



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA  
FACULTAD DE ELECTROTECNIA Y COMPUTACION**

**Trabajo Monográfico para Optar al Título de  
Ingeniero Eléctrico**

**Título:**

Modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto  
Universitario Simón Bolívar implementando interruptor Tele  
controlados Modelo U-27 mediante el uso del sistema SCADA

**Autor:**

Br. Edgar Antonio Navarro Melara. 2006-23894

**Tutor:**

Ing. Ramiro Arcia Lacayo

Managua, Nicaragua 27 Marzo de 2020.



## Agradecimientos

A Dios, sin El nada de esto hubiera sido posible.

A mi madre por su amor, sacrificio y dedicación, por ser guía y pilar fundamental en mi vida.

A mi esposa por su tiempo, paciencia y amor incondicional, por apoyarme en los momentos más difíciles de nuestra vida juntos.

A mis hijas Andrea Sophia y Cesia Isabella, por la alegría y esperanza que dan a mi vida. Ustedes son mi fuerza, las amo.

A mis colegas y amigos presentes y pasados, quienes sin esperar nada a cambio compartieron su conocimiento me inspiraron y motivaron a dar mi mayor esfuerzo día con día hasta alcanzar este logro profesional.



**Modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto  
Universitario Simón Bolívar implementando interruptor Tele  
controlados Modelo U-27 mediante el uso del sistema SCADA**



# Modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto Universitario Simón Bolívar



**INDICE**

<b>I. Introducción.....</b>	<b>1</b>
<b>II. Objetivos .....</b>	<b>2</b>
<b>III. Justificación .....</b>	<b>3</b>
<b>IV. Marco Teórico .....</b>	<b>4</b>
<b>CAPITULO 1. Confiabilidad en las redes de media tension.....</b>	<b>4</b>
1.1 Indicadores de Calidad de Servicio Eléctrico .....	4
1.2 Análisis de confiabilidad. ....	7
1.3 Aplicaciones .....	7
1.4 Estudio de Reconfiguración de la Red .....	8
1.5 Uso de Interconexiones.....	10
1.6 Tipos de fallas en los Sistemas Eléctricos de Distribución.....	12
1.7 Identificación y Localización de Fallas. ....	13
<b>CAPITULO 2. Generalidades sobre dispositivos reconectadores. ....</b>	<b>16</b>
2.1 Fundamentos de los dispositivos reconectadores.....	16
2.2 Funcionamiento general de un Reconectador.....	21
2.3 Arreglos de reconectadores para su operación en el Sistema de Distribución .....	24
2.4 Especificaciones y características de los reconectadores que han de ser considerados en su selección e instalación. ....	25
2.5 Características Generales.....	28
2.6 Especificaciones generales de los Reconectadores (Rct).....	28
2.7 Caja de Actuación o Caja de Polos (Interruptor principal).....	29
2.8 Caja de Control y/o controlador.....	30
2.9 Sistema de Alimentación Auxiliar .....	31
<b>CAPITULO 3. SCADA .....</b>	<b>33</b>
3.1 Definiciones.....	33
3.2 Sistema SCADA .....	34
3.3 Descripción general de un SCADA .....	35
3.4 Funciones de SCADA .....	36
3.5 Dirección Tecnológica (TA) .....	37
3.6 Organización de la red de Telecontrol.....	39
3.7 Pantalla principal del sistema SCADA.....	44
3.8 Utilidades SCADA. ....	48



<b>V. Antecedentes</b> .....	<b>49</b>
<b>VI. Diseño Metodológico</b> .....	<b>50</b>
<b>CAPITULO 4. Detalle y requerimientos del proyecto.</b> .....	<b>53</b>
4.1 Seccionamientos y enlaces del circuito PDT3040 .....	54
4.2 Propuesta de Ubicación de ITC.....	64
4.3 Presupuesto. ....	66
4.4 Estudio Técnico–Económico. ....	67
<b>VII. CONCLUSIONES</b> .....	<b>75</b>
<b>VIII. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>77</b>



## Índice de Ilustraciones y tablas

<i>Ilustración 1</i>	<i>Parámetros de indicadores de calidad del servicio Electrico</i>	6
<i>Ilustración 2</i>	<i>Diagrama de reconfiguración de red</i>	9
<i>Ilustración 3</i>	<i>Dispositivos reconectador y su equipos de control</i>	17
<i>Ilustración 4</i>	<i>Dispositivo reconectador y su conexión</i>	18
<i>Ilustración 5</i>	<i>Secuencia de operación de un Reconectador.</i>	19
<i>Ilustración 6</i>	<i>Principio de funcionamiento de un reconectador.</i>	23
<i>Ilustración 7</i>	<i>Especificaciones del reconectador marca Schneider modelo U27</i>	28
<i>Ilustración 8</i>	<i>Caja de polos o Interruptor principal</i>	29
<i>Ilustración 9</i>	<i>Gabinete y caja de control</i>	31
<i>Ilustración 10</i>	<i>Estructura de Dirección Tecnológica SCADA</i>	38
<i>Ilustración 11</i>	<i>Plano general y plano de Subestación en SCADA</i>	39
<i>Ilustración 12</i>	<i>Pantalla de Plano General SCADA</i>	40
<i>Ilustración 13</i>	<i>Pantalla Principal de SCADA</i>	42
<i>Ilustración 14</i>	<i>Unifilares de SCADA por sector</i>	42
<i>Ilustración 15</i>	<i>Unifilar de SCADA por Subestación Disnorte-Dissur</i>	43
<i>Ilustración 16</i>	<i>Interfaz con pantalla principal SCADA</i>	44
<i>Ilustración 17</i>	<i>Diagramas por bloque SCADA</i>	44
<i>Ilustración 18</i>	<i>Ventanas básicas de señalización SCADA</i>	45
<i>Ilustración 19</i>	<i>Detalle de características del circuito PDT3040</i>	54
<i>Ilustración 20</i>	<i>Estructura de red actual del circuito PDT3040 (Enlaces y Seccionamientos)</i>	55
<i>Ilustración 21</i>	<i>Comportamiento de cargas de circuitos en Amperios #1</i>	57
<i>Ilustración 22</i>	<i>Corriente máxima en media línea del circuito PDT3040</i>	58
<i>Ilustración 23</i>	<i>Comportamiento de cargas de circuitos en Amperios #2</i>	63
<i>Ilustración 24</i>	<i>Propuesta para instalación de ITC en el circuito PDT3040</i>	64
<i>Ilustración 25</i>	<i>Detalle de ITC integrados a sistema SCADA de Disnorte-Dissur</i>	65
<i>Ilustración 26</i>	<i>Base de datos de interrupciones en el circuito PDT3040</i>	68
<i>Ilustración 27</i>	<i>Grafico de Incidencias en el circuito PDT3040</i>	69
<i>Ilustración 28</i>	<i>Base de datos KVA afectados por interrupciones en PDT3040</i>	70
<i>Ilustración 1</i>	<i>Parámetros de indicadores de calidad vigentes</i>	70



## I. INTRODUCCIÓN

En este documento se presentan las consideraciones necesarias para la elaboración de una propuesta de Modernización de la Red de Distribución Eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptores telecontrolados modelo U-27 para integrarse posteriormente al Sistema SCADA de la empresa Distribuidora de energía DISNORTE-DISSUR.

Se aborda la importancia de la confiabilidad en los sistemas de distribución y además identificar las acciones que deben ser implementadas para contribuir al mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico, posteriormente se plantean generalidades sobre dispositivos reconectadores y el sistema SCADA. se presenta una propuesta para la implementación de interruptores telecontrolados en el Recinto Universitario Simón Bolívar.

Así también se presenta un estudio técnico económico para justificar la inversión e implementación de interruptores telecontrolados seguido de un estudio de cargabilidad de los circuitos de distribución adyacentes para valorar la transferencia de carga del Recinto universitario Simón Bolívar y así utilizarlos como respaldo del circuito principal PDT3040.

Finalmente se plantean las conclusiones obtenidas al elaborar la propuesta valorando la continuidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico del Recinto Universitario Simón Bolívar.



## II. OBJETIVOS

### Objetivo General

- ✓ Elaborar una propuesta de modernización en la red de distribución del Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptores Telecontrolados Modelo U-27 mediante el uso del sistema SCADA

### Objetivos Específicos

- ✓ Analizar las causas que provocan las interrupciones de energía en el Recinto Universitario Simón Bolívar afectando calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico.
- ✓ Desarrollar un estudio técnico-económico para la implementación de interruptores Telecontrolados que permita la reducción de pérdidas por faltas permanentes al suministro eléctrico comercial del Recinto Universitario Simón Bolívar
- ✓ Justificar la inversión en Interruptores Telecontrolados tipo U-27 para reducir las pérdidas económicas que sufre el servicio eléctrico ante la ocurrencia de fallas permanentes en el suministro comercial de energía eléctrica proporcionado por la Empresa Distribuidora DISNORTE-DISSUR



### III. JUSTIFICACIÓN

Con la importancia que tiene la continuidad de servicio en el suministro de energía eléctrica mediante el uso de redes de distribución, se ha presentado la necesidad de hacer mayor uso de equipos de protección y seccionamiento con el fin de minimizar el número de consumidores afectados por las interrupciones y al mismo tiempo reducir el tiempo de duración de las fallas.

La calidad del servicio y regulaciones en el sector eléctrico ha motivado a que las empresas eléctricas de distribución realicen inversiones tecnológicas para mejorar su gestión y la prestación del servicio. Adaptar paulatinamente las redes eléctricas al concepto de redes inteligentes, con el objetivo de auto-recuperarse (Detectar, responder y restaurar el servicio) Optimizar el uso de los activos, minimizar los costos de operación y maniobras mientras se mantiene la seguridad en la operación de la red.

El interruptor telecontrolado en un circuito eléctrico tiene la responsabilidad del manejo del flujo de potencia y evitar en cierta medida que alteren los parámetros fundamentales del usuario final como son tensión y frecuencia, buscan mejorar la calidad de servicio, disminuir costos y simplificar la operación, incrementa la seguridad de los equipos instalados en la red y la seguridad operativa del personal. La automatización de los sistemas eléctricos y principalmente la automatización al sistema de protección de los mismos responde a estas necesidades contribuye a las tareas de reducir las interrupciones al suministro de energía, disminuir el tiempo de duración de los apagones y acotan las áreas afectadas por una avería.

Todo lo anteriormente mencionado amerita la modernización e implementación Interruptores Tele controlados para mitigar sus efectos ante agentes externos e internos que puedan provocar contingencias o disturbios afectando la continuidad del servicio, estos dispositivos mejoran la calidad de servicio de energía permitiendo la recuperación de mercado de manera rápida y efectiva.



## IV. MARCO TEÓRICO

### CAPITULO 1. CONFIABILIDAD EN LAS REDES DE MEDIA TENSION

#### 1.1 Indicadores de Calidad de Servicio Eléctrico

Los métodos convencionales para mejorar la confiabilidad del sistema incluyen la poda de árboles, protección contra descargas atmosféricas y mantenimientos preventivos de los circuitos, actividades que se centran en los alimentadores principales. Otra forma convencional y a veces descuidada es la aplicación regular de estudios de coordinación de los elementos existentes ya que, a los circuitos, dado su crecimiento continuo, se les van quedando cortos sus rangos de coordinación y la coordinación de sus elementos<sup>1</sup>.

Sin embargo, muchas empresas de servicio público de electricidad actuales se están dirigiendo hacia configuraciones especiales de los sistemas, tales como reconectores en la mitad de la línea, reconectores de enlace, configuraciones en lazo y recierre monopolar para mejorar la confiabilidad<sup>2</sup>.

Estas configuraciones, combinadas con comunicaciones remotas, pueden mejorar sustancialmente los índices de confiabilidad, mejorando consecuentemente el servicio al cliente y maximizando las ganancias de los accionistas. En un futuro desde un centro remoto de mando los centros locales de despacho serán los únicos con autoridad y capacidad para planear, supervisar la operación integrada de los recursos de generación interconexión y transmisión de los sistemas de distribución.

Las empresas de servicio público están presionadas para mejorar la confiabilidad por tres accionistas:

---

<sup>1</sup> Manual del ABB Power Control Device, [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)

<sup>2</sup> Carlos Álvarez Jiménez (2011) Análisis de las Protecciones Automáticas del nodo La Moza, Trabajo de Diploma, Universidad Central "Martha Abreu" de las Villas, Cuba



- **Usuarios de la red de distribución:** Los clientes esperan un nivel de confiabilidad igual o mejor que la confiabilidad que han tenido. Además, un número creciente de clientes están operando negocios, que son sensibles a la confiabilidad y calidad del servicio.

- **Dueños de la empresa:** Los accionistas o dueños de la empresa esperan tasas adecuadas de retorno. Todo gasto de capital, operacionales y de mantenimiento son seleccionados para maximizar los resultados.

- **Reguladores de la industria:** Las comisiones de regulación pueden exigir que haya la posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea indispensable para proteger a los usuarios y para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia. Los reguladores de la industria o comisiones de las empresas de Servicio Público están considerando cada vez más mecanismos de regulación basados en rendimiento, que establecen explícitamente objetivos de penalización. Estas comisiones de regulación a nivel internacional están monitoreando varios índices, tales como:

- Frecuencia Promedio de Interrupción del Sistema (SAIFI)
- Duración Promedio de Interrupción del Sistema (SAIDI)
- Frecuencia Promedio de Interrupción Momentánea (MAIFI)

Los indicadores técnicos de continuidad del servicio eléctrico **FMIK** y **TTIK** están definidos conforme al artículo 1.1.4 **NCS**<sup>3</sup>, asociados a la continuidad del servicio eléctrico, y corresponden a:

- Frecuencia Media de Interrupción (**FMIK**): Para un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.
- Tiempo total de interrupción (**TTIK**): Para un periodo determinado, representa el tiempo total en que el KVA promedio no tuvo servicio.

---

<sup>3</sup> Normativa de Calidad de Servicio (2004-2007)



## Modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto Universitario Simón Bolívar

Los indicadores en el periodo de los años 2004 al 2007, fueron evaluados conforme lo establecido en el Anexo Calidad del Servicio: Etapa I, Sub Etapa 3 de la Normativa de Calidad del Servicio, los cuales fueron establecidos de forma global:

### Sube tapa 3.

1. FMIK  $\leq$  1,8 veces por semestre
2. TTIK  $\leq$  4.6 horas por semestre

A partir del año 2008 se calcularon discriminando las categorías **Urbano** y **Rural**. Posteriormente, debido a la crisis que enfrentaba el sector energético a nivel nacional, el gobierno de la República de Nicaragua y las empresas distribuidoras de electricidad firmaron el **Protocolo de Entendimiento entre el gobierno de Nicaragua y las concesionarias DISNORTE/DISSUR**, ratificado por la Asamblea Nacional. En este protocolo se definieron nuevos parámetros de Indicadores de Calidad referidos a la Continuidad del Servicio Eléctrico. artículo **2.1.4 NCS**<sup>4</sup>

Los valores límite para los índices de interrupción por KVA nominal instalado (FMIK y TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media tensión o Baja Tensión) son los siguientes:

DISNORTE	FMIK	TTIK
Urbano	4.1	7
Rural	15	27
DISSUR	FMIK	TTIK
Urbano	4.1	7
Rural	15	27

Ilustración 1 Parámetros de indicadores de calidad del servicio Electrico  
Fuente: <https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/indicadores-de-calidad-del-suministro/>

Estos indicadores están acompañados de bonos financieros o penalidades que impactan directamente en el estado de resultados de las empresas de servicio público. Los accionistas o dueños de la empresa esperan tasas adecuadas de retorno. Todo gasto de capital, operacionales y de mantenimiento son seleccionados para maximizar los resultados.

<sup>4</sup> Normativa de calidad de Servicio, (2008) Titulo 4: Continuidad del servicio



## 1.2 Análisis de confiabilidad.

El análisis de confiabilidad se puede ver como una extensión del cálculo de contingencias clásico. Para un análisis clásico de contingencias se consideran varias interrupciones esenciales. Las interrupciones son examinadas en detalle para analizar las consecuencias en el sistema y la posibilidad de la restauración del suministro de energía<sup>5</sup>.

El análisis de confiabilidad simula y examina sistemáticamente todas las fallas individuales y múltiples. Para cada falla se determinan las cargas sin alimentación, la duración de las interrupciones y la posibilidad de la restauración del suministro de potencia. Como la duración y la frecuencia esperada de las fallas son conocidas, se puede determinar la contribución de todas las fallas a los índices de confiabilidad de las cargas.

## 1.3 Aplicaciones

El análisis de confiabilidad tiene una gran gama de aplicaciones:

- Comparación entre diferentes variables de planeamiento
- Análisis de puntos débiles (causas de interrupciones / costos de interrupción)
- Planeación del mantenimiento basado en confiabilidad (determinación de la importancia de componentes)
- Comparación entre diferentes estructuras de la red (por ejemplo. alimentador anillado / alimentador radial)
- Evaluación del reemplazo de líneas aéreas por sistemas de cables.
- Comparación de la conexión de las redes de clientes diferentes (conocimiento sobre el costo de interrupción esperado)
- Pago de penalidades para diferentes contratos (análisis de la preparación de nuevas ofertas para clientes especiales y tarifas)

---

<sup>5</sup> Manual del ABB Power Control Device, [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)



- Comparación de variantes para automatización (reconectores controlados remotamente) en redes de distribución (soluciones iguales/mejores con menor tecnología primaria).

#### 1.4 Estudio de Reconfiguración de la Red

La reconfiguración de alimentadores primarios no es más que el proceso de alterar la estructura topológica de la red a través del cambio de estado de los seccionadores, pero siempre conservando la misma estructura que en el caso de los sistemas de distribución es radial<sup>6</sup>.

Las empresas por lo general realizan esta operación de una forma manual, pero debido a los grandes tiempos requeridos para restablecer el servicio se están optando por equipos telecontrolados los cuales tienen programas especiales, como por ejemplo el sistema SCADA, que dan un alto grado de confiabilidad en el control y supervisión del sistema eléctrico y además permiten el acceso constante a la información en tiempo real del comportamiento de las variables eléctricas del sistema.

El objetivo de reconfigurar es obtener un sistema más flexible a cualquier evento o condición de operación que se pueda presentar en el circuito, donde los tiempos de desabastecimiento de energía sean mínimos y los usuarios puedan tener un servicio de elevada calidad. Otras razones por las que se debe reconfigurar una red de distribución de energía son

- En el caso de un aumento de la demanda, que puede causar sobrecargas en la red se busca una nueva topología con la reconfiguración para que se encuentre un equilibrio entre las pérdidas del sistema y el costo de la inversión.
- Reducir las pérdidas de potencia activa del sistema y costos de operación, donde se necesita una mejoría en los niveles de tensión del sistema.
- Tener alternativas de alimentación del circuito para en el caso de una falla, o mantenimiento del circuito.

---

<sup>6</sup> Manual del ABB Power Control Device, [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)

En la figura podemos observar una red de distribución común, donde se advierten las posibles formas de alimentación alternativa por medio de las secciones existentes en los ramales laterales, las secciones sobre el alimentador principal normalmente están cerradas y solo cambian de modo de operación en caso de una situación anormal del sistema. Para planear una operación eficiente de estas secciones actualmente existen y se desarrollan nuevo software que facilitan el trabajo y de acuerdo al propósito de un diseño presentan las posibles alternativas de disposición del sistema.

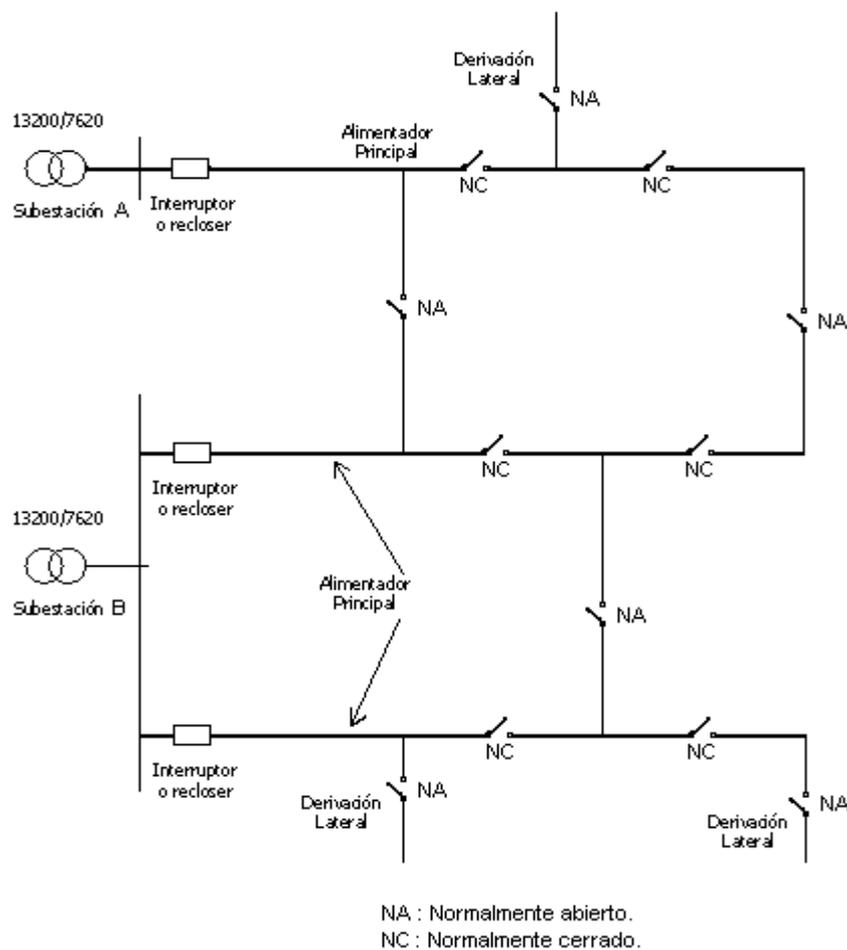


Ilustración 2 Diagrama de reconfiguración de red  
Fuente: Manual del ABB Power Control Device  
[www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage)



La primera opción es mediante la reconfiguración del circuito, esto es, la implementación de interconexiones con otros circuitos de la misma subestación o alguna aledaña; tal interconexión puede ser para parte del circuito o una porción del mismo. Dichas transferencias de carga pueden ser de forma manual o telecontrolada mediante la utilización de reconectores de línea.

### 1.5 Uso de Interconexiones

Las redes de distribución de energía en Nicaragua se diseñan, con pocas excepciones, para su operación radial; sin embargo, por razones de confiabilidad se deja la posibilidad de alimentar una sección de un alimentador desde otro, de la misma subestación o de una subestación diferente, dejando una capacidad de reserva suficiente en cada circuito para absorber la carga suplementaria. Lo anterior permite considerar la red de distribución como una red extremadamente enmallada que por razones de facilidad de operación y de protección opera radialmente<sup>7</sup>.

Para realizar un estudio de interconexiones en media tensión (13.2 KV -7.6 KV) se deben tener en cuenta los siguientes pasos:

- Se deben realizar los correspondientes flujos de carga y análisis cortocircuito para las diferentes disposiciones topológicas que se puedan tomar al realizar las interconexiones, esto teniendo en cuenta que se deben hacer estos estudios con las condiciones más críticas que se puedan presentar  $I_{max}$ , demanda máx. etc.
- Se debe tener en cuenta que el calibre del alimentador principal no supere el límite operativo de este o de otra forma que la suma de las corrientes máximas presentadas en los dos circuitos en un periodo de tiempo dado no supere la máxima corriente que puede circular por el conductor sin dañarse

---

<sup>7</sup> Manual de Redes de Distribución (2011), Disnorte-Dissur 27-29



- Se deben determinar los fusibles del alimentador adecuados para cada una de las configuraciones de alimentación de tal forma que los elementos seleccionados soporten las corrientes del caso más crítico.
- Por último, es recomendable que en el eje del alimentador que conecta los circuitos implicados en la interconexión no haya secciones con fusibles y en cambio se utilicen para mejor protección la implementación de seccionadores o reconectores de línea.

La otra forma es mediante el mejoramiento de la selectividad de las protecciones. esto es. que se realice una coordinación de los elementos de protección, tal que, salga la menor porción del circuito posible en caso de una falla, además teniendo en cuenta que se debe tener el menor número de secciones sobre el eje principal del circuito (preferiblemente una sección que divida el circuito a la mitad), libre al máximo de vegetación y con el calibre de conductor adecuado. Definir el alimentador principal del circuito cumple un papel muy importante aquí<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Manual de Redes de Distribución (2011), Disnorte-Dissur 27-29



## 1.6 Tipos de fallas en los Sistemas Eléctricos de Distribución.

En los sistemas de distribución eléctrica podemos encontrarnos a menudo con algunos tipos de fallas comunes que afectan la calidad y la continuidad del servicio eléctrico, tales como:

**Falla transitoria:** Son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a tres (3) minutos.

**Falla Permanente o Franca:** Suspensiones del servicio por tiempo indefinido, siempre están presentes en el sistema y no se pueden despejar hasta encontrar el problema exacto de la misma.

**Cortocircuito:** Se conoce como cortocircuito al defecto provocado por un contacto entre conductores o entre un conductor y tierra.

**Sobrecarga:** Se entiende por sobrecarga el exceso de intensidad en un circuito, debido a un efecto de aislamiento, o bien a una avería o demanda excesiva de carga de la máquina conectada a un motor eléctrico. La sobrecarga debe de protegerse ya que pueden dar lugar a la destrucción total de los aislamientos de una red, de un motor o de cualquier otro aparato eléctrico conectado a ella. Una sobrecarga no protegida degenera siempre en un cortocircuito

**Sobretensión:** Tienen su origen en las variaciones de carga en una red, maniobras de desconexión de un interruptor, formación o cese de un fallo a tierra, corte de alimentación a un transformador en vacío, puesta en servicio de línea aérea o subterránea, etc.

**Interrupción:** Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente.

**Black-Out (Apagón):** La suspensión total de electricidad o apagón eléctrico.



### 1.7 Identificación y Localización de Fallas.

A partir de la expansión de los sistemas de distribución de energía eléctrica en el mundo, el problema de la discontinuidad en el servicio, se ha convertido en un tema de gran interés para los agentes del sector eléctrico, en las áreas de planeación, operación, distribución, y más aún, para los usuarios residenciales e industriales. Tanto las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, como lo usuarios, interactúan con respecto a la valoración de los costos debidos a las interrupciones del suministro de energía eléctrica<sup>9</sup>. Con los procesos de globalización, las empresas prestadoras del servicio de electricidad del mundo, realizan estudios para valorar los costos debidos a una inadecuada continuidad en el suministro, y de esta forma, obtener un punto equidistante entre el costo de inversión para mejorar la confiabilidad de un sistema y los costos que las interrupciones representan a los usuarios del servicio <sup>10</sup>.

La localización de fallas no es un problema nuevo. Sin embargo, las investigaciones que se han realizado en esta área recaen sobre los sistemas de transmisión donde las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de más equipos, permiten localizar el sitio de falla con alta precisión. La localización en sistemas de distribución es más problemática, por la complejidad debida a la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, laterales y desbalance del sistema y de la carga<sup>11</sup>. Con lo cual se evidencia, que un sistema de distribución local es más vulnerable a los diferentes factores que afecten la continuidad del servicio prestado, por la singularidad de las topologías de sus redes eléctricas.

Los estudios sobre continuidad o confiabilidad en los sistemas eléctricos han estado enfocados en las áreas de generación y cogeneración en el que se destaca la homogeneidad de los sistemas de potencia. Sin embargo,

---

<sup>9</sup> Alfonso,P.(2005) Methodological proposal for cost valuation due to an inadequate continuitin the electric energy supply (Bogotá)

<sup>10</sup> Sullivan,M. (1996) Interruption Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability. IEEE Transactions on Power Svstems, 989-995

<sup>11</sup> Morales,G .(2009) Ubicación única de fallas en sistemas de distribución, Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia 187-196



desde 1960 han existido algunos pocos estudios para la determinación de la confiabilidad en transmisión y distribución, y en los puntos de carga<sup>12</sup>. Tales estudios han representado, el diseño de metodologías a partir de algoritmos de identificación de fallas, basados en el historial de eventos ocurridos y en lo establecido por los entes de regulación<sup>13</sup>.

El diagnóstico de fallas en las redes de distribución es de gran importancia incluso en las redes de media tensión. Del mismo modo, la identificación y localización de tales eventos es un importante factor para la calidad del servicio.

Mejorar la calidad del servicio prestado es de vital importancia para una sociedad actual en donde la energía eléctrica es indispensable en la mayoría de las actividades del ser humano, tanto en labores cotidianas domésticas e industriales. Con el avance de las tecnologías, la mayoría de equipos eléctricos y electrónicos de uso doméstico e industrial, son más vulnerables a variaciones de los parámetros de alimentación. Por ende, la calidad de la energía y la continuidad en el servicio de suministro, deben regirse bajo principios de confiabilidad. En consecuencia, es necesario adoptar metodologías que faciliten la rápida y confiable identificación de fallas y de esta manera establecer medidas que mitiguen el impacto económico y social, asociado a los factores característicos de la energía eléctrica. Las inversiones que hacen los operadores de red y los comercializadores para mejorar dicha calidad del servicio, se debe evidenciar de manera clara y transparente en interrupciones menos frecuentes y prolongadas, plasmadas en datos de indicadores veraces y definitivos.

Para el diagnóstico de fallas se emplean algoritmos que consisten principalmente en el cómputo de la impedancia de la línea de falla, basados en el voltaje y la corriente registrados directamente en el alimentador primario. Por lo tanto, se establece una relación entre la impedancia y la distancia de la falla, teniendo presente los parámetros de la línea. Este método es eficiente para los sistemas de transmisión porque permite detectar

---

<sup>12</sup> Baeza, R. (2003) Evaluación de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en desregulación (Chile). Revista Facultad de Ingeniería, 33-39

<sup>13</sup> Gómez, V. (2011) Identificación y Localización de Fallas en Sistemas de Distribución (Bogotá-Colombia) Universidad Distrital Francisco José de Caldas



en un punto preciso la ocurrencia de la interrupción. Sin embargo, tal algoritmo no es aplicable a redes de distribución, debido a que estas, presentan topologías mucho más complejas, en la cual, la distancia asociada con la impedancia estimada, puede coincidir con diferentes puntos de un sistema ramificado.

De tal manera que actualmente no existe una metodología precisa para la detección y acotación de falla sobre la red de distribución nacional, siendo la más efectiva realizar maniobras de apertura en elementos situados a lo largo de la línea, iniciando por los elementos de corte en media línea y realizar pruebas de cierre con carga al interruptor de cabecera acotando cada segmento de red hasta ubicar el tramo de red bajo falla.

Siendo esta la manera menos óptima para detectar fallas ya que en el transcurso se deben efectuar n-cantidades de pruebas de cierre al interruptor de cabecera siendo algunas pruebas bajo falla.

Un correcto monitoreo de lecturas analógicas de los parámetros eléctricos permitiría obtener un estudio en tiempo real de la información adquirida, frente a un suceso característico en las líneas de distribución. por lo tanto, al ubicar elementos de apertura automatizados y que a su vez suministren lecturas de corriente en tiempo real permitiría una acotación más efectiva de fallas y así mismo permitiría realizar maniobras en menor tiempo acotando también los tiempos de respuesta y por consiguiente permitiendo una recuperación de mercado.

La adopción de nuevas metodologías para la identificación de fallas en sistemas de distribución, partiendo de sistemas expertos de monitorización, permite aminorar los indicadores de duración y frecuencia de las interrupciones del servicio eléctrico.



## CAPITULO 2. GENERALIDADES SOBRE DISPOSITIVOS RECONECTADORES.

### 2.1 Fundamentos de los dispositivos reconectadores.

Los reconectadores son dispositivos interruptores que cumplen funciones generales de maniobra y protección eléctrica en una red de distribución eléctrica. Son auto controlados y capaces de detectar corrientes excesivas en el sistema de distribución donde estén instalados y efectuar las correspondientes aperturas y posteriormente volver a producir la respectiva reconexión, de modo automático. Son similares a los interruptores de potencia, solamente, en el sentido de que son capaces de cortar corrientes en servicio continuo y de fallas<sup>14</sup>.

En cuanto a su “virtud” de efectuar reconexiones, este equipo está diseñado y construido para efectuarlas, sin que la falla haya desaparecido. En caso de presentarse una falla en la línea de distribución, aguas abajo de donde el Rct está instalado, él puede efectuar varias maniobras de apertura y reconexiones, evitando así cortes prolongados de energía debido a defectos transitorios. En cuanto a su capacidad para detectar corrientes de fallas, los Rct están equipados con sensores y un controlador, como equipo complementario para: su configuración – programación, su protección y su mando<sup>15</sup>.

---

<sup>14</sup> Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconectador automático trifásico (2013) Universidad Simón Bolívar, Camurí Grande, Venezuela ,12-13

<sup>15</sup> Recloser o Reconectador (2017) Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú, 3



Ilustración 3 Dispositivos reconectador y su equipos de control  
Fuente: Manual de instalación reconectador Nu-lec ACR serie U.

Ilustración 3, muestra un ejemplo de reconectador. Obsérvese que posee dos componentes principales: la unidad de interruptor o caja de polos (interruptor de potencia) y el controlador (dentro del armario de mando) para la realización de ajustes, configuración y/o programación de las operaciones de este. Tanto el interruptor de potencia como el controlador, están interconectados a través de los correspondientes conductores para el intercambio de “señales” de control. Por tratarse de dispositivos para exteriores, normalmente los reconectores van instalados en postes y expuestos al medio ambiente o a la intemperie.

Estadísticamente se ha demostrado que la mayoría de las fallas en el sistema de distribución de energía eléctrica son transitorias. Debido a que no existe un método para determinar automáticamente si una falla es transitoria, los dispositivos de protección eléctrica operan sin poder evitarlo perjudicando la calidad de servicio. Es aquí donde entra la reconexión automática, que consiste en el recierre automático del dispositivo de protección que ha realizado la apertura debido a la detección de una falla. En general existen dos tipos principales de reconectores, los monofásicos que se usan como medio general de maniobra y protección de líneas de distribución

monofásicas y los trifásicos se usan para los mismos fines generales, pero en líneas de distribución trifásicas<sup>16</sup>.

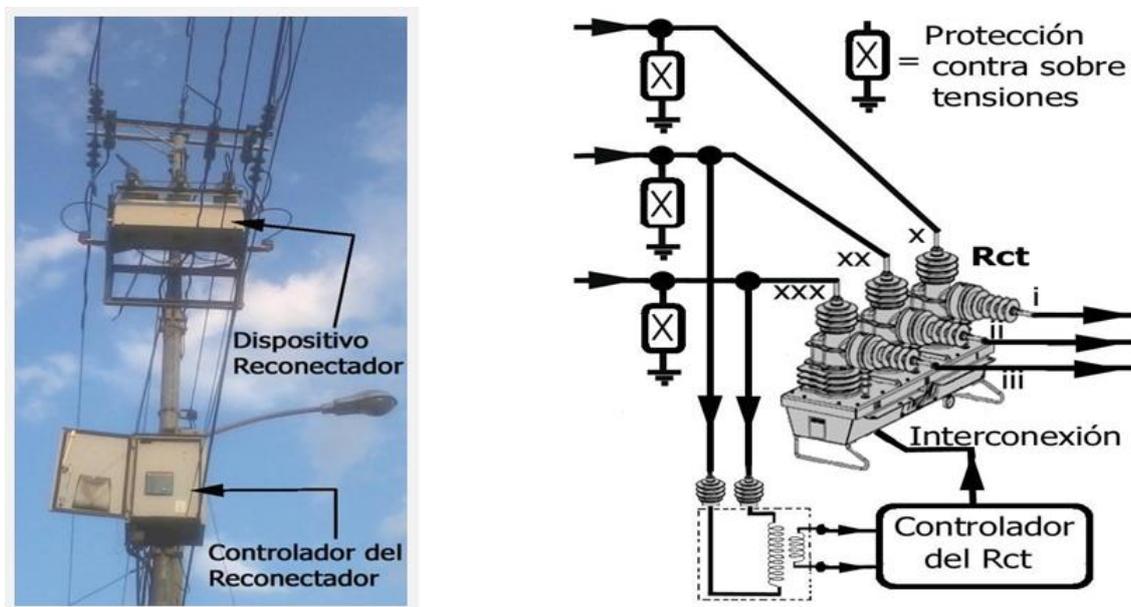


Ilustración 4 Dispositivo reconector y su conexión

Fuente: Manual de instalación reconector Nu-lec ACR serie U.

En general, los siguientes aspectos operativos del reconector son configurados o programados<sup>17</sup>:

- Los criterios de ajustes para la parte del reconector, encargada de detectar fallas.
- La coordinación con otras protecciones eléctricas asociadas al punto del sistema de distribución donde este dispositivo será instalado.
- El número o secuencia de desconexiones / reconexiones que efectuará en escenarios de falla, antes de efectuar una desconexión definitiva. (La desconexión es definitiva sí la falla persiste, mediante una condición de bloqueo – lockout condition).
- Los periodos de tiempo, tanto para la reconexión o cierre del circuito como para las aperturas del mismo.

<sup>16</sup> Manual de Reconectores Schneider Electric, 2009

<sup>17</sup> Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico (2013) Universidad Simón Bolívar, Camurí Grande, Venezuela ,12-13

Y en general, la determinación del modo de operación que de este dispositivo se requiera, en función de las especificaciones y características del punto del sistema donde será instalado.

Es importante resaltar, en relación a los periodos de tiempo que duran las sucesivas reconexiones, que los muy rápidos (ver tiempo  $t_a$  en Ilustración 5) son aplicados a casos donde lo que se quiere es despejar fallas temporales antes que las fusibles aguas abajo del Reconectador efectúen la apertura. Los periodos de tiempo “más largos” (ver tiempo  $t_c$  en Ilustración 5) son aplicados a casos en los cuales se desea que las protecciones eléctricas agua abajo despejen fallas permanentes y por tanto las mismas quedan confinadas a pequeñas secciones del sistema de distribución<sup>18</sup>.

Ilustración 5, se “grafica” lo mencionado. La onda senoidal de color verde representa una condición de operación normal. Sí se presenta, aguas abajo del Rct una falla, la corriente se eleva según lo indica la onda senoidal de color rojo.

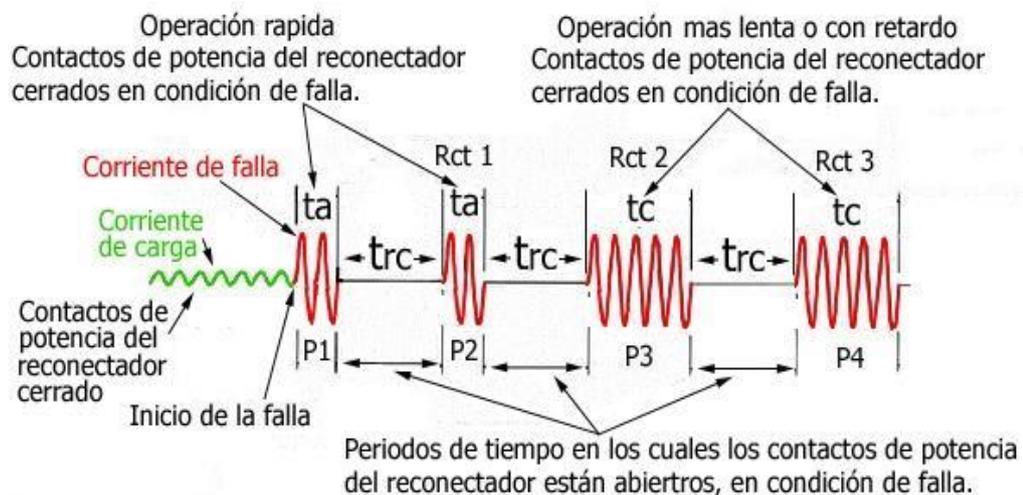


Ilustración 5 Secuencia de operación de un Reconectador.

Fuente: Manual de instalación reconectador Nu-lec ACR serie U.

Ilustración 5. Sucesión de tres acciones de reconexión (Rct 1 – Rct 2 – Rct3) por parte de un dispositivo reconectador (Rct), ante un escenario de falla aguas abajo del mismo. P1, P2, P3 y P4 son los periodos de tiempo, en

<sup>18</sup> Protección de sistemas de Distribución (2003), Secuencia de operación de un Reconectador 147-149



los cuales los contactos de potencia del Rct están cerrados. P1 es un periodo de tiempo durante el cual este dispositivo “ve” la falla en primer instante. Todos los intervalos de tiempo asociados a la actuación del dispositivo, son previamente programables o configurables “dentro” del controlador, ver también Ilustración 3.

Otros tiempos asociados a la operación del reconectador son el tiempo de reconexión (**trc**) y el tiempo de reposición (**trp**).

El **trc** se refiere a los intervalos de tiempo en los cuales los contactos de potencia del Rct están abiertos, después de una apertura ante fallas y antes de la respectiva reconexión.

El **trp** se refiere al periodo de tiempo durante el cual el reconectador cierra sus contactos después de aperturas debido a fallas de carácter temporal o transitoria y en ese instante ya dicha falla no está presente.

Una falla originada por fenómenos transitorios en una red de distribución, generalmente desaparece sola en tiempos muy pequeños. Una falla puede ser catalogada de corta duración si la misma no es transitoria y es despejada por otro dispositivo de protección eléctrica aguas abajo del reconectador.

Es de destacar que si el reconectador actúa ante una falla aguas abajo del mismo que resulta ser permanente y culmina su ciclo de aperturas / reconexiones, según lo previamente programado en el controlador, el mismo se bloquea, esto significa apertura definitiva.

Si en el transcurso de las operaciones de reconexión, el reconectador detecta ausencia de falla (como las transitorias o temporales), sus contactos de potencia quedarán permanente cerrados y el reconectador vuelve a “entrar” o ejecutar su operación normal programada (**OpNP**). A este respecto, existen dos tipos de corrientes que el equipo Rct podría detectar. Una de estas es el **Pickup** y la otra es la corriente mínima de operación (**Imiop**).

- **Pickup**: es el nivel de corriente que se le programa al reconectador para que este proceda a ejecutar las respectivas aperturas



dependiendo de una curva de protecciones de igual forma previamente ajustada.

- **Imiop:** es una cantidad de corriente que el reconectador debe censar, a través de su contacto de potencia, para poder “retomar” su OpNP (justo por debajo del pickup programado).

## 2.2 Funcionamiento general de un Reconectador.

Para explicar el principio de funcionamiento de un dispositivo reconectador, tendremos como referencia 10 Ilustraciones, es decir desde la 2.2a hasta la 2.2.i <sup>19</sup>.

En dichas figuras se asume que el reconectador ha sido configurado o programado para efectuar tres operaciones de reconexión (en la Ilustración 5, son Rct1, Rct2 y Rct3) y si persiste la falla aguas abajo, se produzca un bloqueo (apertura definitiva de los contactos de potencia). De igual manera, todos los tiempos de apertura y reconexión se asume que están previamente programados en el controlador (ver Ilustración 3).

En la figura 2. 2.a. tenemos una condición de servicio normal. En la figura 2.2.b, se presenta una falla aguas abajo del reconectador. Esta falla es “vista” por este dispositivo y como se observa en la figura 2.2.c, él se “ordena” a sí mismo la apertura de sus contactos de potencia. Transcurrido un tiempo, el reconectador produce una acción de reconexión, tal como se muestra en la figura 2.2.d. El vuelve a “ver” la falla y transcurrido otro intervalo de tiempo, vuelve a desconectar. Ver figura 2.2.e. En las figuras 2.2.f a la 2.2.i, se observan las últimas acciones de reconexión – desconexión - reconexión – desconexión definitiva.

---

<sup>19</sup> Protección de sistemas de Distribución (2003), Secuencia de operación de un Reconectador 147-149

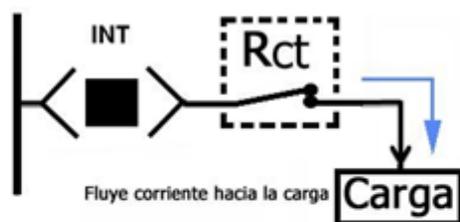


Figura 2.2.a. Condición de servicio normal de la carga. En Ilustración 5., esto corresponde a la onda senoidal de color verde.

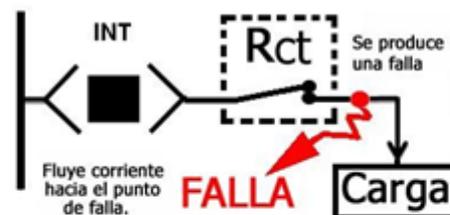


Figura 2.2.b. Se presenta una falla aguas abajo del reanclador Rct. Ilustración 5., esto corresponde a la onda senoidal de color rojo, Periodo P1



Figura 2.2.c. Se produce la primera acción de desconexión por parte del Rct. En la Ilustración 5. esto corresponde al lapso de tiempo entre los periodos

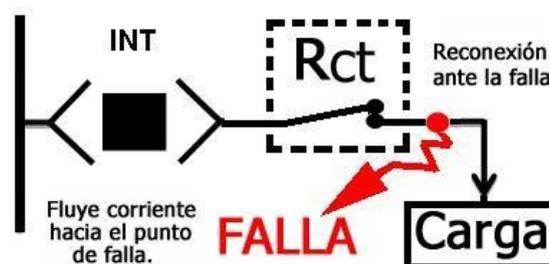


Figura 2.2.d. Se produce la primera acción de reconexión (Rct 1) por parte del Rct. En la Ilustración 5. esto corresponde al periodo P2.

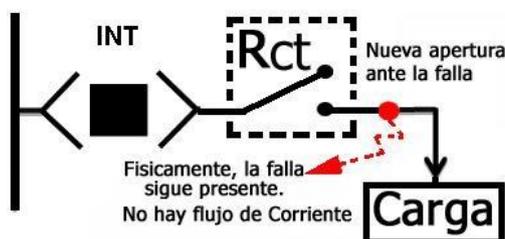


Figura 2.2.e. Se produce la segunda acción de desconexión por parte del Rct. En la Ilustración 5. esto corresponde al lapso de tiempo entre los periodos P2 y P3.

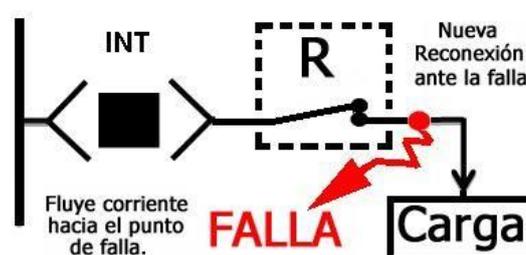


Figura 2.2.f. Se produce la segunda acción de reconexión (Rct 2) por parte del Rct. En la Ilustración 5. esto corresponde al periodo P3.



## Modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto Universitario Simón Bolívar

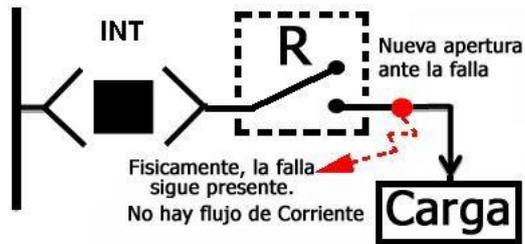


Figura 2.2.g. Se produce la tercera acción de desconexión por parte del Rct. En la Ilustración 5. esto corresponde al lapso de tiempo entre los periodos P3 y P4.

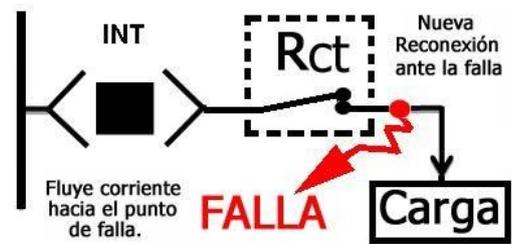


Figura 2.2 h. Se produce la tercera acción de reconexión (Rct 3) por parte del Rct. En la Ilustración 5. Esto Corresponde al periodo P4

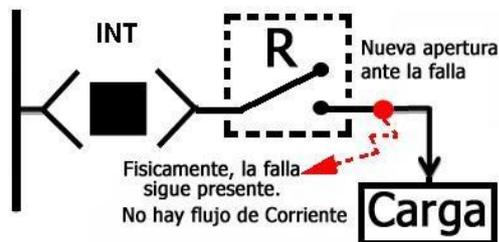


Figura 2.4.i. Se produce una última acción de desconexión por parte del Rct. Se asume que la falla físicamente sigue presente y por tanto el dispositivo Rct se bloquea.

Ilustración 6 Principio de funcionamiento de un reconectador.  
Fuente: Manual de instalación reconectador Nu-lec ACR serie U.



## **2.3 Arreglos de reconectores para su operación en el Sistema de Distribución**

### **Reconector de Subestación.**

En este caso el reconector es usado para hacer la función del interruptor principal de la subestación. Este arreglo generalmente es empleado en los casos que son necesarios interruptores controlados remotamente en las subestaciones.

### **Reconector secuencial (Media Línea)**

Esta es la aplicación más empleada, la misma consiste en colocar el reconector a mitad de circuito para proteger un pequeño tramo aguas abajo de este.

### **Reconector de Lazo**

En este caso el reconector se usa para la interconexión de dos circuitos. Este tipo de arreglo es usado frecuentemente para realizar maniobras de transferencia de carga.



#### **2.4 Especificaciones y características de los reconectores que han de ser considerados en su selección e instalación.**

Los reconectores pueden ser usados en aplicaciones para montajes en poste si subestaciones, su finalidad es proteger al sistema de cualquier falla; Esto lo realiza despejando dicha falla abriendo el ramal donde está ubicada dicha falla, como anteriormente se señaló; el reconnector es un equipo de apertura y cierre automático que, junto con las funciones avanzadas de control y protección, hace de él, un equipo de protección y maniobra eficiente.

El dispositivo reconnector debe actuar correcta y coordinadamente con el resto de los dispositivos de protección y maniobra que integran la red de distribución eléctrica. A tales efectos uno de los aspectos importantes a considerar previo a su selección y/o instalación es el cumplimiento y “respeto” a las especificaciones eléctricas del punto de aplicación específico de dicha red, donde este dispositivo será instalado.

Lo anterior requiere el manejo de las especificaciones generales del reconnector a utilizar, a los fines de adecuar o “acoplar” el dispositivo con el punto de aplicación. Los aspectos y/o especificaciones generales a considerar son los siguientes<sup>20</sup>:

- Tensión máxima nominal del reconnector y tensión nominal de su equipo controlador.
- Corriente máxima nominal.
- Frecuencia de funcionamiento.
- Corriente mínima de operación del reconnector que ha de circular a través de los contactos de potencia.
- Capacidad de corriente simétrica que soporta (generalmente en KA RMS).

---

<sup>20</sup> Manual de instalación reconnector Nu-lec ACR serie U, (2011), Schneider electric



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

- Capacidad de corriente asimétrica que soporta (generalmente en KA picos).
- Capacidad de apertura de los contactos de potencia en KA.
- Corriente máxima de corta duración (esta cantidad se da en KA/seg. Un tiempo típico es cuatro segundos).
- Curvas de respuesta de tiempo inverso del reconectador, en su función como dispositivo de protección.
- Impulso máximo de tensión entre fase – tierra, fase – fase y con los contactos de potencia abiertos (generalmente en KV. Esta tensión también está relacionada con el nivel básico de impulso BIL).
- Cantidad máxima de operaciones mecánicas (operaciones asociadas a la parte mecánica que accionan los contactos de potencia).
- Cantidad máxima de operaciones cuando por los contactos de potencia está circulando la corriente nominal (generalmente este número de operaciones es similar al de operaciones mecánicas).
- Cantidad máxima de operaciones cuando por los contactos de potencia está circulando la corriente de cortocircuito asociada al punto de aplicación.
- Las especificaciones referidas a la instalación como; las dimensiones generales y el peso del dispositivo reconectador y su caja de control. (Las previsiones e instrucciones del fabricante de estos equipos, para efectos de su montaje a la intemperie, en postes, etc., son esenciales).
- Grados de protección IP de las estructuras, carcasas y gabinetes, donde se encuentran tanto la parte del reconectador como su controlador.



Otros atributos y/o capacidades de los reanclador, asociados a los criterios y avances tecnológicos con los cuales son construidos estos dispositivos, también son importantes considerarlos.

Algunos ejemplos de estas capacidades en general, se refieren a los ajustes, configuraciones y/o programaciones que se puedan realizar, para que el reanclador efectúe actuaciones de protección eléctrica ante: conductores de línea de alimentadores abiertos, porcentajes de desbalances de las corrientes que están circulando a través de los contactos de potencia, porcentajes de sobre corrientes de secuencia negativa, defectos a tierra, fallos del interruptor de potencia “cercano”, auto supervisión de circuitos de disparo y reconexión, bloqueos de segundos armónicos, sobre tensión en el neutro, frecuencia máxima y mínima, etc.

De igual forma los avances tecnológicos también brindan la posibilidad de que los Rct puedan<sup>21</sup>:

- Efectuar diversas funciones de medición y/o registros de parámetros eléctricos.
- Transmisión de estas mediciones a los despachos de cargas o a los centros de control de operaciones de la red de distribución donde el dispositivo se encuentra prestando servicio.
- Ser susceptibles de ser programados y operados vía remota.

---

<sup>21</sup> Manual de instalación reanclador Nu-lec ACR serie U. (2011), Schneider electric



## 2.5 Características Generales

El Rct Schneider Nu-Lec modelo U27 (objeto del presente trabajo) es un interruptor automático trifásico con medio de interrupción el vacío, constituido por una caja de actuación (también llamada caja de polos) y una caja de control.

La función principal de este equipo es detectar condiciones de falla (cortocircuitos o desbalances) y realizar un número de operaciones de apertura y cierre en función de las condiciones del circuito. En la última apertura el equipo permanecerá abierto y bloqueado. Únicamente podrá volver a cerrarse mediante la acción manual de un operario. El reconectador es controlado tanto de manera remota como local<sup>22</sup>.

## 2.6 Especificaciones generales de los Reconectores (Rct).

<b>Peso</b>	118 Kg
<b>Tensión Nominal</b>	27 KV
<b>Corriente Nominal</b>	630 A
<b>Frecuencia</b>	60 HZ
<b>Nivel de aislamiento al impulso atmosférico</b>	115KV
<b>Corriente nominal de cortocircuito</b>	12.5 KA
<b>Tiempo Nominal de cortocircuito</b>	3 Seg
<b>Método de Interrupción</b>	Vacio
<b>Tiempo de recuperación</b>	180 seg
<b>Corriente de interrupción simétrica nominal</b>	12.5 KA
<b>Corriente de interrupción asimétrica nominal</b>	32.5 KA
<b>Mecanismo de apertura/Cierre</b>	Actuador magnético de enclavamiento
<b>Operaciones mecánicas</b>	10,000

Ilustración 7 Especificaciones del reconectador marca Schneider modelo U27  
Fuente: Manual de operación ADVC Schneider Electric

<sup>22</sup> Reconectores (2017), Sectorelectricidad.com

## 2.7 Caja de Actuación o Caja de Polos (Interruptor principal).

La caja de polos del Rct es el modelo ACR serie U. Está compuesta por tres polos, aislados cada uno con polímero **epóxico cicloalifático** (*bushing*) y una caja de acero inoxidable donde se encuentra ubicado el mecanismo de actuación de los contactos de potencia. Los sensores de tensión y corriente (TP y TC) se encuentran asociados a cada uno de los polos<sup>23</sup>.

Los contactos de potencia están inmersos en una “botella” de vacío completamente sellada, para facilitar la extinción del arco eléctrico.

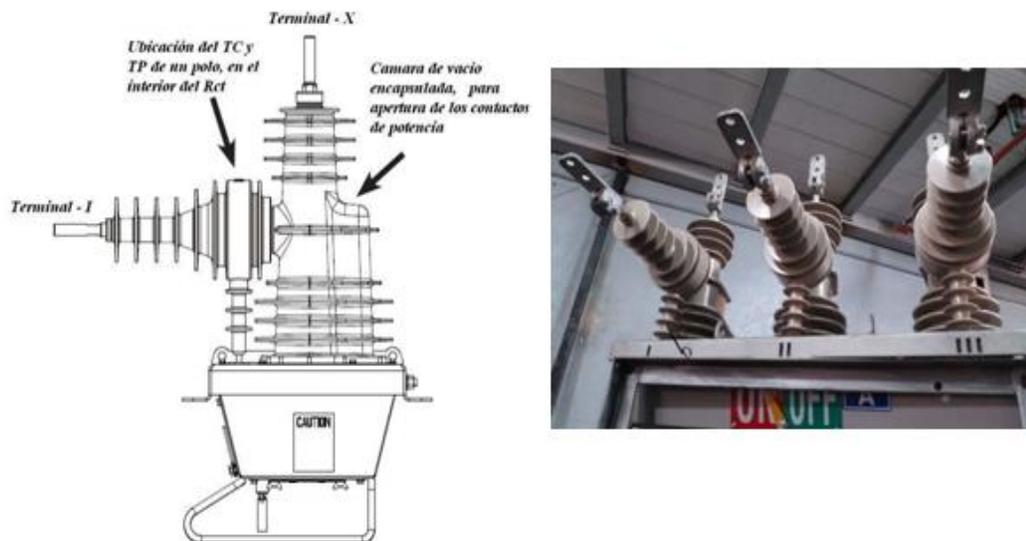


Ilustración 8 Caja de polos o Interruptor principal

Fuente: Manual de instalación reconector Nu-lec ACR serie U.

En la figura 2.9 se observa el lado fuente (**terminal I**) y el lado carga (**terminal X**) con el que viene configurado el equipo de fábrica. Esta característica es modificable.

<sup>23</sup> Manual de instalación reconector Nu-lec ACR serie U,(2011), Schneider electric



Los polos están unidos mecánicamente a través de una barra, lo que permite que la apertura y cierre del equipo sea trifásico, es decir, los tres polos deben abrir o cerrar al mismo tiempo.

En la parte frontal de la caja se encuentra una “bandera” (indicador de posición) que indica el estado de los polos, es decir, si están cerrados o abiertos, **ON** u **OFF** respectivamente

## 2.8 Caja de Control y/o controlador.

La caja de control del reconectador es el “cerebro” del equipo. Recibe información de sensores (TC, TP, sensores de posición, etc.) ubicados en la caja de polos y, en base a ello, envía señales de apertura y cierre a los elementos de actuación correspondientes.

La caja se energiza con tensión 120 VAC proveniente de la red de distribución (a través de un TP con relación **63.5: 1**) y además cuenta con un banco de baterías las cuales pueden abastecer al equipo hasta 24 horas aproximadamente (considerando que las baterías estén en perfectas condiciones).

El controlador posee una amplia gama de funciones de protección, comunicaciones, registro de parámetros eléctricos, entre otras, que optimizan el funcionamiento del dispositivo<sup>24</sup>.

Se debe tener bien claro que cualquier operación y/o tarea de mantenimiento del reconectador en campo, debe realizarse únicamente a través de su caja de control. Sí ésta se encuentra inoperativa, sólo se podrá realizar la apertura manual, mediante el gancho existente en la caja de actuación. El reconectador no puede ser cerrado mecánicamente, por tanto, permanecerá abierto hasta que la caja de control funcione adecuadamente.

---

<sup>24</sup> Manual de instalación reconectador Nu-lec ACR serie U (2011), Schneider electric



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

La caja de control se localiza dentro de un gabinete de acero inoxidable, denotado como gabinete de control, en donde también están ubicadas las baterías, los dispositivos de comunicaciones, entre otros.



Ilustración 9 Gabinete y caja de control  
Fuente: Manual de operación ADVC Schneider Electric

En la Ilustración 9 se muestra el gabinete de control del reconectador y la caja de control. Ver **ANEXOS #1: Detalle de Panel Frontal de La Caja de Control y Protección**

### 2.9 Sistema de Alimentación Auxiliar

La fuente de alimentación funcionará como cargador de las baterías y suministrará la energía necesaria para que el control opere<sup>25</sup>, aportará alimentación a todos los equipos de control, baterías y módulo ITC; Dispondrá de 3 salidas extras, una a 12 V (DC), una a 28 V (DC) y otra a 120 V (AC).

<sup>25</sup> Manual de instalación reconectador Nu-lec ACR serie U (2011), Schneider electric



La fuente de alimentación dispondrá de las siguientes alarmas:

- Fallo de fuente-cargador.
- Fallo de alimentación de AC
- Fallo de batería.

Estas alarmas se señalarán en el panel frontal y además dispondrán de los correspondientes contactos (o señales) para su señalización a distancia por telemando.

El equipo rectificador/batería cuenta con la capacidad suficiente para alimentar todos los equipos de control, así como los de comunicaciones. La tensión de entrada será en todos los casos 120/240 VAC, 60 Hz que proviene del transformador auxiliar (TP) o directamente de la red BT. Todos los elementos de control serán alimentados en corriente continua a 24 VDC desde un Transformador tipo toroide y 2 Interruptores termo magnéticos mono polares, para la protección del transformador. Exceptuando el módulo de comunicaciones (modem) el cual se puede configurar para alimentación entre 5-15 VDC.

El rectificador dispondrá de las alarmas necesarias para supervisar su correcto funcionamiento, y la batería debe tener la capacidad suficiente para mantener el funcionamiento del sistema durante 24 horas o realizar como mínimo cuatro ciclos de operaciones de apertura / cierre sin alimentación de alterna.

Dispone de un enchufe auxiliar para la alimentación de un ordenador personal (tipo de terminal de acuerdo con el país de suministro y tensión 120-240V). Adicionalmente espacio para otra fuente de alimentación auxiliar proveniente ya sea de otra red LBT o de tipo externo.



## CAPITULO 3. SCADA

### 3.1 Definiciones

**RTU (Unidad terminal remota):** Dispositivo Basado en Microprocesadores, cuya función principal es hacer interfaz entre los equipos de instrumentación y control local atreves de señales independientes y el sistema de supervisión y adquisición de datos, el cual permite visualizar las variables enviadas por la RTU.

**SDM:** (Source Data Management) servidor encargado de la administración y configuración del sistema, así como de la definición y acceso a los datos a través de un sistema gestor de bases de datos relacional (RDBMS).

**RTC:** (Real Time Control) servidor encargado de recibir la información en tiempo real y transmitirla tanto al SDM como a las UIs.

**IFS:** (Independent FrontEnd System) servidor encargado de la adquisición de datos de cada uno de los elementos telecontrolados y de transmitir dicha información al RTC.

**UI:** (User Interface) servidor donde se ejecuta la aplicación y que es actualizada en tiempo real por el RTC. Este es el tipo de servidor al que pueden conectarse varios usuarios, operadores, de forma local o remota para el acceso al sistema SCADA.



### 3.2 Sistema SCADA

Se define un software SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) como un programa que comunica un computador con los equipos que controlan un proceso, con el objetivo de que un operador pueda supervisar desde un PC el funcionamiento de todo el proceso de manera remota<sup>26</sup>.

El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee a diversos usuarios de toda la información que se genera en el proceso productivo.

Es importante resaltar que el objetivo del SCADA es el control del proceso en tiempo real o la supervisión del mismo, la recepción de datos y la transmisión esporádica de consignas de funcionamiento. así mismo provee al usuario u operador el monitoreo de señales o alarmas visuales y auditivas.

---

<sup>26</sup> Sandor Otero Rodríguez (2007), Interfaz OPC para SCADA, Trabajo de Diploma, Universidad Central “Martha Abreu” de Las Villas, Cuba



### 3.3 Descripción general de un SCADA

Los sistemas SCADA se conocen en español como Control Supervisor y Adquisición de Datos. el SCADA permite la gestión y control de cualquier sistema local o remoto gracias a una interfaz gráfica que comunica al usuario con el sistema<sup>27</sup>.

Un sistema SCADA es una aplicación o conjunto de aplicaciones de software especialmente diseñadas para funcionar sobre ordenadores de control de producción, con acceso a la planta mediante la comunicación digital con instrumentos y actuadores, e interfaz gráfica de alto nivel para el operador (pantallas táctiles, ratones o cursores, lápices ópticos, etc.).

Aunque inicialmente solo era un programa que permitía la supervisión y adquisición de datos en procesos de control, en los últimos tiempos ha surgido una serie de productos de hardware y buses especialmente diseñados o adaptados para este tipo de sistemas. La interconexión de los sistemas SCADA también es propia, y se realiza mediante una interfaz del PC a la planta centralizada, cerrando el lazo sobre el ordenador principal de supervisión.

El sistema permite comunicarse con los dispositivos de campo (controladores autónomos, autómatas programables, sistemas de dosificación, etc.) para controlar el proceso en forma automática desde la pantalla del ordenador, que es configurada por el usuario y puede ser modificada con facilidad. Además, provee a diversos usuarios de toda la información que se genera en el proceso productivo<sup>28</sup>.

---

<sup>27</sup> Sandor Otero Rodríguez (2007), Interfaz OPC para SCADA, Trabajo de Diploma, Universidad Central “Martha Abreu” de Las Villas, Cuba

<sup>28</sup> Esteban Pérez-López (2015), Los Sistemas SCADA en la Automatización Industrial, Universidad de Costa Rica, Recinto Grecia. Costa Rica. 3-14



### 3.4 Funciones de SCADA

Este sistema comprende la supervisión, control y adquisición de datos de la red eléctrica de DISNORTE-DISSUR. Las funciones más destacables son<sup>29</sup>:

- Adquisición y almacenado de datos para recoger, procesar y almacenar la información recibida en forma continua y confiable.
- Tareas de tele medida: recibir y monitorizar datos
- Tratamiento de las alarmas que se producen en el sistema.
- Transmisión de información con dispositivos de campo y otros PC
- Representación gráfica y animada de variables de proceso y su monitorización por medio de alarmas.
- Presentación, representación gráfica de los datos. Interfaz del Operador o HMI

Todas las funciones anteriores se realizan desde un conjunto de máquinas conectadas entre sí por una red local (LAN) y conectadas al exterior mediante líneas de comunicación. Las máquinas que componen la red local son:

---

<sup>29</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur



SDM: (Source Data Management)

RTC: (Real Time Control)

IFS: (Independent FrontEnd System)

UI: (User Interface)

Existen otros equipos que no pertenecen a la red local pero que forman también parte del sistema:

RTU: (Remote Terminal Unit) Unidad remota que recibe toda la información proporcionada por un equipo en particular y la envía al IFS del sistema.

Como hemos visto, cada equipo del sistema realiza una función distinta. Con ellos se puede tener acceso a toda la red que se supervisa desde SCADA y realizar todas las operaciones sobre la red eléctrica mediante un sistema de ventanas.

### **3.5 Dirección Tecnológica (TA)**

El sistema SCADA está formado por un amplio conjunto de elementos de distinto tipo que llamaremos “puntos”. Cada punto es diferente de los otros y viene representado por una TA (Technological Address) que es única en todo el sistema<sup>30</sup>.

---

<sup>30</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur



Una TA está dividida en cinco campos como muestra el esquema siguiente:



Ilustración 10 Estructura de Dirección Tecnológica SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

Donde:

B1: indica la Subestación

B2: Indica el nivel de tensión

B3: Indica la posición

Elem: Indica el elemento (Interruptor, seccionador, medida, etc.)

Info: Indica la información (estado, valor actual, alarma, limite, etc.)

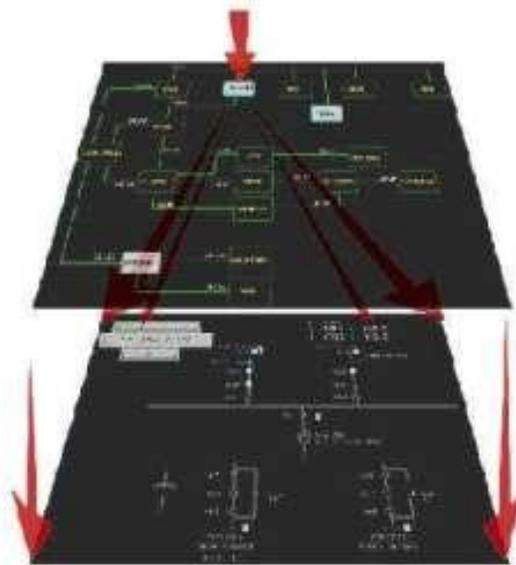
**Por ejemplo, una TA sería:** ALT / 13.8 / L3020 / INT  
/Status.

### 3.6 Organización de la red de Telecontrol

En cada pantalla del sistema SCADA se presenta una parte de la red eléctrica de DISNORTE-DISSUR. La red eléctrica se organiza en diagramas de red con diferentes niveles de detalle. Estos diagramas son, de menor a mayor detalle: plano general y plano de estación.

Un diagrama de la red, sea del tipo que sea, representa esquemáticamente una porción de la red, ya sea una subestación (más detallado), o varias subestaciones y sus líneas de interconexión (menos detallado), o un gráfico posicional (más genérico).

Se han creado una serie de diagramas básicos organizados de forma jerárquica, que permiten pasar de un determinado nivel de detalle a otro utilizando el teclado y el ratón sobre un sector o subestación particular. También se han diseñado otros diagramas auxiliares que facilitan la presentación global de la red controlada y el acceso a puntos concretos<sup>31</sup>.



Plano General y Plano de Subestación

Ilustración 11 Plano general y plano de Subestación en SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

<sup>31</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur

## 3.6.1 Plano General

Es un esquema que representa gráficamente la interconexión de las subestaciones controladas por el COR<sup>32</sup>. En la figura se representa el PLANO GENERAL de alta tensión del sector de Managua Sur de la red de DISNORTE - DISSUR<sup>33</sup>.

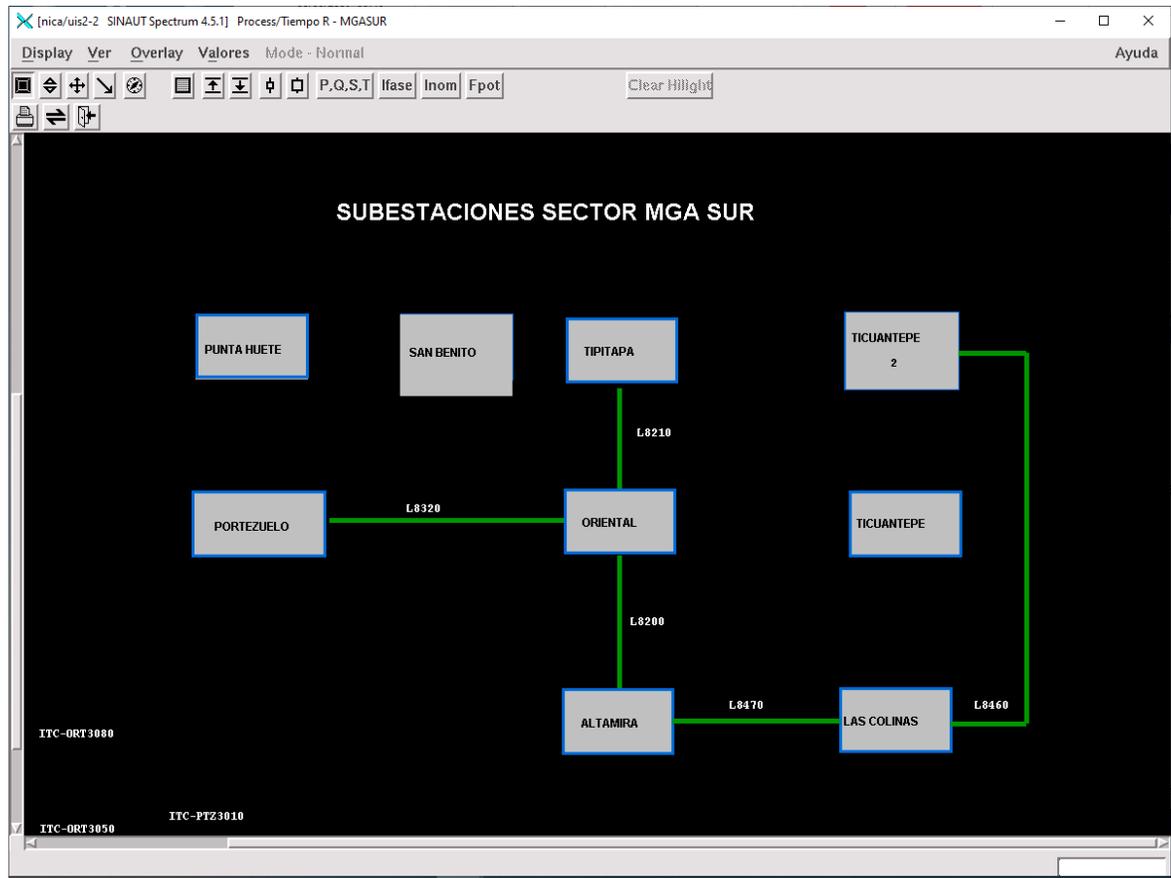


Ilustración 12 Pantalla de Plano General SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

<sup>32</sup> Centro de Operaciones de Red, Disnorte-Dissur

<sup>33</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur



Este plano aporta la siguiente información:

- Nombre de cada subestación dentro de cada recuadro: Vendrá representada por un recuadro simple con su nombre en el interior.

### **3.6.2 Plano Unifilar de la Subestación.**

En este nivel de detalle aparecen representados todos los elementos de una subestación concreta: transformadores, barras, interruptores, medidas, etc. y las interconexiones entre ellos. Además, ofrece:

- Las tensiones presentes en las subestaciones son representadas en un color normalizado, son los siguientes:

**24.9 KV- Rojo**

**13.8 KV-Azul**

**Sin tensión –Gris**

**Perturbado-Naranja**

- Estado actual de los elementos de corte (abierto, cerrado, perturbado).
- Valores analógicos.
- Conectividad: los elementos con un mismo nivel de tensión, presentan el mismo color.
- Banderas de estado de los elementos (bloqueado, control inhibido, elemento en pruebas)



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

### 3.6.3 Unifilares SCADA

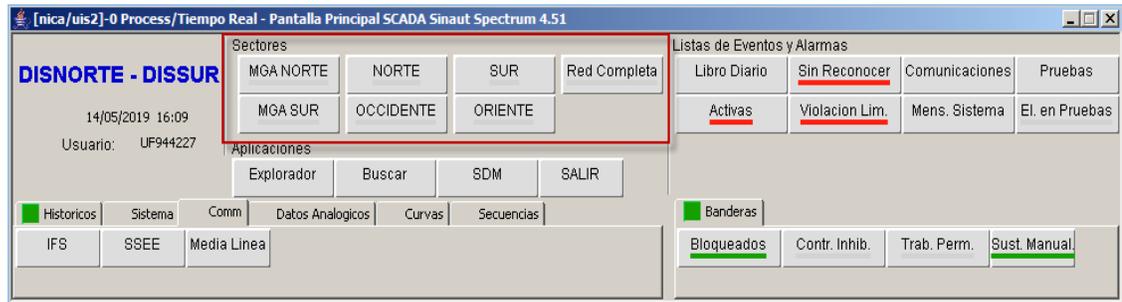


Ilustración 13 Pantalla Principal de SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

Se pueden acceder a cada una de ellas, a través de la ventana Básica de Señalización dando click en el correspondiente sector o a través de Red Completa, según la gráfica:

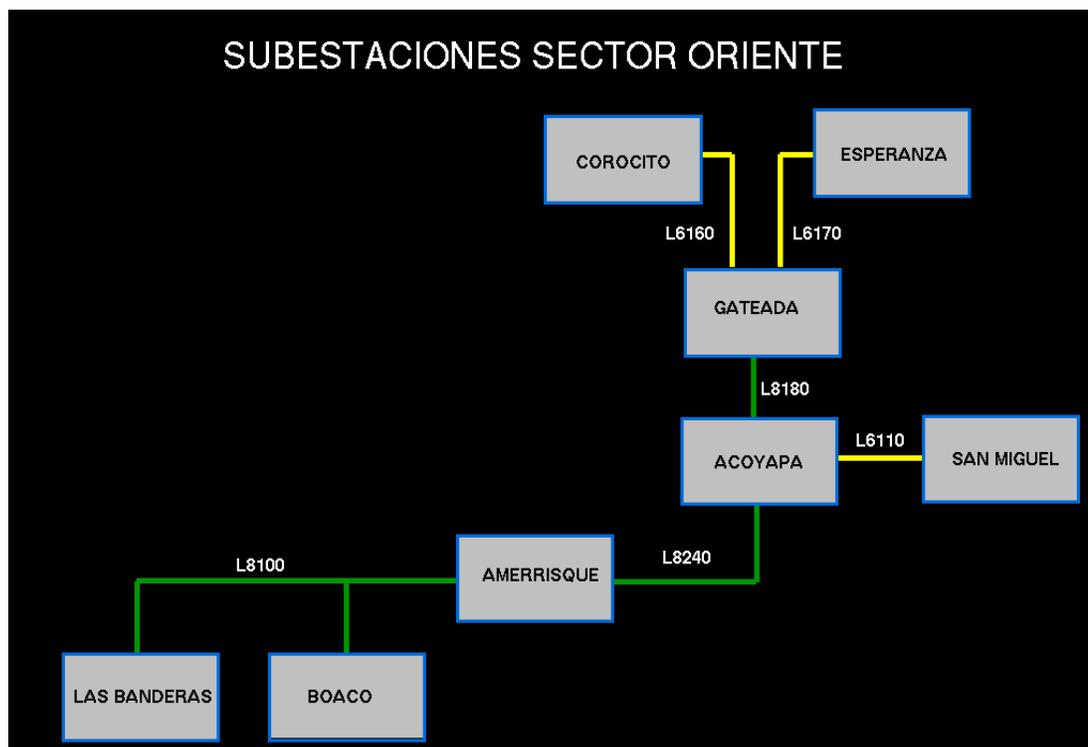


Ilustración 14 Unifilares de SCADA por sector  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

Asimismo, podemos acceder al diagrama unifilar de cada subestación dando click en el cajetín correspondiente para visualizar las lecturas analógicas de voltajes, corrientes y potencias en tiempo real de cada subestación

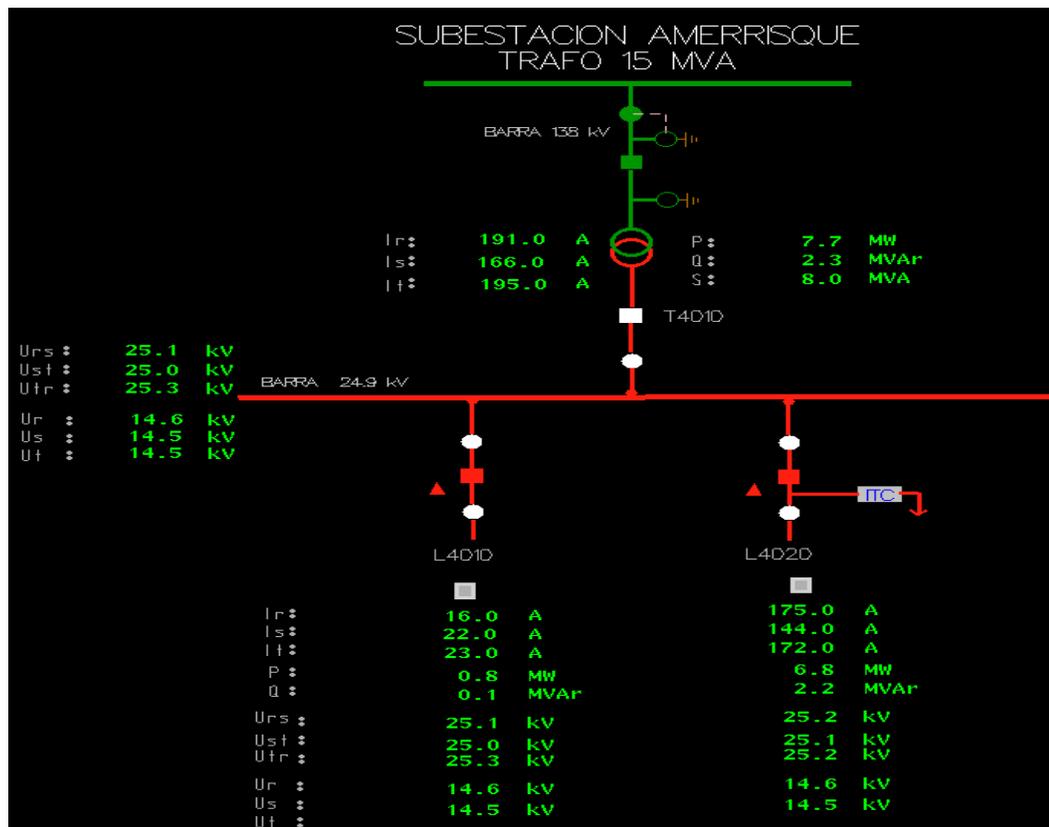


Ilustración 15 Unifilar de SCADA por Subestación Disnorte-Dissur  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

En cada plano de estación encontramos el nombre de la misma, así como los niveles de tensión presentes en ella, el transformador correspondiente a dicho unifilar y sus lecturas nominales de potencia activa y potencia aparente, así como lecturas de corriente y voltajes de cada circuito<sup>34</sup>.

<sup>34</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur

### 3.7 Pantalla principal del sistema SCADA

Una vez conectados a la interfaz de usuario, el sistema despliega un menú, ventana básica de señalización, que responde al siguiente esquema general<sup>35</sup>.



Ilustración 16 Interfaz con pantalla principal SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

En él se distinguen los siguientes bloques:

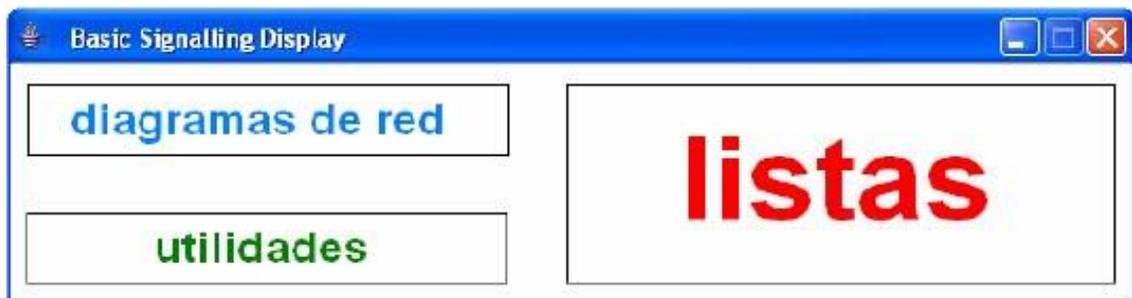


Ilustración 17 Diagramas por bloque SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur

**Diagramas de red:** Permite acceder a los distintos diagramas generales de sectores

**Listas:** De alarmas, mensajes, estados, comunicaciones

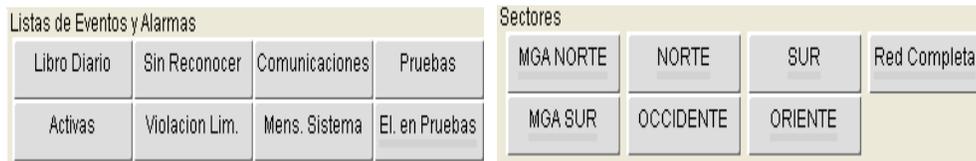
**Utilidades:** Herramientas de búsqueda, acceso a la base de datos del sistema, aplicación de curvas, consulta de históricos de mensajes y medidas, control de las comunicaciones, etc.

<sup>35</sup> Manual de Operación SCADA (2012), Disnorte-Dissur

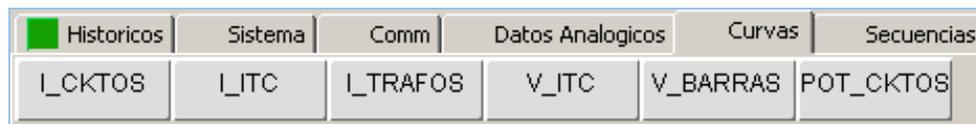


### 3.7.1 Estructura de la venta básica de señalización

Listas de Libro Diario y Planos de Subestaciones por alarmas sector



Herramientas para consulta de históricos de mensajes y medidas, control de las comunicaciones, tablas resúmenes de datos analógicos por posición y curvas de comportamiento de voltajes y corrientes.



Listas de marcas sobre elementos

Herramientas de búsqueda, administración y salida del sistema



Ilustración 18 Ventanas básicas de señalización SCADA  
Fuente: Manual de Operación SCADA Disnorte-Dissur



**Lista Libro Diario:** Recibe todos los eventos ocurridos en los elementos telecontrolados (Interruptores cabecera y media línea), de igual forma se reportan en ésta todos los reconocimientos de cambios de estados y/o las alarmas efectuados por los operadores.

**Libro de Activas:** Muestra todas las alarmas que están activas en el momento actual, estén o no reconocidas, hasta que desaparece la causa que las origina.

**Libro de Mensajes Generales del Sistema:** Muestra todos los eventos de conexiones y desconexiones de los usuarios.

**Libro Sin Reconocer:** Muestra todas las alarmas que todavía no han sido reconocidas por el operador. Al reconocerse una alarma de la lista, la línea correspondiente desaparece de la lista.

**Libro de Comunicaciones:** En esta lista es donde se muestran todas las informaciones del sistema referentes a arranques del sistema, acceso de usuarios, errores del sistema y modificaciones sobre los parámetros del sistema.

**Libro de Límites Violados:** Muestra las medidas analógicas (corrientes y voltajes) que han superado alguno de sus límites superiores o inferiores.



### 3.7.2 Herramientas de Consulta.

**Analógicas:** Se cuenta con históricos de medidas (corrientes, voltajes, potencias,) de los últimos 3 meses.

**Digitales:** Esta opción nos permite buscar eventos digitales en el archivo de históricos, es decir, todos aquellos que puedan ser 0 o 1 (alarmas, estados, marcas...) Se cuenta con históricos de hasta 2 millones de registros de eventos

**Comunicaciones:** Se verifica el estado actual de las comunicaciones de las posiciones definidas en SCADA, tanto a nivel general como por tipo de posición (elemento cabecero o media línea)

**IFS:** Esta utilidad nos permite ver y controlar los distintos elementos que forman parte de las comunicaciones (canales de comunicación y unidades remotas).

**SSEE:** Esta utilidad nos permite visualizar en una sola pantalla el estado del canal de comunicación desde SCADA hacia cada una de las Subestaciones (en rojo muestra si hay algún canal desconectado).

**Media Línea:** Esta utilidad nos permite visualizar en tres pantallas el estado del canal de comunicación desde SCADA hacia cada uno de los elementos instalados a Media Línea (en rojo las desconexiones)



### 3.7.3 Curvas

**Curvas I\_CKTOS:** Muestra la curva de comportamiento de corrientes según el circuito seleccionado.

**Curvas I\_ITC:** Muestra la curva de comportamiento de corrientes por cada elemento de media línea.

**Curvas- I\_TRAFOS:** Muestra la curva de comportamiento de corrientes por cada trafo en subestaciones

**Curvas- V\_ITC:** Muestra la curva de comportamiento de voltajes por cada elemento de media línea

**Curvas- V\_BARRAS:** Muestra la curva de comportamiento de voltajes de barras en SSEE.

### 3.8 Utilidades SCADA.

**Explorador:** Nos permite consultar la base de datos del sistema y ver el estado actual de cualquier elemento, así como cualquier alarma ya sea de tipo Digital o Analógica

**Lecturas Analógicas:** En Histórico de Analógicas se visualizan valores de Corrientes, Voltajes y Potencias según selecciones.

**Lectura Digitales:** En Histórico de Digitales se visualizan los elementos que tengas algún tipo de Alarmas (Valores inválidos, fallos de protecciones, límites de voltajes, fallo de mando, cambios de estado, bloqueo, fallo de batería.etc.)

**Buscar:** Nos permite ubicar cualquier elemento configurado en el sistema que tenga asignado una dirección tecnológica

Ver **ANEXOS #2: Detalle de Lecturas Analógicas y Digitales de SCADA.**



## V. ANTECEDENTES

La empresa de Distribución de Energía Eléctrica DISNORTE-DISSUR constantemente realiza inversiones en proyectos tales como mantenimientos , mejoras y extensión de redes por parte del área de desarrollo así como mantenimientos preventivos y correctivos en sus redes de distribución y otros proyectos similares a los descritos anteriormente con el objetivo de brindar un mejor servicio a sus clientes , garantizar la seguridad del personal operativo y mitigar los efectos de las fallas imprevistas para reducir las sanciones por incumplimiento en los indicadores de calidad del servicio eléctrico impuestos por el INE<sup>36</sup> según la NCS<sup>37</sup>. Para controlar y analizar las interrupciones de los circuitos de distribución DISNORTE-DISSUR ha implementado Sistemas de Gestión de Incidencias (SGI) y la Base de Datos de Gestión de Incidencias (BDG) en el Centro de Operación de la Red (COR), el mismo encargado de realizar maniobras en la red de distribución para tener un mejor control, continuidad y seguridad mediante la correcta explotación de la red eléctrica en su concesión.

La función del SGI en coordinación con la BDG, es gestionar la red en tiempo real, además brindar un histórico de eventos (Incidencias) que han ocurrido en la red, tiempos de interrupción, causas, agentes involucrados externos o internos, con la base de datos que proporciona se obtienen los índices de calidad y continuidad del servicio eléctrico que son clasificados por el INE.

Los Estudiantes de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) han realizado esfuerzos por aumentar el nivel técnico y mejorar algunos parámetros de calidad en las redes de distribución eléctrica de Nicaragua por medio de investigaciones monográficas tales como: Guía de Reconfiguración de redes en Media Tensión, Automatización en el sistema de protección de las líneas de distribución eléctricas de Nicaragua mediante la aplicación de Interruptores Telecontrolados.

---

<sup>36</sup> Instituto Nicaragüense de Energía (Ente Regulador)

<sup>37</sup> Normativa de Calidad del Servicio Eléctrico



## VI. DISEÑO METODOLÓGICO

### Tipo de Investigación

El tipo de esta investigación es de carácter cualitativo y cuantitativo, ya que trata de describir un fenómeno utilizando la recolección y análisis de los datos para evaluar e interpretar información obtenida a través de entrevistas, conversaciones y registros de eventos, para elaborar las preguntas de investigación o revelar nuevas interrogantes en el proceso de interpretación con un enfoque descriptivo. Esto ya que amerita la descripción de diferentes elementos involucrados tales como las configuraciones de redes de distribución eléctrica, circuitos de media tensión, indicadores de calidad de servicio eléctrico, así como las causas de fallas en la red de distribución. Esta se logra usando la técnica de investigación de campo, la que proporciona la interpretación y solución de un problema en particular. Todo este sistema logra dar una visión del problema y como se puede dar solución.

### Área de Estudio

Redes de distribución ya que es una Propuesta de modernización en la Red de Distribución Eléctrica de Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptor Tele controlados

Elaborar una propuesta de modernización en la red de distribución del Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptores Tele controlados Modelo U-27 mediante el uso del sistema SCADA.

### Técnicas de investigación:

- Observación de campo
- Entrevistas
- Análisis Documental



### **Método de recolección de Información:**

En el desarrollo de la metodología de trabajo para la realización de la propuesta de implementación de interruptores telecontrolados en el Recinto Universitario Simón Bolívar se tomaron en cuenta fuentes de información primarias y secundarias.

Las fuentes de información primaria serán: entrevistas a personal de mantenimiento, recursos humanos y encargados de laboratorio, los cuales desempeñan labores en el Recinto Universitario Simón Bolívar, así como ingenieros que se encuentran a cargo del área de Calidad de Energía, Mantenimiento, Desarrollo y Centro de operaciones de red de Disnorte-Dissur.

Las fuentes de información secundaria serán: información recolectada en internet de páginas como: [www.monografias.com](http://www.monografias.com), [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage), [www.sectorelectricidad.com](http://www.sectorelectricidad.com), manuales de interruptores telecontrolados y SCADA, así como tesis monográficas de países extranjeros, Seguidamente:

1. Se visitó el perímetro del recinto para conocer la topología de red que lo alimenta, así como se constataron los puntos de realimentación adyacentes posible.
2. Se consultó bibliografía relacionada al problema planteado, así como sus antecedentes.
3. Se realizó un análisis de toda la información recopilada en el proceso de investigación cualitativa.
4. Se planteó una propuesta para dar solución a las problemáticas encontradas en el proceso de investigación.



### **Justificación del Instrumento**

En base a entrevistas realizadas a personal de mantenimiento, recursos humanos y encargados de laboratorio, se observa que las tres áreas coincidían que ante la falta de fluido eléctrico en el recinto era inminente la suspensión de labores, ya que la mayor parte del personal de talleres, laboratorios y personal docente utilizan equipos eléctricos.

Las técnicas a utilizarse en este proceso serán las siguientes:

- Entrevistas.
- Revisión documental

### **Modelo de Entrevista**

1. ¿Qué tan frecuentes son las interrupciones eléctricas en el Recinto Universitario Simón Bolívar?
2. ¿Cómo te vez afectado en el desempeño de labores ante la falta de energía eléctrica?
3. ¿Existe algún respaldo de emergencia ante la falta de fluido eléctrico comercial?
4. ¿Por cuánto tiempo se vio afectado en sus labores la última vez que hubo falta energía eléctrica?
5. ¿Qué áreas cree usted que son las más afectadas ante la falta de fluido eléctrico?
6. ¿Conoce de algún daño o pérdida que haya sufrido el recinto por alguna falla eléctrica?



## **CAPITULO 4. DETALLE Y REQUERIMIENTOS DEL PROYECTO.**

Resulta imposible predecir o eliminar totalmente la ocurrencia de incidencias que producen pérdida de mercado en la red de distribución eléctrica al recinto Simón Bolívar , actualmente la mayoría de los eventos que pudieran ocurrir en el circuito alimentador del Recinto Simón Bolívar afectan directamente el suministro de energía debido a la topología de red aérea ubicándolo al remate del circuito PDT3040 y sin un punto de corte visible para seccionar el tramo de red que lo alimenta ante una falla permanente, lo que posibilita realimentar el Recinto.

La mayoría de las fallas son causadas por agentes externos como descargas atmosféricas que producen daños en los elementos de aislamiento, animales que hacen contacto con la red, colisiones de apoyos por accidentes de tránsito, de igual manera líneas rotas producidas por el desgaste natural de los conductores y ramas sobre la red, cortocircuitos entre líneas empujadas por fuertes vientos. Todas estas con ocurrencia inesperada.

A continuación, Se plantea de manera detallada las acciones a seguir en el caso de una falla permanente en el circuito PDT3040, Pero primero describiremos algunas características del circuito en cuestión para así entender mejor a que nos enfrentamos ante la ocurrencia de una falla.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

PDT3040	
Propiedad	DISNORTE
Barra asociada	Barra #1 S/E PDT
Extensión de línea aérea	22.06 Km
Extensión de línea Subterránea	0.19 km
Clientes contratados	2945
Potencia instalada	25760 KVA
Potencia Contratada	21262 KVA
Tensión de alimentación	138 KV
Tensión de salida	13.2 KV
Secuencia de fases	RST
Seccionamientos	5
Fronteras	5
Sectores que alimenta	Hotel Holliday Inn, Sector ENEL Central, UNI, UCA , Radio Ya, Bo. Hialeah, Bo. Casimiro Sotelo, Villa Tiscapa, Reparto Sn Juan y sectores aledaños.

Ilustración 19 Detalle de características del circuito PDT3040  
Fuente: Base de datos de instalación Disnorte-Dissur

### 4.1 Seccionamientos y enlaces del circuito PDT3040

#### Puntos de Seccionamientos

SC-M3440 Salida de Mufa SMT-PDT3040

SC-M3579 Rotonda Periodista 50 mts Este Frete a Gasolinera UNO

SC-M3593 Costado Sur Semáforos de ENEL Central

SC-M3586 Rotonda Metrocentro 1C/Oeste, ,1/2 C/Sur

SC-M3598 Costado Sur Este Gasolinera UNO Guadalupe



### Puntos Fronteras

Con PDT3030 en SC-M5354 Frente a Biblioteca UNI

Con PDT3070 en SC-M3479 Semáforos ENEL Central 30 mts al Sur

Con PDT3070 SC-M1906 Costado Norte Antiguo SANDYS Carretera a Masaya

Con ALT3090 en SC-M1905 Gasolinera UNO Guadalupe 70 mts al Sur Carretera a Masaya

Con ALT3070 en SC-M1908 Costado Sur de METROCENTRO

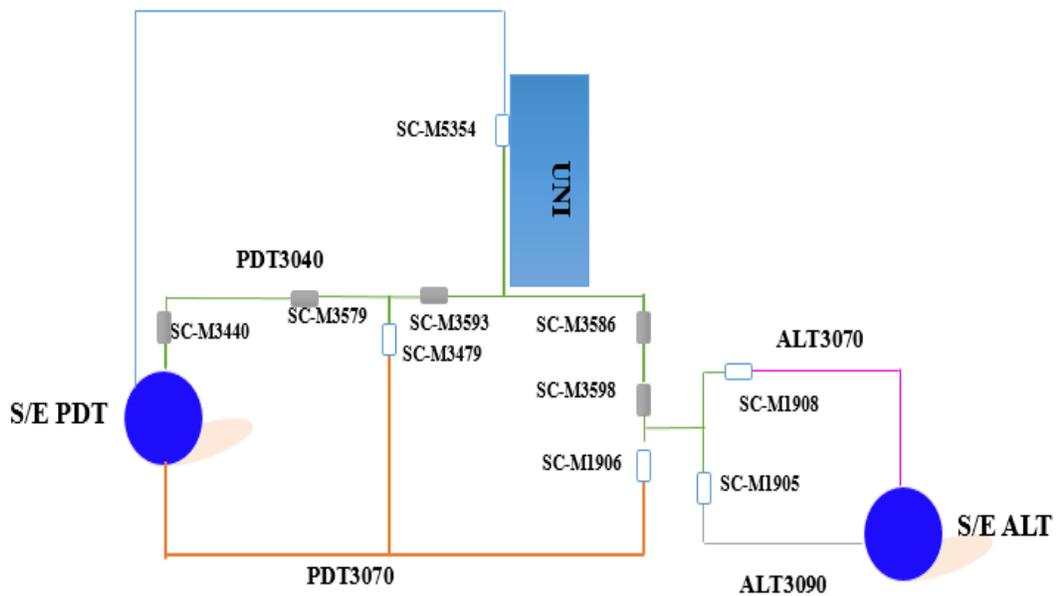


Ilustración 20 Estructura de red actual del circuito PDT3040 (Enlaces y Seccionamientos)  
Fuente propia



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Para conocer el estado de cargabilidad del PDT3040 se consultaron las bases de datos BDI<sup>38</sup>, que contiene la información del comportamiento del circuito según sus parámetros eléctricos como potencias, corrientes y voltajes, obteniendo las curvas características de demanda, estos valores son extraídos en una hoja de cálculo en Excel aportado por la empresa Disnorte-Dissur.

A continuación, se detalla los procedimientos y maniobras a seguir actualmente para realimentar en su totalidad el circuito PDT3040 y posteriormente evaluaremos las acciones que se realizarían ante la ocurrencia de una falla permanente en las inmediaciones de la Universidad Centroamericana (UCA).

**Primer escenario:** Se pretende realimentar en su totalidad PDT3040 tomando en cuenta un daño en el interruptor de potencia PDT-L3040 en horas del día entre las 08:00 y las 17:00 hrs con las respectivas cargas horarias apoyándose con circuitos de subestaciones adyacentes. ALT3090 perteneciente a Subestación eléctrica Altamira y PDT3070 perteneciente a la Barra #2 de Subestación eléctrica Periodista.

---

<sup>38</sup> BDI: Base de datos de instalación PDT3040 Disnorte-Dissur

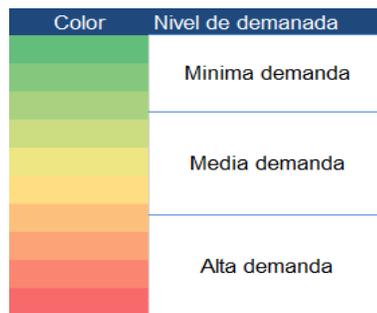


## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

HORA	PDT3040		ALT3090		PDT3070	
	LUN - VIE	F de S	LUN - VIE	F de S	LUN - VIE	F de S
08:00:00	127	84	108	68	94	61
09:00:00	181	92	162	73	138	67
10:00:00	198	93	188	92	137	68
11:00:00	207	96	201	99	137	69
12:00:00	211	99	212	98	132	67
13:00:00	195	96	195	96	121	72
14:00:00	205	103	186	94	117	70
15:00:00	184	105	186	87	117	68
16:00:00	167	95	176	98	111	68
17:00:00	150	93	147	89	85	68
18:00:00	100	114	123	95	79	70
<b>I max</b>	<b>211</b>	<b>114</b>	<b>212</b>	<b>99</b>	<b>138</b>	<b>72</b>

Ilustración 21 Comportamiento de cargas de circuitos en Amperios #1  
Fuente: Base de datos de instalación circuitos Disnorte-Dissur

El detalle de Curvas de carga correspondiente a cada circuito se adjunta en los **ANEXOS #3**



Representación del Nivel de demanda por color.

Como podemos apreciar la I<sub>max</sub> demandada es de 211 Amp por fase, carga que sería riesgoso asumir a través de un solo circuito por lo cual se debe seccionar el circuito PDT3040 a la mitad para distribuir la carga por medio de los circuitos adyacentes. Para tal fin seccionaremos el circuito haciendo uso del seccionamiento de media línea SBS SC-M3593 ubicado Semáforos de ENEL central 100 mts Este



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Curva Nr.	Tiempo	Valor	Calidad
Eje X:	—	—	—
Curva 1:	05-11-2019 13:15:00	141.00	valido
Curva 2:	05-11-2019 13:15:00	103.00	valido
Curva 3:	05-11-2019 13:15:00	101.00	valido
Curva 4:	—	—	—
Curva 5:	—	—	—
Curva 6:	—	—	—
Curva 7:	—	—	—
Curva 8:	—	—	—

Ilustración 22 Corriente máxima en media línea del circuito PDT3040  
Fuente: Base de datos de instalación Disnorte-Dissur

Mediante el uso de curvas de corriente podemos obtener la carga de media línea en horas de mayor demanda obteniendo como valor de corriente máxima 141 Amp, en base a este valor podemos realizar el estudio de carga.

CIRCUITO	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE DEL TRAMO	ASUME	CORRIENTE INICIAL	CORRIENTE RESULTANTE	ARRANQ PRIM FASE	%SATURACIÓN
PDT3040	211	141	ALT3090	211	352	498	71%
		70	PDT3070	138	208	480	43%

Los valores de Arranque primario por fase están dados por ajustes de protecciones establecidos para cada circuito de cada subestación eléctrica a nivel nacional, los cuales se adjuntan en el **ANEXOS #4**.



**Maniobras de transferencia de carga.**

Abrir SC-M3593 Ubicado Semáforos de ENEL central 100 mts Este

Cerrar SC-M1905 Ubicada UNO Guadalupe 70 mts Sur (Enlace  
ALT3090/PDT3040)

Cerrar SC-M3479 Ubicado Semáforos de ENEL central 300 mts Sur (Enlace  
PDT3070/PDT3040)

De esta manera podemos asumir la carga total en demanda máxima de PDT3040 a través de PDT3070 y ALT3090. Para esto es necesario realizar dichas maniobras de transferencia de carga con un mínimo de dos brigadas operativas de Mantenimiento (BOM) esto en dependencia de la ubicación de las brigadas al momento de la falla y el tiempo necesario para realizar apertura y cierre de los elementos SBS. Tomando en cuenta el traslado de las brigadas y los tiempos de maniobras esta transferencia podría tomar entre 30 y 45 minutos. Tiempo durante el cual el servicio eléctrico comercial del RUSB y sectores aledaños se vería interrumpido.

**Segundo Escenario:** Se plantean las acciones que se realizarían ante la ocurrencia de una falla permanente como es un poste colisionado en las inmediaciones de la Universidad Centroamericana (UCA). En este caso no se podría realimentar en su totalidad el circuito PDT3040. Como primeras acciones se tendría que confirmar el poste colisionado para aislar peligro y se enviarían más brigadas para realizar las respectivas maniobras de transferencia de carga seccionando la falla



### Maniobras de transferencia de carga

Disparo SMT PDT-L3040

Se realiza prueba de cierre a PDT-L3040 y no entra en servicio

Se envía BOM seccionar circuito

Se confirma PC estructura C8 colisionado por vehículo desconocido ubicado frente al portón principal de la UCA

Abrir SC-M3593 Ubicado Semáforos de ENEL central 100 mts Este

Cerrado PDT-L3040

Abrir SC-M3586 Rotonda METROCENTRO 1C/Oeste , ½ C/Sur

Cerrado PDT-L3040

Abrir SC-M3586 Rotonda METROCENTRO 1 C/Oeste, ½ C/Sur

Cerrar SC-M1905 Ubicada UNO Guadalupe 70 mts Sur (Enlace ALT3090/PDT3040)

De esta manera se ha realimentado de forma parcial el circuito PDT3040 y aislado el tramo fallado mientras se presenta al lugar personal de mantenimiento para realizar cambio de Poste quebrado. Se puede apreciar que al seccionar el tramo fallado también hemos dejado aislado el tramo de red troncal que alimenta el RUSB

Se debe recordar que para realizar estas maniobras de transferencia hemos incurrido en un tiempo de respuesta mínimo de 30 minutos para realimentar parcialmente el circuito y seccionar el tramo fallado, con lo cual el RUSB tendría una afectación total.

En este punto es evidente la vulnerabilidad del Recinto ante una falla con lo cual podemos destacar que el Recinto carece de elementos de corte visible y aislamiento ante fallas a pesar que existe un punto frontera de apoyo con PDT3030 Ubicado Frete a la Biblioteca de la UNI (SC-M5354) se imposibilita una realimentación debido a que no existe un elemento de maniobra para seccionar



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

el tramo (TRN526-PDT3040) de red troncal que alimenta la UNI adicionalmente los tiempos de respuesta son demasiado prolongados.

Por lo antes expuesto se prevé la necesidad de elaborar la siguiente propuesta de modernización en la red de distribución eléctrica para respaldar el Recinto Universitario Simón Bolívar, Se procede a realizar un estudio de cargabilidad de los circuitos adyacentes para establecer las condiciones técnicas de realimentación, se adjunta en el **ANEXOS #4** la base de datos de ajustes de protecciones actualizados al 27 de julio de 2019 para los circuitos de Distribución de DN-DS en cuestión.

A continuación, se procede a realizar nuevamente un estudio de carga tomando en cuenta la capacidad del circuito frontera PDT3030 para asumir el tramo de alimentación del RUSB en su totalidad.

Para obtener la carga de media línea en horas de demanda máxima del Recinto Simón Bolívar fue necesario el uso de registradores de carga marca Varcorder que se ubicaron estratégicamente por tres días en el TRN526-PDT3040, dichos registradores suministran información de potencia, tensión y corriente del tramo que alimenta el recinto, obteniendo como valor de corriente máxima 73 Amp, en base a este valor podemos realizar el estudio de carga. Los detalles y características de este equipo se adjunta en los **ANEXOS #5**.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

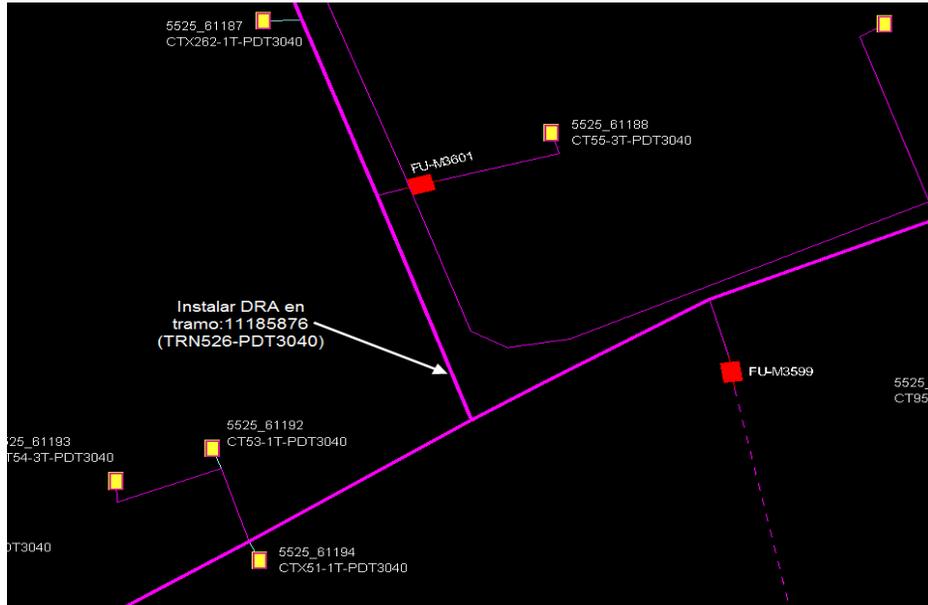


Ilustración 23 Ubicación de Registradores de Corriente en TR526-PDT3040  
Fuente: Base de datos de instalación Disnorte-Dissur

Seguidamente haciendo uso de curvas de carga se puede realizar el análisis de cargabilidad de cada circuito adyacente a PDT3040 con los cuales se pretende realimentar y recuperar la carga del circuito en su totalidad incluyendo el tramo de alimentación al Recinto Simón Bolívar, aun teniendo en cuenta cualquier falla en la troncal PDT3040 que comprende desde los semáforos de ENEL central a las cercanías de la Rotonda Rubén Darío.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

HORA	PDT3040		PDT3030		ALT3090		PDT3070	
	LUN - VIE	F de S	LUN - VIE	F de S	LUN - VIE	F de S	LUN - VIE	F de S
08:00:00	127	84	152	102	108	68	94	61
09:00:00	181	92	206	116	162	73	138	67
10:00:00	198	93	245	126	188	92	137	68
11:00:00	207	96	250	127	201	99	137	69
12:00:00	211	99	257	136	212	98	132	67
13:00:00	195	96	252	133	195	96	121	72
14:00:00	205	103	250	137	186	94	117	70
15:00:00	184	105	234	142	186	87	117	68
16:00:00	167	95	214	139	176	98	111	68
17:00:00	150	93	181	134	147	89	85	68
18:00:00	100	114	160	125	123	95	79	70
<b>I max</b>	<b>211</b>	<b>114</b>	<b>257</b>	<b>142</b>	<b>212</b>	<b>99</b>	<b>138</b>	<b>72</b>

Ilustración 23 Comportamiento de cargas de circuitos en Amperios #2  
Fuente: Base de datos de instalación de circuitos Disnorte-Dissur

CIRCUITO	CORRIENTE TOTAL	CORRIENTE DEL TRAMO	ASUME	CORRIENTE INICIAL	CORRIENTE RESULTANTE	ARRANQ PRIM FASE	%SATURACIÓN
PDT3040	211	73	PDT3030	257	330	480	69%
		68	ALT3090	212	280	498	56%
		70	PDT3070	138	208	480	43%

Como se puede observar al realizar nuevamente un estudio de carga para realimentar el Recinto incluimos el circuito PDT3030, con la adición de este circuito podemos distribuir de manera balanceada la carga total de PDT3040.

Implementando los interruptores tele controlados propuestos se restauraría el suministro de energía a la totalidad del Recinto en cuestión de minutos, independientemente a cualquier afectación en el tramo troncal de PDT3040.

## 4.2 Propuesta de Ubicación de ITC

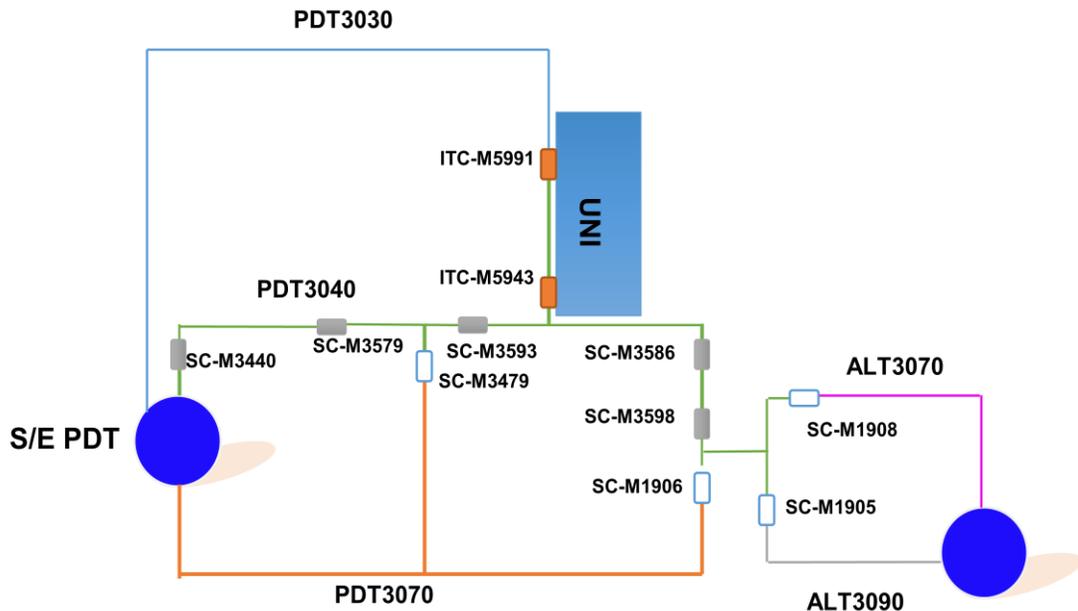


Ilustración 24 Propuesta para instalación de ITC en el circuito PDT3040  
Fuente propia

Se propone la instalación de 2 equipos reconectores (ITC) de manera estratégica detallados a continuación:

Instalar ITC-M5943 N/C con SBS (Elemento de Corte Visible) en TRN526-PDT3040 Ubicado Costado Noroeste de Semáforos de la UCA

Instalar ITC-M5991 N/C con SBS (Elemento de Corte Visible) en TRN518-PDT3040 Ubicado Frete a Biblioteca de la UNI

En el TRN526-PDT3040 de referencia se instalará un juego de tres seccionadores monopolares es 13.2KV/600Amp, cabe mencionar que los seccionadores de barra solida estarán en estado normalmente cerrados una vez instalado el ITC-M5943



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

En el TRN518-PDT3040 Se encuentra un juego de tres seccionadores monopolares 13.2KV /600Amp, dicho elemento de reconexión será punto fronterero con el circuito PDT3030 y PDT3040, cabe mencionar que el estado los seccionadores de barra solida deberán ser normalmente cerrado una vez instalado el ITC-M5991.

Al instalar los Reconectores en dichos puntos se podrá maniobrar de forma segura en el tramo de alimentación del RUSB en un tiempo de respuesta muy corto una vez confirmada la falla sobre el tramo troncal de PDT3040 el operador de Red podrá realizar la transferencia de carga y restaurar el fluido eléctrico al Recinto.

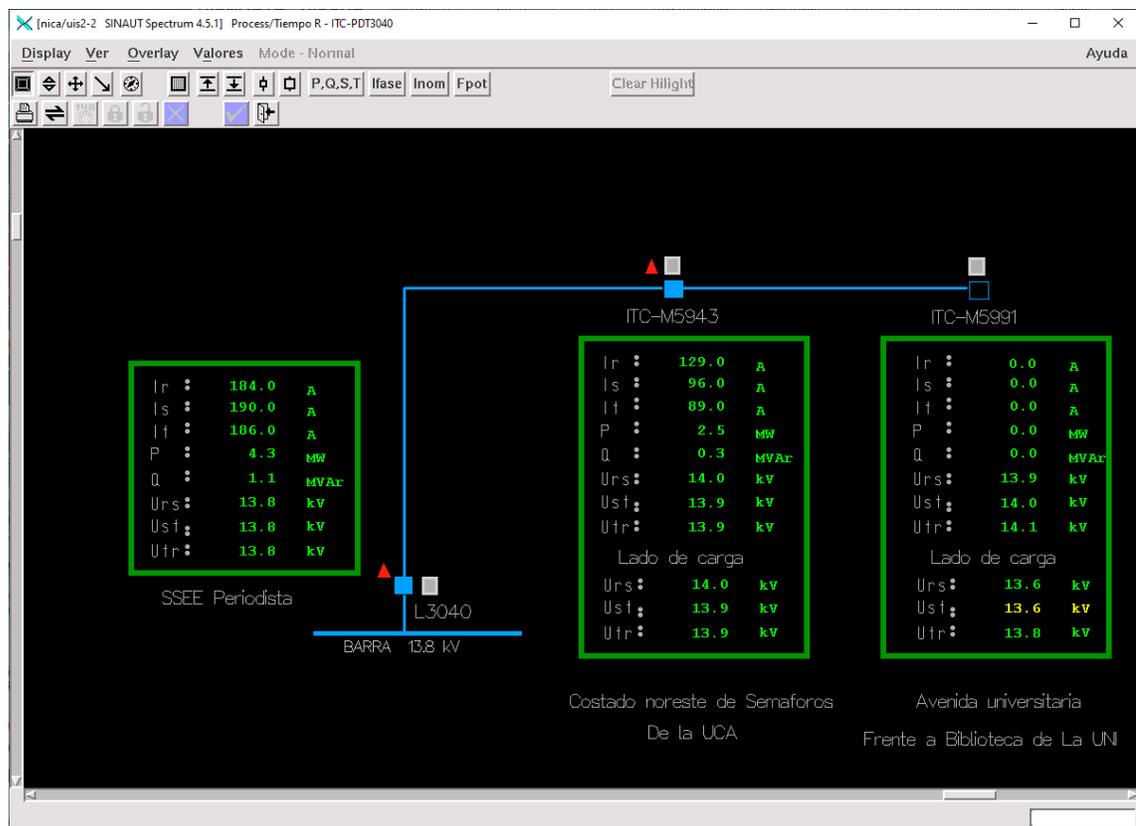


Ilustración 25 Detalle de ITC integrados a sistema SCADA de Disnorte-Dissur  
Fuente propia





#### 4.4 Estudio Técnico–Económico.

Las Empresas Distribuidoras de energía enfrentan el desafío de mejorar y desarrollar sistemas eléctricos más confiables, mientras aseguran un retorno de inversión y su viabilidad a mediano plazo.

Tanto la planificación de mantenimientos o las mejoras al sistema eléctrico y en general las inversiones en infraestructura se deben enfocar en la reducción de pérdidas y mitigación de condiciones anormales a través del uso de protecciones que respondan adecuadamente ante una falla, así como la valoración de diferentes escenarios que comprendan incluir los impactos de alteraciones de voltaje o cortocircuitos en el sistema que podrían producir pérdidas directas de activos valorados en grandes sumas de dinero.

En la mayoría de los estudios se presenta una perspectiva económica basándose en la recuperación de la inversión a mediano plazo. Los resultados económicos incluyen establecer la rentabilidad de un proyecto calculando indicadores como el Valor Actual Neto (VAN)<sup>39</sup> y la Tasa Interna de Retorno (TIR)<sup>40</sup>.

En este caso el retorno sobre la inversión se prevé teniendo en consideración objetivos como reducción de los indicadores de calidad, reducción de pérdidas por falta de fluido eléctrico, mitigación de condiciones anormales y como opción, mejoras en la fiabilidad de la red, principalmente la protección de activos fijos que no necesariamente producen un retorno de flujo de caja operativa.

---

<sup>39</sup> El valor actual neto es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

<sup>40</sup> La Tasa interna de retorno es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

La continuidad y la calidad del suministro eléctrico es evaluada por medio de indicadores globales e individuales establecidos por el INE (Ente Regulador). En la NCS 1.1 Título 4 (vigente) se establecen los compromisos adquiridos, así como las penalizaciones a las cuales se expone la distribuidora por incumplimiento en los Indicadores de calidad (TTIK y FMIK)

Se realizará un análisis de las fallas más frecuentes ocurridas en la Red de Distribución que han afectado al Recinto Universitario Simón Bolívar tomando en cuenta la base de datos de incidencias (BDI) comprendidas entre agosto 2019 a febrero 2020 y se evaluará el indicador de calidad TTIK vigentes, para verificar el Tiempo Total de Interrupción de los KVA en la Instalación.

### 4.1.1 Incidencias ocurridas en la red de distribución que han afectado al RUSB

Tipos de Incidencia	Imprevista	Programada	Total general
AGENTE DE MERCADO	2		2
CONDUCTOR MT	1		1
NATURALEZA	6		6
OTRAS	10		10
PROGRAMADA		7	7
Total general	19	7	26

Ilustración 26 Base de datos de interrupciones en el circuito PDT3040

Fuente: Base de Datos de Instalación Disnorte-Dissur (agosto 2019-febrero 2020)

**Agente de Mercado:** Fallas asociadas a disparo de línea de transmisión, o fallas en elementos concesión de ENTREL

**Conductor MT:** Fallas asociadas al desgaste natural de elementos de la red como daño en aisladores o rotura de conductores, fallas de empalme.

**Naturaleza:** Fallas asociadas a elementos externos como animales o ramas sobre la red, Tormentas, Fuertes vientos.



**Otros:** Fallas de origen desconocido que provocan interrupciones momentáneas menores a 3 minutos.

**Programadas:** Incidencias necesarias para realizar mantenimientos o mejoras en la red, las cuales al igual que las incidencias menores a tres minutos no se incluyen en los indicadores de calidad.

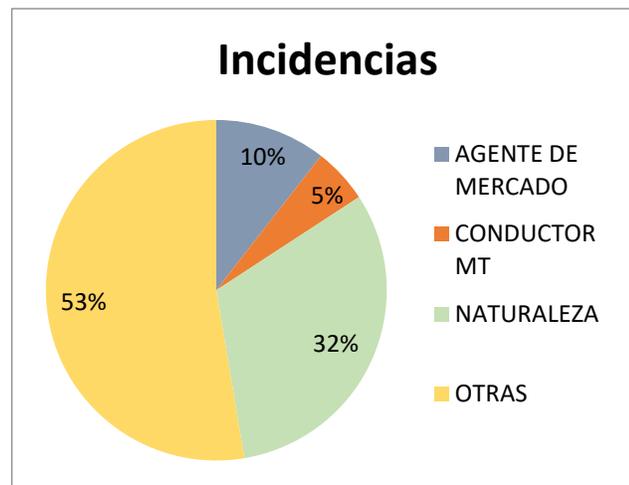


Ilustración 27 Gráfico de Incidencias en el circuito PDT3040  
Fuente: Base de Datos de Instalación Disnorte-Dissur (agosto 2019-febrero 2020)

Tomando en cuenta el semestre comprendido desde agosto 2019 a febrero 2020 y analizando las fallas ocurridas en el circuito de distribución PDT3040 que alimenta el RUSB podemos calcular el TTIK.

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

Donde:

**TTIK:** Tiempo total de interrupción por KVA

**Kvas:** Cantidad de KVA fuera de servicio en cada interrupción.

**KVAinst:** Cantidad de KVA nominales instalados.

**Tfs:** Tiempo fuera de servicio para la interrupción.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Tomando en cuenta 1 hora de interrupción asociadas a eventos no programados obtenemos 135,172.5 KVA fuera de servicio para una cantidad de KVA instalados total de 25760 KVA

### Potencia total afectada KVA

AGENTE DE MERCADO	42885
CONDUCTOR MT	21442.5
NATURALEZA	70845
OTRAS	49577.5
PROGRAMADA	725
<b>Total general</b>	<b>164032.5</b>

Ilustración 28 Base de datos KVA afectados por interrupciones en PDT3040  
Fuente: Base de Datos de Instalación Disnorte-Dissur (agosto 2019-febrero 2020)

$$\text{TTIK} = \frac{135,172.5 \text{ KVA} \times 1 \text{ hora}}{25,760 \text{ KVA}} = 5.24 \text{ Horas}$$

Según la normativa de continuidad del servicio eléctrico los valores límite para los índices de interrupción por KVA nominal instalado (FMIK y TTIK), por semestre en caso de fallas debidas a la red de Distribución (Media tensión o Baja Tensión) son los siguientes:

DISNORTE	FMIK	TTIK
Urbano	4.1	7
Rural	15	27
DISSUR	FMIK	TTIK
Urbano	4.1	7
Rural	15	27

Ilustración 29 Parámetros de indicadores de calidad vigentes  
Fuente: <https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/indicadores-de-calidad-del-suministro/>



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Como podemos observar a mayor número de incidencias, mayor serán los indicadores de calidad y estos podrían acercarse o superar las tolerancias establecidas para no ser penalizados por calidad. Entonces, se hace vital reducir las incidencias al mínimo

La propuesta de modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptores Telecontrolados en si misma representa una inversión que no generaría un flujo de caja por lo tanto no podemos evaluar su rentabilidad a través de indicadores económicos. Sino a través de otros beneficios enfocados a la necesidad de continuidad del servicio eléctrico para el Recinto Universitario Simón Bolívar.

El recinto como tal posee equipos especializados de laboratorio en las diferentes facultades siendo una alta inversión en activos fijos necesarios para el afianzamiento de conocimientos adquiridos durante el transcurso de la carrera de cada estudiante.

Actualmente la empresa Distribuidora no ha realizado una inversión de este tipo en el circuito que alimenta la UNI debido al alto costo del proyecto frente al poco margen de recuperación a mediano plazo.

Se pudo calcular en promedio a los últimos 12 meses que El Recinto Universitario Simón Bolívar ha facturado C\$ 84,338.74 por día, equivalentes a C\$ 3,514.11 por hora, monto que representa el costo de energía servida al cliente por una hora, es decir cantidad que la empresa distribuidora dejaría de percibir por cada hora de energía no servida al Recinto (Ver **ANEXOS # 7**), lo cual es insuficiente para justificar la inversión por parte de la empresa distribuidora. Sin embargo, Esto no quiere decir que el proyecto no sea factible técnicamente ya que para el Recinto es de vital importancia el suministro continuo de energía eléctrica.



La Universidad además de ser un centro de estudio presta sus instalaciones y laboratorios a diferentes instituciones independientes como por ejemplo, BORDA<sup>41</sup>, PIENSA<sup>42</sup>, Blue Energy, que ejecutan proyectos en términos de investigación y desarrollo, Adicionalmente la UNI alberga dentro de sus instalaciones la Dirección de NIC.ni<sup>43</sup>, Centro de información de red (por sus siglas en inglés), lugar donde se alojan los servidores de las páginas web más importantes del país y dominios .ni a nivel nacional del gobierno, salud, educación, organizaciones, comercios y empresas entre otros. Entidades Para las cuales es necesaria la continuidad del servicio de energía.

El Recinto como tal posee equipos especializados de laboratorio en las diferentes facultades (Ver **ANEXOS # 8**) y siendo una alta inversión en activos fijos necesarios para el afianzamiento de conocimientos adquiridos durante el transcurso de la carrera de cada estudiante.

---

<sup>41</sup> Asociación Bremense de Investigación y Desarrollo de Ultramar

<sup>42</sup> Programa de investigación de Estudios Nacionales y servicios del Ambiente

<sup>43</sup> Network Information Center.ni



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Sin embargo, existen antecedentes de cómo la empresa distribuidora ha realizado inversiones de este tipo para mejorar la confiabilidad de clientes estatales como son la Presidencia de la República ubicada en el Reparto El Carmen, la Asamblea Nacional y la Embajada Rusa. inversiones que no tienen sí mismas una recuperación económica y que sin embargo representan una necesidad real debido a la importancia de los clientes que respaldan.

ASO3030 Circuito que alimenta el Reparto El Carmen y el despacho de la presidencia posee 2 puntos de realimentación con ITC

- ✓ ITC-M5105 Ubicado del puente la Fosforera 1C/Norte, con BTH3020.
- ✓ ITC-M5106 Ubicado en Reparto Bolonia, de Canal 2 3C/Oeste, ½ C/Norte, con PDT3030.

MGA3030, circuito que alimenta La Asamblea Nacional posee 4 puntos de realimentación con ITC

- ✓ ITC-M5404 ubicado en el Costado Sur del antiguo Teatro Margot, con MGA3080
- ✓ ITC-M5408 ubicado de los Semáforos de la Asamblea Nacional 2C/Sur,1C/Oeste, con MGA3080.
- ✓ ITC-M5491 Costado Sur de la laguna de Tiscapa (Paseo Tiscapa) , con PDT3030.
- ✓ ITC-M5490 ubicado Costado Norte del paso a desnivel Tiscapa, con ALT3070

CLN3030 Circuito que alimenta La Embajada Rusa posee 2 puntos de realimentación con ITC

- ✓ ITC-M5366 Ubicado en las Colinas, Nuevo Edificio Embajada Rusa 300 mts Este, con ALT3010.
- ✓ ITC-M5946 Ubicado en Km 10 Carretera Masaya, Frete a S/E Las Colinas. con CLN3010.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Adicionalmente al implementar Interruptores telecontrolados (ITC) para realimentar el RUSB obtendríamos los siguientes beneficios para la empresa Distribuidora:

- Reducción de maniobras efectuadas por las BOM
- Control y monitoreo de parámetros eléctricos en tiempo real
- Reducción en los indicadores de calidad de Energía
- Reducción de las pérdidas por energía no servida
- Incremento en la confiabilidad de los sistemas y equipos. Rápido diagnóstico de equipos y eventos.
- Disminuir los periodos de interrupciones y acciones de corrección al momento de ocurrir una falla.
- Posibilidad de hacer tareas de mantenimiento sin pérdida de mercado.
- Mejor explotación de la red eléctrica.
- Brindar apoyo entre circuitos para recuperación de mercado ante la ocurrencia de fallas provocadas por daños en la red troncal o averías en interruptores de salidas de media tensión.

Aprovechando al máximo las características propias de los ITC podemos garantizar la continuidad del servicio eléctrico y aumentar los niveles de confiabilidad de la red eléctrica que alimenta el Recinto.



## VII. CONCLUSIONES

Una vez elaborada la propuesta para modernizar la red de distribución en el Recinto Universitario Simón Bolívar se concluye.

Se analizaron las causas que provocan las interrupciones de energía en el Recinto Universitario Simón Bolívar afectando calidad, seguridad y continuidad del servicio eléctrico las cuales por su naturaleza representan un factor impredecible para garantizar la continuidad del servicio eléctrico comercial.

Se desarrolló un estudio técnico-económico para la implementación de interruptores Telecontrolados que permita la reducción de pérdidas por faltas permanentes al suministro eléctrico comercial del Recinto Universitario Simón Bolívar y determinamos que la inversión no es viable económicamente para la Empresa Distribuidora debido al alto costo inicial, el cual no es recuperable a mediano plazo, pero se justifica la inversión debido a los múltiples beneficios que provee a la comunicada educativa.

Se hace necesaria la inversión en Interruptores Telecontrolados para reducir las pérdidas económicas que sufre el Recinto Universitario ante la ocurrencia de fallas permanentes en el suministro comercial de energía eléctrica proporcionado por la Empresa Distribuidora DISNORTE-DISSUR, para proteger los activos existentes en la Facultad de Electrotecnia y computación ya que actualmente, ante la ocurrencia de una falla se incurriría en pérdidas cuantiosas de equipos especiales necesario para el desempeño de prácticas de laboratorio y garantizando así la continuidad del servicio brindado a los estudiantes, Docentes, personal administrativo y entidades que alberga la Universidad.



## **Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar**

Se determinó que es necesaria la modernización en la red de distribución eléctrica en el Recinto Universitario Simón Bolívar implementando interruptores Telecontrolados mediante el uso del sistema SCADA, aumentando el nivel de competitividad y la confiabilidad de los sistemas y equipos con un rápido diagnóstico ante eventos, reduciendo pérdidas y tiempos de interrupciones en el servicio eléctrico, mejorando la calidad, brindando seguridad personal operativo y equipos instalados en la red garantizando la continuidad del servicio de energía, permitiendo tener un mejor control y monitoreo de los sistemas de distribución mediante la integración a la interfaz gráfica del sistema SCADA utilizado por la Empresa Distribuidora DISNORTE-DISSUR.



## VIII. BIBLIOGRAFIA

1. ABB Power Control Device [www.abb.com/mediumvoltage](http://www.abb.com/mediumvoltage).
2. NCS INE, Indicadores de calidad del suministro  
<https://www.ine.gob.ni/index.php/electricidad/indicadores-de-calidad-del-suministro/>
3. Reconectores (2017), <https://www.sectorelectricidad.com>
4. Carlos Álvarez Jiménez (2011) Análisis de las Protecciones Automáticas del nodo La Moza, Trabajo de Diploma, Universidad Central “Martha Abreu” de las Villas, Cuba
5. Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico (2013) Universidad Simón Bolívar, Camurí Grande, Venezuela ,12-13
6. Recoser o Reconector (2017) Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú, 3
7. Manual de operación, programación y pruebas eléctricas del reconector automático trifásico (2013) Universidad Simón Bolívar, Camurí Grande, Venezuela ,12-13
8. Protección de sistemas de Distribución (2003), Secuencia de operación de un Reconector 147-149
9. Installation manual U-Series with ADVC controller, Schneider Electric Company (2017).
10. Schneider Electric, Automatización de redes: Reclóser Solución, Mayo 2009
11. Manual de instalaciones de Schneider seccionadores, Junio 2011
12. Manual de redes de distribución, Disnorte-Dissur, 2011
13. Aplicación y coordinación de reclosers seccionadores y fusibles, IEEE curso tutorial, Abril 2008
14. SCADA para redes de transmisión y distribución eléctrica: Facilitando el manejo del coloso eléctrico.



15. Manual Operación SCADA, DISNORTE-DISSUR
16. Sandor Otero Rodríguez (2007), Interfaz OPC para SCADA, Trabajo de Diploma, Universidad Central “Martha Abreu” de Las Villas, Cuba
17. Esteban Pérez-López (2015), Los Sistemas SCADA en la Automatización Industrial, Universidad de Costa Rica, Recinto Grecia. Costa Rica. 3-14
18. Baeza, R., J. Rodríguez y J. Hernández, evaluación de confiabilidad de sistema de distribución eléctrica en desregulación. Revista Facultad de ingeniería, U.T.A. (Chile): 1(1), 33-39 (2003).
19. Gómez G., Carreño J. y Caviedes J., Herramienta de software para el pronóstico de demanda horaria de potencia eléctrica en el sistema eléctrico de Codensa S.A. Esp., Tecnura: 15 (28), 7-22 (2011).
20. Sousa Martins L., J. F. Martins, Member IEEE, C. M. Algeria and V. Fernao Pires, Member IEEE, a network distribution power System Fault location based on neuronal eigenvalue algorithm. 2003.
21. Zapata G. y Chacón E., Aportes Metodológicos para el Diseño de Sistemas de Supervisión de Procesos Continuos, Información Tecnológica: 22 (3), 97-114 (2011).
22. Morales G., R. Barrera, y Vargas H., Ubicación única de fallas en sistemas de distribución por medio de zonas con SVM. Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia, ISSN: 01200230, 47, 187-196 (2009).
23. Enríquez Harper, Gilberto “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, Ed. Limusa, México, 1994.
24. Saavedra C., Raúl; Robles C., Patricio; Reich W., Federico “Protecciones de Sistemas Eléctricos”, Apunte Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Chile, 1994.
25. Guevara V., Cristián “Cálculo y Selección de Protecciones en Media y Baja Tensión”, Productores Editores Integral Comunicaciones Ltda., Chile, 1998.
26. Sullivan M., T. Vardell y M. Johnson, Power Interruption Costs to Industrial and Commercial Consumers of electricity. Industrial and Commercial Power Svstems Technical Conference, 1996: 23-35, USA 6 a 9 Mayo (1996).



**Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar**



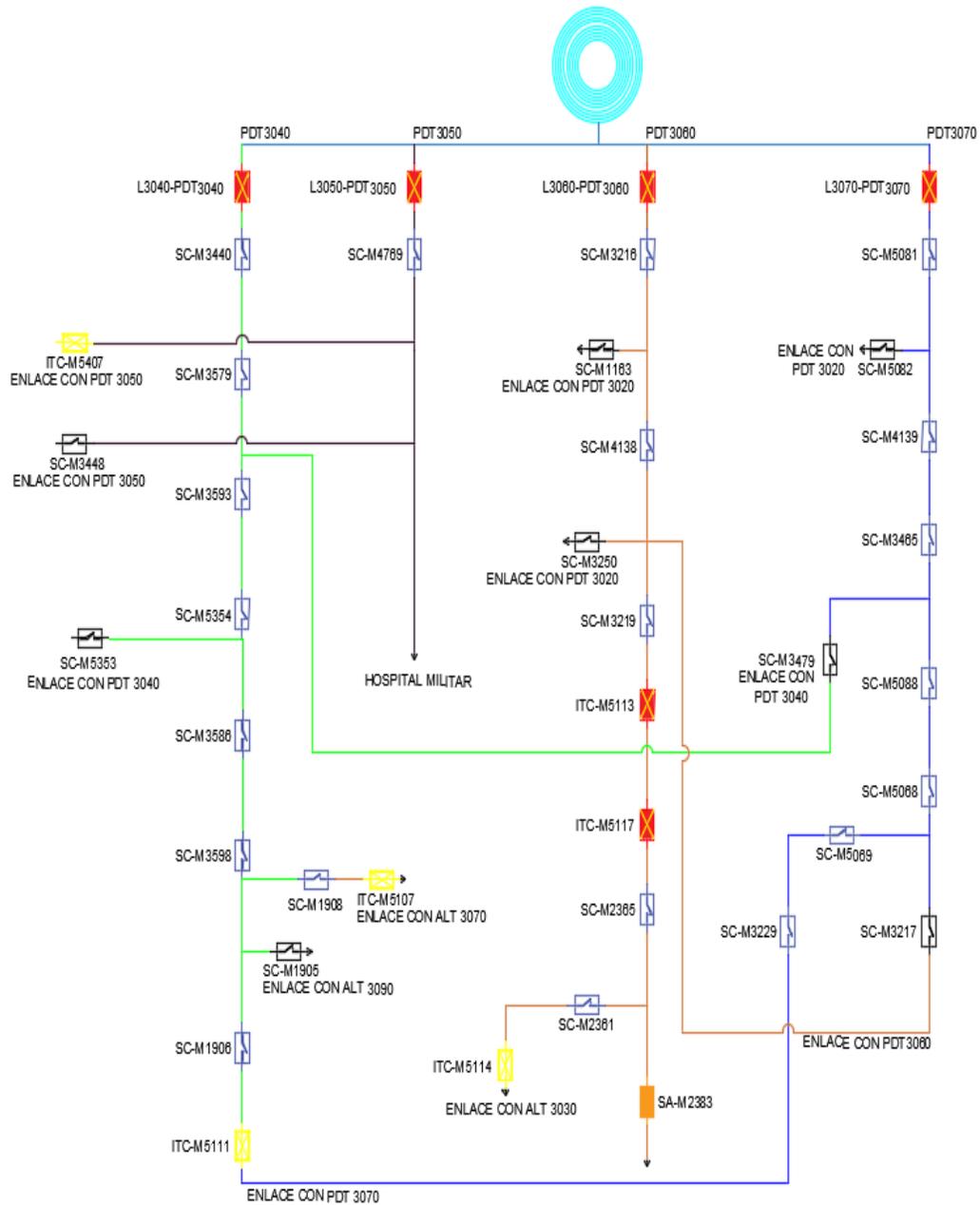
Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar

# ANEXOS



# Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

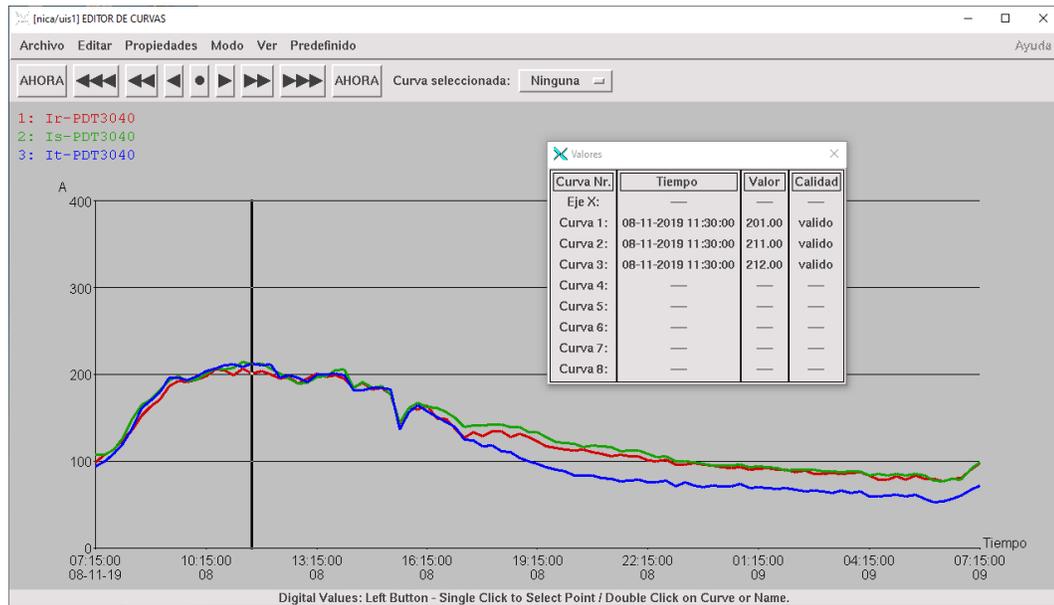
## ANEXO #1: Diagrama ortogonal Barra #1 Subestación Eléctrica Periodista



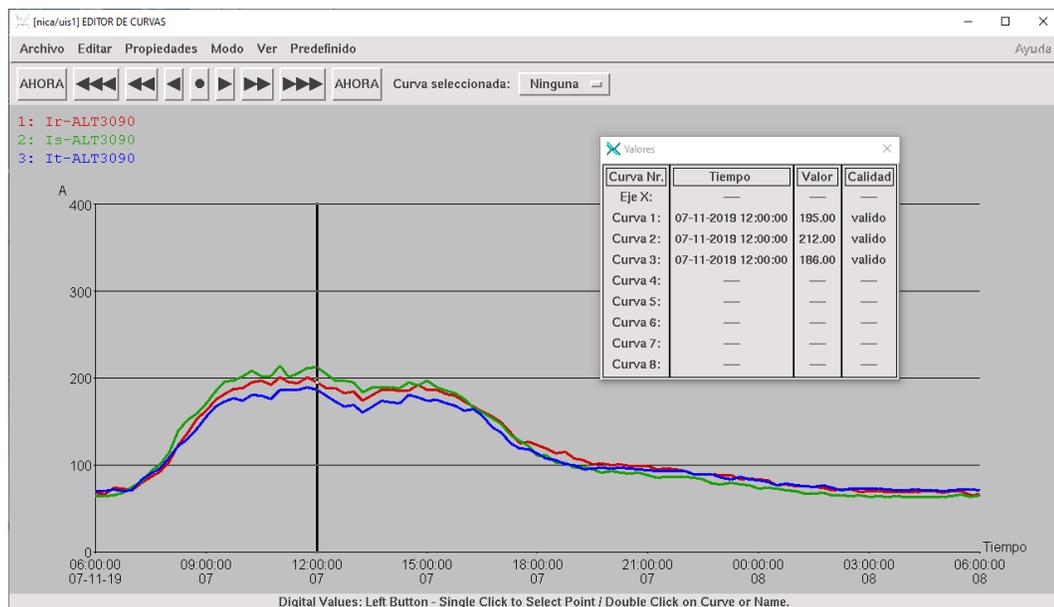


# Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

## ANEXO #2: Curvas de Corriente por circuito.



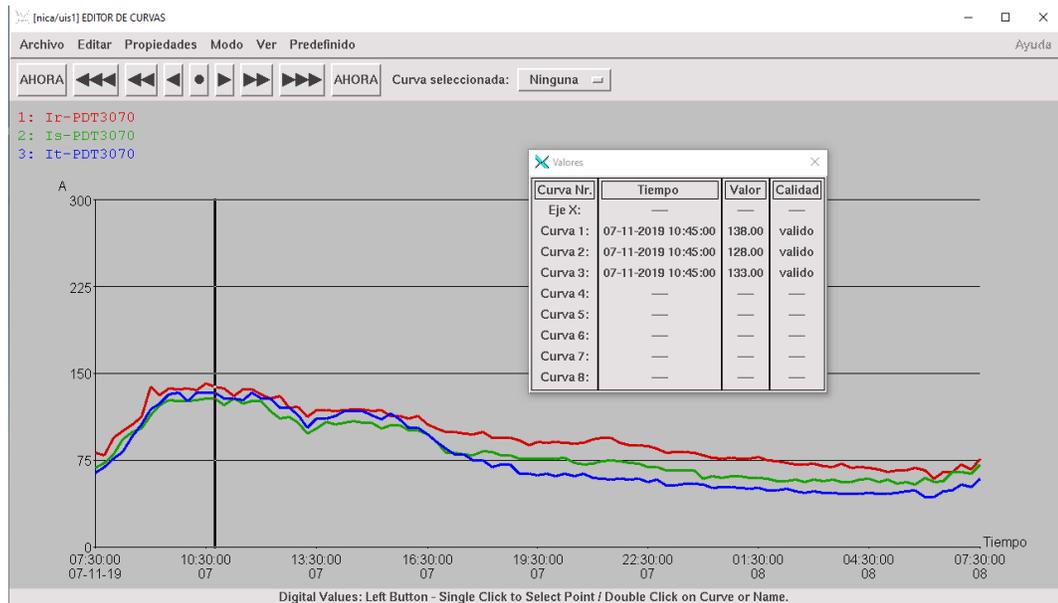
Curva de carga circuito PDT3040



Curva de carga circuito ALT3090



# Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar



Curva de carga circuito PDT3070



Curva de carga circuito PDT3030



**Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar**

**ANEXO #3: Ajustes de protecciones por subestación eléctrica**

MVA TRAFO	Circuitos	Arranque Primario Fase	Arranque Primario Neutro.	Tecnología de corte	Interruptor Marca/Modelo
Periodista (2x25MVA)	PDT-B3020	<b>1020</b>	<b>408</b>	VACIO	Schneider, SQUARE D
	PDT-L3010	<b>480</b>	<b>190</b>	VACIO	Schneider, EOX
	PDT-L3020	<b>400</b>	<b>160</b>	VACIO	Schneider, SQUARE D
	PDT-L3030	<b>480</b>	<b>190</b>	VACIO	Schneider, EOX
	PDT-L3040	<b>480</b>	<b>168</b>	VACIO	ABB
	PDT-L3050	<b>350</b>	<b>140</b>	VACIO	ABB
	PDT-L3060	<b>450</b>	<b>180</b>	VACIO	ABB
	PDT-L3070	<b>480</b>	<b>190.08</b>	VACIO	ABB
	PDT-L3090	<b>480</b>	<b>192</b>	VACIO	Schneider, SQUARE D
Altamira (2x40MVA)	ALT-L3010	<b>498</b>	<b>198</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3020	<b>498</b>	<b>198</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3030	<b>498</b>	<b>198</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3040	<b>552</b>	<b>222</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3050	<b>498</b>	<b>198</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3060	<b>498</b>	<b>199.2</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3070	<b>498</b>	<b>199.2</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3080	<b>498</b>	<b>199.2</b>	VACIO	AEG
	ALT-L3090	<b>498</b>	<b>199.2</b>	VACIO	AEG

Ajustes de circuitos actualizados junio 2019



#### **ANEXO #4: Registrador de Corriente en Media Tensión**

El equipo mide y registra la intensidad de corriente y el factor de potencia. Seguidamente se aplica una constante de tensión en el software para calcular las energías reactivas. El factor de potencia real se calcula midiendo el campo eléctrico comparado con la intensidad registrada por el sensor de corriente. Para asegurar la precisión de la medición del factor de potencia, se precisa una conexión directa al conector desnudo.

El registrador cuenta con una tecnología de sensores de intensidad, la cual no utiliza materiales magnéticos ni contiene partes móviles. La abertura del sensor está cerrada electrónicamente, rechazándose toda corriente externa por medios electrónicos.

La ventaja principal de este dispositivo reside en la posibilidad de dejarlo montado sobre la línea para registrar lecturas a intervalos definidos por el usuario durante periodos de hasta 90 días. Su fijación a la línea se efectúa fácilmente por medio de una pértiga de trabajo en tensión. Una vez montado en la línea, inmediatamente comienza a tomar y registrar datos de intensidad y factor de potencia de la línea.

El registrador está provisto de un puerto serie de infrarrojos que asegura la transmisión de los datos registrados al ordenador del usuario. Los datos se descargan mediante un software específico que permite al usuario descargar, visualizar y consultar los datos almacenados.

Para el estudio de carga se ubicaron tres equipos en el TRN526-PDT3040, los cuales registraron por tres días con intervalos de 30 minutos los valores de corriente efectiva de cada fase con lo cual podemos obtener la  $I_{max}$  del tramo alimentador al Recinto Simón Bolívar



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar



### Componentes del Kit

3 unidades de registradores Varcorder, Disco para instalación de Software Cable serial USB, Adaptador para pértiga TET, Estuche de almacenamiento.

### Rango de Funcionamiento

Tensión: 69 KV

Corriente: 1 a 2000 Amp

Frecuencia: 60 Hz (57 a 63 Hz) y 50 Hz (47 a 53 Hz)

Peso: 0.68 Kg / 1.5 Lbs.

Batería: Pila 9V Alcalina

### Requisitos de Software

Procesador: 100 Mhz o superior (200 Mhz o superior recomendado)

RAM: 32 MB, 64 recomendado

Espacio en disco: 15 MB para cargar software, 10 MB de espacio operativo



Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar

Tabla de perfiles de corriente obtenidos por el registrador aguas abajo  
del TRN526-PDT3040

<b>Configuraciones</b>			
<b>Varcorder</b>	235706	235707	235708
<b>TR526-PDT3040</b>	FASE R	FASE S	FASE T
<b>Intervalo de Muestra</b>	1 Minuto	1 Minuto	1 Minuto
<b>Intervalo de Registro</b>	30 Minutos	30 Minutos	30 Minutos
<b>Fecha y Hora</b>	<b>AMPS</b>	<b>AMPS</b>	<b>AMPS</b>
27-abr-19 12:45:00	62.1	68.1	65.1
27-abr-19 13:15:00	70.3	68.6	70.6
27-abr-19 13:45:00	71.8	68.9	70.9
27-abr-19 14:15:00	68.1	63.6	63.6
27-abr-19 14:45:00	64	62.1	62.1
27-abr-19 15:15:00	64.2	64.3	64.3
27-abr-19 15:45:00	65.9	64.8	64.8
27-abr-19 16:15:00	68.8	65.6	65.6
27-abr-19 16:45:00	64.1	61.6	61.6
27-abr-19 17:15:00	47.2	45.9	55.9
27-abr-19 17:45:00	45.4	43.6	33.6
27-abr-19 18:15:00	40.9	35.8	25.8
27-abr-19 18:45:00	34.9	35.4	25.4
27-abr-19 19:15:00	31.1	30.7	20.7
27-abr-19 19:45:00	26.9	27.3	17.3
27-abr-19 20:15:00	20.1	21.9	11.9
27-abr-19 20:45:00	15.4	18.8	8.8
27-abr-19 21:15:00	13.1	11.8	6.8
27-abr-19 21:45:00	13.1	11.9	6.9
27-abr-19 22:15:00	3.36	4.4	4.4
27-abr-19 22:45:00	3.3	3.9	3.9
27-abr-19 23:15:00	2.3	1.1	1.1
27-abr-19 23:45:00	0.3	1.7	0.7
28-abr-19 00:15:00	0.6	1.8	0.8
28-abr-19 00:45:00	0.3	1.1	1.1
28-abr-19 01:15:00	1	1.4	1.4
28-abr-19 01:45:00	0.6	0.9	0.6



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

28-abr-19 02:15:00	0.5	0.4	0.2
28-abr-19 02:45:00	0.1	0.7	0.3
28-abr-19 03:15:00	0.5	0.2	0.9
28-abr-19 03:45:00	0.4	0.8	0.3
28-abr-19 04:15:00	0.3	0.4	1.2
28-abr-19 04:45:00	0.4	0.3	1.1
28-abr-19 05:15:00	0.4	1.3	1.1
28-abr-19 05:45:00	3	2.8	2.1
28-abr-19 06:15:00	8.3	3.8	7.1
28-abr-19 06:45:00	11.9	9.3	11.1
28-abr-19 07:15:00	19.6	18.7	19.1
28-abr-19 07:45:00	29.4	24	27.6
28-abr-19 08:15:00	45.6	45.6	45.1
28-abr-19 08:45:00	61.3	64.6	60.8
28-abr-19 09:15:00	68.4	67.9	62.4
28-abr-19 09:45:00	70.6	70.1	65
28-abr-19 10:15:00	67.9	67.4	64.2
28-abr-19 10:45:00	71.1	64.1	69.2
28-abr-19 11:15:00	71.8	71.7	68.3
28-abr-19 11:45:00	72.5	70.2	70.7
28-abr-19 12:15:00	67.7	65.9	67.8
28-abr-19 12:45:00	66	68.1	66
28-abr-19 13:15:00	69.2	68	65.3
28-abr-19 13:45:00	71.9	70.9	67.3
28-abr-19 14:15:00	71.4	68.9	67.8
28-abr-19 14:45:00	73	71.5	70
28-abr-19 15:15:00	71.9	69.1	66.4
28-abr-19 15:45:00	69.3	68.6	65.9
28-abr-19 16:15:00	67.3	66.8	61.3
28-abr-19 16:45:00	58	56.1	57.7
28-abr-19 17:15:00	48.4	47.8	43.8
28-abr-19 17:45:00	35.3	33.6	31.4
28-abr-19 18:15:00	28.4	28.9	25.9
28-abr-19 18:45:00	25.9	23.1	22.8
28-abr-19 19:15:00	19.2	17.4	16.4
28-abr-19 19:45:00	15.4	13.6	14.5
28-abr-19 20:15:00	11.3	10.7	11.4



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

28-abr-19 20:45:00	6.6	7.5	8.6
28-abr-19 21:15:00	4.9	4.4	5
28-abr-19 21:45:00	4.4	5.3	6.5
28-abr-19 22:15:00	1.3	2.9	4.8
28-abr-19 22:45:00	3.6	4.5	7
28-abr-19 23:15:00	1.8	1.2	4.4
28-abr-19 23:45:00	1	0.5	0.9
29-abr-19 00:15:00	0.5	0.6	0.7
29-abr-19 00:45:00	0.6	1.1	1
29-abr-19 01:15:00	0.1	1.2	0.4
29-abr-19 01:45:00	0.8	0.6	0.3
29-abr-19 02:15:00	0.6	1.1	0.1
29-abr-19 02:45:00	0.7	1.8	0.6
29-abr-19 03:15:00	0.5	1.9	0.8
29-abr-19 03:45:00	0.3	2.6	1.6
29-abr-19 04:15:00	0.7	2.9	0.5
29-abr-19 04:45:00	0.2	2.3	0.5
29-abr-19 05:15:00	0.5	2.4	2.1
29-abr-19 05:45:00	1.9	3.1	0.5
29-abr-19 06:15:00	2.9	3.3	1.6
29-abr-19 06:45:00	5.7	4.9	2.8
29-abr-19 07:15:00	12.1	10.3	1.8
29-abr-19 07:45:00	25.7	16.6	9.9
29-abr-19 08:15:00	32.7	27.3	19
29-abr-19 08:45:00	41	35.9	27.2
29-abr-19 09:15:00	44.4	43.6	34
29-abr-19 09:45:00	50.5	45.8	35
29-abr-19 10:15:00	52.7	49.3	37.6
29-abr-19 10:45:00	56.9	54.4	40.6
29-abr-19 11:15:00	56.3	55.1	40.4
29-abr-19 11:45:00	56.1	53.3	52.8



Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar

**ANEXO #5: Lista de materiales para instalacion de equipos de  
Telecontrol .**

ITEM	MATERIAL	CANTIDAD	PRECIO UNIT	IMPORTE
1	CONECTOR PARA CORAZA	4	\$ 5.30	\$ 21.20
2	CORAZA AMERICANA CONDUIT FLEXIBL 1" X PIE	12	\$ 0.77	\$ 9.24
3	CINTA BANDIT 3/4 PULG, ACERADA X MTS	20	\$ 0.31	\$ 6.20
4	HEBILLA ACERO INOX. PARA CINTA 3/4	20	\$ 0.27	\$ 5.40
5	CONECTOR CUÑA PRESION C/ESTRIBO 6.4MCM	12	\$ 20.76	\$ 49.12
6	TERMINAL COMPRESION BIMETALICO 3/0 AWG	4	\$ 2.50	\$ 10.00
7	TERMINAL COMPRESION PLETINA COND #2 WG	14	\$ 0.80	\$ 11.20
8	PARARRAYO AUTOVALVULA 13.2 KV-10 KA	14	\$ 30.00	\$ 420.00
9	CARTUCHO DETONANTE AMARILLO	26	\$ 3.76	\$ 97.76
10	CARTUCHO DETONANTE AZUL	8	\$ 5.37	\$ 42.96
11	CABLE DE CU FORRADO 1/0 THHN 600 V X MTS	16	\$ 5.10	\$ 81.60
12	CABLE DE CU FORRADO 3/0 THHN 600 V X MTS	6	\$ 8.05	\$ 48.30
13	CONECTOR CUÑA A PRESION 4/0 - 1/0 AWG	6	\$ 3.70	\$ 22.20
14	CONDUCTOR COBRE 7 HILOS # 2 AWG X MTS	80	\$ 3.45	\$ 276.00
15	CONECTOR CUÑA A PRESION 1/0 - 1/0 AWG	2	\$ 4.17	\$ 8.34
16	CONETOR TIPO C #2	14	\$ 1.30	\$ 18.20
17	BRIDA DE SUJECION HAST 100 mm	40	\$ 0.90	\$ 36.00
18	CONECTOR CUÑA A PRESION 336.4-336.4 MCM	12	\$ 22.75	\$ 273.00
19	CONECTOR CUÑA A PRESION 1/0 - #2 AWG	2	\$ 3.00	\$ 6.00
20	SECCIONADOR BARRA SOLIDA 13.8 KV	3	\$ 277.93	\$ 833.79
21	CRUCETA GALVANIZADA NORMALIZADA 2400CM	4	\$ 140.00	\$ 560.00
22	AISSLADOR DE PORCELANA TIPO POSTE 7.6 KV	6	\$ 14.70	\$ 88.20
23	AMARRA SIMPLE X MTS	10	\$ 6.00	\$ 60.00
24	CONDUCTOR TSJ #10x 3 HILOS	12	\$ 2.14	\$ 25.68
25	VARRLLAS DE TIERRA 5/8"x 7 PIES	8	\$ 19.40	\$ 155.20
26	CONECTORES DE COBRE PARA PICAS	8	\$ 1.20	\$ 9.60
27	TERMINAL BIMETALICO #1/0	12	\$ 3.09	\$ 37.08
28	MENZULA PARA PARARRAYO	6	\$ 7.33	\$ 43.98
29	PERNO DE 1/2" X2 "	12	\$ 1.30	\$ 15.60

**Total** \$ 3,471.85



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

### ANEXO #6: Calculo del costo de energía facturado por 1 día y por 1 hora en promedio a 12 meses

Nis	SecNis	Fecha Fact.	Sec. Rec.	Activa (kWh)	Activa en Punta (kWh)	Activa Fuera Punta (kWh)	Pot. Fact. (kW)	Pot. Leída (kW)	Pot. Fact. Punta (kW)	Pot. Leída Punta (kW)	Pot. Fact. Fuera P (kW)	Pot. Leída Fuera P (kW)	Csmo React (kVARh)	Cos. Fi	Importe (C\$)	Anul.
2000110	2	27/02/2020	0	0	8400	220500	0.000	0.000	0.000	462.000	966.000	966.000	98.700	0.92	2.770.244.72	
2000110	2	29/01/2020	0	0	21000	172200	0.000	0.000	0.000	336.000	903.000	903.000	86.100	0.91	2.296.184.98	
2000110	2	29/12/2019	0	0	18900	170100	0.000	0.000	0.000	399.000	987.000	987.000	81.900	0.92	4.004.009.56	
2000110	2	28/11/2019	0	0	21000	228900	0.000	0.000	0.000	420.000	1050.000	1050.000	96.600	0.93	2.593.522.79	
2000110	2	29/10/2019	0	0	21000	207900	0.000	0.000	0.000	357.000	1008.000	1008.000	94.500	0.92	2.331.368.14	
2000110	2	28/09/2019	0	0	18900	197400	0.000	0.000	0.000	399.000	1155.000	1155.000	88.200	0.93	2.217.507.12	
2000110	2	29/08/2019	0	0	21000	226800	0.000	0.000	0.000	336.000	1050.000	1050.000	96.600	0.93	2.405.469.95	
2000110	2	29/07/2019	0	0	16800	193200	0.000	0.000	0.000	357.000	1092.000	1092.000	90.300	0.92	2.063.615.20	
2000110	2	28/06/2019	0	0	21000	224700	0.000	0.000	0.000	420.000	1155.000	1155.000	96.600	0.93	2.390.713.66	
2000110	2	29/05/2019	0	0	21000	239400	0.000	0.000	0.000	378.000	1197.000	1197.000	102.900	0.93	2.677.457.38	
2000110	2	27/04/2019	0	0	18900	189000	0.000	0.000	0.000	315.000	1113.000	1113.000	88.200	0.92	2.133.995.81	
2000110	2	29/03/2019	0	0	21000	226800	0.000	0.000	0.000	357.000	1029.000	1029.000	100.800	0.93	2.477.855.64	
2000110	2	26/02/2019	0	0	16800	195300	0.000	0.000	0.000	315.000	1050.000	1050.000	88.200	0.92	2.101.054.59	
2000110	2	29/01/2019	0	0	14700	151200	0.000	0.000	0.000	210.000	798.000	798.000	81.900	0.90	1.608.098.53	
2000110	2	29/12/2018	0	0	14700	149100	0.000	0.000	0.000	210.000	882.000	882.000	67.200	0.93	1.533.476.77	

Fuente: Tomado del Sistema de Gestión Comercial Disnorte-Dissur.

Nis	Fecha Factura	Activa en Punta kWh	Activa Fuera Punta kWh	Pot Leída Punta kW	Pot Fact Fuera PkW	Csmo React kVARh	Importe
2000110	27/2/2020 00:00	8400	220500	462	966	98700	C\$2,770,244.72
2000110	29/1/2020 00:00	21000	172200	336	903	86100	C\$2,296,184.98
2000110	29/12/2019 00:00	18900	170100	399	987	81900	C\$4,004,009.56
2000110	28/11/2019 00:00	21000	228900	420	1050	96600	C\$2,593,522.79
2000110	29/10/2019 00:00	21000	207900	357	1008	94500	C\$2,331,368.14
2000110	28/9/2019 00:00	18900	197400	399	1155	88200	C\$2,217,507.12
2000110	29/8/2019 00:00	21000	226800	336	1050	96600	C\$2,405,469.95
2000110	29/7/2019 00:00	16800	193200	357	1092	90300	C\$2,063,615.20
2000110	28/6/2019 00:00	21000	224700	420	1155	96600	C\$2,390,713.66
2000110	29/5/2019 00:00	21000	239400	378	1197	102900	C\$2,677,457.38
2000110	27/4/2019 00:00	18900	189000	315	1113	88200	C\$2,133,995.81
2000110	29/3/2019 00:00	21000	226800	357	1029	100800	C\$2,477,855.64
<b>Importe Promedio</b>							<b>C\$2,530,162.08</b>

Promedio x meses	C\$2,530,162.08
Promedio por día	C\$84,338.74
Promedio por hora	C\$3,514.11



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

DUPL.

**DISNORTE - DISSUR**

DISNORTE-DISSUR

**NACIONAL DE INGENIERIA, UNIVERSIDAD**  
**MANAGUA, VILLA TISCAPA, VILLA TISCAPA, 3270 29 PB,**  
**Porton UCA 50 Vrs N M/I**  
**DISTR. En mano**

MED. 1590634IT

Distribuidora de Electricidad del Norte, S.A J0310000004340

2210.40.0080.0057      RUC:

OFICINA COMERCIAL	REFERENCIA DE COBRO (N)	MES DE FACTUR	DIAS FACTURADO	FECHA DE EMISIC	FECHA DE VENCIMEN
Central	2000110280	FEBRERO	29	31/12/2999	31/12/2999

DIRECCION DEL SUMINISTR			TITULO DEL CONTRAT		NÚMERO DE FACTUR
VILLA TISCAPA, VILLA TISCAPA 3270 29 PB			NACIONAL DE INGENIERIA UNIVE		F222020021187075
Porton UCA 50 Vrs N M/I					

PO DE CONSUMI	NÚMERO DE	LECTURA ANTERIOR	LECTURA	MULT.	CONSUMO
Activa punta (Alta T	1590634IT	559	563	2100	8400
Activa valle (Alta T	1590634IT	4907	5,012	2100	220500

PERIODO DE CONSUMO	Tarifa	KW CONT	FACT.POT
del 29/01/2020 hasta 27/02/2020	T2E MT GRAL_MAYOR B	1,757	0.92

DETALLE DE FACTURACIÓN		IMPORTE EN C
Activa Punta kWh Csmo Ener		95,066.66
Activa Valle kWh Csmo Ener		1,724,465.87
Demanda Punta		525,623.58
Alumbrado Publico		12,432.03
Comercializacion		2,375.68
Recargo por Mora		29,146.76

TOTAL FACTURADO	2,770,244.72
CUOTA 0/0	0.00
<b>TOTAL A PAGAR</b>	<b>2,770,244.72</b>

Detalle de la Morosidad				Saldo Arreglo
10 días o más	30 días	30 días	30 días	de Pago
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Total Deuda: **2,770,244.72**

**INFORMACIÓN COMPLEMENTAR RUC:**

Activa Punta kW	C\$/KWh	Importe
889	11.29370	9,814.23
7531	11.32020	85,252.43
<b>8400</b>		<b>95,066.66</b>

Activa Valle kWh	C\$/KWh	Importe
22810	7.80430	178,016.08
197890	7.82280	1,546,449.79
<b>220500</b>		<b>1,724,465.87</b>

**HISTÓRICO DE CONSUMO**

DISNORTE S.A.

SU CONSUMO MEDIO DURANTE ÚLTIMOS 12 MESES HA SIDO

KWh / Mes      451575

C\$ / Día      84338.74

EL CONSUMO DE ESTA FACTURA ES:       REAL       ESTIMADO

AHORA A SU DISPOSICION NUESTRA OFICINA DE ATENCION TELEFONICA OT24 HORAS AL 125

**SOMOS LA NUEVA IMAGEN DE LA ENERGIA**

DISNORTE-DISSUR recuerda a sus clientes que para pro o exención del impuesto al valor agregado IVA, deben de p carta de exoneración autorizada en tiempo y forma, de lo realizar el respectivo cobro del IVA.

Fuente: Tomado del Sistema de Gestión Comercial Disnorte-Dissur.



**Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto  
Universitario Simón Bolívar**



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

### ANEXO #7: Inventario de Equipos de laboratorios

	Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio
1	Airgrid M5 High Power	Ubiquiti	AGMS-HP-III EU	4	\$ 150.00
2	CPU	Clon	Clon	3	\$ 300.00
3	CPU	DELL	Optiplex 3046	7	\$ 600.00
4	CPU	HP	AMD A8 PRO-7600B	30	\$ 600.00
5	CPU	HP	HP compaq dc5800	3	\$ 200.00
6	CPU	HP	HP compaq dc5750 MT DTTC ALL	3	\$ 200.00
7	CPU	HP	COMPAQ DC5800	1	\$ 200.00
8	CPU	IBM	IBMD4S	1	\$ 100.00
9	Estabilizador	CENTRA R	R-1200	2	\$ 60.00
10	Estabilizador	CPD	AVR-PRO-1000	2	\$ 60.00
11	Estabilizador	FORZA	FVR-1112B	1	\$ 60.00
12	Estabilizador	TRIPP-LITE	AVR-750U	4	\$ 60.00
13	Estabilizador	TRIPP-LITE	INTERNET-750U	1	\$ 60.00
14	Estabilizador	TRIPP-LITE	LS604AX	9	\$ 60.00
15	Estación de soldar	ESD SAFE	CSI 4550	2	\$ 100.00
16	Estación de soldar control electrónico	WELLER	WES51	7	\$ 100.00
17	Fuente de poder	circuitspecialist	CSI3003XIII	2	\$ 450.00
18	Fuente de poder	DC powersupply	GPQ3020	3	\$ 450.00
19	Fuente de poder	GW INSTEK	GPS-4303	7	\$ 450.00
20	Generador de funciones	GW INSTEK	GFG-8216A	8	\$ 700.00
21	Generador de funciones	ND	LFG-13005	1	\$ 700.00
22	Generador de funciones	GW INSTEK	M GPG-2216A	1	\$ 700.00
23	Generador de funciones	Leader	LFG-13005	1	\$ 700.00
24	Generador de funciones	Promax	GFD-917	1	\$ 700.00
25	Generador de funciones	Siglent	SDG1025	8	\$ 700.00
26	Kit de antenas microondas	Electronica Veneta	EE-SMO	2	\$15,000.00
27	Kit de entrenamiento	FG	IDL-800	2	\$ 500.00
28	Kit de entrenamiento	K and D	ETS-7000	4	\$ 600.00
29	kit de entrenamiento	KANDH	IDL-800	16	\$ 500.00
30	Monitor	Acer	G185HBU	1	\$ 100.00
31	Monitor	ACER	AcerG-185HV	3	\$ 100.00
32	Monitor	Dell		4	\$ 100.00
33	Monitor	DELL	CN-OT4KPW-74261-GB4-188L-A00	3	\$ 100.00
34	Monitor	ENVISON	G19LWk	1	\$ 100.00
35	Monitor	Hanns-G	Hanns-GHSG-1085	2	\$ 100.00
36	Monitor	HP	L1706	4	\$ 100.00
37	Monitor	LENOVO	V2-C559	1	\$ 100.00
38	Monitor	LG	553V	1	\$ 100.00
39	Monitor	TATUNG	Sin modelo	1	\$ 100.00
40	Monitor	SAMSUNG	AV17H9KX503529R	2	\$ 100.00
41	Monitor	HP	HSTLD-2L08	1	\$ 100.00
42	Monitor Teclado	HP	V193B	30	\$ 100.00
43	Multímetro	BK precision	2831E	3	\$ 800.00
44	Multímetro	ND	GUO190077	2	\$ 800.00
45	Multímetro	Promax	MD-200B	7	\$ 800.00



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

	Equipo	Marca	Modelo	Cantidad	Precio
46	Multimetro digital		S:W1180211 4070860111	1	\$ 800.00
47	Multimetro Digital	BK PRECISION	2831E	2	\$ 800.00
48	Multimetro Digital	GWINSTEK	GDM-8145	19	\$ 800.00
49	Multimetro Digital	PROMAX	MD-200B	1	\$ 800.00
50	Multímetro	Martech	M9803R	6	\$ 800.00
51	osciloscopio	GWINSTEK	GDS2062	6	\$ 1,500.00
52	osciloscopio	GWINSTEK	GDS820C	2	\$ 2,000.00
53	Osciloscopio	GWINSTEK	GDS-3152	2	\$ 3,000.00
54	Osciloscopio	GWINSTEK	GDS-2062	2	\$ 1,500.00
55	Osciloscopio	GWINSTEK	GDS-3152	2	\$ 3,000.00
56	Osciloscopio	GWINSTEK	GDS-2062	3	\$ 1,500.00
57	Osciloscopio	Leader	8020	1	\$ 800.00
58	Osciloscopio	PROMAX	0D-591	2	\$ 1,500.00
59	Osciloscopio	Rigol	DS1074	2	\$ 2,500.00
60	Osciloscopio	Tektronic	TDS2012C	4	\$ 2,500.00
61	Osciloscopio Digital	GWINSTEK	GDS-2062	3	\$ 1,500.00
62	Osciloscopio Digital	PROMAX	OD591AEU01	1	\$ 1,500.00
63	Osciloscopios Analogicos	EZ	OS-5020A	8	\$ 800.00
64	Osciloscopio	ND	8020	1	\$ 800.00
65	Panel Educativo Fiber Optic	ElectronicaVeneta	EE-E41	1	\$ 1,200.00
66	Power supply	GW instek	M GPS-4303	2	\$ 400.00
67	Power supply	ND	3020	1	\$ 400.00
68	Power supply		CS13003X12	8	\$ 400.00
69	Power supply		72686	2	\$ 400.00
70	Power supply	MSU	S:10.0100744	2	\$ 400.00
71	Osciloscopio	RIGOL	MSO2102A-S	4	\$ 2,500.00
72	Analizador de Espectro 9 KHz- 3.2GHz	RIGOL		2	\$ 7,500.00
73	Osciloscopio	PROMAX	OD-515B	1	\$ 1,500.00

**\$223,240.00**

Fuente: Inventario de equipos realizado en laboratorios.



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

### ANEXO #8: Imágenes



Punto de entronque línea de media tensión (13.2 KV)



Punto de Entronque/lugar de instalación. ITC-M5943 (TRN526-PDT3040)



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar



Lugar de instalación. ITC-M5943 (TRN518-PDT3040)



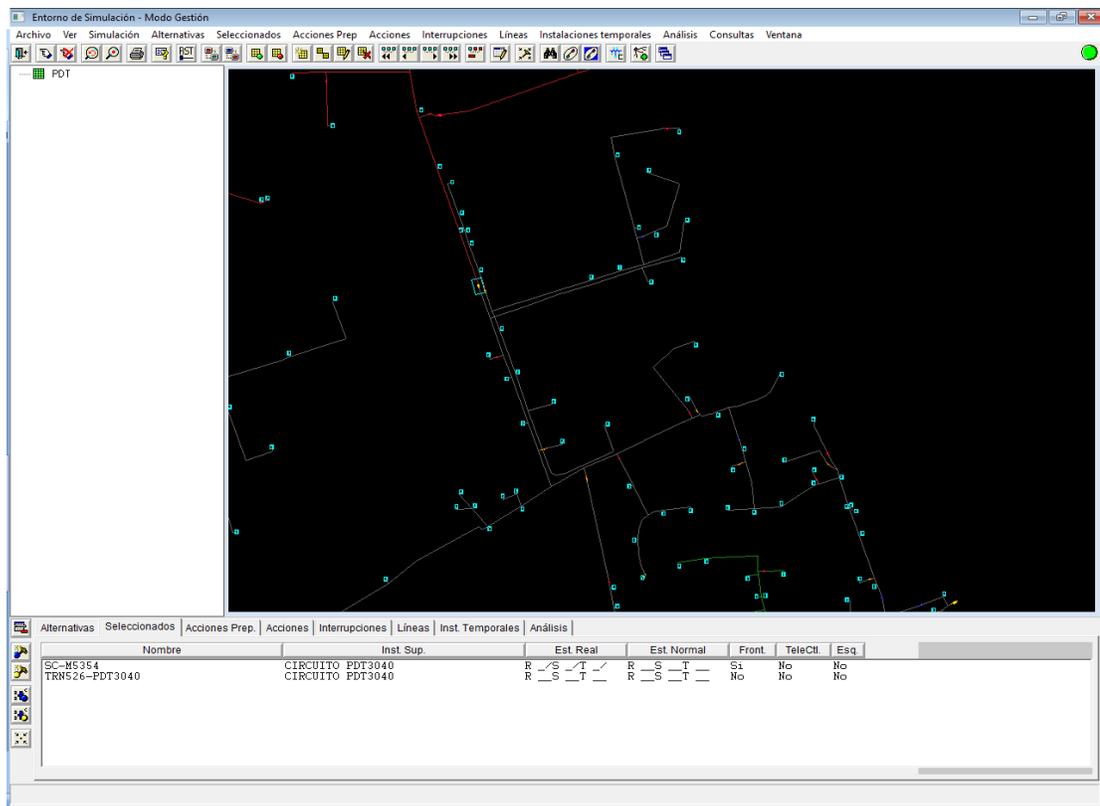
Vista Norte-Sur en las instalaciones RUSB



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar



Interruptor telecontrolado con caja de control instalado en poste 35 pies



Estructura de red Universidad Nacional de Ingeniería (RUSB)



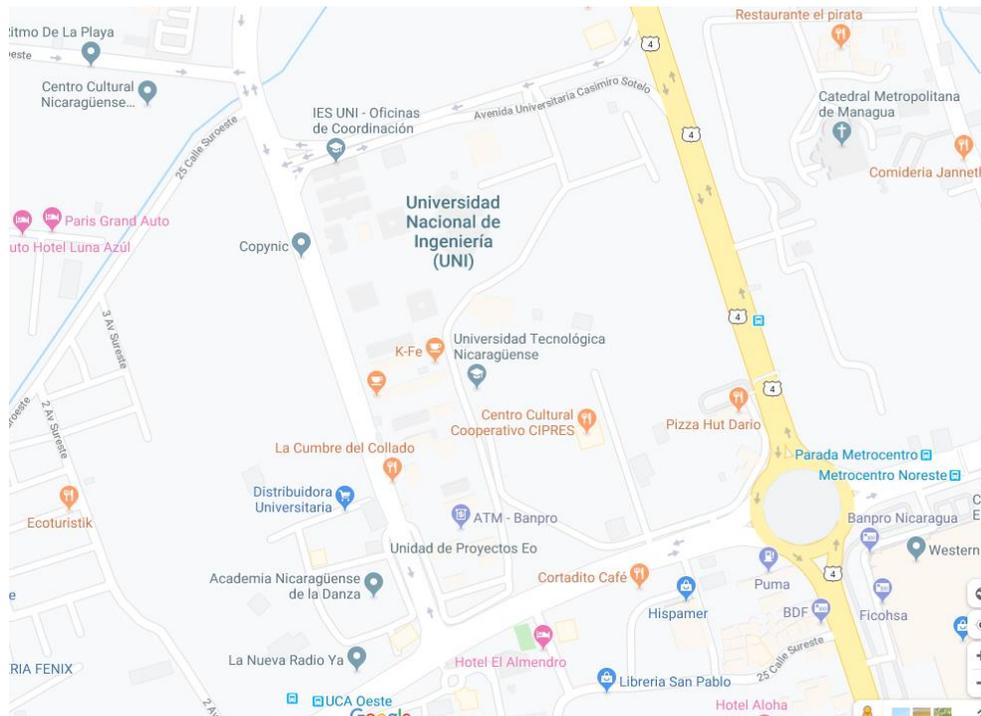
## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

**Detalle de Consultas por Conectividad**

Nombre	Pot. Inst.
CT55-3T-PDT3040	225
CT56-3T-PDT3040	75
CT227-3T-PDT3040	300
CT228-3T-PDT3040	150
CT229-1T-PDT3040	75
CT230-3T-PDT3040	125
CT235-3T-PDT3040	300
CT360-1T-PDT3040	15
CTX52-1T-PDT3040	50
CTX229-3T-PDT3040	150
CTX230-1T-PDT3040	25
CTX231-3T-PDT3040	150
CTX232-3T-PDT3040	150
CTX233-1T-PDT3040	300
CTX234-3T-PDT3040	225
CTX235-3T-PDT3040	150
CTX236-1T-PDT3040	50
CTX237-1T-PDT3040	50
CTX238-1T-PDT3040	50
CTX239-1T-PDT3040	50
CTX262-1T-PDT3040	50
CTX263-1T-PDT3040	112.5
CTX273-1T-PDT3040	1000
CTX274-1T-PDT3040	750
	4578

Localizar Cerrar

KVA instalados aguas abajo de TRN526-PDT3040



Vista de planta Google maps Universidad Nacional de Ingeniería (RUSB)



## Modernización en la red de distribución eléctrica del Recinto Universitario Simón Bolívar

Filtros  
 Digitales  Analógicas  Contadores Elem:

Guardar Filtro como ... Cargar Filtro Reset Aplicar Filtro

**Analógicas : PERIODIS / 13.8 / L3040** Mensajes 1 - 11 de 11

B2	B3	Elem	Info	Valor	Tiempo	Calidad
13.8	L3040	I1	Ir	198.00	2020/02/25 12:30:26	Actual
13.8	L3040	I2	Is	197.00	2020/02/25 12:30:26	Actual
13.8	L3040	I3	It	193.00	2020/02/25 12:30:26	Actual
13.8	L3040	P	P	4.47	2020/02/25 12:33:14	Actual
13.8	L3040	Q	Q	1.12	2020/02/25 12:33:12	Actual
13.8	L3040	UFASEA	Ur	7.96	2020/02/25 12:32:54	Actual
13.8	L3040	UFASEAB	Urs	13.79	2020/02/25 12:33:00	Actual
13.8	L3040	UFASEB	Us	7.95	2020/02/25 12:32:56	Actual
13.8	L3040	UFASEBC	Ust	13.80	2020/02/25 12:33:02	Actual
13.8	L3040	UFASEC	Ut	8.00	2020/02/25 12:32:58	Actual
13.8	L3040	UFASECA	Utr	13.80	2020/02/25 12:33:04	Actual

### Lecturas analógicas SCADA

Filtros  
 Digitales  Analógicas  Contadores Elem:   Todas las Digitales  Solo Alarmas Digitales  Solo Elementos de Corte

Guardar Filtro como ... Cargar Filtro Reset Aplicar Filtro

**Digitales: PERIODIS / 13.8 / L3040** Mensajes 1 - 13 de 13

B2	B3	Elem	Info	Valor	Tiempo	Calidad	Tr.Perm.	Bloq.	Ctr.Inh.	Pruebas
13.8	L3040	ALPRTMP	Prot. Sobreint.Tempor	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	ALPRTINS	Prot. Sobreint.Instan	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	BAJAPRES	Baja Presion Gas INT	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	B1 Spec	General	Actual	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	CARRC	CARRETON insertado	Insertado	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	FALLMAND	Fallo mando INT	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	FAPROTEC	Fallo proteccion	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	INT	INT	Cerrado	2020/02/20 22:07:23	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	INTELOQU	INT Bloqueado	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	LOCREMOT	Local/Telemando	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	REBLFICI	Reenganche Bloqueado	Desaparece	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	REENSERV	Reengan. en servicio	F/Servicio	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-
13.8	L3040	SPT	SPT	Abierto	2020/02/25 12:34:35	Actual	-	-	-	-

### Lecturas digitales SCADA