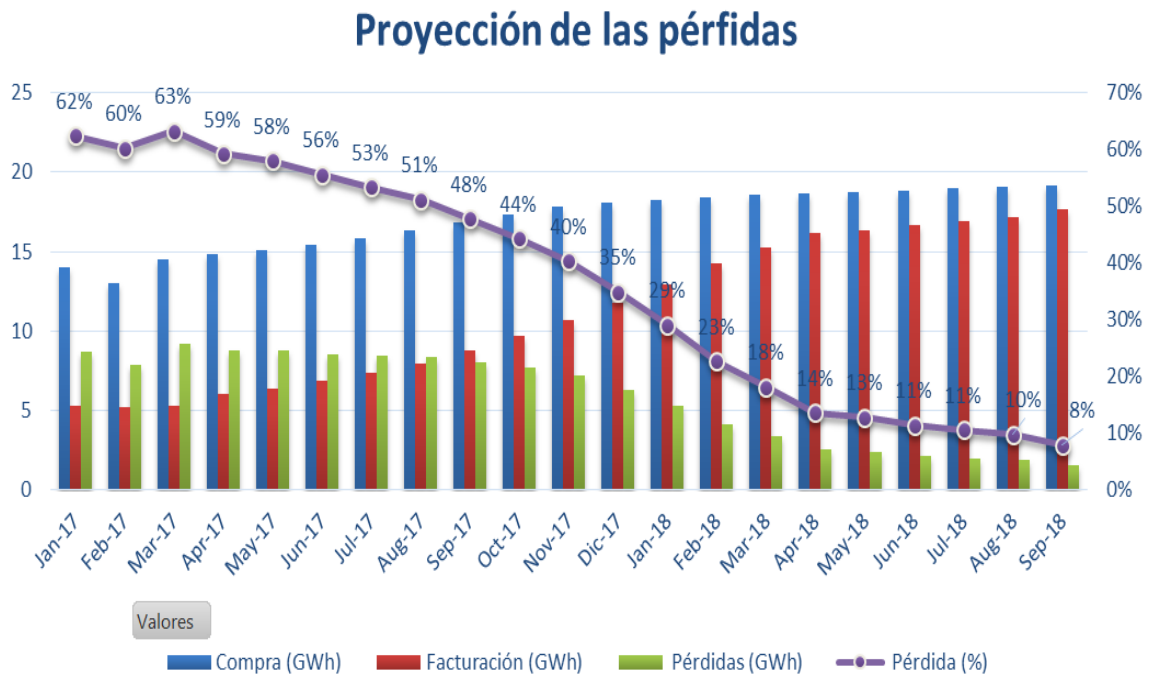


Gráfico 4: Proyección de las pérdidas con la implementación de Smart grid

Fuente: Los autores

Con la implementación de este programa de reducción de pérdidas en un horizonte de 18 meses se esperan los siguientes resultados:

A- Una reducción de las pérdidas de 52.75%, al pasar de 62.52% actuales a 7.98%.

B- Los clientes contratados pasaran de 25,593 a 79,916 por la incorporación de los usuarios que en la actualidad consumen energía sin estar contratado y por ende, no pagan la energía que consumen y por el crecimiento vegetativo, ya que es una zona en expansión.

C- Un incremento en demanda de energía de un 29.3 %, al pasar 14.51 GWh a 19.14 GWh, por la incorporación de los 6 circuitos que actualmente están en la categoría C y D con 8 y 10 al programa de 24 de servicio.

D- Un incremento en la facturación de 12.28 GWh/mes

E- Aportes monetarios adicionales para la empresa de US$ 2.06 MM/mes, considerando el precio medio de venta de la energía (US$ 16.8 Centavos).

F- Automatización de los procesos de lectura y facturación, eliminando errores humanos y reduciendo las reclamaciones de los clientes.

G- Automatización del procedo de corte y reconexión y aumento en el nivel de cobranza al 98%.

H- Detección temprana de irregularidades o fraudes en los suministros.

I- Prevención de averías y daño de equipos.

J- Reducción del personal y gastos operativos por una menor intervención técnica.

K- Mejor gestión de los clientes con medición bidireccional.

L- Posibilidad de ofrecer servicios prepago.

3.16 Evaluación económica

Este proyecto presenta altos márgenes de rentabilidad. La tasa interna de retorna obtenida es de un 19.9% mostrando este valor un alto porcentaje de beneficio que tendrá esta inversión. En la Tabla XIII se muestra la evaluación económica del proyecto.

TABLA XIII

Entidades	Años					
Flujo de Caja (US$)	0	1	2	3	4	5
Costo Proyecto (US$)	(57,547,787)					
Costo O&M (US$)		(1,031,187)	(1,031,187)	(1,031,187)	(1,031,187)	(1,031,187)
Mayor venta (US$)		9,048,480	23,956,800	24,756,480	24,756,480	24,756,480
Reducción gastos Operativos (US$)		36,181	36,181	36,181	36,181	36,181
Flujo de Caja Neto (US$)	(57,547,787)	8,053,474	22,961,794	23,761,474	23,761,474	23,761,474
VAN	13,444,509					
TIR	19.9%					

3.17 Simulaciones realizadas

Se realizó en Digsilent la simulación del trasvase de carga entre los circuitos EBRI01 y EBRI05 simulando una falla en el circuito principal EBRI01 y la actuación automática del interruptor tele contralado, el cual al censar el disparo del circuito 1 cambia automáticamente la alimentación al circuito emergente EBRI05. La simulación fue

realizada con carga equivalente según la distancia de los centros de cargas. La figura 3-27 muestra el esquema con la configuración de los circuitos.

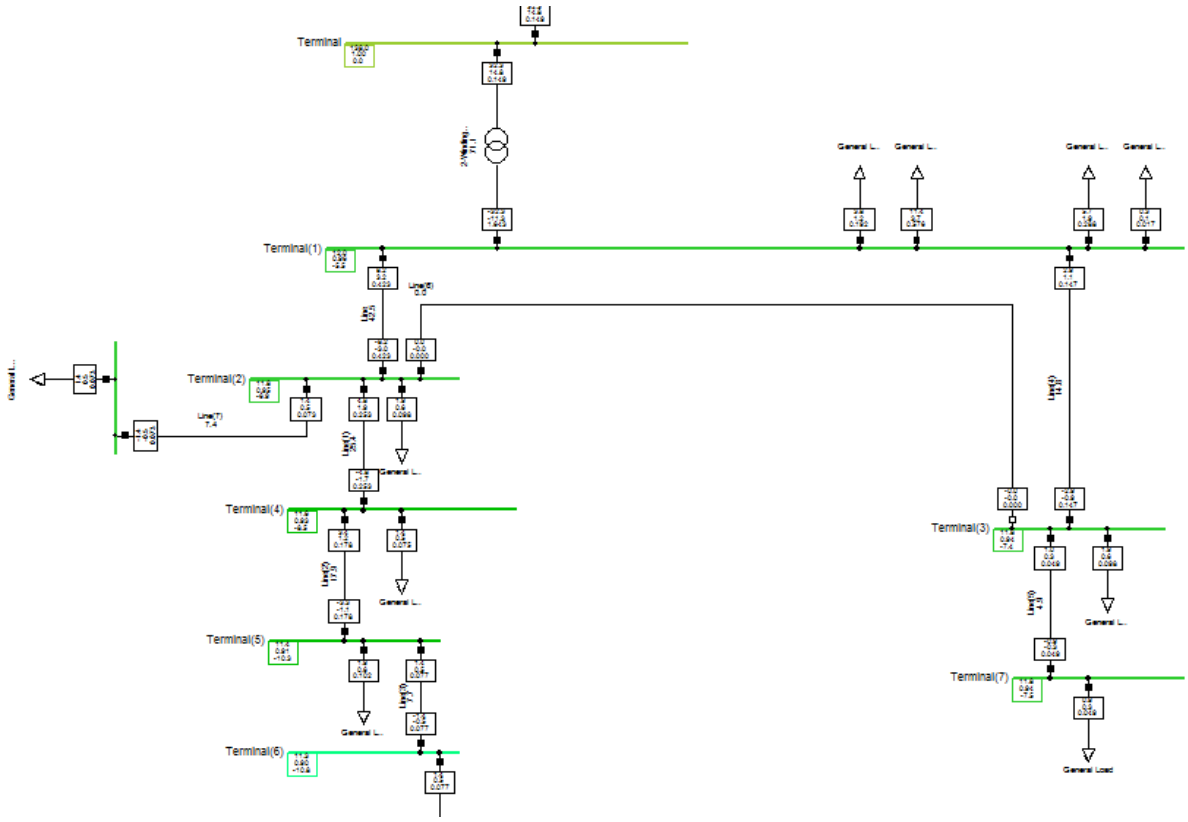


Figura 3-27: Esquema de configuración de los circuitos EBRI01 y EBRI05

Fuente: Los autores

Al momento de la falla se produce el disparo del interruptor tele controlado cuyos contactos normalmente cerrados se encuentran el circuito EBRI01. La figura 3-28 muestra el disparo del circuito 1 al producirse un corto circuito el voltaje se va a cero, el interruptor actúa abriendo contacto normalmente cerrado del interruptor despejando la falla; a los 200ms cierra el contacto normalmente abierto para alimentar la falla del circuito EBRI05.

En el gráfico 5 se muestra el comportamiento de las corrientes en ambos circuitos al momento de la falla y luego de la operación del interruptor tele controlado.

La línea verde corresponde al circuito EBRI01 y muestra como luego de ocurrir el corto circuito la falla es aislada por el interruptor dejando abierto su contacto normalmente abierto.

La línea azul corresponde al circuito EBRI05 y muestra como luego de despejada la falla y haber cerrado el contacto normalmente abierto incrementan los niveles de amperaje en este circuito debido al trasvase recibido.

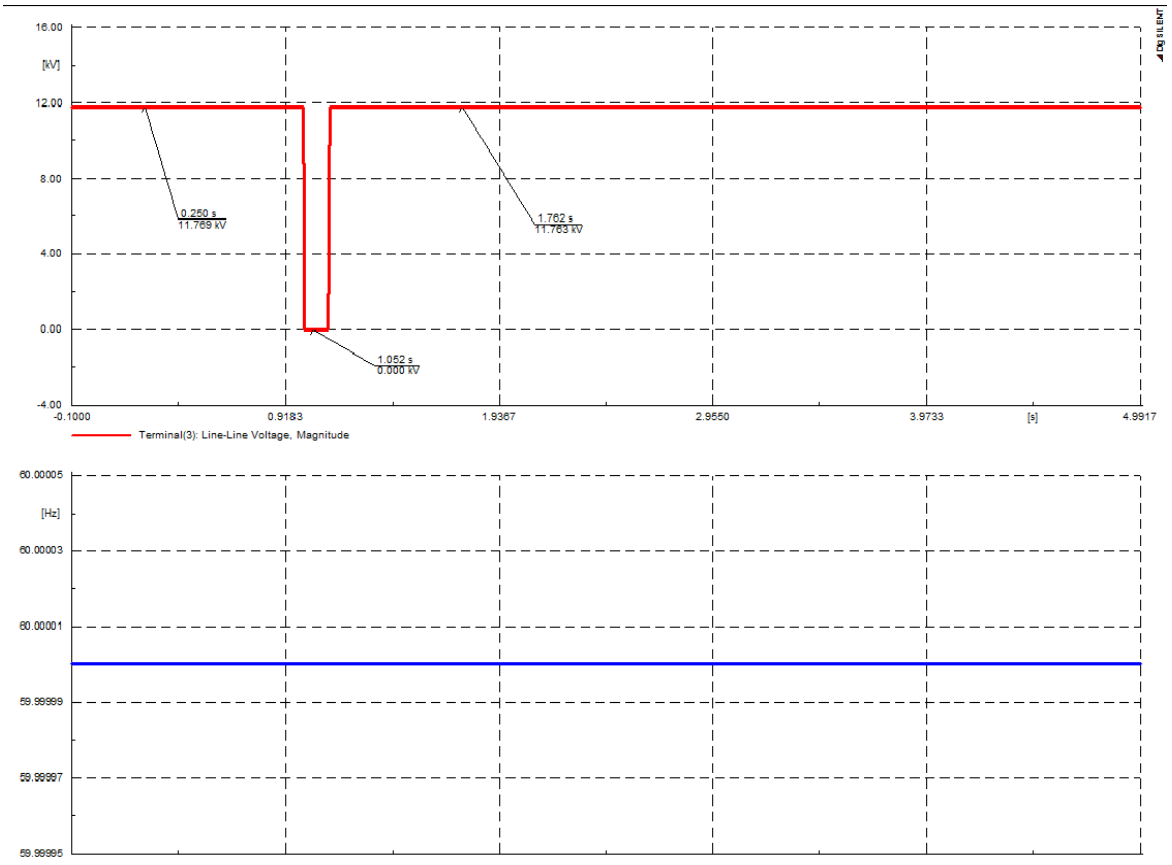


Gráfico 5: Comportamiento del voltaje y frecuencia en la carga cuando ocurre la falla.

Fuente: Los autores

El gráfico 6 muestra el comportamiento de la tensión durante en el circuito de emergencia EBRI05 antes y después de despejada la falla en el circuito EBRI01. Se puede notar que la tensión en el circuito EBRI05 ya con la carga trasvasada se mantiene en los niveles deseables.

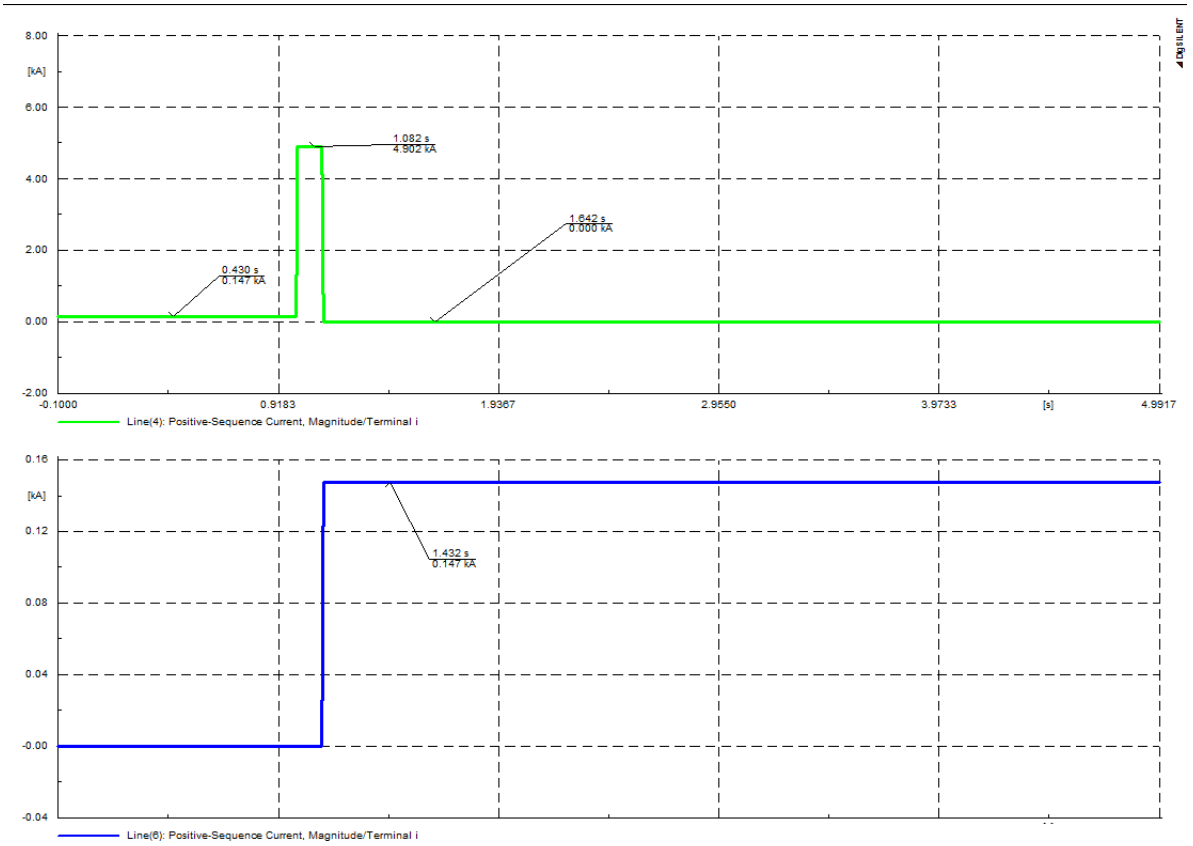


Gráfico 6: Comportamiento de las corrientes en circuitos EBRI01 y EBRI05

Fuente: Los autores

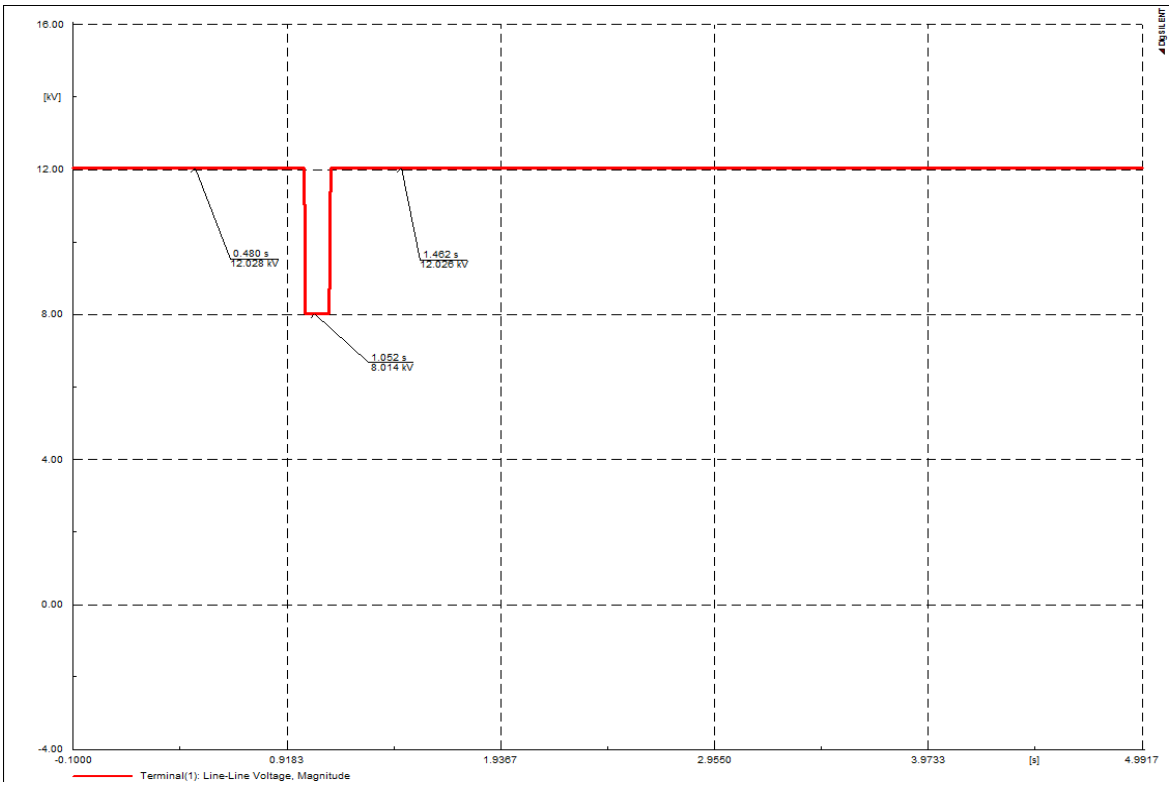


Gráfico 7: Comportamiento del voltaje en el circuito 5 al momento y luego de despejada la falla

Fuente: Los autores

El gráfico 7 muestra el comportamiento de los voltajes en estado estable. Se puede visualizar que los límites de seguridad en ninguno de los circuitos.

La figura 3-28 muestra los niveles de tensión en las barras de la S/E, Puede observarse que la los voltajes se mantienen dentro de los límites establecidos, según el artículo 149 del reglamento de aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01.

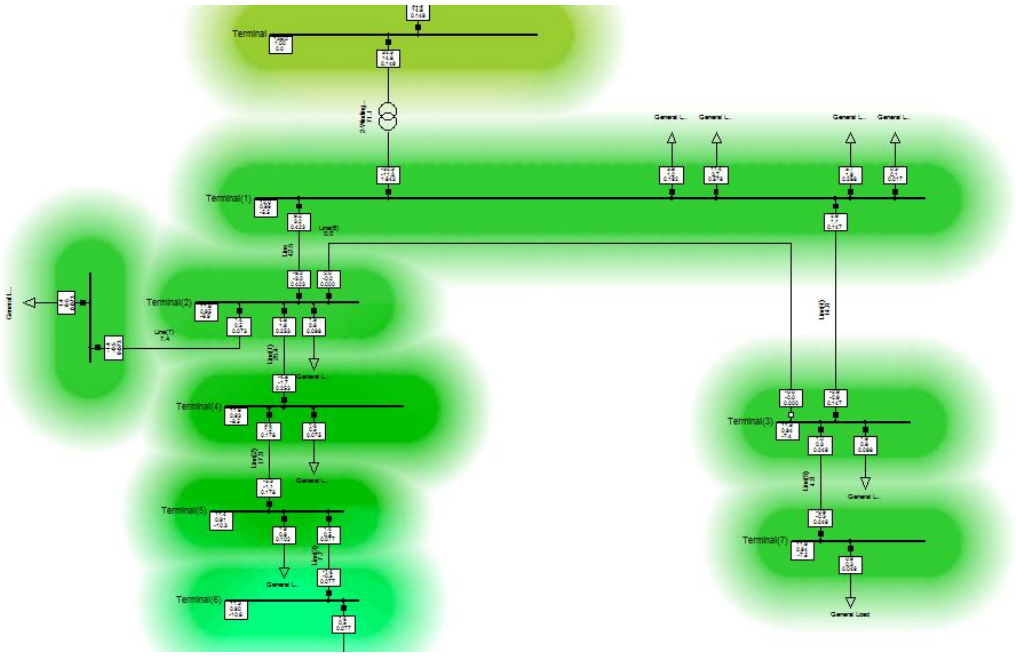


Figura 3-28: Comportamiento del voltaje en estado estable

Fuente: Los autores

PARTE IV

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Capítulo 4.
Conclusiones, trabajos derivados y trabajos futuros

4.1 Conclusiones

La implementación de redes inteligentes en gran parte de los países que dicen haberla aplicado se ha limitado solo a las instalaciones de medidores con sistemas de comunicación o medidores inteligentes. Claro, es una realidad que la situación en cuanto a las pérdidas eléctricas en que se encuentra República Dominicana no es comparable con la mayoría de países de la región donde estos están trabajando a nivel de satisfacer los requerimientos del servicio al cliente, ya que tienen márgenes operativos que se lo permiten.

Este proyecto realizado en la subestación el Brisal cuyos niveles de pérdidas se encuentran en un 63%, consistió en la mejora de las redes eléctricas, captación de clientes e instalación de medidores inteligentes, instalación de sensores de corrientes para detección de manera instantánea de la ubicación de una falla e instalación de tres dispositivos de recierres (recloser) en puntos claves para que siempre se mantengan energizados.

El fin del mismo más que la reducción de pérdidas es que sea escalable en todas las subestaciones de la empresa Edeeste que presenten situaciones de pérdidas similares y que

esta escalabilidad no solo se limite a esta distribuidora sino que a todas las EDE's para que estas sean auto sostenible y no sigan siendo una carga para el estado y se pueda reinvertir el dinero aportado en subsidios en otras causas disminuyendo con esto los niveles de pobreza en la que se encuentra sumergido gran parte de la población.

Luego de haber realizado las normalizaciones correspondientes tal y como se plantea en el cronograma de trabajo, es vital el monitoreo de las pérdidas a través de totalizadores y macromediciones para evitar el rápido deterioro de las redes de baja tensión y detectar de manera rápida cualquier tipo de fraude por medio a los balances energéticos.

Si este plan de reducción de pérdidas se aplica de manera rigurosa, la proyección de las pérdidas que se plantea dejara de ser proyección y pasara a ser la realidad.

En las simulaciones realizadas con el interruptor tele controlado a través de Digsilent, se pudo observar cómo funciona este dispositivo y como puede ayudar a mantener la disponibilidad de energía en puntos claves de un circuito en caso de ocurrir falla alguna. Con inversiones de este tipo en la empresa Edeeste pueden mejorar los indicadores de frecuencia y duración de las interrupciones.

Además de este dispositivo, la adecuación de las redes, los medidores tele medidos y el MDM son herramientas indispensables para seguimiento y reducción de las pérdidas eléctricas, reducción de costos operativos, detección de anomalías en clientes y reducción de anomalías de facturación, entre todos los otros beneficios que fueron planteados durante el desarrollo del proyecto.

Los sensores de corrientes y voltajes son dispositivos esenciales para detección de averías de manera efectiva dentro del área de influencia de los circuitos de la subestación en cuestión. Su uso debe ser masivo en toda la empresa para aumentar o comenzar a crear satisfacción en el cliente que es quien provee la fuente de ingresos.

Se puede apreciar en los resultados económicos obtenidos la rentabilidad del proyecto y como en un tiempo menor a 5 años se habrá recuperado la inversión y a partir de ahí todo será ganancia si se mantiene el seguimiento correspondiente en esta subestación. Con el valor actual neto obtenido es indudable que la inversión es rentable ya que se generarán altos beneficios.

4.2 Trabajos derivados de esta investigación

De la realización de este proyecto se han derivado los siguientes procesos:

- **Presentación en congresos CONIITI**

Paper: Electrical Loss Reduction Program using smart grid applied to the Empresa Distribuidora de Electricidad del Este.

- **Presentación en congresos CONIITI**

Paper: Diseño y Desarrollo de un modelo marino motriz para la explotación energética de las Corrientes oceánicas del Canal de la Mona

- **Formulación de la propuesta FONDOCYT**

- **Presentación para una propuesta para la solicitud de una patente en ONAPI**

4.3 Trabajos futuros.

Esta investigación se ha basado principalmente en la elaboración de un programa, utilizando redes inteligentes, dirigido a reducir las pérdidas eléctricas en el área de distribución. Sin embargo, hay muchas otras áreas donde se pueden aplicar las redes inteligentes, por lo que planteamos como extensión de este proyecto o investigaciones futuras:

- Aplicación de Smart Grid en el control de equipamiento doméstico para una mayor eficiencia en el uso de la energía eléctrica.
- Control del alumbrado público y señalización vial mediante redes inteligentes.

Bibliografía

[1] C. V. Quintero, Estimación de la demanda para la localización de pérdidas no-técnicas por puntos de transformación. Tesis de Grado-Enero 2012. Universidad Simón Bolívar.

[2] Ing. Andrés Ghia & Dr. Alberto del Rosso, Reducción de Pérdidas en Sistemas de Transmisión y Distribución, Cámara Argentina de la Construcción, Área de Pensamiento Estratégico, Diciembre 2013.

[3] C. A. Calderón, F.A. Tobar, Propuesta de Diseño de un Modelo Smart Grid para las Empresas Eléctricas de Distribución Ecuatorianas, Sep. 2012.

[4] Portal Circuitos-CDEEE. http://circuitos.gob.do/infCircuito.aspx

[5] J. M. Gómez, R. C. Luna, J. C. Montero, J. Meneses. Aplicación de tecnologías de medición avanzada (AMI) como instrumento para reducción de pérdidas. Boletín IIE, 2015.

[6] CDEEE, Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Noviembre 2016.

[7] J. R. Roncero, "Integration is Key to Smart Grid Management," Smart Grids for Distribution, 2008. IET-CI- RED. CIRED Seminar, Frankfurt, 23-24 June 2008, pp. 1-4.

[8] Applications & Technologies » Smart Grid Technology - Smart Meter Electronics.

[9] N. A. Hidayatullah, B. Stojcevski, A. Kalam, Analysis of Distributed Generation Systems, Smart Grid Technologies and Future Motivators Influencing Change in the Electricity Sector, July 2011.

[10] B. M. Quintana, N. G. Salcedo, Estado del Arte de las Redes Inteligentes "Smart Grid", Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias, 2012.

[11] International Energy Agency IEA 2011, Technology Roadmap, available https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/smartgrids_roadmap.pdf/, consultado 10/07/2017 a las 11:04 a.m.

[12] D. Y. R. Nagesh, J. V. V. Krishna and S. S. Tulasiram, "A Real-Time Architecture for Smart Energy Management," *Innovative Smart Grid Technologies* (*ISGT*), Gai-thersburg, 19-21 January 2010, pp.1-4.

[13] Office of the National Coordinator for Smart Grid Inter-operability, National Institute of Standard and Technology, U.S. Department of Commerce, "NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standard, Real-ease 1.0," NIST Special Publication 1108 on the January 2010.

[14] Y. Lee, J. R. Paredes, S. H. Lee, Las Redes Inteligentes de energía y su Implementación en ciudades sostenibles, RG-T2058, BDI, Agosto 2012. Available online ttps://publications.iadb.org/handle/11319/5753?locale-attribute=es&scope=123456789/11&thumbnail=false&order=desc&rpp=5&sort_by=score&page=1&query=Infraestructura+Sostenible+para+la+Competitividad+y&group_by=none&etal=0&filtertype_0=country_en&filter_0=Republic+of+Korea&filter_relational_operator_0=equals.

[15] E. M. Ortega, Redes de Comunicación en Smart Grid.. INGENIUS. Revista de Ciencia y Tecnología.

[16] ABB Group, Power and productivity, for a better world, November 7- 2012. Available online http://reg.conferences.dce.ufl.edu/docs/sema/2012speakernotes/jonesoverviewcomponentsapplications.pdf. Consultado 11/07/2017 a las 4:47 p.m.

[17] G&W Electric, Catalog O-vs17, viper-s, Solid Dielectric, Three Phase Reclosers. Available online http://www.gwelec.com/documents/pdfs/viper_s.pdf, Consultado 11/07/2017 a las 5:04 p.m.

[18] CDEEE, Plan Operativo de las Empresas Distribuidoras Año 2014.

[19] CDEEE, Proyecto de normalización de red de distribución y reducción de pérdidas eléctricas, Informe final EIA, volumen 1 de 2, Sep. 2015.

[20] http://www.acento.com.do/2015/economia/8270518-perdidas-del-sector-electrico-dominicano-doblan-a-las-de-centroamerica//

[21] http://www.adie.org.do/index.php/component/k2/item/46-las-perdidas-de-energia-y-su-impacto-en-el-deficit-electrico//

[22] W. Peña, W. Francisco, L. Rymer, R. Escolástico, Aseguramiento del Suministro de Electricidad en la Compañía Eléctrica Punta Cana Macao, Proyecto de investigación, Abril 2017.

[23] Applications & Technologies » Smart Grid Technology - Smart Meter Electronics, Available online http://www.mouser.com/applications/smart-grid-technology. Consultado 23/07/2017 a las 8:28 p.m.

[24] J. Hiscock, International Smart Grid Action Network, Spotlight on Advanced Metering Infrastructure, AMI Case Book Version 1.0, July 2013.

[25] Spotlight on Smart and Strong Power T&D Infrastructure, May 2016 T&D Case Book Version 2.0. Available online http://www.cleanenergyministerial.org/Portals/2/pdfs/ISGAN__TD_CaseBook_v2.pdf. Consultado 23/07/2017 a las 8:28 p.m.

[26] Indra Company, http://www.indracompany.com/sites/default/files/indra_smart_metering_es_baja.pdf. Consultado 24/07/2017 a las 7:20 p.m.

[27] Locating Earth-Faults in Compensated Distribution Networks by means of Fault Indicators. E. Bjerkan, T. Venseth Available online: https://www.researchgate.net/profile/Eilert_Bjerkan/publication/228899540_Locating_Earth-Faults_in_Compensated_Distribution_Networks_by_means_of_Fault_Indicators/links/0deec528f32e6cc236000000.pdf.

[28] R. P. Bautista, Equipos de seccionamiento utilizados en las redes de distribución por Luz y Fuerza del Centro, México D.F. 2009. Available online: http://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/3900/EQUIPOSECCIONAMIEN.pdf?sequence=1

[29] Outdoor circuit breaker. GVR Recloser. Hawker Siddeley Switchgear: http://www.dribo.cz/pdf/EN_Recloser.pdf.

[30] Edeeste, SASD, Manual de subestación El Brisal, Mayo 2012.

[31] Edeeste, Sistema de Gestión de Distribución (SGD), cartografía de circuitos sub-estación El Brisal.

[32] Ley General de Electricidad No. 125-01.

[33] Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01

[34] Ley Número 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales.

[35] B. Losada, El Reto de las Redes Inteligentes para las Empresas Electricas, Gas Natural Fenosa, Espena Junio 2011.

[36] National Institute of Standart and Technology, "NIST and the Smart Grid," 2010. http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm

[37] A. Mahmood, M. Aamir and M. I. Anis, "Design and Implementation of AMR Smart Grid System," IEEE Electric Power and Energy Conference, Canada, 2008, pp. 1-6

[38] National Institute of Standart and Technology, "NIST and the Smart Grid," 2010. http://www.nist.gov/smartgrid/nistandsmartgrid.cfm

PARTE VI

ANEXOS

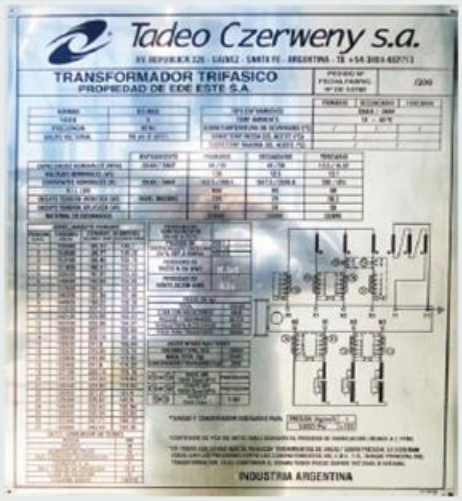
Anexo A

Componentes de la S/E

A- Componentes principales de la S/E El Brisal

A-1 Transformador de Potencia

Transformador Potencia 1



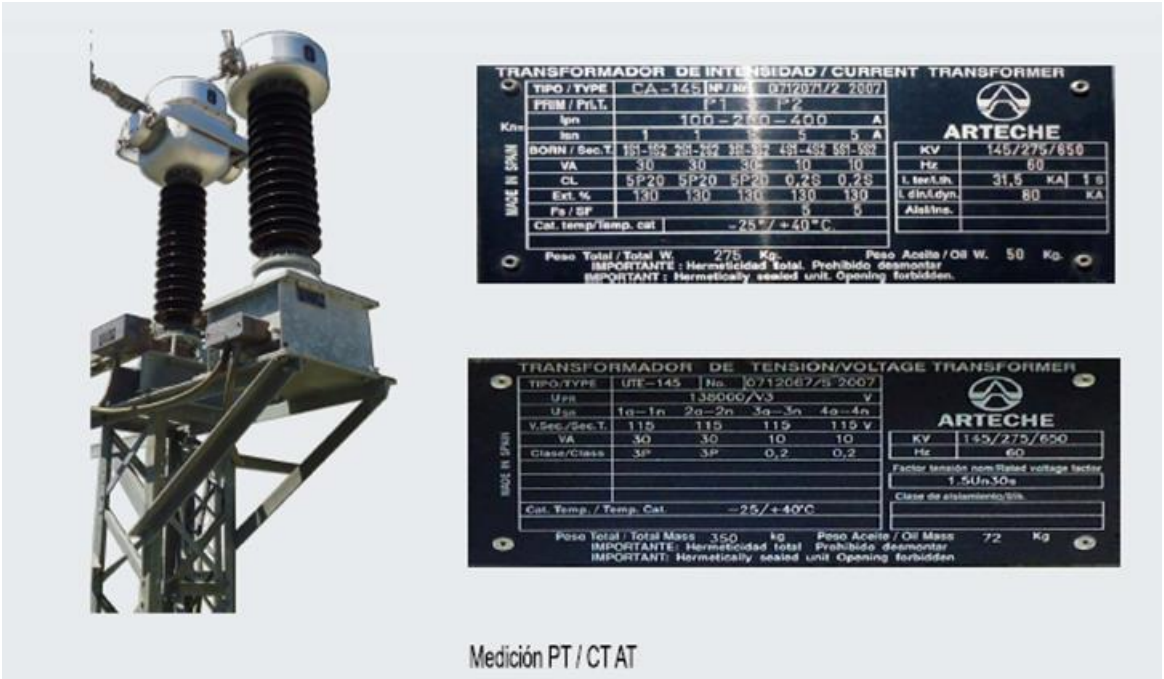
Placa Transformador Potencia 1

Detalles del Transformador T01				
Datos Generales		**Variables Convergentes**		
Marca	Tadeo Czerweny	Característica	Unidad	Magnitud
Serie	85237	Potencia Nominal	MVA	40-50
Norma Fab.	IEC ANSI	Corriente Nominal	A	167-209 Alta /1847-2309
Año Fab.	2008	Tensión Primaria	kV	138
Peso	25415 kg	Tensión Secundaria	kV	12.5
Posee Conmutador	Si	Corriente. CC	kA	
No. De Paso de Intercambiador	27	Tiempo de CC	Seg	3
% de Incremento por Paso	0.99%	Impedancia	%	814.07/14.21/13.11
Accionamiento de Regulador	Automático	conexión	Grupo	YNyn0 (dII)
Tipo de Ventilación	ONAN - ONAF	Fase	φ	3
Entrada de Ventiladores	Automático	Frecuencia	Hz	60
Tanque de Expansión	Si			
Extractor de Humedad	Si			
No. De vasos de Extractor de Humedad	2			

Figura A-1: Transformador de potencia [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-2 Equipos de Medición



Medición PT / CT AT

Transformador de Tensión y Corriente De Medición			
PT		**CT**	
Marca	Arteche	**Marca**	Arteche
Serie	0712067/4/5/6	**Serie**	0712071/1/2/3
Norma Fab.	N/A	**Norma Fab.**	N/A
Tipo	UTE-145	**Tipo**	CA 145
Peso	320 kg	**Peso**	275 kg
Niveles Potencia de Precisión (VA)	30-30-10-10	**Corriente de CC**	31.5 kA
Relación de Transformación (KV)	145/275/650	**Niveles de Potencia de Precisión**	30/30/30/10/10
Clase	3P/0,2	**I th**	80 kA
Frecuencia	60Hz	**I dyn**	80 kA

Figura A-2: Equipos de Medición [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-3 Transformador de Servicios Auxiliares

Transformador Servicios Auxiliares

Placa Transformador

Transformadores Auxiliares T01				
Datos Generales		Variables Convergentes		
Marca	ABB	Característica	Unidad	Magnitud
Serie	80968	Potencia Nominal	kVA	100
Norma Fab.	IEC60076	Corriente Nominal	A	4.62
Año Fab.	2003	Tensión Primaria	kV	12.5
Peso	715 kg	Tensión Secundaria	kV	208
Material AT/BT	AL / AL	Duración Máxima de CC	Seg.	N/A
No. De Paso de Intercambiador	5	Tensión. CC	kV	N/A
% de Incremento por Paso	2.5 % Por escalón	Impedancia. CC 120 °C	%	4.40/3.89
Tipo	CTO 100	conexión	Grupo	DYn11
Tipo de Ventilación	ONAM	Fase	φ	3
Clase de material	A	Frecuencia	Hz	50

Figura A-3: Transformador de Servicios Auxiliares [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-4 Transformador de Servicios Auxiliares

Proteccion Transformador de Potencia

Protecciones Transformadores #1 y 2			
Relé Diferencial		**Relé Sobre Corriente**	
Marca	ABB	**Marca**	ABB
Serie	A1B0C1D1D1UOK22H2	**Serie**	D003325D191
Norma Fab.	IEC 60255	**Norma**	IEC
Tipo de Relé	Digital	**Tipo de Relé**	Digital
Tipo	RET 316	**Tipo**	REF 542 plus

Figura A-4: Protecciónón Transformador de Potencia [30]

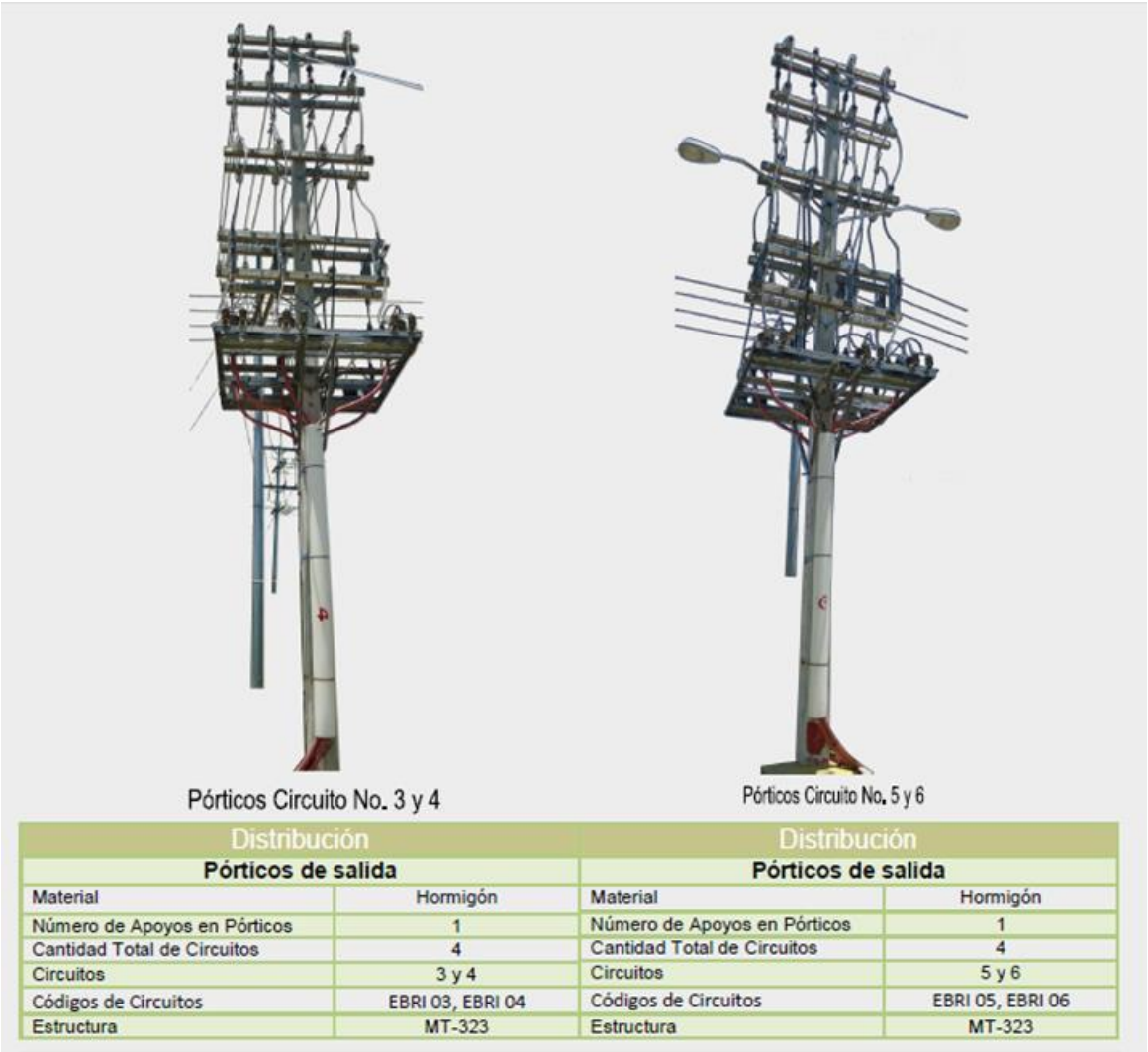
Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-5 Campos de Circuitos

Figura A-5: Campos de Circuitos de Distribución [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-6 Pórticos de Circuitos



Pórticos Circuito No. 3 y 4

Distribución	
Pórticos de salida	
Material	Hormigón
Número de Apoyos en Pórticos	1
Cantidad Total de Circuitos	4
Circuitos	3 y 4
Códigos de Circuitos	EBRI 03, EBRI 04
Estructura	MT-323

Pórticos Circuito No. 5 y 6

Distribución	
Pórticos de salida	
Material	Hormigón
Número de Apoyos en Pórticos	1
Cantidad Total de Circuitos	4
Circuitos	5 y 6
Códigos de Circuitos	EBRI 05, EBRI 06
Estructura	MT-323

Figura A-6: Pórticos de Circuitos de Distribución [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-7 Juego de Barras

Figura A-7: Juego de Barras AT 138 kV (Maniobra manual y SCADA) [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-8 Disyuntores y Seccionadores AT

Disyuntor AT

Seccionador AT

Detalles del Disyuntor AT			
Datos Generales			
Marca	ABB	Tipo	LTB145D1/B
Norma	IEC60056	Fase	3φ
Serie	8664 968	Medio de extinción de Arco	SF6
Año de Fabricación	2003	Marca Proct. Sobre Corriente	Siemens

Datos Eléctricos		
Característica	Unidad	Magnitud
Tensión Nominal	kV	145
Tensión Nominal Soportable de Choque por Rayo	kV	650
Corriente Nominal de Servicio de Barra Colectora	A	3150
Corriente Nominal de Servicio de Salida	A	3150
Componente Nominal de Corto Circuito	%	51
Tiempo Nominal de Corto Circuito	Seg	3
BIL	kV	N/A
Peso	Kg	1170
Accionamiento del Interruptor de Potencia	Motor	Motor
Secuencia Nominal de Operación	Seg	0-0/3seg-co-3min/co
Tensión Nominal de Alimentación	V DC	125
Temperatura Ambiente	°C	-30
Presión Normal de Operación	MPa	0.60
Frecuencia	Hz	60

Figura A-8: Disyuntor y Seccionador AT 138 kV. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-9 Disyuntores MT

Disyuntores de Circuitos MT

Placa Disyuntor MT

Disyuntor MT				
Datos Generales		Variables Convergentes		
Marca	ABB	Característica	Unidad	Magnitud
Serie	4012 / 03	Voltaje Nominal	kV	17.5
Norma Fab.	IEC	Corriente Nominal	A	1250
Año Fab.	2003	Tensión Primaria	kV	12.5
Peso	235 kg	Corriente de CC	kA	25
Tipo	VD4 1712-25	Duración Máxima de CC	Seg.	3
Marca Prot. Sobre Corriente	ABB	Frecuencia	Hz	60
Medio de Extinción de Arco	Vacio	Secuencia de Operación	Seg- Min.	0-0.3s-co-3min-co
		Fase	φ	3
		Frecuencia	Hz	60
		Volt. Bobina de Apertura	V DC	125
		Volt. Bobina de Cierre	V DC	125
		BIL	kV	95

Figura A-9: Disyuntores MT 12.5 kV. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-10 Rectificador AC/DC

Retificador AC / DC

Placa Retificador AC / DC

Sistema SCADA y DC	
Cargador de Batería	
Marca	STATRON
Serie	309695/2
Tipo	110OBCS50
Año	N/A
Frecuencia	60
Voltaje Nominal	120 VAC
Corriente Nominal	50 A
Voltaje DC	125 VDC

Figura A-10: Rectificador AC/DC. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-11 Banco de Baterías

Banco de Baterias

Sistema SCADA y DC	
Banco de Batería	
Marca	HOPPECKE
Tipo	4OPzS
Voltaje DC	6 V
Cantidad de Baterías	20
Voltaje de Flotación	2.23V/Celda a 20°C
Torque de Conexión	20 Nm - 10lb.pies

Figura A-11: Banco de Baterías. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-12 Sistema SCADA

Panel SCADA & DC

Sistema SCADA y DC			
Señales Interruptores		**Sistema SCADA (Señales)**	
Interruptor AT	Estado	SF6	Si
Estado	Si	Nivel de Aceite	Si
Local / Remoto	Si	Alarma Buchholz	Si
Telemetría	Si	Disparo Buchholz	Si
Interruptor BT	Estado	Temperatura Devanado	Si
Estado	Si	Temperatura Aceite	Si
Local / Remoto	Si	Alarma Sobre Presión	Si
Corriente de CC	Si	Disparo Sobre Presión	Si

Figura A-12: Sistema SCADA. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

A-13 Medidor de Energía en el Punto de Compra AT

Medidor de Energía LM138 kV

Punto de Compra de Energía	
Medidor Principal	
Marca	ABB
Tipo	8500
Tipo de Medidor	Socket
CA	0.2
CL	20
KT	1.8

Figura A-13: Medidor de Energía. [30]

Fuente: Edeeste, manual S/E, 2012

Anexo B

Perfiles de demanda de los circuitos

B- Perfiles de demanda de la S/E y Circuitos

B-1 Gráfico de demanda del punto de compra de la S/E El Brisal

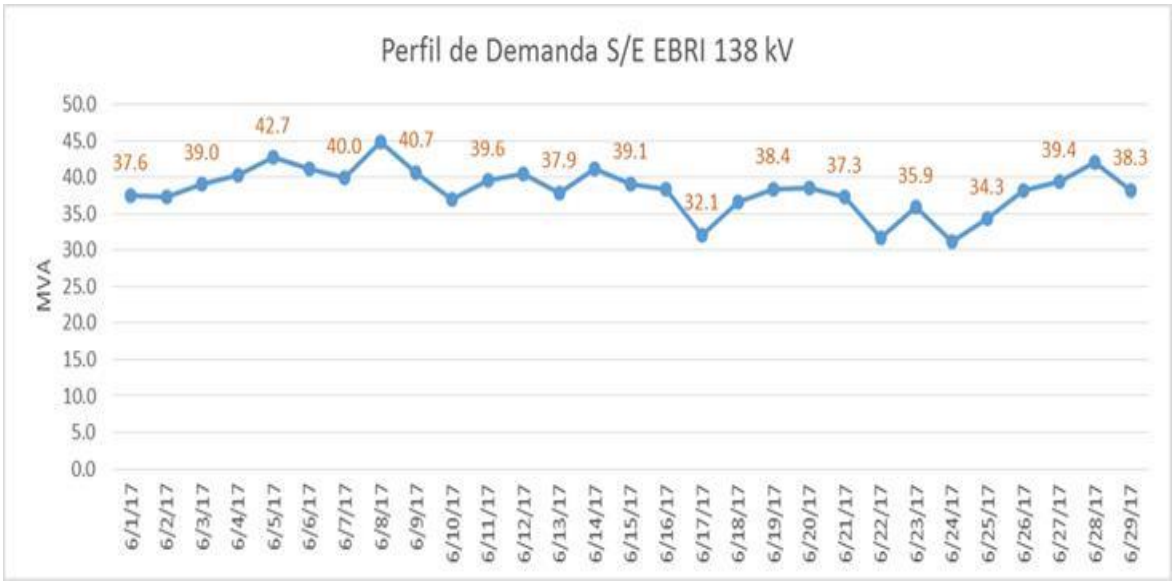


Gráfico B-1: Perfil de demanda de la S/E EBRI mes de Junio 2017.

Fuente: Los autores, data de la S/E El Brisal.

B-2 Zonas de influencias de los circuitos

Figura B-2.1: Zona de influencia Circuito EBRI01. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.

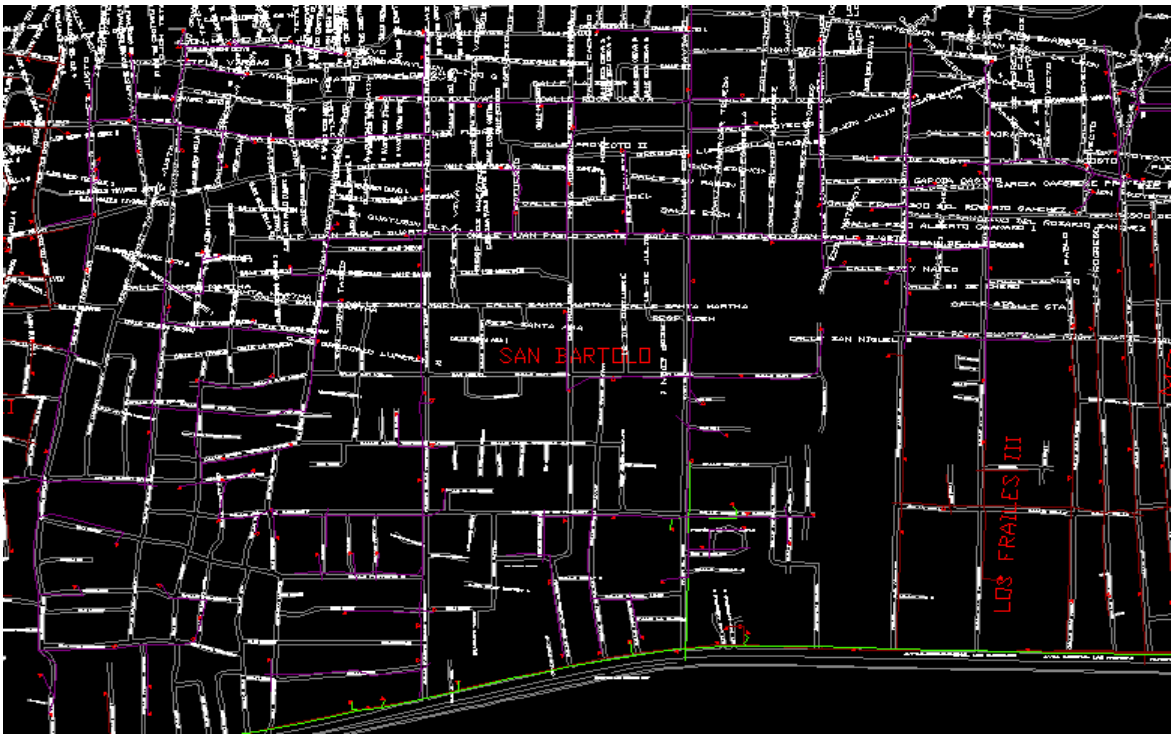


Figura B-2.2: Zona de influencia Circuito EBRI02. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.

Figura B-2.3: Zona de influencia Circuito EBRI03. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.

Figura B-2.4: Zona de influencia Circuito EBRI04. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.

Figura B-2.5: Zona de influencia Circuito EBRI05. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.

Figura B-2.6: Zona de influencia Circuito EBRI06. [31]

Fuente: Edeeste, SGD.