



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

Título del protocolo

“RESTABLECIMIENTO DE CARGA ANTE FALLA EN CIRCUITOS DE MEDIA TENSIÓN (23KV) CON ESQUEMA DE INTERRUPTOR Y MEDIO DE SUBESTACIÓN POR MEDIO DE ALGORITMOS DE AUTOMATISMO EN UCM”

Que para obtener el grado de

**Maestro en Ingeniería con opción terminal en
Sistemas Eléctricos de Potencia**

Presenta:

Francisco Javier Vázquez Solorio

Director de tesis:
M.C Ismael Albino Padilla

Co director de tesis:
DR. Víctor Manuel Vazquez Báez

Puebla, Pue.

Junio 2024

Resumen

Para este proyecto se buscó el aprovechamiento de la tecnología y equipamiento primario que se encuentra operando dentro de las subestaciones eléctricas de distribución enfocado en la calidad en el suministro de energía eléctrica a cada cliente, en la actualidad la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de vigilar y evaluar la operación del sistema eléctrico observando la **Disponibilidad, Continuidad y Calidad** del suministro, esto derivado de que el 16 de febrero del 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Todos estos cambios que ha sufrido la industria eléctrica en México, ha proyectado a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para mantener el compromiso de la mejora continua en sus estándares de servicio, es por ello que en el presente documento se tiene el enfoque de implementar el restablecimiento de carga en circuitos de media tensión con interruptor y medio por medio de algoritmo de Automatismo en Unidad Central Maestra (UCM) en Subestaciones de Distribución que tengan este tipo de arreglo donde el tiempo de restablecimiento se mejore y sea seguro para el personal y el propio equipo.

En este documento se abordan conceptos básicos por medio del sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) y con ayuda de la infraestructura necesaria en las instalaciones permitirán adquirir las señales de campo en tiempos casi instantáneos que son vitales para el procesamiento de información y que permitan ejecutar maniobras en las Redes Generales de Distribución. Es importante mencionar que las maniobras son realizadas por operadores en los centros de control, con la implementación de algoritmos por UCM se permitirá integrar una programación en las subestaciones donde se ejecuten los mandos para realizar una maniobra, estas decisiones y análisis se tomarán en base de las protecciones operadas, mediciones y los estados de interruptores que se tendrán en la programación.

En este trabajo se presentara el diagrama unifilar de la subestación como ejemplo para la implementación del algoritmo de Automatismo por UCM, donde se consideran las protecciones que operan en los transformadores de potencia y de este manera ejecutar un restablecimiento de carga y revisar la metodología operativa, cabe mencionar que toda maniobra representa siempre un riesgo en la operación es por ello que se realiza una toma de mediciones históricas para comparar las cargas antes de alguna falla y poder calcular la transferencia entre circuitos para evitar sobre cargar otros transformadores, en caso de tener valores de corrientes que sobrepasen los límites, por lo tanto el AUTOMATISMO se suspendería. evitando se pierda una carga mayor no obstante esta revisión llevaría más tiempo y sería más complicado de interpretarse con un operador a cargo.

Abstract

For this project, it sought the utilization of technology and primary equipment that is operating within the electrical distribution substation, focused on the quality of the supply of electrical energy to each client. Currently, the CRE is in charge of monitoring and evaluating the operation of the electrical system observing Availability, Continuity and Quality, this derived from the fact that it was published in the Official Gazette of the Federation (DOF) on february 16, 2016. All these changes that the electrical industry in Mexico has undergone have led the CFE company to maintain the commitment to continuous improve its service standards, which is why this document has the focus of implementing load restoration in medium voltage circuits with a switch and a half through the Automation algorithm in UCM in the Distribution Substations that have this type of arrangement where the restoration time is improved and is safe for the personnel and the equipment itself.

This document addresses basic concepts of SCADA and with the help of the necessary infrastructure in the facilities, they will allow the acquisition of field signals in almost instantaneous times that will be vital and that based on these decisions can be made, allowing maneuvers to be executed in the General Networks of Distribution, but it is worth mentioning that the maneuvers are carried out by operators in the control centers, with the implementation of algorithms by UCM it will be possible to integrate programming in substations where to controls are executed to carry out a maneuver, these decisions and analyzes will be made based on the protections operated, measurements and the status of switches that will be included in the programming.

In this work, the single-line of the substation will be presented as an example for the implementation of the Automation algorithm by UCM, where the protections that operate in the power transformers are considered and in this way determine to execute a load restoration and the methodology, it is worth mention that every maneuver always represents a risk in the operation, which is why historical measurements are taken to compare the loads before any failure and to be able to calculate the transfer between circuits to avoid overloading other transformers, just in case they have load values that exceed the limits, the AUTOMATION would be suspended and this result is under an operational analysis since we would avoid losing more load, this review would take more time and would be more complicated to interpret with an operator in charge.

Dedicatoria

Este trabajo ha sido muy gratificante para mi desarrollo profesional por tal motivo aprovecho esta oportunidad y espacio en mi tesis para poder redactar unas palabras dedicando este esfuerzo a mi gran familia esposa, hijos, y a mis padres por ser parte de este logro.

Aprovecho para dedicar este trabajo a mi esposa Irma, porque este logro es también parte de su esfuerzo, permitiéndome obtener el tiempo necesario para poder dedicarme a finalizar este proyecto, ya que su paciencia, disciplina, convicción y dedicación a nuestros hijos me ha permitido continuar trabajando en nuestros objetivos. A mis padres que me enseñaron a ser perseverante para poder alcanzar mis metas, cada llamada telefónica para conversar me ha llenado de alegrías y del ánimo, dándome fortaleza para continuar superándome y que vean que su esfuerzo de buena crianza y educación es la herencia invaluable.

Agradecimiento

Primeramente, agradezco a Dios que me ha permitido de gozar de salud para poder continuar con este gran proyecto de vida profesional.

A mis padres por ser quienes son y con sus consejos he podido continuar con este importante paso profesional. Mi mamá con su cariño incondicional y consejos siempre me han motivado para seguir preparándome. Mi Padre con sus enseñanzas donde expresa que la disciplina es clave para el éxito y el logro de cada meta es la satisfacción para el ser humano.

Mis Hermanas que siempre están al pendiente de mi salud y me apoyan en mis metas, siempre han estado en mis pensamientos y corazón.

También Agradezco a mi gran esposa que siempre me ha brindado su apoyo para seguir preparándome, que ha realizado un gran esfuerzo en atender a nuestros hijos y fortalecer nuestra gran familia, Ella es la que me ha brindándome el tiempo necesario para concentrarme en mis actividades académicas esto ha sido fundamental para no abandonar mis estudios, incluso persuadirme del gran ejemplo para nuestros hijos.

Agradezco de manera especial a mi director de Tesis por la disponibilidad, tiempo y paciencia, en la orientación recibida siendo muy valiosa y enriquecedora, su ayuda me permitió mantener el correcto rumbo para lograr el objetivo. Así mismo mi Co director el apoyo y orientación en el tema, para poder desarrollarlo.

Todos los profesores que me impartieron clases durante el posgrado les agradezco por el conocimiento compartido, brindando el conocimiento por medio de la experiencia que tienen permitieron enriquecer los temas y así desarrollar habilidades para resolver problemáticas.

Contenido

| | |
|---|--------------------------------------|
| Acrónimos..... | 3 |
| 1 CAPITULO I Introducción..... | 4 |
| 1.1 Introducción..... | 4 |
| 1.2 Antecedentes..... | 4 |
| 1.3 Planteamiento del problema..... | 4 |
| 1.4 Planteamiento de la Hipótesis..... | 5 |
| 1.5 Justificación del Proyecto..... | 5 |
| 1.6 Objetivos..... | 6 |
| 1.6.1 Objetivo General..... | 6 |
| 1.6.2 Objetivos particulares..... | 6 |
| 2 CAPITULO II Conceptos básicos de los sistemas SCADA..... | 7 |
| 2.1 Marco Teórico..... | 7 |
| 2.2 Metodología..... | 8 |
| 2.3 Sistema SCADA..... | 9 |
| 2.4 Cuáles son los elementos que conforman un sistema SCADA..... | 9 |
| 2.4.1 Interfaz Hombre-Maquina (IHM)..... | 9 |
| 2.4.2 Unidad Terminal Maestra (UCM)..... | 10 |
| 2.4.3 Unidad Terminal Remota (UTR)..... | 10 |
| 2.4.4 Sistemas de Comunicaciones..... | 10 |
| 2.4.5 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI)..... | 10 |
| 2.4.6 Transductores..... | 11 |
| 2.4.7 ¿Qué es un Algoritmo por UCM?..... | 11 |
| 2.5 Algoritmos de automatismo por UCM..... | 12 |
| 2.6 ¿Qué es una red eléctrica inteligente?..... | 13 |
| 2.7 Redes eléctricas inteligentes..... | 13 |
| 3 CAPITULO III Subestaciones Eléctricas..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3.1 Clasificación de subestaciones eléctricas..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3.1.1 Subestaciones eléctricas elevadoras..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3.1.2 Subestaciones eléctricas reductoras:..... | ¡Error! Marcador no definido. |
| 3.1.3 Subestaciones eléctricas de enlace o maniobra..... | 15 |
| 3.1.4 Arquitectura de las Subestaciones digitales..... | 17 |
| 3.1.5 Subestaciones inteligentes..... | 17 |
| 3.1.6 ¿Cómo evolucionar a una subestación inteligente?..... | 18 |
| 4 CAPITULO IV Causas principales que pueden ocasionar fallas, protecciones que operan en Transformadores de Potencia y las condiciones para inicio de un AUTOMATISMO en circuitos de media tensión..... | 18 |
| 4.1 Causas de fallas en subestaciones con afectación a transformadores de potencia..... | 18 |
| 4.1.1 Fallas en los equipos y elementos eléctricos de potencia..... | 19 |
| 4.1.2 Falla en el sistema de protección..... | 19 |
| 4.1.3 Fallas de relevadores..... | 20 |
| 4.1.4 El relé Buchholz..... | 20 |
| 4.1.5 La válvula de alivio de presión..... | 20 |
| 4.1.6 El relé de presión súbita..... | 21 |
| 4.1.7 Las fallas externas de un transformador de potencia..... | 21 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.2 | <u>Automatismo en Equipos de Protección y Seccionamiento Tele controlados en Circuitos de Media Tensión.</u> | 22 |
| 4.3 | <u>Requerimientos para implementar automatismo en circuitos de media tensión.</u> | 24 |
| 4.3.1 | <u>Criterios necesarios para selección de circuitos aplicables para automatismo.</u> | 24 |
| 4.3.2 | <u>Datos básicos.</u> | 24 |
| 4.4 | <u>Tipologías de Automatismo local sin Telecontrol.</u> | 25 |
| 4.4.1 | <u>Automatismo Voltaje-Tiempo.</u> | 25 |
| 4.4.2 | <u>Automatismo local por transferencia automática (ETA)</u> | 26 |
| 4.4.3 | <u>Automatismo local por comunicación entre equipos</u> | 26 |
| 4.4.4 | <u>Lógica de Automatismos por UCM</u> | 28 |
| 4.4.5 | <u>Diseño de una red automática.</u> | 28 |
| 4.4.6 | <u>Actividades para realizar en UCM SCADA</u> | 30 |
| 4.5 | <u>Ventajas y desventajas de Automatismo de acuerdo con sus características.</u> | 30 |
| 4.6 | <u>Código de Red.</u> | 33 |
| 4.7 | <u>Propuesta de Automatismo aplicado en subestaciones de distribución.</u> | 33 |
| 4.8 | <u>Condiciones particulares para inicio de AUTOMATISMO en subestación de distribución con arreglo de interruptor y medio.</u> | 36 |
| 5 | <u>CAPITULO V Indicadores Internacionales de Calidad</u> | 41 |
| 5.1 | <u>Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad</u> | 41 |
| 5.1.1 | <u>SAIDI (System Average Interruption Duration Index)</u> - Índice de la duración promedio de interrupciones en el sistema de Distribución. | 43 |
| 5.1.2 | <u>SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)</u> - Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema de Distribución. | 44 |
| 5.1.3 | <u>CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)</u> - Índice de la duración promedio de las interrupciones a los usuarios finales conectados a las RGD. | 44 |
| 5.2 | <u>Diagrama de flujo de secuencia de automatismo para transferencia de carga.</u> | 46 |
| 5.3 | <u>Propuesta Desarrollo de código de algoritmo de restablecimiento de carga por interruptor y medio en S.E. VITO</u> | 47 |
| 6 | <u>Conclusiones</u> | 48 |
| 7 | <u>Bibliografía.</u> | 50 |
| 8 | <u>Anexo</u> | 52 |
| 8.1 | <u>Programa en plataforma WorldView Survalent por medio “Command Sequence” en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM para los circuitos JUA 5060&JUA 5010.</u> | 52 |
| 8.2 | <u>Propuesta Desarrollo de código de algoritmo de restablecimiento de carga por interruptor y medio en S.E. VITO</u> | 55 |

Acrónimos

RGD. - Redes Generales de Distribución.

UCM. - Unidad Central Maestra.

UTR. - Unidad terminal remota.

DEI. - Dispositivo Electrónico Inteligente.

REI. - Redes Eléctricas Inteligentes.

IHM. -Human Machine Interface.

SCADA. - Supervisory Control And Data Adquisición.

LyFC. - Luz y Fuerza del Centro

A.T. - Alta Tensión.

M.T.- Media Tensión.

DNP3.- protocolo de red distribuida.

GD. - Generación Distribuida.

VHF. - Frecuencia muy alta.

UHF. - Frecuencia ultraalta.

DOF. - Diario Oficial de la Federación.

TPR. - Tiempo promedio de restablecimiento.

EPROSEC. -Equipo de protección y seccionamiento.

SAIDI. - Índice de la duración promedio de interrupciones en el sistema de Distribución.

SAIFI. - Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema de Distribución

CAIDI. - Índice de la duración promedio de las interrupciones a los usuarios finales.

OD. - Operador Distribución.

1 CAPITULO I Introducción

1.1 Introducción

Este Proyecto tiene la finalidad de aprovechar los recursos de equipamiento y tecnología dentro de las subestaciones para el restablecimiento de la carga ante una falla en circuitos de media tensión de 23 KV con arreglo de interruptor y medio, tomando aspectos de seguridad con el personal en campo, así mismo se tienen tiempos de maniobra por algoritmos de automatismo en Unidad Central Maestra que permiten que sea confiable al momento de la recuperación de carga y normalización del sistema, de esta manera los operadores disminuyen el estrés causado al momento de dictar y ejecutar maniobras desde una consola de operación lo cual se traduce a evitar maniobras incorrectas o erróneas. Este tipo de proyectos toma relevancia porque con la ayuda de los algoritmos y de las lógicas programables en cada dispositivo involucrado y claro bajo el control principal que es la Unidad Central Maestra se tenga la certeza de que las maniobras ejecutadas ayudaran a recuperar la carga en el menor tiempo posible, lo anterior tomando en cuenta que las decisiones durante la operación de la infraestructura eléctrica tendrán una mejor planeación y análisis, también se puede resaltar que se evidenciará el incremento de la productividad de los colaboradores tanto en el centro de operación como en las subestaciones propias de la CFE.

1.2 Antecedentes

Derivado de la transformación del sector energético con la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 [1] y de la publicación del programa para redes inteligentes de CFE [2] que busca las mejoras operativas que permitan cumplir con la continuidad, calidad y seguridad de la distribución de energía eléctrica, se utilizará como referencia el instructivo para implementación de “Automatismo de “RGD” Red General de Distribución a través de la Unidad Central Maestra” de CFE Distribución, con enfoque de aplicación en subestaciones que cumplan con el arreglo de interruptor y medio en subestaciones de distribución con el objetivo de lograr instructivos que sumen beneficios de rentabilidad con el aprovechamiento de la infraestructura instalada y que puedan tomarse en cuenta para aplicarse al plan de negocios de CFE, así fortalecer la rentabilidad como empresa con capital humano competente y que incursione en la mejora continua.

1.3 Planteamiento del problema.

El restablecimiento de carga después de presentarse una falla por operación de alguna Sobretensiones sostenidas, baja frecuencia, corto circuito no liberado por el interruptor, corto circuito repetido, fallas en los dispositivos de protección, ondas de sobretensión por descargas atmosféricas o por maniobras en subestaciones eléctricas de distribución, al

presentarse alguna falla de las antes mencionadas se requiere el apoyo de operadores de los centros de control de distribución que bajo experiencia y preparación técnica podrá restablecer todos los elementos eléctricos, mediante una secuencia de maniobras de acuerdo a las características particulares de operación de cada Zona de Distribución basadas en MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA, en donde se deben revisar las características técnicas de la red eléctrica que permite el restablecimiento después de liberada la falla por los esquemas de protección, esta actividad requiere tiempo de reacción el cual varía dependiendo la experiencia y habilidades de cada operador. Pueden presentarse errores de secuencia derivado de condiciones adversas tanto de tiempo como de sobrecarga al tratar de restablecer en el menor tiempo posible pudiendo perder de vista datos de análisis que pueden ser clave para evitar la sobre carga de circuitos y bancos que puedan propiciar otra falla al momento de restablecer el sistema.

1.4 Planteamiento de la Hipótesis

Con la implementación de algoritmos de restablecimiento de carga por UCM, se aprovecha la tecnología de cada equipo como son relevadores, cuadros de alarma, switches de comunicación para la interconexión de información en cada dispositivo y la propia Unidad Terminal Remota (UTR) de subestación, en donde las lógicas de operación ante un disparo definitivo en interruptores darían el inicio a comparación de mediciones, señales de UTR y permisivos que determinen el cumplimiento de condiciones para lograr que la UCM envíe la secuencia de maniobras del restablecimiento de carga.

1.5 Justificación del Proyecto

Se selecciona este proyecto por la importancia de los aspectos técnicos que se deben considerar para el restablecimiento de carga de forma automática y eficiente, bajo datos lógicos que ayuden a determinar una secuencia de maniobras automáticas para recuperar la carga después de librar alguna falla en las instalaciones por medio de esquema de protecciones. Este restablecimiento se realiza bajo condiciones propicias en el sistema eléctrico y con datos técnicos que ayuden a determinar si se cumple con los parámetros necesarios para un restablecimiento bajo esquema de interruptor y medio, hablando desde el punto de vista de la empresa. Para la CFE este tipo de restablecimiento bajo lógicas de automatismo en UCM sería de alta relevancia en la operación de subestaciones de distribución, ya que con datos históricos almacenados se puede realizar un análisis por las áreas técnica especializadas en la operación para determinar los parámetros de seguridad tanto para el personal como para el equipamiento que permitan la aplicación de este tipo de proyectos.

La CFE siempre ha buscado la optimización de los recursos e infraestructura eléctrica con la que cuenta para mantener la mejora continua, así garantizar la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad en la distribución de energía eléctrica, por lo cual se toman como referencia los estudios y trabajos realizados por medio de los automatismos con la UCM

aplicados en las redes de distribución los cuales por el momento solo han sido aplicados con equipos Restauradores que se encuentran fuera de las subestaciones eléctricas.

Este proyecto representa un reto importante, desde el punto de vista delicado donde se involucran transformadores de potencia para el restablecimiento de carga dentro de la subestaciones de Distribución por medio de sus respectivos alimentadores en 23kv, es por esta razón que se deberán tomar muchas variables que permitan ejecutar todas las maniobras de forma segura debiendo considerar todos los parámetros posibles de mediciones de corrientes y voltajes disponibles de los dispositivos involucrados y también seleccionar las señales que se pueden extraer de los equipos eléctricos y de los propios DEI, de tal manera que permitan desarrollar el algoritmo de UCM de forma confiable y permitan realizar un análisis exhaustivo de las maniobras operativas que se podrán ejecutar tomando en cuenta la seguridad de los trabajadores y el equipo eléctrico en operación, al tener claro lo anterior se pueden desarrollar las lógicas de automatismo dentro de las subestaciones eléctricas para el restablecimiento de carga con esquema de interruptor y medio de subestación, ayudando a reducir tiempos de interrupción a los clientes y teniendo la certeza que serían maniobras más seguras.

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Restablecer y recuperar la carga, después de ocurrir una falla de una subestación que tenga arreglo de interruptor y medio en 23 kV mediante el uso de un algoritmo de UCM.

1.6.2 Objetivos particulares

1. Realizar el restablecimiento de carga con algoritmos de automatismo por UCM con el objetivo de plasmar todos los requerimientos técnicos que ayuden como guía para determinar las necesidades de operación ante una contingencia.
2. Dictaminar la eficacia del restablecimiento de carga por automatismo de UCM por medio de la información técnica obtenida en campo para la implementación del procedimiento básico de cálculos mediante la recolección previa de datos históricos.
3. Determinar las acciones en base a información estadística para el análisis donde se describa de forma secuencial y confiable la secuencia de maniobras que cumplan con las medidas de seguridad necesaria para implementar el restablecimiento de carga.
4. Valorar la implementación de este tipo de restablecimiento que ayude a mejorar el tiempo de maniobra por lógicas y que sea seguro al momento de la recuperación de carga y normalización del sistema, de esta manera los operadores se liberan del estrés y de las incorrectas maniobras durante disturbios en los sistemas eléctricos.

2 CAPITULO II Conceptos básicos de los sistemas SCADA

2.1 Marco Teórico

La evolución de los sistemas de control suscitó cierta metodología e implementación de técnicas para llegar a optimizar los procesos de la industria a un nivel superior en lo que se refiere a la calidad de entrega de los servicios y productos. El siglo XX se caracterizó por un gran desarrollo a lo que tecnología se refiere y actualmente la nanotecnología está situando los procesos industriales a un nivel superior.

Los primeros sistemas de control se desarrollaron con la revolución industrial a fines del siglo XVIII y principios del siglo XX, en donde se basaron al principio en componentes mecánicos y electromecánicos básicamente engranajes, palancas relés y pequeños motores, pero a partir de los años cincuenta con el desarrollo de circuitos integrados empezaron a emplearse semiconductores que permitieron diseñar sistemas de menor tamaño y consumo con accionamiento más rápido y con menor desgaste. Los años setenta ven aparecer una nueva generación de autómatas de fabricantes como Siemens, Square D, o Allen Bradley, estas compañías implementaron autómatas capaces de controlar grandes cantidades de entradas y salidas.

Los micros PLC fueron introducidos en los años ochenta permitieron realizar controles modulares que se adaptaron a distintas necesidades, los cuales venían previstos sistemas de programación genéricos. La aparición de la informática permitió hacer este tipo de control más sencillo, los grandes paneles de control se fueron remplazando por monitores que mostraban la misma información de forma más ordenada, confiable y distribuida.

A fines de la década de los noventa, se comisionó la primera subestación digital del mundo en Australia. Aunque el concepto ha evolucionado desde entonces, los principios básicos siguen siendo los mismos: la sustitución de voluminosos y pesados transformadores de corriente y voltaje por sensores pequeños e integrados; y la sustitución de cables de cobre por buses de comunicación de fibra óptica.

Desde sus inicios, la automatización de las Subestaciones Eléctricas (SE) y de la protección de sus sistemas ha tenido el objetivo de brindar flexibilidad y estabilidad a las soluciones de potencia, proporcionando mayor eficiencia y productividad. En general, la evolución tecnológica que representan estas tecnologías viene impulsada por los gobiernos y el mercado eléctrico, apoyada por grandes empresas en todo el mundo. “El primer gran paso fue la reducción del tamaño de la subestación utilizando tecnología GIS (del inglés, “Gas Insulated Switchgear”, Switchgear aislado por gas)”, asegura Diego Banuth, Tendering and Execution Manager de Schneider Electric.

2.2 Metodología

El presente proyecto considera una propuesta operativa usando algoritmos de automatismo por UCM en subestaciones de distribución, por tal motivo la metodología siguiente tiene la finalidad de llevar una correcta planeación de proyecto de automatismo en subestaciones con arreglo de interruptor y medio en 23 kv para restablecimiento de carga, para decidir su aplicación antes de todo se deberá evaluar la seguridad tanto del personal como del equipamiento, calidad y productividad.

Posteriormente se requiere saber los datos técnicos y tecnológicos con los que cuenta la instalación para analizar si es viable la aplicación de algoritmos y lógicas para el automatismo dentro de subestaciones de distribución como por ejemplo recabar datos de campo como sería los modelos de relevadores, variables con las que cuenta para identificarse, esto depende de cada marca, verificar las entradas, señales digitales y analógicas disponibles para posibles arreglos que permitan ayudar en las lógicas y la configuración de disparo definitivo para el relevador de los alimentadores que participaran en la maniobra dependiendo del escenario de falla.

Por otra parte se requiere realizar una revisión de la base datos que tiene operando la UTR para identificar las señales que se deberán usar en nuestras lógicas o bien preparar dar de alta los puntos de alarmas requeridos para la implementación, de igual manera identificar los puntos analógicos que servirán para comparar los valores antes de la falla y durante la falla, se deberá realizar la verificación de la confiabilidad del medio de comunicación de la UTR con la UCM, es decir saber la estadística de fuera de barrido que pueda influir para que se bloquee la operación del automatismo y confirmar que el medio de comunicación sea fibra óptica o radiofrecuencia. Así mismo, revisar y confirmar que todos los dispositivos estén sincronizados para poder realizar el análisis de falla con los elementos involucrados pero que los horarios estén correctos, investigar con los departamentos de operación las secuencias de maniobras para el restablecimiento ante fallas para la subestación en investigación, tomando en cuenta un estudio de cargas de los circuitos involucrados, estas maniobras servirán para realizar las programaciones de lógicas para poder simularse en el software de la UCM y analizar si la secuencia corresponde a lo programado

Se tendrá una mejora en la calidad que representa la implementación de automatismos por UCM en subestaciones que cuenten con interruptor y medio, finalmente lograr el aumento de la productividad del capital humano donde se visualice la reducción de los tiempos de maniobras de restablecimiento haciendo que disminuya la energía dejada de vender por los disturbios que se presenten.

2.3 Sistema SCADA.

Para comprensión de esta investigación es necesario dar a conocer los sistemas y tecnologías que intervienen en el proceso del restablecimiento de cargas por medio de algoritmos de automatismos por UCM por lo que es necesario hacer mención del sistema SCADA por sus siglas en ingles que significa “Control Supervisorio y Adquisición de Datos “ es una aplicación para proveer comunicación con dispositivos de campo la cual permite que un operador controle un proceso de forma automática, con este sistema se aprovecha la información que se adquiere de campo, la cual se encuentra administrada y monitoreada en un centro de control de operación y distribución, para poder obtener toda la información necesaria de las subestaciones existió un trabajo previo muy largo en donde se fue armando una base de datos de cada equipo eléctrico primario y dispositivos electrónicos inteligentes que se tengan en las subestaciones, esto con la finalidad de poder integrar datos digitales, analógicos y señales, para poder comunicarlos con la UTR de cada subestación y de esta forma poder enviarse a una UCM.

Con el sistema SCADA se puede conocer el estado de desempeño de cada instalación lo que facilita el mantenimiento, la atención de problemas que se estén presente dentro de los elementos eléctricos de las subestaciones, también se pueden activar o desactivar los equipos remotamente como puede ser la apertura/cierre de interruptores/cuchillas, así como habilitar o bloquear algoritmos de control. Toda la información antes mencionada se puede visualizar en una gráfica dinámica en donde el sistema es capaz de brindar imágenes en movimiento que ayudan al operador a tener el estado de la operación de cada elemento dentro de la subestación como si estuviera presente en las instalaciones.

2.4 Cuáles son los elementos que conforman un sistema SCADA.

2.4.1 Interfaz Hombre-Maquina (IHM)

La Interfaz Hombre-Máquina (IHM) es la interfaz entre el proceso y los operarios; se trata básicamente de un panel de instrumentos del operario. Es la principal herramienta utilizada por operarios y supervisores de línea para coordinar y controlar procesos industriales y de fabricación, en esta interfaz se muestran todos los elementos dibujados mediante un esquema representando visualmente de lo que se encuentra en campo para así relacionar lo que se sucede en las propias instalaciones como pueden ser subestaciones, cementeras o industrias que requieran el monitoreo de sus líneas de producción con la finalidad de tener gráficamente en pantalla señales que puedan dar información para tomar decisiones. Así mismo también se muestra una lista de alarmas y valores analógicos en pantalla que permiten interpretar de una forma más completa los que sucede en las instalaciones sin necesidad de estar ahí presente esta ayuda visual es muy importante porque las señales van cambiando de estado ya sea por simbología o por colores esto con ayuda del software propietario del sistema.

2.4.2 Unidad Terminal Maestra (UCM)

Esta se localiza en los centros de control es la que ejecuta las acciones de mando (programadas) en base a los valores actuales de las variables medidas. La programación se realiza por medio de bloques de programa de lenguaje de alto nivel (como C, Basic, etcétera) también se encarga del almacenamiento y proceso ordenado de los datos, que forman otra aplicación o dispositivo que puede tener acceso a ellos. La UCM es el equipo que concentra el universo de señales en campo, cabe mencionar que esta recibe toda la información enviada de diferentes UTR por lo que se requiere de un procesamiento de datos robusto y con redundancia para mantener en todo momento en línea la información que se obtiene, es aquí es donde se realizan las maniobras importantes en base a toda la información contenida. Es por ello por lo que también cuenta con un sistema de ciberseguridad robusto para evitar perturbaciones.

2.4.3 Unidad Terminal Remota (UTR).

Es el servidor que se encuentra en campo ya sea de subestación o en la infraestructura de la red de distribución como serían los restauradores que cuentan con un dispositivo electrónico inteligente dotado con microprocesadores que se utiliza en sistemas SCADA para adquirir señales de procesos industriales y enviar la información recopilada a un sitio remoto, donde se procesa y visualiza para mandar la información a la UCM de los estados de alarmas y mediciones que se registren en campo, estos datos se pueden adquirir de voltajes, corrientes, temperaturas y cambios de posiciones de relevadores auxiliares los cuales son procesados por el DEI y mediante un protocolo de comunicación DNP3, se podrá intercambiar información que ayude a saber el estado actual en campo

2.4.4 Sistemas de Comunicaciones.

Es el encargado del intercambio de información del punto donde se realizan las operaciones hasta el punto donde supervisa y controla el proceso. Está conformado por los transmisores, receptores y medios de comunicación. Este es un elemento fundamental al cual hay que invertirle tiempo y mantenimiento constante en la infraestructura de tal manera que se tenga la confiabilidad de mantener la comunicación entre UCM con la UTR de campo, un sistema de comunicación permite cubrir las necesidades del sistema de la red, proporcionando capacidad de controlar, administrar, gestionar y proteger la red eléctrica asegurando a los equipos contra falla.

2.4.5 Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI)

Es un dispositivo utilizado en la industria de potencia eléctrica para describir controladores basados en microprocesadores que operan equipamientos de sistemas de poder, como interruptores de circuitos, equipo de comunicación y de adquisición de datos, accesorios de protección de transformadores de potencia, bancos de capacitores,

protección de sobre corrientes de circuitos y líneas de subtransmisión, módulos de registro de disturbios y módulos de control y adquisición de datos.

Usos más comunes:

- Se puede tener dispositivos de protección que usan lógicas de ingeniería con funciones individuales, para protección diferencial de corriente en líneas y transformadores, protecciones de distancia, protección para sobre corriente y medición o monitoreo.
- Existen DEI de multifunción que pueden usarse en aplicaciones diversas de protección, monitoreo, control y hasta cuentan con aplicación de interfaz de usuario grafica con su propia plataforma de hardware, esto facilita la configuración de estos dispositivos.

La tecnología DEI puede ayudar a las empresas a mejorar la confiabilidad, obtener eficiencias operativas y habilitar programas de administración de activos que incluyen mantenimiento predictivo, extensiones de vida y una planificación mejorada.

2.4.6 Transductores.

Son componentes que convierten señales físicas en señal eléctrica o viceversa, requieren de una calibración para que se ajustes a los valores necesarios en donde se requiere aplicar, y de esta manera evitar confusiones en los valores entregados que servirán para tener información que se pueda analizar, algunos ejemplos donde se usa este tipo de elementos es en los medidores de temperatura de aceite y devanados de los transformadores, su aplicación es de gran utilidad porque la señal transmitida en señal eléctrica nos permite concentrar la información en servidores de comunicación que permite el monitoreo de estos parámetros de forma continua.

2.4.7 ¿Qué es un Algoritmo por UCM?

Es el desarrollo en la tecnología informática donde se establece una serie de pasos para realizar un resultado particular, nos permite ejecutar acciones o comandos condicionados para poder lograr una función. Es decir, es un lenguaje escrito el cual es ingresado en lenguaje de programación, software y diagramas de flujo.

Para el objetivo de esta investigación la implementación de algoritmos de programación de los automatismos deberá considerar comandos disponibles en la herramienta “Command Sequence” para Survalent , utilizando criterios para ejecutar las secuencias en redes inteligentes y/o en automatismo de subestaciones eléctricas, lo anterior permite mantener la seguridad para ejecución de maniobras mediante la declaración de cada aspecto en la programación, estas instrucciones son ejecutadas por medio de la UCM de marca Survalent y a continuación se identifican algunas características de los algoritmos.

Características de un algoritmo.

No todas las instrucciones escritas para la programación son algoritmos. Para que una instrucción sea un algoritmo, debe tener las siguientes características:

- **Claro e inequívoco:** Cada una de las sentencias o instrucciones deben ser precisos en todos los aspectos y solo deben tener un resultado.
- **Entradas bien definidas:** Las entradas deben estar bien concretas y determinadas sin posibilidad de confusión.
- **Salidas bien definidas:** Las salidas deben ser claras definiendo la salida que se producirá y con la debida precisión.
- **Determinado:** El algoritmo debe tener un fin no deberá ciclarse, deberá de finalizar después de un tiempo.
- **Factible:** El algoritmo debe ser practico, simple y genérico para que pueda ser compatible con diferentes recursos de programación y ejecutable.
- **Independiente al idioma.** Las instrucciones deben ser fáciles de interpretar en cualquier idioma, buscando obtener el mismo resultado, la forma o el modo de programar deberá ser universal, con una fácil interpretación con el objetivo de analizar y detectar errores, para corrección y otro aspecto importante es mantener el orden de sentencias para su desarrollo.

2.5 Algoritmos de automatismo por UCM.

El automatismo de distribución analiza a través de la UCM las condiciones del sistema eléctrico en tiempo real, ante condiciones de falla en las Red General de Distribución (RGD), sin la intervención de un operador, tomará la decisión más acertada para la localización de la misma, a fin de aislar la falla y posteriormente validar la factibilidad de restablecer el suministro de energía transfiriendo la mayor parte de la carga a otros circuitos, siempre considerando los parámetros de seguridad y estricto cumplimiento al código de red.

Lo anterior con ayuda de un SCADA donde se cuenta con el monitoreo y el estado de los elementos tele controlados de la RGD, que permitirá ejecutar maniobras de restablecimiento de carga. El algoritmo que se diseña para poder cumplir las maniobras de restablecimiento se configura dentro del sistema operativo de la propia UCM y con los datos que ya se encuentran monitoreados y administrados en la consola del operador, permite que el algoritmo aplicado a la subestación se ejecute paso a paso en base a lo programado donde se deberán cumplir todas as condiciones para un restablecimiento de carga. La UCM con ayuda de la UTR de subestación enviaría instrucciones a cada dispositivo dentro de la subestación contemplados en la lógica con el propósito de poder realizar el restablecimiento. En estos automatismos de debe considerar la señalización de disparo definitivo, pero esto dependerá de la información que pueda entregar cada dispositivo electrónico que se encuentre en campo, el automatismo podría iniciar con una prueba al circuito completo, si la prueba es exitosa da por concluida la lógica quedando preparado para próximo evento, en caso de ser negativa inicia lógica de seccionamientos

para recuperación de la carga, esto por mencionar un ejemplo.

2.6 ¿Qué es una red eléctrica inteligente?

Es una red eléctrica que usa tecnología digital para el monitoreo de la generación, transmisión, distribución y consumo de la electricidad proveniente de todas las plantas eléctricas (incluyendo generación distribuida), para cumplir las demandas de energía eléctrica de los consumidores de la manera más eficiente posible, minimizando los costos y el impacto ambiental, mientras se maximiza la fiabilidad, estabilidad, seguridad y robustez del sistema. La Red Eléctrica Inteligente (REI) proyecta un ambiente estable en el suministro de energía ya que al contar con la información suficiente proveniente del Dispositivo Eléctrico Inteligente (DEI) ayuda a un análisis eficiente, cabe mencionar que los tiempos en los que se maneja la información juegan un papel muy importante en esta etapa. Para una red inteligente es necesario contar con dispositivos sobre la red eléctrica y de una excelente comunicación hacia los centros de control con la finalidad de poder obtener toda la información necesaria y que ayude a realizar restablecimientos automáticos.

2.7 Redes eléctricas inteligentes

La implementación de redes eléctricas inteligentes, también conocida en inglés como "Smart grid", en la red de distribución de media tensión de la CFE en México puede ofrecer varias ventajas, incluyendo:

1. Mayor eficiencia energética: Las redes inteligentes ayudan en la gestión y monitoreo evolucionado en la distribución de la energía eléctrica que permite tener mejor eficiencia energética. El uso de la tecnología de medición inteligente, automatización de la propia red y plataformas desarrolladas para la gestión ayudan en la optimización para la entrega de la energía eléctrica, y los beneficios obtenidos se reflejan en la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, optimizar la gestión de la demanda en tiempo real.
2. Mayor confiabilidad y calidad del servicio. Con este tipo de tecnología de red inteligente CFE tiene una visibilidad más amplia con precisión y tiempos reales, del comportamiento de la red de distribución en media tensión, lo cual se traduce en la detección más rápida de fallas, generando una gestión proactiva y una respuesta rápida a eventos imprevistos. Indudablemente esto ayuda a mantener y mejorar la confiabilidad con calidad del servicio de energía eléctrica a cada usuario, disminuyendo las interrupciones y/o el tiempo de restablecimiento ya que al tener información de la infraestructura se pueden realizar las maniobras necesarias para seccionar y recuperar los servicios.

En general, la implementación de redes eléctricas inteligentes enfocadas en el sistema de

distribución de media tensión de la CFE puede ofrecer ventajas significativas en términos de eficiencia energética, confiabilidad del servicio, integración de energías renovables, participación de los usuarios y detección de fraudes. Sin embargo, también implica desafíos técnicos ya que algunas veces se necesita realizar adecuaciones a la infraestructura eléctrica o bien otro punto importante es mantener la comunicación con cada dispositivo para evitar se pierda información o la interacción que sea causa de bloquear o impedir el desarrollo de algún restablecimiento.

3 CAPITULO III Subestaciones Eléctricas

Son instalaciones eléctricas que cuentan con equipamiento eléctrico de alta eficiencia que tienen una función muy importante dentro del sector eléctrico, ya que, gracias a estas instalaciones, se permite la transmisión, regulación y distribución de toda la energía eléctrica dentro región del país, la ubicación de cada subestación es en puntos estratégicos permitiendo el aprovechamiento de otras instalaciones que ayuden a compensar la demanda de energía dependiendo los niveles de tensión que se requiera en cada lugar.

3.1 Clasificación de subestaciones eléctricas

La clasificación de las subestaciones eléctricas es de acuerdo con su nivel de tensión de operación, y que se determina en base a las necesidades de la demanda de energía que se quiera cubrir, por ejemplo, existen ciudades que por sus características industriales requieren una mayor cantidad de subestaciones de transmisión para entregar energía a clientes de alta demanda, a continuación, se mencionarán y describirán:

3.1.1 Subestaciones eléctricas elevadoras

Permiten elevar el nivel de tensión del lado de envío para poder realizar la transmisión de energía a largas distancias permitiendo realizar la interconexión en distintas instalaciones del sistema nacional de energía que operan en valores de 115kV, 230kV, 400kV, estos son los valores normalizados en el sistema eléctrico de México.

3.1.2 Subestaciones eléctricas reductoras:

Estas reciben el nivel de tensión de las subestaciones elevadoras de transmisión permitiendo la reducción de la tensión y así poder entregar al usuario final industrial o residencial de manera segura según sea el caso. Para las subestaciones de Distribución se manejan tensiones a la entrada de alta tensión (A.T) de 69 KV a 138 KV y en su transformación en media tensión (M.T.) de 13.8 KV, 23 KV a 34.5 KV voltajes normalizados para la distribución, esta salida de tensión permite suministrar el servicio de energía eléctrica por medio de la red de CFE representando uno de los principales servicios en las sociedades modernas para diversas actividades sustanciales de la vida diaria.

3.1.3 Subestaciones eléctricas de enlace o maniobra

En este caso no se tiene un cambio de nivel de tensión, estas instalaciones solo se requieren para realiza maniobras de conexión de aperturas de circuitos según la necesidad que se tenga en el sistema eléctrico nacional brindando la confiabilidad y calidad.

Los tipos de arreglos de subestaciones depende del equipamiento eléctrico para poder maniobrar y transferir las cargas, se hace mención de este punto ya que al momento de implementar el respaldo de carga ante falla en circuitos de 23 kv, es importante saber en las zonas de distribución en el estado de Hidalgo se recibieron subestaciones que en su origen fueron operadas por la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC) del país las cuales presentan arreglos no usuales de acuerdo a la normatividad de CFE (Figura No. 3.1), considerando estas características particulares se debe verificar como poder implementar el automatismo por UCM tomando en cuenta escenarios de maniobras, que puedan permitir el restablecimiento. Para el objeto de estudio que se presenta se tiene una subestación eléctrica la cual no cuenta con interruptor de banco en baja tensión, pero sus circuitos asociados a cada banco de transformación manejan un arreglo de tal manera que sus protecciones funcionan como si contara con interruptor de lado baja del transformador, tomando en cuenta esta observación tendríamos que interactuar con su arreglo de interruptor y medio para poder implementar un restablecimiento de carga con esta particularidad sin provocar algún otro disturbio que pudiera manifestar contratiempos para realizar maniobras automáticas con el equipo primario con la interacción de relevadores de protecciones, cuadros de alarmas , y la propia UTR de subestación.

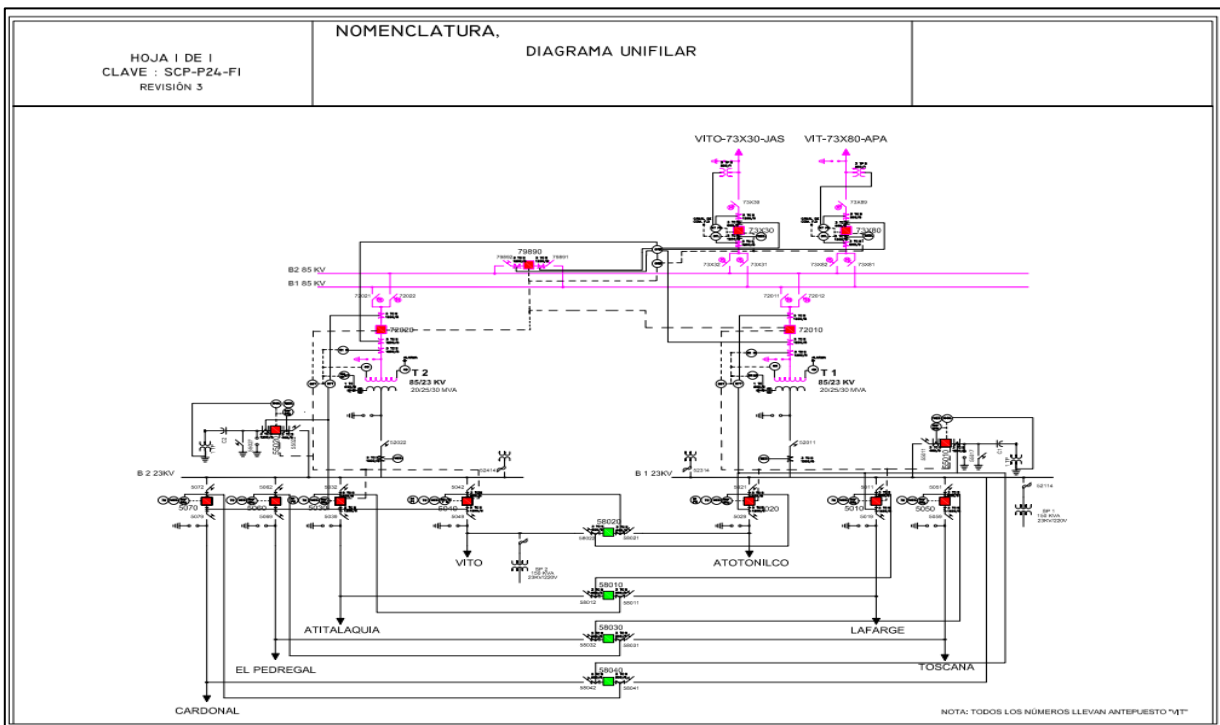


Figura No. 3.1. Unifilar de subestación con esquema de interruptor y medio.

En base a esta clasificación de subestaciones eléctricas no podemos perder de vista el equipamiento con el que contarán cada una de ellas y es ahí donde la tecnología juega un papel muy importante donde se aprovecharía la implementación de las subestaciones inteligentes. Es importante mencionar que en la actualidad todas las subestaciones en nivel tensión de transformación a 23 kv cuentan con DEI (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) los cuales contienen microcontroladores con la capacidad de establecer comunicación, de señales y datos con otros dispositivos que manejen tecnología similares de generación o adquisición de datos que permitan la interacción y poder usarse en los algoritmos que en primera instancia estarán reportando en las UTR y posteriormente retransmitir en las UCM , y es ahí donde podemos complementar el uso de todos los elementos necesarios de señales digitales y analógicas para poder realizar un restablecimiento de carga.

Cabe mencionar que estos dispositivos electrónicos inteligentes que se alojan en las casetas de control en subestaciones eléctricas pueden clasificarse en usos comunes:

1.- Se pueden usar por separado en relación con protecciones sobre los elementos eléctricos de diferenciales, protección de distancia en líneas, protección de sobre corriente y la propia medición y monitoreo de elementos dentro de la subestación.

2.- Por otro lado estos DEI pueden realizar varias funciones como es el monitoreo control e interfaz de usuario de tal manera que ayudan a ser más eficiente la operación y el mantenimiento porque bajo toda la información que se puede adquirir en campo sin estar presente físicamente personal de campo, esto ayuda a la poder tener un análisis de fallas o bien atender mantenimientos predictivos que ayuden a una extensión de vida útil del equipamiento y también en pensar en la calidad de servicio brindada al cliente desde el punto de vista del restablecimiento del servicio de suministro de energía en el menor tiempo posible y bajo parámetros confiables para ejecutar maniobras.

También hay que reconocer que las comunicaciones son parte fundamental para que los diferentes dispositivos inteligentes puedan intercambiar información, es aquí donde podemos clasificar los medios de comunicación como puede ser por medio de fibra óptica, radio VHF- UHF, ethernet, comunicación serial y microondas que se pueden usar para conexión de los diferentes dispositivos.

Las características de los medios de comunicación se rigen de acuerdo con el tipo de arreglos de la subestación eléctrica y que puedan cubrir las necesidades del sistema de red y que proporcione la capacidad de gestionar y proteger la red eléctrica.

3.1.4 Arquitectura de las Subestaciones digitales

La arquitectura de la subestación digital consta de tres niveles. El primero es el nivel de proceso (equipo primario de la subestación). El segundo es el nivel de protección y control (dispositivos electrónicos inteligentes: protección, dispositivos de medida, controladores, grabadores, etc.). El tercero, el nivel de control de la estación, maneja las comunicaciones entre la subestación y el sistema de control, coordina las funciones operativas de la subestación y apoya a nivel de estación. Las medidas operacionales en tiempo real y otros datos se recogen por medio de sensores incorporados en el sistema primario, que se comunican con los dispositivos que deben actuar sobre esas medidas a través de un bus de proceso. Los dispositivos inteligentes y sistemas instalados en la subestación pueden procesar estos datos de forma inmediata. La subestación digital trae grandes beneficios en términos de diseño e ingeniería, instalación y operación. Se pueden ofrecer soluciones estándar, las modificaciones se pueden acomodar fácilmente, el cableado y por lo tanto los costos, se reducen, y los diagnósticos integrados aseguran la integridad del sistema.

3.1.5 Subestaciones inteligentes

Una subestación eléctrica se enfoca en los sistemas de generación, transmisión y distribución de electricidad, donde el voltaje es transformado a un nivel bajo o alto a través de un transformador.

En general las funciones principales de las subestaciones son las siguientes:

- Transformación de voltaje de nivel alto voltaje a voltaje requerido para distribución.
- Puntos de conexión para la transmisión y distribución de líneas de potencia con las subestaciones.
- Conmutador para la configuración del sistema de transmisión y/o distribución eléctrica
- Centro de control para el monitoreo.
- Protección de líneas de transmisión y dispositivos.
- Comunicación con otras subestaciones y centros de control regionales.

Las subestaciones inteligentes aprovechan la tecnología existente que se tiene de cada fabricante el uso de las compuertas lógicas o algún otro tipo de desarrollo lógico permite que hoy en día los dispositivos electrónicos inteligentes cuentan con mucha información que se puede compartir o bien procesar en cada dispositivo propio, lo cual convierte a una subestación en inteligente. La función que tienen las protecciones dentro de los sistemas eléctricos es preservar la integridad y estabilidad del sistema por medio del monitoreo de cada uno de los equipos que lo componen desconectando y desenergizando las partes del sistema que presenten falla, lo anterior en el menor tiempo posible para evitar daños, así mismo todo este conjunto de señales ayudan, a tener un análisis de la falla y procesan lo necesario para aislar el problema, para que acto seguido se pueda realizar un restablecimiento con secuencia de maniobras automáticamente. Hay que aclarar que al hablar de inteligencia de una subestación es base a la programación que ayuda a realizar

comparaciones de señales para poder actuar esto no significa que pueda tomar decisiones propias como el ser humano.

3.1.6 ¿Cómo evolucionar a una subestación inteligente?

Las Redes Generales de Distribución (RGD) enfrentan nuevos retos debido al incremento de Generación Distribuida (GD). Dichos retos equivalen a mantener la continuidad y calidad del servicio, reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, así como asegurar la ciberseguridad de las operaciones. Un componente base que nos ayudará a superar los retos y estar listos para el futuro en materia de Redes Eléctricas inteligentes (REI) son las subestaciones inteligentes de media a baja tensión (MT/BT). En base a la programación de lógicas de automatismo el lenguaje será correspondiente a la marca de la UCM, para este proyecto se selecciona la programación donde estaremos apoyados del simulador en UCM Survalent.

4 CAPITULO IV Causas principales que pueden ocasionar fallas, protecciones que operan en Transformadores de Potencia y las condiciones para inicio de un AUTOMATISMO en circuitos de media tensión.

4.1 Causas de fallas en subestaciones con afectación a transformadores de potencia

Distintas circunstancias que se abordarán con más detalle más adelante originan fallas que pueden ocasionar el disparo de transformador de potencia, esta situación es la más representativa tratándose de pérdida de carga suministrada, lo cual implica energía dejada de vender por el tiempo que se tarde en restablecer el servicio con la afectación de energía a nuestros clientes y obviamente la pérdida de la continuidad del servicio y la calidad, muchas veces puede originarse por ejemplo por falta de un adecuado mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo, pero también pueden derivarse a causas externas al sistema, por ejemplo fauna, malas prácticas, etc. A continuación, se mencionan ejemplos de algunas causas de falla en transformadores de potencia y de manera ilustrativa de agrega la Figura No. 4.1 de dos transformadores de potencia.



Figura No. 4.1 Transformador de potencia de 85 KV/23KV

4.1.1 Fallas en los equipos y elementos eléctricos de potencia.

- Fallas en aparatos, cables, y aislamiento de las maquinas producida por el envejecimiento, corrosión o calentamiento.
- las sobretensiones de origen atmosférico, por maniobra de interruptores u oscilaciones de voltaje de operación del sistema pueden provocar fallas en el rompimiento de la rigidez dieléctrica del aire por maniobras o por materiales de maquinaria.
- La humedad que puede presentar el terreno y ene l propio medio ambiente.
- El transferir carga arriba de las especificaciones técnicas provocando sobre carga en transformadores.
- Las fallas simultaneas que se pueden presentar en circuitos que pertenecen al mismo transformador de potencia alcanzando el ajuste de protección de disparo, que pueden ser provocados por accidentes provocados por animales como roedores en cables de potencia y tableros, o aves en las propias líneas de transmisión o distribución.

4.1.2 Falla en el sistema de protección

Este apartado es importante porque si no se tuvieran este tipo de fallas no habría necesidad de implementar métodos para resolver este tipo de problemas como es el caso

que nos ocupa sobre el restablecimiento del servicio, pero sabemos que esto es imposible, siempre va existir una vulnerabilidad en el equipamiento hablando en la industria eléctrica, pero siempre se buscara algún tipo de solución como ejemplo se cuenta con esquemas de protección estos se basan en proteger y resguardar al transformador de cualquier falla que se presente y desconectar para aislar el elemento eléctrico lo más rápido posible para evitar daños severos. Sus componentes son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas y el relé de presión súbita. Si alguno de estos llegara a presentar mal funcionamiento por falta de mantenimiento se sumaría a las causas de algún disparo por accesorios del transformador de protección.

4.1.3 Fallas de relevadores

- Problemas en su ensamble interno o fatiga de componentes electrónicos.
- Ajustes mal ingresados u configuraciones mal programadas derivado de datos erróneos.
- Problemas con el canal de comunicación.

4.1.4 El relé Buchholz

El sobrecalentamiento en los transformadores provoca una acumulación de gases que afectan su funcionamiento, pero también si el tanque principal presenta un bajo nivel de aceite esto puede hacer operar el relé de protección como medida preventiva. Este dispositivo es muy sensible a las fallas dieléctricas que pueden presentar los transformadores que ayudan a evitar daños severos.

4.1.5 La válvula de alivio de presión

Ayuda a que el transformador libere la acumulación de gas y llegue a provocar una explosión, esto puede derivarse al sobrecalentamiento del aceite. El principio de accionamiento de esta protección es un resorte el cual, si llegara a fallar, la válvula no podría liberar la presión correctamente, y esto representaría un peligro. Otro problema que se puede presentar es cuando la presión es acumulada rápidamente pero el proceso de liberación es lento representado otro peligro.

Hablando de la sobrecarga también se tiene una protección que permite una magnitud específica de voltaje que vaya al transformador, evitando una súbita excesiva. Si el transformador llegara a presentar una falla de este tipo por la entrada de una gran carga de voltaje a los devanados tendríamos un daño. Humedad, calor, y corrosión son las principales razones de una descompostura.

4.1.6 El relé de presión súbita

El incremento exponencial de presión de gas derivado por la aparición de arcos eléctricos internos evapora instantáneamente el aceite pudiendo tener una explosión, que cubriría un área considerable dañando otros equipos y siendo un gran peligro para el personal, es por esta razón que el relé de presión súbita es importante en el diseño de cada transformador de acuerdo con sus capacidades.

4.1.7 Las fallas externas de un transformador de potencia.

- Sobretensiones sostenidas
- Baja frecuencia
- Corto circuito no liberado por el interruptor
- Corto circuito repetido
- Fallas en los dispositivos de protección

A continuación, se presenta una (Figura No. 4.2) con el análisis estadístico de las causas principales que han originado salidas de transformadores de potencia que acontecieron en la zona de distribución. En los datos que se tienen en la figura siguiente se puede observar que por años se ha adolecido de fallas diversas que afectan a los transformadores y que sin duda la salida de operación de cada uno de ellos representa la interrupción en el servicio de una cantidad considerable de usuarios, a continuación se muestra esta información en la (Tabla No.4.1 **de Excel**) así mismo de la energía que se deja de vender durante el tiempo que se tarde el restablecimiento de la carga, es por ello la relevancia de aprovechar el equipamiento operativo de cada subestación y del arreglo con el que se cuenta en el equipo primario. De las causas más representativas son las fallas por animales, esto derivado a que se suben en los transformadores rompen distancias entre las partes energizadas esto provoca la operación de los esquemas de protecciones de los transformadores y mandar abrir los interruptores asociados en Media tensión perdiéndose la carga completa, sin embargo se sigue trabajando para evitar este tipo de problemas, pero también es necesario tomar alternativas de restablecimiento mejorando la recuperación de la energía lo antes posible de la forma más segura para mantener la continuidad.

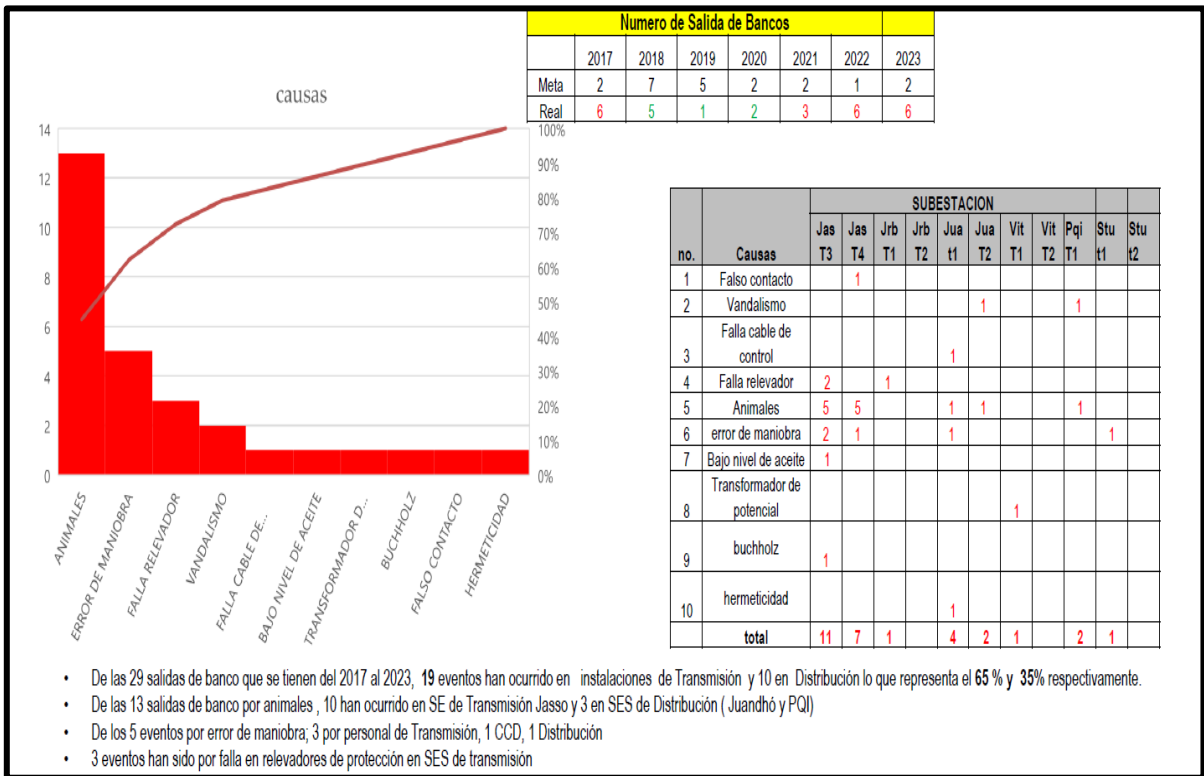


Figura No. 4.2 Análisis de salidas de operación de transformadores de potencia.

| Salidas de Banco por año en una Zona de Distribución | |
|--|-----------|
| AÑO | NSB |
| 2019 | 1 |
| 2020 | 2 |
| 2021 | 3 |
| 2022 | 6 |
| 2023 | 7 |
| 2024 | 2 |
| TOTAL | 21 |

Tabla No.4.1 de Excel

4.2 Automatismo en Equipos de Protección y Seccionamiento Tele controlados en Circuitos de Media Tensión.

Actualmente en CFE ya se cuenta con la implementación de automatismos por medio de Unidades Centrales Maestras aplicado en las Redes Generales de Distribución. Este tipo de automatismo contempla criterios para el diseño e implementación del automatismo en circuitos de distribución y una serie de actividades para poder ejecutarse en campo.

El automatismo consiste en monitorear a través de la UCM SCADA el estado de los elementos tele controlados que forman parte de la RGD y que al presentarse algún disturbio permanente en algunos de los circuitos que cuente con este tipo de lógica por UCM, se pueda determinar en tiempo real el seccionamiento de una falla en base a la información obtenida de cada dispositivo inteligente derivado de los equipos de control, protección, medición y comunicación, ya que con los datos que entregan por medio del SCADA se puede determinar el punto de falla con la finalidad de poder ejecutar controles para poder aislarla y posteriormente verificar si se puede transferir la carga a otros circuitos que se tengan establecidos como maniobra para el respaldo y así poder tener el restablecimiento automático sin la intervención de un operador, siempre considerando parámetros de seguridad.

Para poder llevar a cabo la implementación de un esquema de automatismo en circuitos de media tensión de las RGD, se debe tomar en cuenta el siguiente orden de prioridad e importancia, así como las premisas de la empresa.

Seguridad: El personal de CFE, público en general e instalaciones de CFE, debiendo conservar la integridad de todos, es por esta razón que en la programación se pueden contemplar señales que ayuden a evitar incidentes.

Calidad: Secuencia de automatismos eficientes y toma de decisiones correctas en base a las características el sector donde se requiere restablecer, es este punto todos los involucrados deberán participar activamente para determinar las maniobras correctas el menor tiempo posible.

Productividad: El recurso humano y material son fundamentales ya que al seccionar la falla por medio de estos automatismos ayuda al capital humano a dirigirse a puntualmente al restablecimiento del área afectada sin tener que estar realizando seccionamientos manuales para poder encontrar el problema en la red eléctrica de media tensión y así mejorar la productividad del personal.

Tomando en cuenta lo anterior el automatismo por UCM puede aprovechar en su programación todas las variables que se obtienen de la base de datos de cada equipo en campo en tiempo real, también es necesario mencionar que es posible la creación de pseudopuntos en UCM, esto sirve para poder crear un botón que habilite o deshabilite el automatismo y sea contemplado al momento de la programación de la lógica.

El detonante en cualquier rutina de automatismo será iniciado con el “disparo definitivo” de interruptor de circuito o de algún restaurador, “a que se refiere esta alarma o señal”, bueno esta será generada a partir de una lógica que contemple el estado del interruptor, estado del recierre, operación de las protecciones y cualquier otra variable necesaria que ayude a discriminar una apertura por control remoto o local por maniobra o libranzas por mantenimiento.

Es importante enfocar que la eficiencia y calidad de un automatismo en las RGD será el restablecimiento y transferencia de carga de tramos no fallados los cuales deberán ejecutarse en su totalidad en un tiempo máximo de 60 segundos, pero para lograr este tiempo es necesario revisar el estado de las comunicaciones y si en el análisis se presenta una deficiencia de comunicación se deberán aplicar las mejoras necesarias para poder implementar un automatismo de calidad, esto va a depender de unos de los factores importantes que serían las comunicaciones, y será prioridad implementar o crear repetidores, reubicar antenas o equipos para ampliar la cobertura de comunicación lo más cercano al 100% de eficiencia, y ¿por qué es tan importante este aspecto?, pues sencillamente porque si no llegara a existir intercambio de información y datos entre dispositivos de campo y la propia UCM el valor de comunicación sería cero y esta sería una de las variables contempladas en la programación, que al no cumplirse de forma estable obligaría a bloquear la ejecución de automatismo.

4.3 Requerimientos para implementar automatismo en circuitos de media tensión.

4.3.1 Criterios necesarios para selección de circuitos aplicables para automatismo.

Es necesario comentar que la selección de un circuito para automatismo debe ser en base a la energía que se suministra o bien para mejorar el indicador en base al pronto restablecimiento de los usuarios afectados.

1. Circuitos con mayor distribución de energía GHW. Como ejemplo parques industriales.
2. Dar prioridad a los circuitos con mayor aportación de SAIDI (troncal).
3. Se deberán priorizar circuitos que alimenten a usuarios importantes (hospitales y centros de salud).
4. Seleccionar circuitos con mayor aportación de TPR.

Para cualquier caso, se deberá realizar un análisis respecto a la posible reubicación de equipos existentes considerando aquellos casos en los que, por la entrada en operación de nuevas subestaciones, reconfiguraciones en la red, cero operaciones de algún(os) equipo(s) u otra circunstancia, su ubicación actual no represente el mismo beneficio con respecto a la nueva propuesta de ubicación.

4.3.2 Datos básicos

- a) Se deberá tener un diagrama donde se identifiquen los estados normales de operación de todos los elementos que intervienen en el circuito a automatizar, las cuales se podrán considerar como condiciones "iniciales", como, por ejemplo: interruptor cerrado, recierre de interruptor, Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC) con normalidad cerrado o normalmente abierto, restaurador modo interruptor o modo restaurador, que el estado abierto del interruptor no sea por trabajos de mantenimiento, evitando que se completen las

condiciones ideales de operación de automatismo.

- b) Otro punto muy importante es considerar y determinar las capacidades nominales de carga máxima de cada interruptor, así como del(os) transformador(es) involucrado(s) y los valores típicos de carga en las distintas épocas del año.
- c) Determinar la trayectoria en el unifilar del circuito A (fuente), analizado el enlace con el circuito B (respaldo).
- d) Distancia total del circuito A y B dividida en nodos, cambio de calibre o tipo de conductor, EPROSEC y tipo de estructuras predominante.

4.4 Tipologías de Automatismo local sin Telecontrol

Se cuenta con tres tipologías para la implementación de automatismo local sin telecontrol en las redes de distribución.

4.4.1 Automatismo Voltaje-Tiempo.

Está establecido en la en la detección de presencia o ausencia de voltaje por un tiempo definido y se establecen 3 tipos de configuraciones en Restauradores:

- 2 puntos Principales:
 - R1=R4 – *Restaurador Alimentador*. Permite aislar el Sistema de Suministro durante una pérdida de energía.
 - E3 – *Restaurador de enlace*. Para restablecimiento del Suministro

Los demás restauradores – sólo para operaciones de protección.

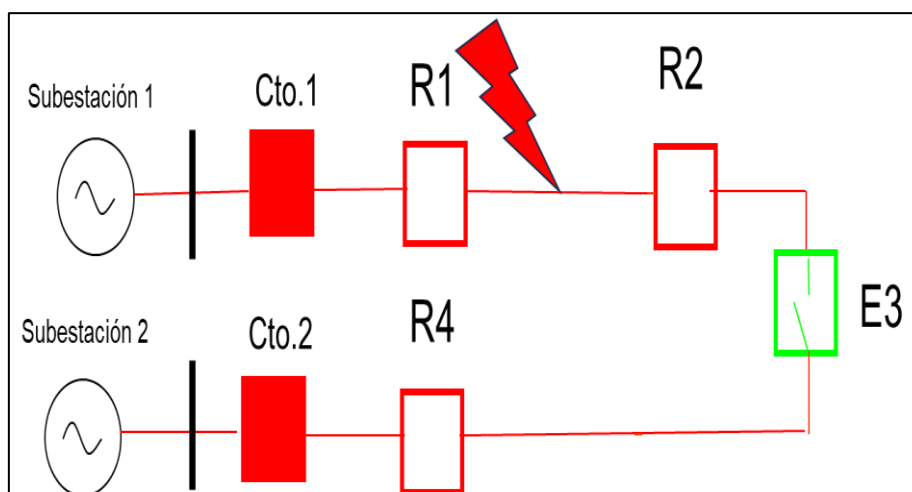


Figura No. 4.3 Automatismo Voltaje-Tiempo

4.4.2 Automatismo local por transferencia automática (ETA)

La operación del automatismo local por transferencia automática con telecontrol se basa en la detección de ausencia de tensión por un tiempo definido. Esto se logra mediante un arreglo entre dos RESTAURADORES con UTR.

- a) El restaurador R1 se abrirá si pierde tensión del lado fuente
- b) Una vez que el Restaurador R1 haya abierto, el restaurador de enlace E2 cerrará después de que detecte tensión del lado del circuito de respaldo.

Las reglas básicas se logran ejecutar en campo mediante un esquema de control que interactúa con el RESTAURADOR 1 y 2

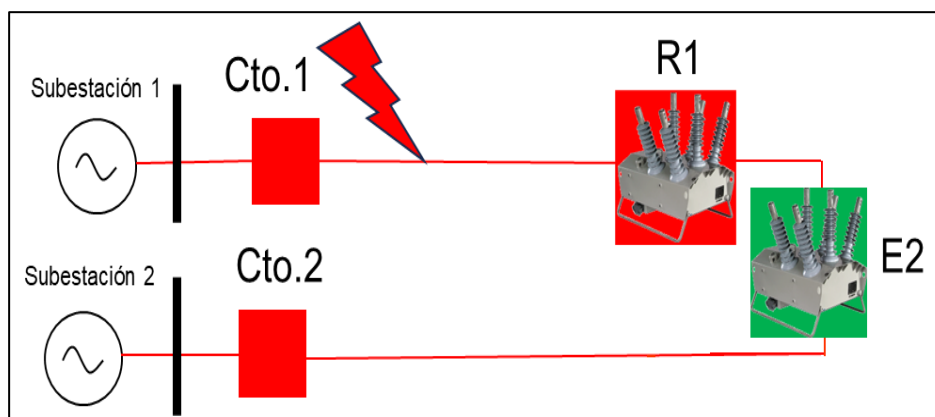


Figura No 4.4 Automatismo local por transferencia automática

4.4.3 Automatismo local por comunicación entre equipos

En este tipo de automatismo, se debe tomar en consideración para aquellos circuitos que tienen comunicación entre RESTAURADORES, donde la operación del automatismo se ejecuta por medio un algoritmo programado en los propios equipos que cuenten con un DEI, que permita el envío de mensajes con protocolo IEC-61850 (mensaje GOOSE¹), y de esta manera poder realizar los seccionamientos automáticos para aislar fallas en la red de distribución. Este tipo de automatismo se podrá visualizar desde la UCM, además el operador desde el CCD tendrá la capacidad de controlar remotamente los equipos restauradores.

El IEC-61850 (mensaje GOOSE): Es una norma de comunicación que permite

normalizar e incorpora todos los aspectos de Comunicación y Configuración de la Subestación por medio de la intercomunicación de ethernet en equipos, comunicación, control, protección, medición y lograr la interoperabilidad entre diferentes DEIs que se integran en una subestación por distintos fabricantes, esta norma utiliza Variedad de mapeados que ayudan a intercambiar información.

Específicamente el IEC- 61850 ayuda en la automatización de subestaciones y divide al sistema en tres niveles:

Nivel de proceso: Es el nivel más bajo, incluye sensores, transformadores de corriente y de voltaje, dispositivos de actuación (desconectadores e interruptores), requeridos para operar y monitorear la subestación.

Nivel de bahía: Es el nivel intermedio, incluyendo sistemas de control y protección. Estos dispositivos realizan dichas funciones dentro de la bahía en el que están ubicados. Pueden también incluir funciones relacionadas con la operación de otras bahías

Nivel de subestación: Es el nivel más alto dentro de la subestación, incluye consolas locales (HMI) y unidades centrales (gateways) conectados a los centros de control.

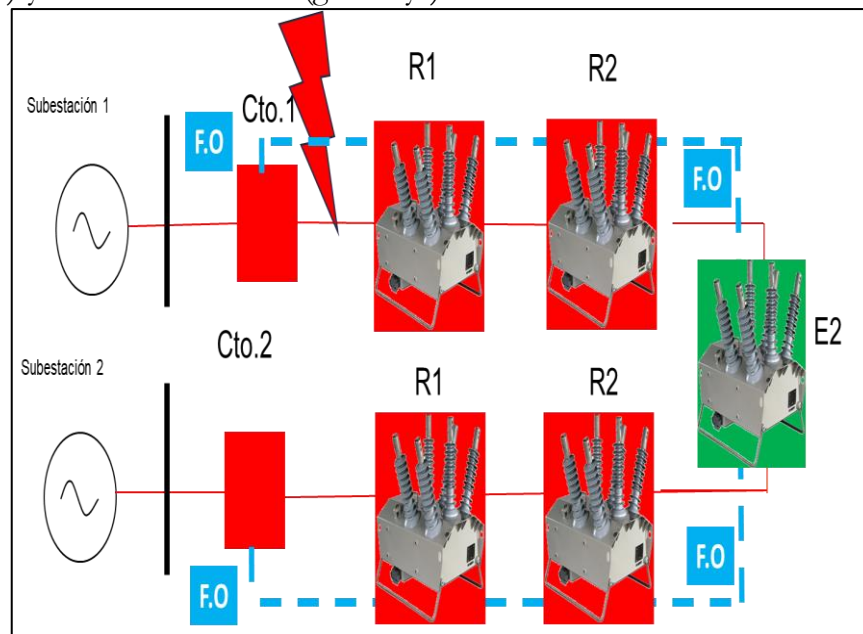


Figura No 4.5 Automatismo local por comunicación entre equipos

Reglas básicas para el seccionamiento de un circuito con falla

- a) El RESTAURADOR que se abre por falla, deberá enviar un mensaje GOOSE de confirmación de disparo y apertura al equipo inmediato "aguas abajo".
- b) El RESTAURADOR que recibe el mensaje debe:
 1. Estar cerrado.
 2. Tener habilitada la función de automatismo.
 3. No debe haber registrado corriente de falla delante de él.
 4. Debe confirmar ausencia de tensión en ambos lados de este.

c) El RESTAURADOR de enlace debe cumplir las siguientes reglas para que ejecute el cierre por activación del automatismo:

1. Confirmar la apertura por automatismo del equipo que seccionó el tramo con falla.
2. Confirmar que se encuentre abierto el RESTAURADOR de enlace.
3. Debe tener habilitada la función de automatismo.
4. Debe confirmar la ausencia de tensión del lado seccionado bajo falla.
5. Debe confirmar la presencia de tensión del lado del circuito 2 o de respaldo.

4.4.4 Lógica de Automatismos por UCM

Al hablar del automatismo por UCM se pueden abarcar muchos aspectos importantes en las redes eléctricas de distribución y para puntualizar podemos tomar el concepto de “Smart Grid” aquí hablamos tanto de una red de transmisión y distribución donde se tiene la capacidad de entender, asimilar, elaborar información y utilizarla adecuadamente. Todo este concepto de redes inteligentes se compone de equipos, redes, sistemas y aplicaciones, todos integrados, con la capacidad de percibir, procesar y almacenar información. Esto permite ofrecer nuevos servicios y soluciones a las empresas dedicadas a la comercialización de la energía eléctrica

4.4.5 Diseño de una red automática

Una vez determinado el número de circuitos a implementar en un esquema de automatismo, se debe elaborar el diagrama simplificado de los circuitos, en power point o alguna herramienta sencilla para facilitar la visualización y preparación de los casos de modo de falla y el respectivo despliegue de maniobras.

Para lo anterior, se debe contar con los diagramas unifilares actualizados de los circuitos de media tensión, incluyendo los equipos de protección y seccionamiento de operación manual y telecontrolado, dichos diagramas deben ser iguales a los registrados en el área de operación, de ser necesario, se deberá realizar una visita a sitio por el personal que se designe para validar que la información sea fiel a la red de M.T. existente. Ejemplo de un diagrama de circuito ver Figura No. 5.6. Circuito JUA 5060 & JUA 5010.

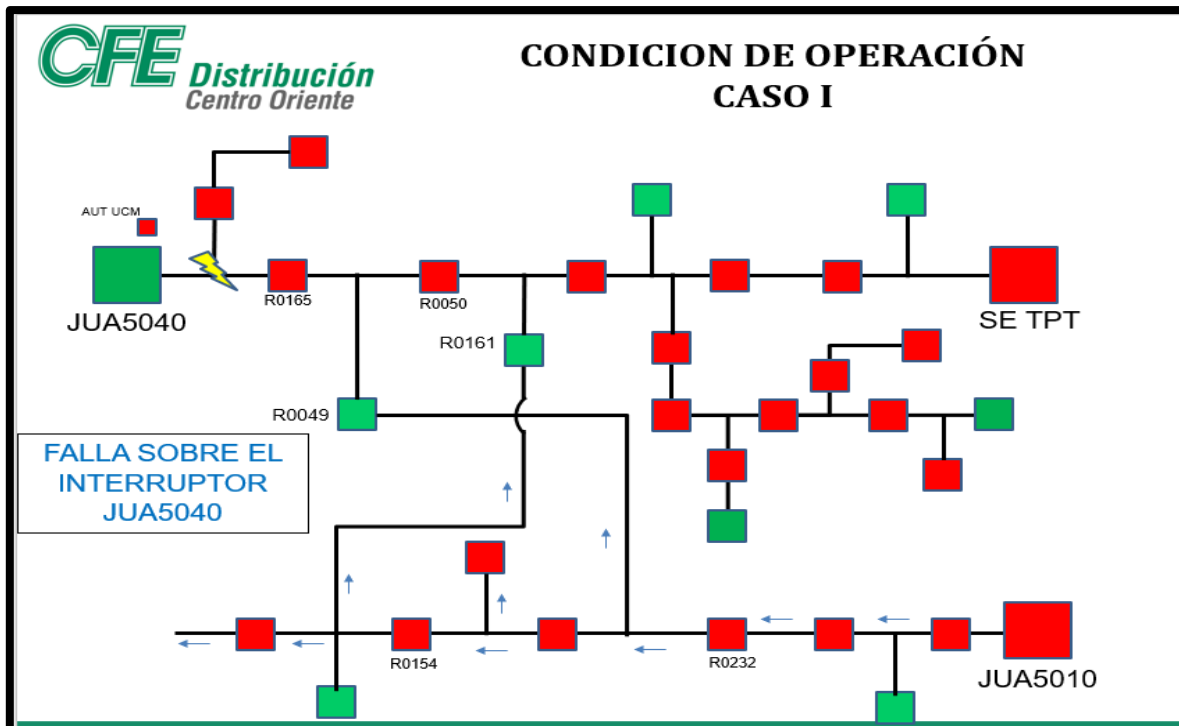


Figura No. 4.6. Circuito JUA 5060 & JUA 5010 con automatismo por UCM

A continuación, se enuncian algunos parámetros que podrán incluirse para la elaboración de una lógica en la herramienta de programación que en nuestro caso sería por medio de “Command Sequence” y WorldView” para los diagramas lógicos de los circuitos:

1. Estado de comunicación de todos dispositivos (Dentro/Fuera).
2. Estado de telemetría de los puntos digitales y analógicos que intervienen en la lógica de programación (Falla/Normal).
3. Estado del interruptor (Abierto/Cerrado).
4. Estado de recierre (Dentro/Fuera).
5. Alarma de disparo definitivo (Normal/Alarmado).
6. Alarma de corriente de falla en MT de UTR’s de poste (Normal/Alarmado).
7. Valor de Corriente máxima de cada alimentador (Amps.).
8. Equipo con licencia (recierre fuera).
9. Estado de automatismo (habilitado/deshabilitado).
10. Estado de equipos EPROSEC (Abierto/Cerrado).
11. Modo de Restaurador (Switch/restaurador).
12. Grupo de ajustes de alimentadores (habilitado/deshabilitado).
13. Estado de control de los dispositivos (Local/Remoto).
14. Corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados.
15. Histórico de corrientes por fase de cada uno de los interruptores y restauradores involucrados incluyendo las mediciones de los transformadores.
16. En caso de haber generación distribuida se deberán de tomar en cuenta el estado del interruptor y mediciones de la generación.

17. En ningún caso de disparo por esquema remedial DAC, 81 o 27 deberá iniciar una lógica de automatismo.

4.4.6 Actividades para realizar en UCM SCADA

Para realizar lógicas de automatismo por medio de la unidad central maestra será necesario considerar lo siguiente en la aplicación “Scada Explorer”:

- Crear una estación hija dentro de la subestación a automatizar para almacenar los puntos analógicos y digitales.
- Cuando Aplique.
- Crear punto para habilitar-deshabilitar el automatismo de cada circuito involucrado con telemetría a través de la UTR del relevador o bien como pseudopunto creado en la UCM.
- Crear pseudopunto para monitoreo de arranque y paro de la secuencia de comando ejecutada en la sección.
- Una vez configurados los puntos así como pseudopuntos tanto digitales como analógicos se realizara la lógica en la sección “Command Sequence” ligando el pseudopunto de arranque y paro de ejecución de la secuencia en el campo “State Point”, posteriormente en el cuadro de texto realizar la programación de las maniobras realizadas para los escenarios en los que actuara la secuencia de comando, respetando las palabras reservadas y reglas de sintaxis determinadas de acuerdo al documento registrado por Survalent Technology con registro CS-400 (Command Sequence) mismo que deberá ser revisado y analizado en caso de alguna incertidumbre.

Ver anexo 8.1 caso real programa **en plataforma WorldView Survalent por medio “Command Sequence” en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM para los circuitos JUA 5060&JUA 5010.**

4.5 Ventajas y desventajas de Automatismo de acuerdo con sus características.

Es necesario conocer las ventajas y las condiciones de infraestructura con las que cuentan las subestaciones para determinar si puede ser seleccionada para implementar lógicas de restablecimiento por UCM ya que para este escenario se habla de la implementación de un Automatismo. Por consiguiente, es importante mencionar el concepto de automatismo en las redes generales de distribución y dar a conocer la siguiente tabla (**Tabla No.4.2 Excel**) donde se mencionan los tipos de automatismos, obviamente cada uno tiene sus bondades, su implementación va a depender de la tecnología o de las adecuaciones que se requieran implementar para poder lograr el restablecimiento de carga por medio de UCM de forma automática.

Tabla No.4.2 Excel referencia Tipos de Automatismos y sus Aplicaciones

| PRINCIPALES TIPOS DE AUTOMATISMOS, RESALTA LAS CARACTERÍSTICAS Y APLICACIONES | | | |
|---|--|--|--|
| Características / Tipo de Automatismo | Automatismos Cableados | Automatismos Programados | PLC (Controladores Lógicos Programables) |
| Flexibilidad | Baja | Alta | Muy Alta |
| Complejidad de Configuración | Baja | Media | Alta |
| Costo Inicial | Bajo | Medio | Alto |
| Escalabilidad | Limitada | Buena | Excelente |
| Modificaciones y Actualizaciones | Difíciles | Más Fáciles | Fáciles |
| Aplicaciones Típicas | Maquinaria simple, sistemas de iluminación | Líneas de producción flexibles, robótica | Automatización industrial compleja, integración de sistemas, IoT (internet de las cosas) |
| Ideal para | Operaciones fijas y repetitivas | Sistemas que requieren cambios ocasionales | Sistemas complejos y altamente dinámicos |
| Ejemplos de Uso | Ascensores, puertas automáticas | Sistemas de embalaje, control de procesos | Automatización de fábricas, sistemas de control de edificios, Sistemas eléctricos. |

Por consiguiente cuando se toma la decisión de mejorar el tiempo de restablecimiento del suministro de la energía eléctrica en los sectores fallados, una solución muy útil, es la de tele controlar los equipos de protección y seccionamiento instalados en las redes de distribución de media tensión, sin tomar mucho en cuenta que los resultados que se obtendrán dependen en gran medida, del grado de optimización implementado en la configuración de la red de media tensión y para este restablecimiento por medio del telecontrol de equipos restauradores es necesario disponer de todos los equipos a lo largo de la red de distribución con la comunicación 100% estable pero esto va a depender en gran medida del área geográfica donde se encuentren ubicados y aquí se pueden presentar problemas por la distancia o zonas oscuras² que no permitan una buena eficiencia de comunicación con los repetidores y esto a su vez impida el realizar maniobras vía remota desde los centros del control, por consecuencia el restablecimiento no se logrará, este tipo de inconvenientes se dará seguimiento con mejoraras en las coberturas de comunicación lo cual implica más inversión para mejorar y corregir estas zonas oscuras de comunicación, en caso de no tener un buen enlace de comunicación entre los equipos

²

restauradores, se propone la administración eficiente de las líneas de comunicación en la UCM, habilitar radios que se tengan de espectro disperso IP comunicando Subestaciones con nuevos repetidores, reubicar la altura de las antenas, etc.

Zona oscura. - Son las áreas geográficas en la que se encuentra instalado equipo eléctrico como restauradores y seccionadores los cuales operan dentro la infraestructura eléctrica, la cobertura de comunicación se pueden marcar con un color dentro de un mapa geográfico de la región para su identificación, en las áreas donde no se cuenta con buena o nula comunicación se le denomina Zona oscura, es aquí donde se realizan recorridos de pruebas con equipos de comunicación para poder recopilar datos para crear mapas que muestren las áreas donde se deben reforzar la infraestructura para poder tener intercambio de datos con equipos instalados a lo largo de la red eléctrica de distribución por medio de un DEI hacia los centros de control. Ver Figura No. 4.7 Evolución de cobertura de UHF en Zona de Distribución.

Identificación de nivel de señal de acuerdo con al color:

- Verde: Buena señal
- Amarillo: Regular señal
- Naranja-Rojo: Baja señal

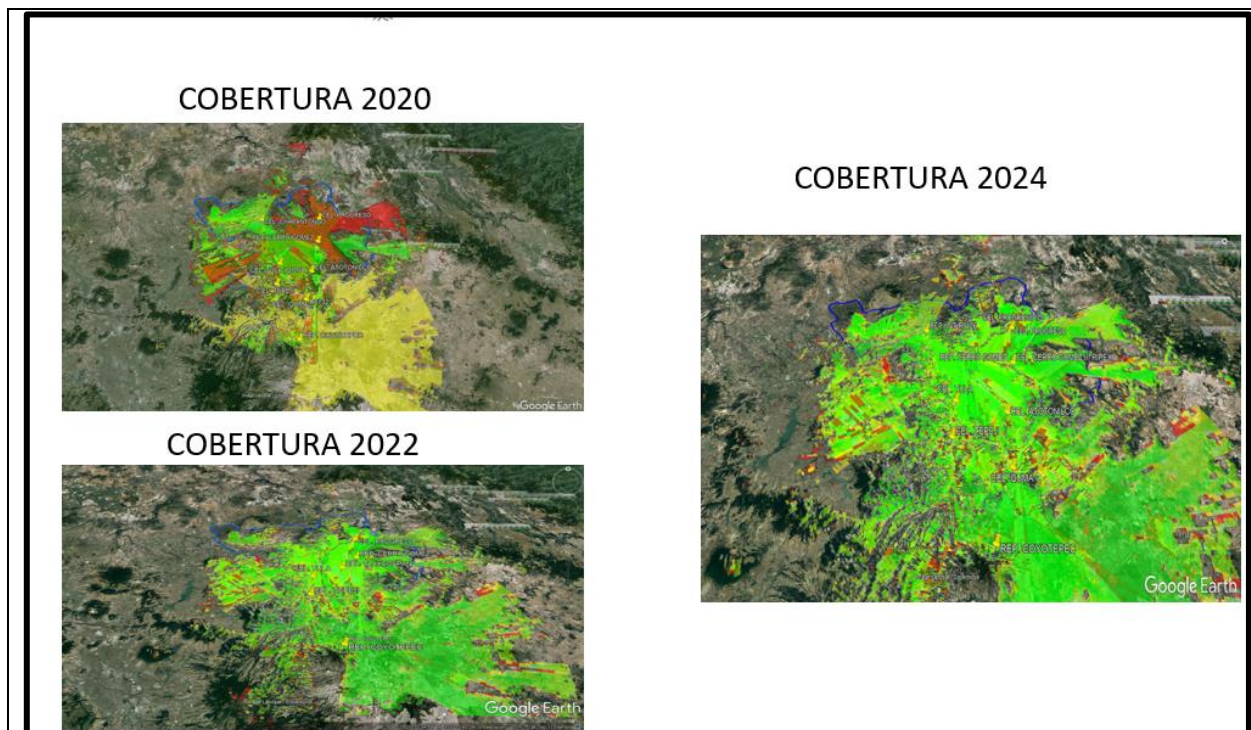


Figura No. 4.7 Evolución de cobertura de UHF en Zona de Distribución.

4.6 Código de Red

Actualmente las exigencias de la continuidad del servicio del suministro de energía eléctrica y de la calidad de este servicio encamina a la implementación de tecnologías que ayuden en el restablecimiento oportuno de energía ante una falla en las instalaciones de las redes de distribución de media tensión evitando sanciones de acuerdo a lo estipulado en la Ley de la Industria Eléctrica en base a los índices de confiabilidad, continuidad y calidad de la energía que establezca la Comisión Reguladora de Energía CRE, en el documento Código de Red, para las redes Generales de Distribución (RGD), es por esta razón que abordaremos información en base al El **Código de Red**, donde el cumplimiento obligatorio para los Integrantes de la Industria Eléctrica le corresponderá a la CRE su interpretación y vigilancia, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 08 de abril del 2016.

Normatividad

Artículo 3.- Definiciones, se entenderá por:

II. Calidad: Son las características y condiciones que debe cumplir el suministro eléctrico, determinados pro la CRE, que permitan el mejor desempeño e integridad de los dispositivos y del equipamiento que se entregue a los usuarios finales.

X. Confiabilidad: Es un factor importante con el que debe cumplir el sistema eléctrico nacional para satisfacer la demanda eléctrica, bajo estándares de suficiencia y seguridad del despacho, conforme a criterios que tiene establecidos la CRE que satisfagan las necesidades al usuario final

XI. Continuidad: Mantener el servicio bajo la demanda eléctrica de los usuarios finales, con la frecuencia y duración de interrupciones mínimas que permitan estar dentro de los criterios establecidos emitidos por la CRE.

XLI. Seguridad de Despacho: Mantener la calidad y continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo ante falla de un elemento o varios elementos, siempre y cuando estén bajos los criterios establecidos y emitidos por la CRE.

4.7 Propuesta de Automatismo aplicado en subestaciones de distribución.

No obstante es importante saber cuál podría ser el mejor alcance de restablecimiento en aprovechamiento de la infraestructura donde podemos dictaminar el porcentaje de restablecimiento de carga por medio de las subestaciones que no implique poner en riesgo la distribución de la RGD, y para este caso podemos hablar de las condiciones de carga que se tienen por cada transformador de potencia, no obstante mejorar tiempos de

maniobras para transferir cargas, para el caso de este proyecto se tiene datos importantes que ayudarán a establecer las maniobras necesarias que se tendrían que ejecutar por medio del algoritmo de UCM para el restablecimiento de carga con el arreglo de interruptor y medio en la subestación, pero cuidando no comprometer la sobrecarga de alguno de los 2 transformadores a tal manera de poder determinar qué porcentaje es el más adecuado para no comprometer la capacidad de los equipos primarios, lo anterior puede ser una condicionante por la dinámica que puede tener la red eléctrica y previendo que las fallas que se presentan en los transformadores de potencia se deben revisar minuciosamente para evitar la recurrencia o verificar que no se tanguen daños lo cual puede implicar mantener la carga transferida por mucho tiempo hasta determinar las causas y poder normalizar mucho tiempo después.

Para poder realizar este tipo de algoritmos por UCM como se ha mencionado anteriormente se revisan las condiciones que se requieren para poder implementar la lógica de restablecimiento de carga por UCM por medio de los interruptores dentro de la subestación con interruptor y medio, para este tipo de arreglo de subestación se muestra en la (Figura No. 4.8) del unifilar de la S.E. VITO que se muestra en la IHM de la UCM, en este unifilar se encuentran identificados cada interruptor y medio que ayudarían a transferir la carga entre circuitos de cada transformador de potencia identificados como T1 y T2, respectivamente.

El aprovechamiento de la infraestructura tecnológica y del arreglo de la propia subestación donde en base a la información que será obtenida de los relevadores de protecciones, medidores y de la propia UTR se puede implementar la transferencia de carga.

A continuación se muestra el caso de la subestación Vito la cual tiene dos transformadores de potencia, el primer transformador de potencia con características en Alta tensión (H) tiene conexión Delta con Voltaje nominal de devanados 85/74.50 (KV) y capacidad de los devanados 20/25/30 (MVA), para baja tensión es una conexión estrella aterrizado con Voltaje nominal de devanados 23/21.275 (KV) y capacidad 20/25/30 (MVA), y el segundo transformador cuenta con características en Alta tensión (H) tiene conexión Delta con Voltaje nominal de devanados 85/74.50 (KV) y capacidad de los devanados 20/25/30 (MVA), para baja tensión es una conexión estrella aterrizado con Voltaje nominal de devanados 23/21.275 (KV) y capacidad 20/25/30 (MVA). La subestación tiene el arreglo de interrupto y medio en la bahía de 23/21.275 (KV) con una capacidad de **60 MVA** con interruptores de circuito y 4 interruptores intermedios para maniobras de transferencia de cargas, se utiliza este caso para mostrar que por medio de la UCM se puede realizar los restablecimientos automatizados.

Para el caso del VIT-T1 los interruptores asociados a este transformador de potencia son VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050, así mismo en VIT-T2 los interruptores asociados son VIT-5030, VIT-5040, VIT-5060 y VIT-5070. Los interruptores intermedios se encuentran identificados como VIT-58010, VIT-58020, VIT-58030 y VIT-58040 y estos elementos

primarios son los que ayudarían a la transferencia de cargas entre circuitos asociados de los 2 transformadores de potencia de la subestación.

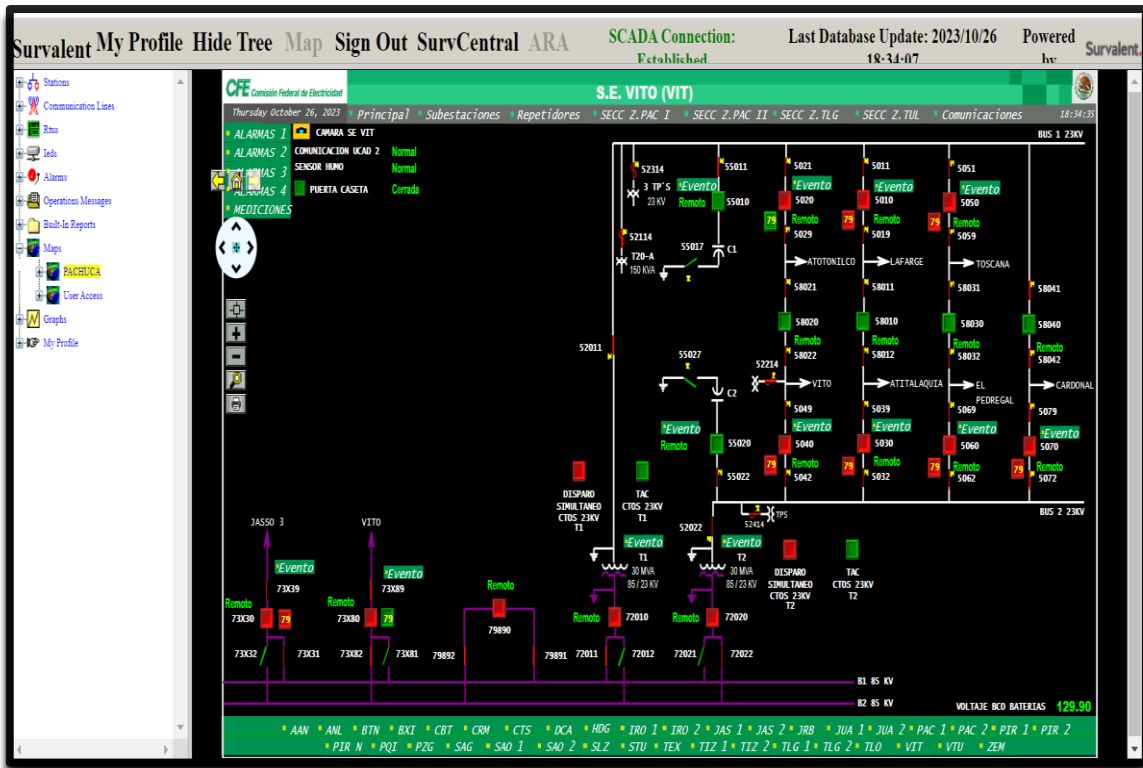


Figura No. 4.8. Unifilar en UCM Survalent

Con la identificación de los interruptores de circuitos de la subestación y del tipo de arreglo se continua con el análisis de la lógica de transferencia de cargas por medio de algoritmos de UCM, en la primera parte se revisa las cargas que llevan en promedio cada transformador de potencia esto con la finalidad de poder valorar si al momento de ocurrir una falla en alguno de los 2 transformadores se pueda determinar a donde se transfiere la carga tomando la consideración que no tenga sobrecarga sin provocar otra falla. En la (Figura No. 4.9) se muestran las mediciones instantáneas de cada transformador y de circuito, aquí es donde tenemos oportunidad de mostrar los valores de corrientes de cada circuito y voltajes de los transformadores. En base a estas mediciones y del arreglo de interruptores que se muestra en la subestación VITO, determinamos realizar la lógica de transferencia ante una falla del transformador VIT-T1 donde se tendría la perdida de carga de los circuitos asociados VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050, los cuales serán transferidos al VIT-T2, por medio de los interruptores intermedios VIT-58010, VIT-58020 y VIT-58030, cabe hacer mención que el interruptor intermedio VIT-58040 no se usaría ya que no

cuenta con ningún circuito físicamente en el unifilar de lado del VIT-T1 por esta razón no sería necesario.

| S.E. Vito (VIT) Medidas Analógicas | | | | | | | | | | | | |
|--|-----|-----|-----|----|---------|--------|---------|------|-------|---------|---------|---------|
| Principal • Subestaciones • Repetidores • SECC Z.PAC I • SECC Z.PAC II • SECC Z.TLG • SECC Z.TUL | | | | | | | | | | | | |
| PARAMETROS DE ENERGIA | | | | | | | | | | | | |
| FEEDER | IA | IB | IC | IN | P KW | Q KVAR | S KVA | FP | HZ | VAB | VBC | VCA |
| 5010 | 101 | 106 | 101 | 4 | 4058.0 | 585.0 | 4104.0 | 0.98 | 50.98 | 23382.0 | 23281.0 | 23281.0 |
| 5020 | 31 | 16 | 18 | 1 | 820.0 | 80.0 | 874.0 | 0.99 | 50.99 | 23291.0 | 23207.0 | 23294.0 |
| 5030 | 35 | 31 | 27 | 5 | 1298.0 | 249.0 | 1263.0 | 0.99 | 50.99 | 23223.0 | 23201.0 | 23198.0 |
| 5040 | 295 | 293 | 292 | 6 | 10894.0 | 3210.0 | 11410.0 | 0.95 | 50.95 | 23229.0 | 23202.0 | 23199.0 |
| 5050 | 102 | 67 | 62 | 28 | 2570.0 | -833.0 | 2526.0 | 0.92 | 60.00 | 23373.0 | 23307.0 | 23268.0 |
| 5060 | 32 | 48 | 44 | 15 | 1861.0 | -222.0 | 1960.0 | 0.99 | 60.02 | 23214.0 | 23202.0 | 23196.0 |
| 5070 | 88 | 89 | 92 | 6 | 3541.0 | -520.0 | 3580.0 | 0.99 | 59.99 | 23342.0 | 23217.0 | 23295.0 |
| 55010 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.79 | 60.01 | 23280.0 | 23304.0 | 23202.0 |
| 55020 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 1.00 | 60.01 | 23175.0 | 23226.0 | 23154.0 |
| BCO T1 | 185 | 193 | 180 | | 7942.0 | 528.0 | 7963.0 | 0.99 | 60.01 | 23343.0 | 23381.0 | 23290.0 |
| BCO T2 | 490 | 494 | 490 | | 17523.0 | 3022.0 | 17526.0 | 0.99 | 60.02 | 23147.0 | 23196.0 | 23147.0 |
| 73X80 | 38 | 42 | 34 | 2 | 3151.0 | 4489.0 | 5375.0 | 0.96 | 6.00 | 23370.0 | 23281.0 | 23200.0 |
| 73X30 | 196 | 209 | 192 | 1 | 38288.0 | 9894.0 | 39634.0 | 0.99 | 6.00 | 23280.0 | 23281.0 | 23280.0 |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

Figura No. 4.9. Mediciones de circuitos y transformadores en UCM Survalent.

4.8 Condiciones particulares para inicio de AUTOMATISMO en subestación de distribución con arreglo de interruptor y medio.

En la siguiente (Figura No.4.10) se muestra los estados de abierto o cerrado que se monitorean en cada equipo primario dentro de la subestación, para el caso que nos ocupa se muestran las señales del VIT-T1 donde determinamos que para poder iniciar una lógica de transferencia en el Transformador VIT-T1 se tendría que mostrar la señal de “VIT_72010, EDO_INT” esta señal indicaría que el interruptor 72010 del transformador se encuentra abierto por presentarse una falla, con esta señal sería una de las condiciones para iniciar las transferencias de carga.

Para poder obtener este tipo de señal se aprovechan los relevadores de protecciones que son parte fundamental para obtener las señales de transformadores que ayudan en el análisis con vital importancia para evitar un daño severo en ellos. A continuación, se muestra la señalización del INT 72010 operado en el unifilar de la UCM el estado de interruptor se programa para poder tener las condiciones de realizar maniobras de

restablecimiento lo cual nos permitirá reducir los tiempos de energía dejada de vender.

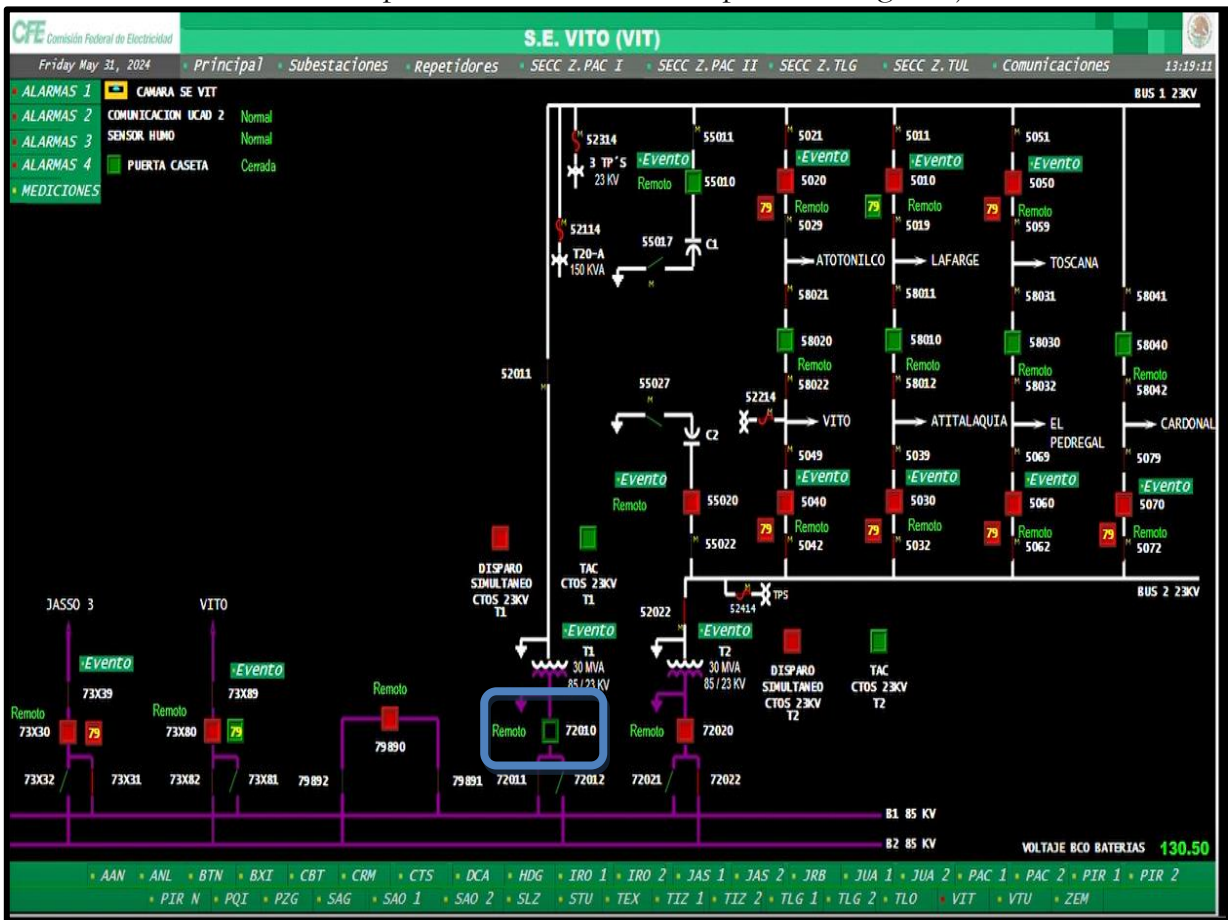


Figura No. 4.10 Muestra la señal indicando interruptor de transformador abierto que provocara perdida de carga en VIT-T1.

Así mismo se realizarían ciertas verificaciones por lógicas para permitir iniciar la transferencia por UCM, donde se tendrían que verificar el estado cerrado de los interruptores VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050, así también valores de corrientes de tal manera que pueda realizar esta comparación en la lógica, en la siguiente (Figura No 4.11) se muestra el área de circuitos del transformador VIT-T1.

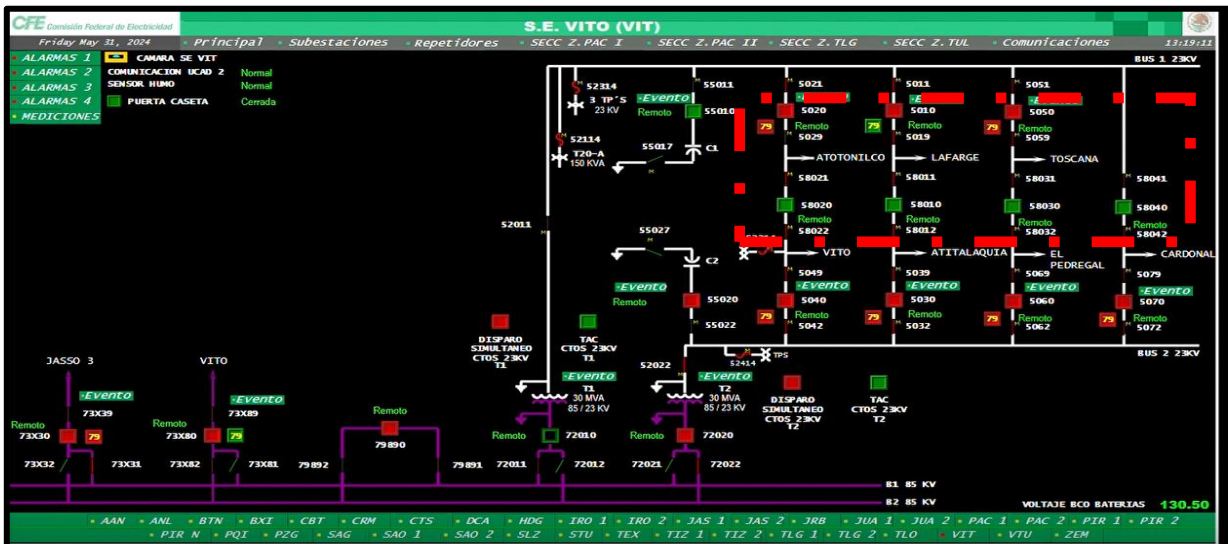


Figura No. 4.11 Unifilar de UCM Survalent verificando el estado de interruptores ante una falla en VIT-T1.

En la siguiente (Figura 4.12), se representa las maniobras que se realizarían en la subestación Vito para poder respaldar la carga de los circuitos VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050 por presentarse una falla del transformador VIT T1.

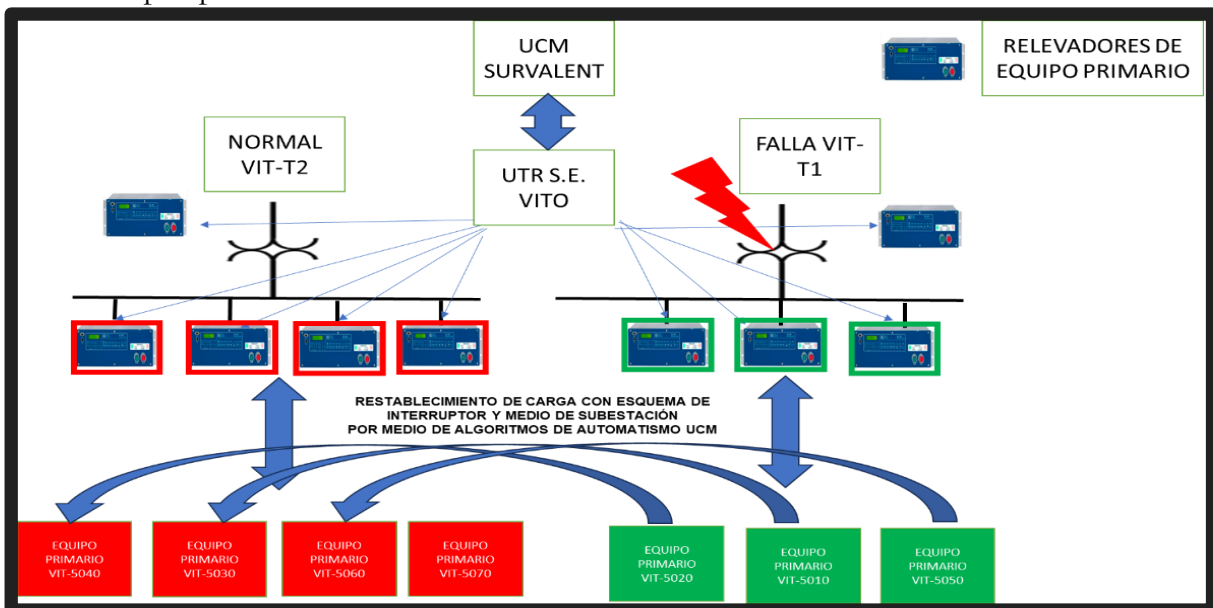


Figura No.4.12 Restablecimiento de carga con esquema de interruptor y medio de subestación por medio de algoritmos de automatismo UCM.

En las siguientes figuras se realiza la demostración de simulación con el software WorldView de UCM Survalent con el proceso de maniobras automáticas de restablecimiento.

En la Figura No.4.13 se presentan las condiciones iniciales antes de tener una falla de la subestación donde los circuitos VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050 se encuentran cerrados y los interruptores intermedios VIT-58010, VIT-58020 y VIT-58030 están abiertos en condicionales normales de operación

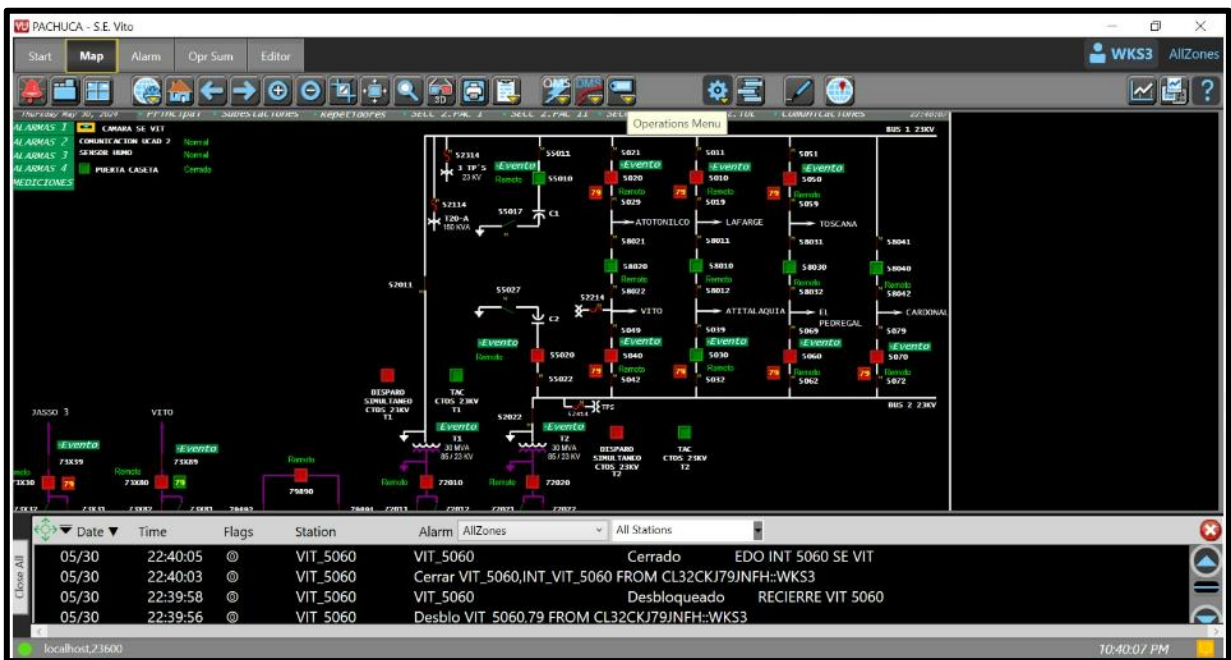


Figura No.4.13 Condiciones Iniciales antes de un evento de falla en la Subestación.

En la Tabla No.4.3 se muestran las maniobras de restablecimiento de carga que se ejecutaran, durante el restablecimiento se tienen que verificar varios datos como son los estado de interruptores ya sea en estado abierto o cerrado para poder determinar si se continua secuencia de maniobras, también se analizan los valores de las mediciones como son voltajes y corrientes, se revisan protecciones operadas o el bloqueo de algún recierre de los circuitos involucrados para poder transferir las cargas, la disponibilidad de los equipos con respecto a la comunicación con UTR y UCM esta debe mantenerse estable, si por alguna razón la comunicación se perdiera, la lógica aborta la ejecución de maniobras, otro punto es verificar la nomenclatura de los equipos en la base de datos para evitar la probabilidad de algún error, por esta razón la simulación ayuda a detectar ciertos errores en la programación antes de su puesta en servicio del automatismo.

| MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA PARA RESTABLECIMIENTO DE CARGA DEL VIT T1 POR DISPARO DE BANCO | | | | |
|---|----------|--------|-------------|---------------------------------|
| No. | Maniobra | Equipo | Responsable | Observaciones |
| 1 | BLOQUEAR | 5010 | OD | RECIERRE INT VIT 5010 |
| 2 | BLOQUEAR | 5030 | OD | RECIERRE INT VIT 5030 |
| 3 | CERRAR | 58010 | OD | CIERRE INT INTERMEDIO VIT 58010 |
| 4 | ABRIR | 5010 | OD | ABRIR INT VIT 5010 |
| 5 | BLOQUEAR | 5020 | OD | RECIERRE DE INTERRUPTOR VIT5020 |
| 6 | BLOQUEAR | 5040 | OD | RECIERRE DE INTERRUPTOR VIT5040 |
| 7 | CERRAR | 58020 | OD | CIERRE INT INTERMEDIO VIT 58020 |
| 8 | ABRIR | 5020 | OD | INTERRUPTOR VIT5020 |
| 9 | BLOQUEAR | 5050 | OD | RECIERRE DE INTERRUPTOR VIT5050 |
| 10 | BLOQUEAR | 5060 | OD | RECIERRE DE INTERRUPTOR VIT5060 |
| 11 | CERRAR | 58030 | OD | CIERRE INT INTERMEDIO VIT 58030 |
| 12 | ABRIR | 5050 | OD | INTERRUPTOR VIT5050 |

Tabla No.4.3 Maniobras de restablecimiento de carga.

OD. - Operador Distribución

Al momento de tener operada la protección de 50H de sobrecorriente del VIT T1 abrirá el INT 72010 en alta del transformador, ocurrida esta acción ante una falla, el algoritmo de UCM verificara todas las condiciones para poder continuar en abrir los interruptores VIT-5010, VIT-5020 y VIT-5050, por consiguiente, nuestra lógica procesaría los estados y mediciones en ese momento, para iniciar las maniobras de transferencia de carga de cada circuito hacia los circuitos del transformador VIT T2, en la Figura No.4.14 se muestra el Despliegue de Maniobras realizadas por automatismo UCM.

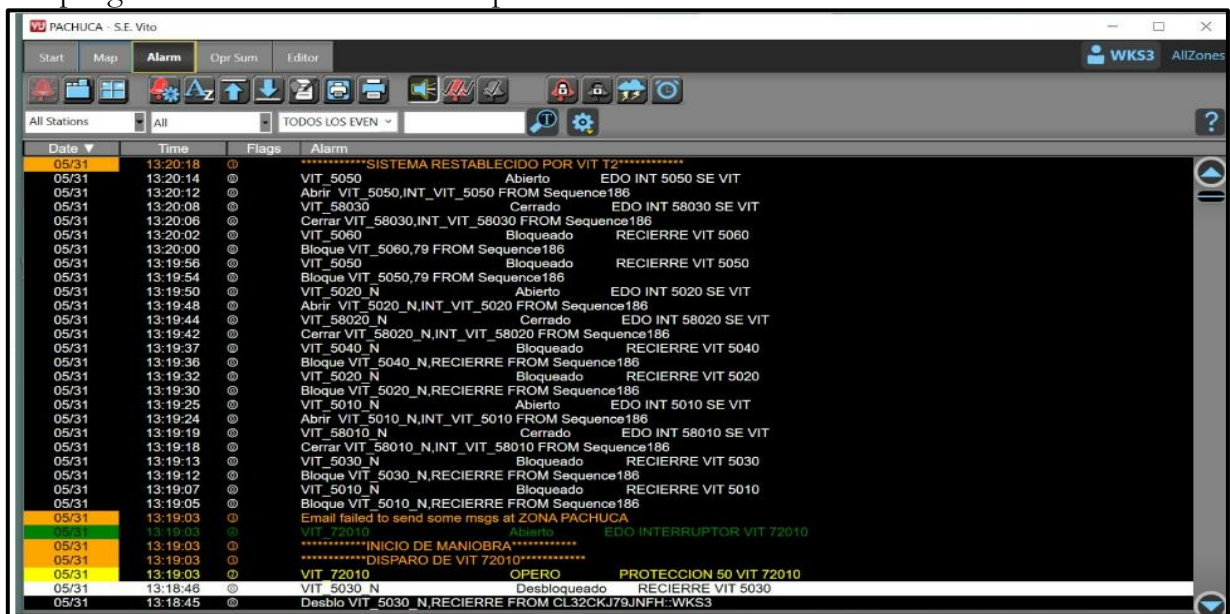


Figura No.4.14 Despliegue de Maniobras realizadas por automatismo UCM.

En la (Figura No.4.15) se muestran en cerrado en recuadro rojo las condiciones finales de respaldo de circuitos que pertenecen al VIT T1 el cual presenta falla y se recupera por medio del VIT T2, es aquí donde se muestra el arreglo de interruptores intermedios cerrados con la carga transferida de los interruptores. (VIT-58010, VIT-58020 y VIT-58030)

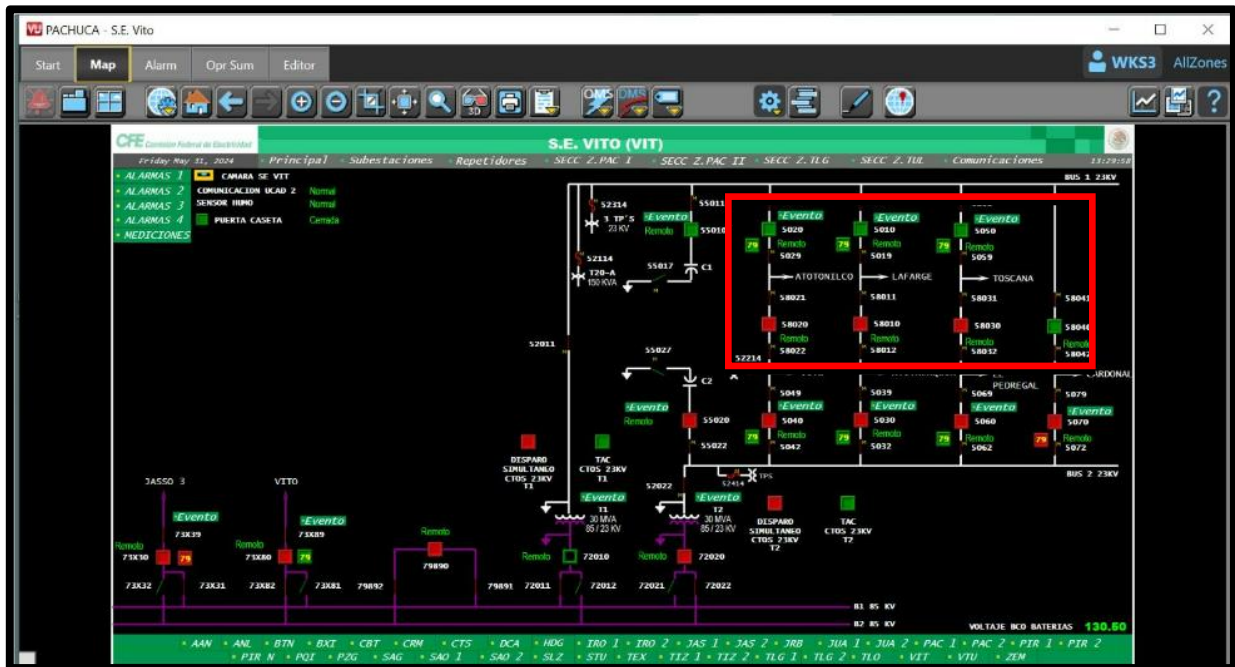


Figura No.4.15 Respaldo final de circuitos de VIT T1 por medio de interrupto y medio a VIT T2.

5 CAPITULO V Indicadores Internacionales de Calidad

5.1 Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad

Las ventajas de realizar maniobras por UCM es de que se pueden verificar las condiciones del sistema eléctrico en tiempo real, ante condiciones de falla en las RGD, sin la intervención del operador, la lógicas ayudan a validar las condiciones antes del restablecimiento, para posteriormente toma la decisión más acertada y poder validar la factibilidad de restablecer el suministro de energía transfiriendo la mayor parte de la carga a otros circuitos, siempre considerando los parámetros de seguridad y el estricto cumplimiento al código de red.

Pero porque es importante el restablecimiento oportuno de la energía a cada cliente con servicio, CFE siempre se ha preocupado y ocupado por brindar un servicio de calidad, disponibilidad y continuidad, y estos objetivos han sido más observados y calificados con la reforma energética ya que el día 16 de febrero del 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía

expide las **Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica. COMISIÓN REGULADORA DE ENERGIA.**

En donde se ha dado seguimiento a las condiciones Generales para la Prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica; y las directrices, convenios/contratos entre el CENACE, los Transportistas y Distribuidores, los Participantes del Mercado y otros usuarios.

Estas Disposiciones constan de 4 apartados, 6 secciones y 4 Apéndices, como se observa en la **(Figura No.5.1)**.

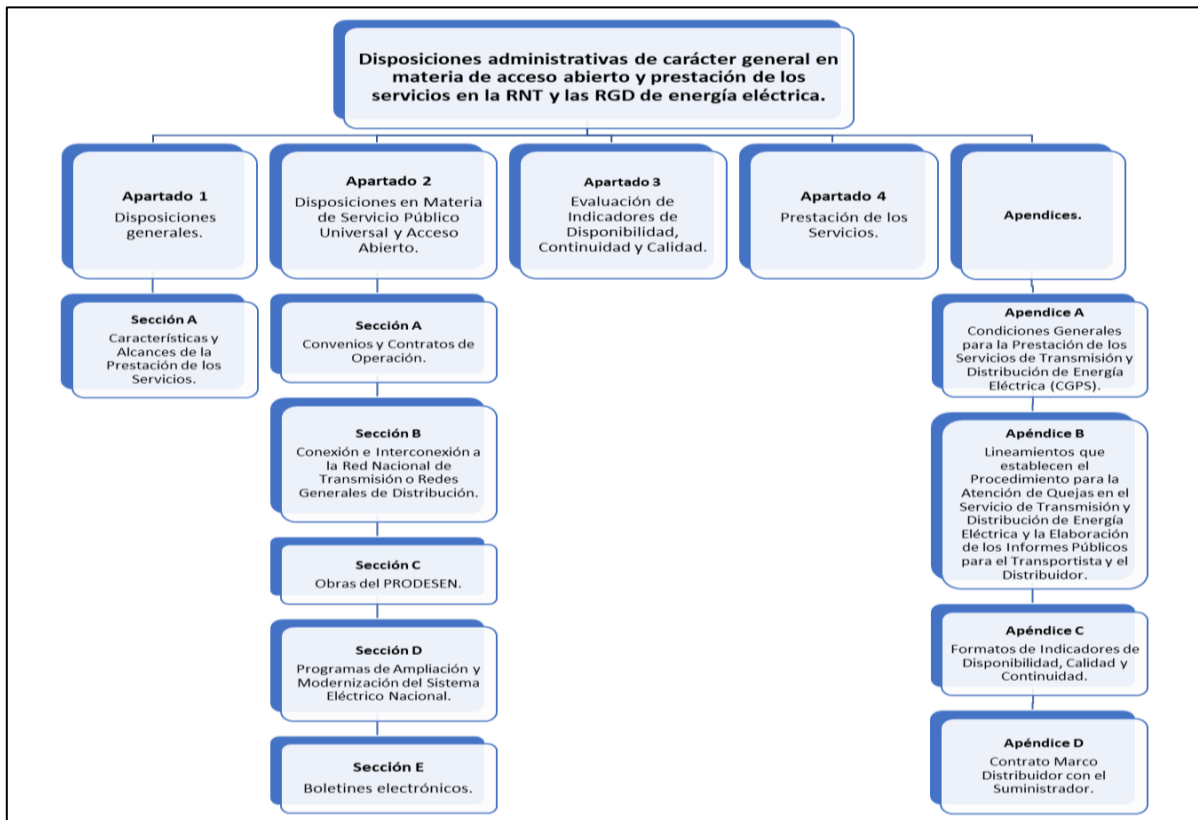


Figura No.5.1

De acuerdo con la **(Figura No.5.1)**. revisaremos el Apartado No. 3 donde se informa lo siguiente:

Evaluación de Indicadores de Disponibilidad, Continuidad y Calidad, consta únicamente de 2 artículos, el primero de ellos que habla sobre la evaluación de los parámetros de desempeño de la Red Nacional de Transmisión y el segundo sobre la evaluación de la calidad y continuidad de las Redes Generales de Distribución Siendo el artículo 19, que a la letra dice.

Artículo 19. Evaluación de la Calidad y Continuidad de las Redes Generales de Distribución. La evaluación de los criterios para los Distribuidores se basará en los Índices de Calidad y Continuidad, los cuales deberán considerar las interrupciones producto directamente de las actividades enfocadas en la operación y mantenimiento de las RGD.

En este apartado se describen los parámetros y algoritmos que la Comisión utilizará para evaluar al Transportista y Distribuidor en su desempeño, observando condiciones de Disponibilidad, Calidad y Continuidad en el servicio.

Como se ha mencionado anteriormente la prestación de servicio eléctrico de Transmisión y distribución se basan en principios Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, por lo cual a continuación se explicarán los Índices para la evaluación de la Continuidad de las RGD.

5.1.1 SAIDI (System Average Interruption Duration Index) - Índice de la duración promedio de interrupciones en el sistema de Distribución.

Debe ser menor a 50 minutos por año a nivel nacional sin contar casos fortuitos.

Este índice se refiere a la duración promedio en minutos, considerando que todos los usuarios de referencia (Nacional, División o Zona) hubieran tenido una **interrupción mayor o igual a 5 minutos**.

Ejemplo:

Supongamos que se presentó una falla en un circuito VIT-5010 que pertenece al VIT-T1 en las RGD y que se afectan a 7208 usuarios por un tiempo de 40 minutos por la operación de circuito troncal.

Usuarios totales 22318.

$$\text{SAIDI VIT-5010} = \frac{7208 \text{ Usuarios} \times 40\text{min}}{22318 \text{ Usuarios Totales}} = 12,918$$

El índice de la duración promedio de las interrupciones de distribución para este ejemplo es de *12,918*

Ejemplo de SAIDI generado al presentarse falla en un transformador de potencia que afecte a todos los usuarios.

$$\text{SAIDI VIT-T1} = \frac{22318 \text{ Usuarios} \times 40\text{min}}{22318 \text{ Usuarios Totales}} = 40$$

El índice de la duración promedio de las interrupciones de distribución para este ejemplo es de 40, lo cual implica una interrupción más crítica por perderse todos los usuarios en un transformador de potencia.

5.1.2 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) - Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema de Distribución.

Debe ser menor a 0.94 interrupciones promedio anual por Usuario final a nivel nacional sin contar casos fortuitos.

No deberá exceder de 1.52 interrupciones promedio anual por usuario final incluyendo casos fortuitos.

5.1.3 CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)- Índice de la duración promedio de las interrupciones a los usuarios finales conectados a las RGD.

Debe ser menor a 53 minutos por año a nivel nacional sin contar casos fortuitos.

No deberá exceder de 70.93 minutos promedio incluyendo todas las empresas Distribuidoras a nivel nacional y casos fortuitos.

Para la implementación de algoritmos de automatismo por UCM en el restablecimiento de carga se realizó la investigación del comportamiento corrientes máximas, esta actividad fue posible gracias a los propios datos analógicos que se obtienen de campo y que obtienen por la UCM, lo cual se había mencionado anteriormente permitiendo saber el comportamiento de los circuitos y bancos de la S.E. VITO las 24 horas, con la finalidad de poder analizar el comportamiento de cargas en busca de la mejor opción del restablecimiento de energía, en la siguiente (Tabla No.5.1 de Excel) se muestra todos los datos necesarios para poder determinar las maniobras, es importante mencionar que las maniobras que se realizan en esta subestación son de forma manual las cuales son ejecutadas por un operador en el centro de control y esto implica un tiempo considerable en la ejecución, con este proyecto se busca reducir tiempos y sobre todo cuidando la seguridad operativa principalmente del personal de campo y de los propios elementos eléctricos primarios. En la siguiente Tabla se puede observar los clientes importantes que se tienen en cada transformador asociados a sus circuitos y la cantidad de la demanda en MW que se pudieran afectar ante una falla.

U= Urbano

R= Rural

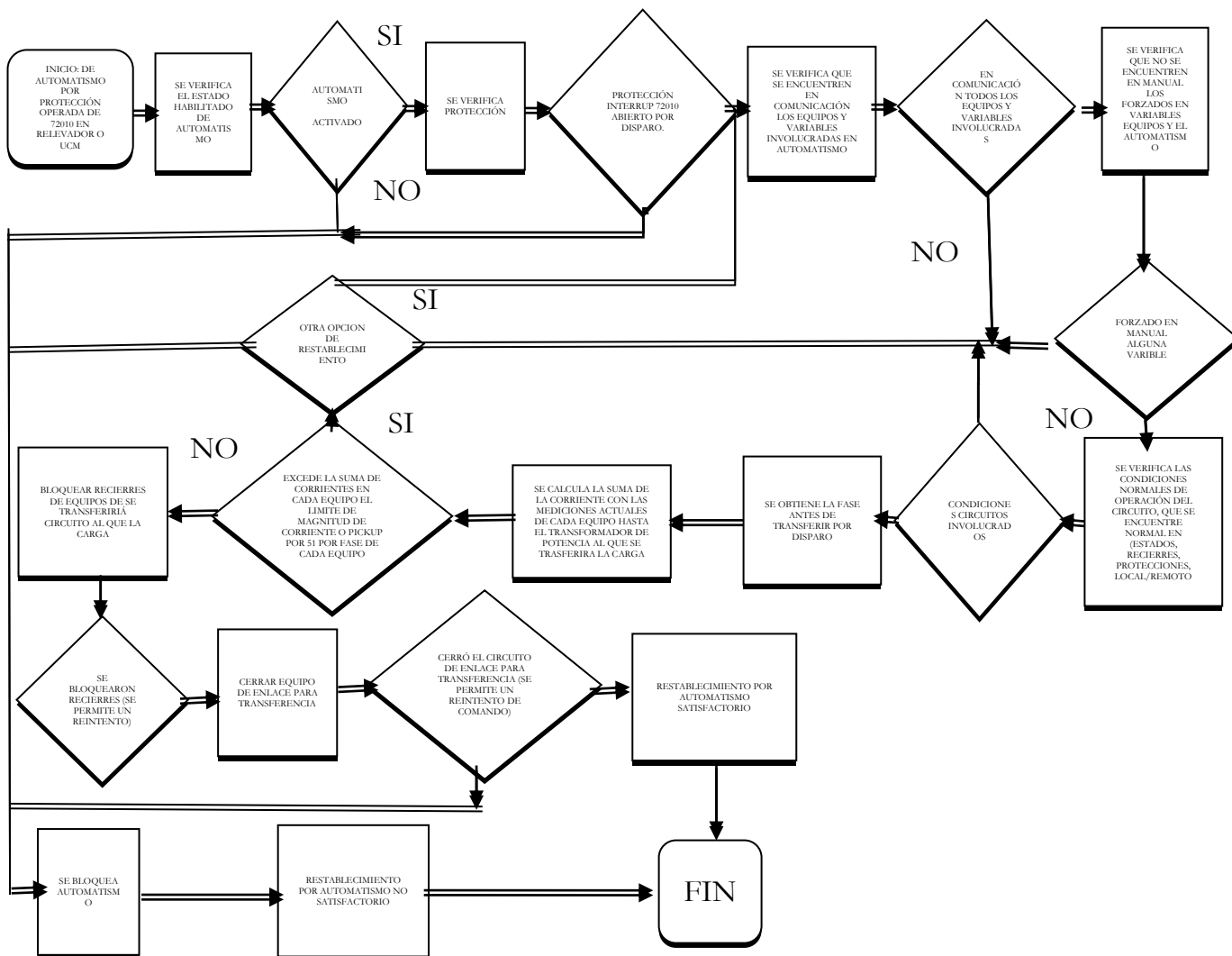
DATOS BASICOS DE CIRCUITOS Y TRANSFORMADORES

| SUBESTACIÓN | | S. E. | EQUIPO | Bco. | NOMBRE | DEMANDA (MW) | | | | No. USUARIOS | LONGITUD KM. | CAL. PREDOMINANTE | Tipo de Carga Urbano/Rural | CLIENTES IMPORTANTES | POBLACIONES, COLONIAS IMPORTANTES |
|-------------|----|-----------------|--------|-------|--------|---------------|---------------|----------------|----------|--------------|--|-------------------|----------------------------|---|-----------------------------------|
| | | | | | | 23-6 HRS. MIN | 6-18 HRS. MED | 18-23 HRS. MAX | I MAX | | | | | | |
| VITO | | | | | | | | | | | | | | | |
| VIT | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bco. | T2 | 30MVA 85/23 kV | 16917 | 19895 | 24613 | 619 | 7629 | 73 | | | | | | | |
| Bco. | T1 | 30 MVA 85/23 kV | 13057 | 19621 | 27471 | 690 | 7938 | 83 | | | | | | | |
| | T2 | EL PEDREGAL | 6054 | 6054 | 6054 | 152,148.78 | 2170 | 19 | ACSR 336 | u | | | | EL PEDREGAL | |
| | T2 | CARDONAL | 0 | 0 | 0 | 0 | 4842 | 0 | ACSR 336 | R | | | | EL CARDONAL | |
| | T1 | TOSCANA | 52 | 382 | 827 | 20,784,117 | 14380 | 11,295 | ACSR 336 | u | | | | LA TOSCANA | |
| | T2 | VITO | 10266 | 11567 | 14202 | 356,92385 | 1734 | 23,6 | ACSR 336 | R | QUEBRADORA MATERIALES LA GLORIA, EXPLOTADORA DE CANTERAS, ZUM-22 ZONA CUAUTITLAN | | | VITO, APASCO, COAYUCA, | |
| | T2 | ATITALAQUIA | 6651 | 8328 | 10411 | 261,64866 | 5895 | 49,5 | ACSR 336 | R | CADENA COMERCIAL OXXO, TIENDAS SUPERDES, MABALE COMBUSTIBLES, BANAMEX, S E P, ESCUELA C.E.T.I.S, FAB. Y MONTAJES ESPECIALIZADO, MOLINO SERVICIO IXTAZACUALA, ESTACION DE SERVICIO, EXPLO Y COMER DE PIEDRA, PEGASO PCS, METALMECANICAS GAYHER, S.T.P.R.M., OFICINAS SINDICALES GRAVICOR, | | | VITO, ATOTONILCO DE TULA, TLAMACO, OCAMPO, PROGRESO, CAÑADA, CONEJOS 2A SECCION, CONEJOS 1A SECCION, CONEJOS 3A SECCION | |
| | T1 | ATOTONILCO | 7849 | 10034 | 12868 | 323,39784 | 730 | 33,8 | ACSR 336 | U | CARGILL DE MEXICO, F. JESSA MONTAJES E INST ELEC. COMER LAC Y DERIVADOS, GRUPO IND. PRITSA, OFICINA SOC. COOP. BOMINTZHA, TELEFONOS DE MEXICO, GAS EXPRESS NIETO, CALERAS BERTRAN, PEGASO PCS, TRANSPORTES SANTA FE, CEMEX CONCRETOS, HIDROCARBUROS DE HIDALGO, F. I. MAO, CONSTRUCCIONES IND. TAPIA, PLANTA DE BARCEL, CASAFLEX, SIGMA ALIMENTOS CENTRO | | | U H ANTONIO OSORIO | |
| | T1 | LAFARGE | 5208 | 9587 | 14603 | 367,00176 | 7208 | 48,9 | ACSR 336 | U | SIGMA ALIMENTOS, CEMENTOS PORTLAN, BOMBEO SEARH, RANCHO CHELITAS | | | VITO, EL REFUGIO, TEXAS, EL TABLON, LOS ATLANTES, BOJAY, 18 DE MARZO, ATITALAQUIA, TEZOQUIPAN, DENDHO, TLALMINULPA | |

Tabla No.5.1 de Excel

En la tabla anterior se muestran mediciones de circuitos y de transformadores que se verifican para poder iniciar con el proceso de restablecimiento de carga por algoritmo de automatismo de UCM y no perder de vista que se deberán cumplir ciertas condiciones iniciales que ayudaran a determinar un restablecimiento sano, también es importante mencionar incluir la verificación de los valores de corrientes y voltajes que tenga cada transformador antes, durante y después del restablecimiento de la falla.

5.2 Diagrama de flujo de secuencia de automatismo para transferencia de carga.



5.3 Propuesta Desarrollo de código de algoritmo de restablecimiento de carga por interruptor y medio en S.E. VITO

Programa en plataforma WorldView Survalent en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM

Explicación, del programa, ver anexo 8.2

6 Conclusiones

En base a la experiencia de la implementación de automatismo en las RGD se tiene la certeza que la tecnología continuamente brinda muchas opciones de mejora, y día con día se han integrado toda esta información en la operación continua del suministro de energía, es por ello que los directivos han puesto su atención sobre las bondades del automatismo, probablemente se observa fácil su ejecución, pero su implementación ha requerido muchos años de madures y sobre todo análisis para poder obtener los resultados actuales. Para este proyecto se aprovechó la información que existe en las redes eléctricas inteligentes (REI) en CFE Distribución donde se hace mucho hincapié en conocer sus criterios y parámetros de cumplimiento para tener compromisos en la entregar del servicio de energía eléctrica y de la importancia de la confiabilidad y seguridad, estos dos conceptos son obligatorios y van de la mano por su gran relevancia.

Siempre se ha cuidado la seguridad del personal de campo y con este tipo de proyectos se contribuye a que el capital humano no se exponga directamente en las instalaciones al momento de realizar maniobras cuidando aún más su integridad, así también reducimos tiempos de traslado a las instalaciones evitando un riesgo en trayectos por la premisa de querer llegar lo antes posible a las instalaciones con fallas, y la confiabilidad es viable con este tipo de equipamiento tecnológico que permiten tomar decisiones, aun así no se debe perder de vista que previo a cualquier maniobra los procesos operativos deben realizar su análisis y posteriormente plasmarlo en documentos operativos aprobados, es por ello que la implementación de automatismos tienen la ventaja de ejecutar un restablecimiento automático de carga por medio de algoritmo UCM donde ya se involucran todas la condiciones de seguridad y maniobras aprobadas por personal calificado, con esto se podrá lograr reducir el tiempo considerablemente, con una verificación rápida de todas las condiciones iniciales necesarias que permitan aislar la falla y que se pueda ejecutar el restablecimiento de carga ante una contingencia de disparo del transformador de potencia.

Las ventajas de este proyecto son:

1. Finalmente podemos determinar que esta actividad genera un valor agregado y rentabilidad con el aprovechamiento de tecnología existente.
2. Mantener la continuidad, calidad y seguridad del servicio de energía.
3. Mantener la continuidad operativa de la distribución de la energía eléctrica que se encuentra regulada por la CRE.
4. Mejor control sobre los niveles de tensión entregado a los clientes.
5. Incremento de la productividad de los colaboradores.
6. Mejor toma de decisiones para la Planeación, Operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica.

Recomendaciones:

Es importante mencionar que la implementación de automatismo por UCM en subestación o en las redes áreas eléctricas de distribución deberá tener un mantenimiento

predictivo, que permita verificar lo siguiente puntos para mantener disponible la operación de todo el equipo eléctrico y electrónico.

1. La correcta comunicación de señales de los dispositivos que intervienen en la información que se entrega UTR y en consecuencia a UCM para el automatismo.
2. La verificación constante de las mediciones instantáneas que se reportan en UTR y UCM.
3. En el caso de sustituir algún DEI ya sea por daño o mantenimiento o modernización será necesario probar la lógica de automatismo.
4. En el mismo caso que se sustituya algún equipo eléctrico primario de igual manera se requiere pruebas del automatismo.
5. También se debe ejecutar periódicamente el mantenimiento al equipo primario mayor para evitar presenten problemas al cierre o apertura.

7 Bibliografía

- [1] Ley de la Industria Eléctrica DOF-11-08-2014 Fecha: 11/08/2014 - Edición Vespertina. primera sección. poder ejecutivo. secretaria de hacienda y crédito público.
- [2] Programa de Redes Eléctricas Inteligentes – 21 ago. 2017 — La SENER publica el programa para impulsar las Redes Eléctricas Inteligentes en México, con la finalidad de hacer más eficiente el Sistema.
- [3] <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/n/VP000-59.pdf> · Archivo PDF ESPECIFICACIÓN CFE VP000-59 EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO AUTOMÁTICO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN (SSAD)
- [4] Smart Grids en México: Situación actual, retos y propuesta de implementación ... por LI León-Trigo · 2019 · Tecnológico Nacional de México/IT Morelia División de Estudios de Posgrado e Investigación Correo: ireri.leon@gmail.com <http://orcid.org/0000-0002-4974-8293>.
- [5] INSTRUCTIVO PARA LA IMPLEMENTACION DE “AUTOMATISMO DE RGD A TRAVES DE LA UNIDAD CENTRAL MAESTRA” Ing. Magaly M. Velarde Guanajuato, jefe del proceso de Distribución, DGN Ing. José Alberto Bleizeffer Arellano. Jefe del proceso de Operación. DDNO Ing. Esteban Martínez Torres. Jefe de Oficina de Operación, DDN Ing. Alejandro Razo Miranda. Jefe de Oficina de Control DDP.
- [6] <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE.pdf> LEY DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.
- [7] G0100-14 Unidades Centrales Maestras para Centros de Control de Distribución y Transmisión.
- [8] G0000-74 Unidades Centrales Maestras para Centros de Control de Distribución y Transmisión.
- [9] <https://ciencia.unam.mx/leer/680/-que-son-las-redes-electricas-inteligentes->
- [10] <https://www.isol.mx/mentoring/que-son-y-para-que-sirven-los-algoritmos.>
- [11] <https://itepeyac.com/blog/f/redes-inteligentes-y-sus-beneficios>
- [12] https://repositorio.tec.mx/ortec/bitstream/handle/11285/632677/13_t1s3_c12_contex_2.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [13] Manual Participante Normatividad Externa jefes de Área (CFE Distribución).

- [14] <https://www.tecsagro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>
- [15] [Tipos de Automatismos y sus Aplicaciones: Una Guía Completa \(enchufeinteligente.org\)](#)[tabla 1 comparativa de automatismo]
- [16] MANUAL REGULATORIO DE COORDINACIÓN OPERATIVA
(<http://10.59.20.118/WebGil/Ayuda/Docs/ManRegCoordinacionOperativa.pdf>).

8 Anexo

8.1 Programa en plataforma WorldView Survalent por medio "Command Sequence" en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM para los circuitos JUA 5060&JUA 5010.

! Mediciones Iniciales

```
$A=DATA("AUT_R0165_JUA-5040,AMP_MAX",MAXP15M) !medición de 15 min previos
de la corriente maxima
$B=MAX("JUA_5010,IA","JUA_5010,IB", "JUA_5010,IC") !Medición Instantánea
del Interruptor que recibe la carga
$C=MAX("JUA_T1,IA","JUA_T1,IB","JUA_T1,IC") !Carga máxima del transformador
$D=MAX("AUT_R0232_JUA-5010,EA006", "AUT_R0232_JUA-5010,EA007",
"AUT_R0232_JUA-5010,EA008") !restaurador que recibe la carga
$E=MAX("AUT_R0036_JUA-5010,EA006", "AUT_R0036_JUA-5010,EA007",
"AUT_R0036_JUA-5010,EA008") !restaurador que recibe la carga
```

```
!-----Arranque de Automatismo-----
-----
```

```
IF (("AUTOMATISMO_GRAL,AUT_JUA_5040" .EQ. 1) .AND. ("JUA_5040,INTERRUPTOR"
.EQ. 0) .AND. ("JUA_5040,EDO_79_5040" .EQ. 1) .AND. ("JUA_Estadisticas,UTR"
.EQ. 0) .AND. ("JUA_5040,DISP_DEFINITIVO" .EQ. 1) .AND.
("JUA_5040,APERTURA_LOCAL_SCADA" .EQ. 0) .AND. ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO000"
.EQ. 1) .AND. ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO001" .EQ. 1) .AND. ("AUT_R0165_JUA-
5040,EDO018" .EQ. 0) .AND. ("AUT_R0165_JUA-5040,IEDStatus" .EQ. 1))
```

```
!-----Condiciones CTO RECEPTOR-----
-----
```

```
IF (("JUA_5010,INTERRUPTOR" .EQ. 1) .AND. ("JUA_5010,EDO_79_5010"
.EQ. 1) .AND. ("JUA_Estadisticas,UTR" .EQ. 0) .AND. ("AUT_R0049_JUA-
5010_VS_JUA-5040,EDO000" .EQ. 0) .AND. ("AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-
5040,IEDStatus" .EQ. 1) .AND. ("AUT_R0232_JUA-5010,EDO000" .EQ. 1) .AND.
("AUT_R0232_JUA-5010,EDO001" .EQ. 1) .AND. ("AUT_R0232_JUA-5010,IEDStatus"
.EQ. 1) .AND. (($A+$B<420)) .AND. (($A+$C<1000)) .AND. (($A+$D<300)) .AND.
(($A+$E<350))) ! Suma de corrientes de los equipos
```

```
!* Inicio de maniobra abrir R0165
```

```
ALARM 3 'APERTURA POR AUTOMATISMO R0165'
```

```
CMD "AUT_R0165_JUA-5040,EDO000" .OPEN.
```

```
CMD "AUT_R0165_JUA-
```

```
5040,EDO000" .OPEN.
```

```
IF ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO000" .EQ. 1)
```

```
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
```

```
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE APERTURA R0165'
```

```
CMD "AUT_R0165_JUA-5040,EDO000" .OPEN.
```

```
CMD "AUT_R0165_JUA-
```

```
5040,EDO000" .OPEN.
```

```
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
```

```
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
```

```
FALLA1: FALLA1:
```

```
ONGOTO 99,99,99
```

```
ALARM 3 'FALLA AL ABRIR R0165'
```

```
ENDIF
```

```
ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
```

```
ONGOTO 99,99,99
```

```
ONGOTO 99,99,99
```

```
ENDIF
```



```

!* Recierre R0232                ENDIF                De ser necesario,
ALARM 3 'PROCEDO A BLOQUEAR 79 R0232'
CMD "AUT_R0232_JUA-5010,EDO001" .OPEN
IF ("AUT_R0232_JUA-5010,EDO001" .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE BLOQUEO 79 R0232'
CMD "AUT_R0232_JUA-5010,EDO001" .OPEN.
ONGOTO 0,FALLA2,FALLA2
FALLA2:
ALARM 3 'FALLA AL BLOQUEAR 79 R0232'
ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF
!* Cierre del enlace R0049
ALARM 3 'PROCEDO A CERRAR ENLACE R0049'
CMD "AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-5040,EDO000" .CLOSE.
DELAY 2S
IF ("AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-5040,EDO000" .EQ. 0)
DELAY 2S
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE CIERRE DE ENLACE R0049'
CMD "AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-5040,EDO000" .CLOSE.
ONGOTO 0,FALLA3,FALLA3
FALLA3:
ALARM 3 'FALLA AL CERRAR ENLACE R0049'
ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF
ALARM 3 'SE TRANSFIERE LA CARGA AL JUA-5010 '
ALARM 3 'FALLA LOCALIZADA ENTRE JUA_5040 Y R0165'
ALARM 3 'SE CONCLUYE AUTOMATISMO'
"AUTOMATISMO_GRAL,AUT_JUA_5040" = 0

ELSE

ALARM 3 ' SEC 2 AUTOMATISMO SUSPENDIDO POR ' !
IF ("JUA_5010,INTERRUPTOR" .EQ. 0)
ALARM 3 ' JUA_5010 SE ENCUENTRA ABIERTO '
ENDIF

IF ("JUA_5010,EDO_79_5010" .EQ. 0)
ALARM 3 ' RECIERRE JUA_5010 SE ENCUENTRA BLOQUEADO '
ENDIF

IF ("JUA_Estadisticas,UTR" .EQ. 1)
ALARM 3 ' JUA_5010 SE ENCUENTRA FUERA DE BARRIDO'
ENDIF
IF ("AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-5040,EDO000" .EQ. 1)
ALARM 3 ' R0049 SE ENCUENTRA CERRADO '
ENDIF
IF ("AUT_R0049_JUA-5010_VS_JUA-5040,IEDStatus" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0049 SE ENCUENTRA FUERA DE BARRIDO '
ENDIF
IF ("AUT_R0232_JUA-5010,EDO000" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0232 SE ENCUENTRA ABIERTO
ENDIF
IF ("AUT_R0232_JUA-5010,EDO001" .EQ. 0)
ALARM 3 ' RECIERRE R0232 SE ENCUENTRA BLOQUEADO '

```

```

ENDIF
IF ("AUT_R0232_JUA-5010,IEDStatus" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0232 SE ENCUENTRA FUERA DE BARRIDO '
ENDIF

IF (($A+$B>420))
ALARM 3 ' EL ALIMENTADOR JUA_5010 NO SOPORTA LA CARGA '
ENDIF

IF (($A+$C>1000))
ALARM 3 ' EL TRANSFORMADOR JUA T1 NO SOPORTA LA CARGA '
ENDIF
IF (($A+$D>300))
ALARM 3 ' EL RESTAURADOR R0232 NO SOPORTA LA CARGA '
ENDIF
IF (($A+$E>350))
ALARM 3 ' EL RESTAURADOR R0036 NO SOPORTA LA CARGA '
ENDIF
"AUTOMATISMO_GRAL,AUT_JUA_5040" = 0
ENDIF
ELSE
ALARM 3 'SEC 1 AUTOMATISMO SUSPENDIDO POR ' !Condiciones no cumplidas del
circuito Principal

IF ("AUTOMATISMO_GRAL,AUT_JUA_5040" .EQ. 0)
ALARM 3 ' AUTOMATISMO ESTÁ BLOQUEADO / SEC 1 '
ENDIF
IF ("JUA_5040,INTERRUPTOR" .EQ. 1)
ALARM 3 ' JUA 5040 SE ENCUENTRA CERRADO/ SEC 1 '
ENDIF
IF ("JUA_5040,ED0_79_5040" .EQ. 0)
ALARM 3 ' RECIERRE JUA_5040 SE ENCUENTRA BLOQUEADO / SEC 1 '
ENDIF
IF ("JUA_Estadisticas,UTR" .EQ. 1)
ALARM 3 ' EL JUA_5040 SE ENCUENTRA FUERA DE BARRIDO / SEC 1 '
ENDIF
IF ("JUA_5040,DISP_DEFINITIVO" .EQ. 0)
ALARM 3 ' EL JUA_5040 NO SE ENCUENTRA EN DISPARO DEFINITIVO / SEC 1 '
ENDIF
IF ("JUA_5040,APERTURA_LOCAL_SCADA" .EQ. 0)
ALARM 3 ' APERTURA X SCADA O LOCAL / SEC 1 '
ENDIF
IF ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO000" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0165 SE ENCUENTRA ABIERTO / SEC 1 '
ENDIF

IF ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO001" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0165 AUTORECIERRE BLOQUEADO / SEC 1 '
ENDIF

IF ("AUT_R0165_JUA-5040,EDO018" .EQ. 1) ! Esto es por si existe personal
trabajando
ALARM 3 ' R0165 LINEA VIVA HABILITADA / SEC 1 '
ENDIF

IF ("AUT_R0165_JUA-5040,IEDStatus" .EQ. 0)
ALARM 3 ' R0165 FALLA DE COMUNICACION / SEC 1 '

```

```
ENDIF
ENDIF
```

```
"AUTOMATISMO_GRAL,AUT_JUA_5040" = 0
```

8.2 Propuesta Desarrollo de código de algoritmo de restablecimiento de carga por interruptor y medio en S.E. VITO

Programa en plataforma WorldView Survalent en el cual se emplean las lógicas de automatismo por UCM

```
! Mediciones Iniciales
$A=DATA("VIT_T1,AMP_MAX",MAXP15M) !medición de 15min previos de la
corriente maxima.
$B=DATA("VIT_T2,AMP_MAX",MAXP15M) !medición de 15min previos de la
corriente maxima.
$C=MAX("VIT_T2,IA","VIT_T2,IB","VIT_T2,IC") !Carga máxima del transformador
$D=MAX("VIT_5030,IA","VIT_5030,IB","VIT_5030,IC") !Medición Instantánea
del Interruptor que recibe la carga.
$E=MAX("VIT_5040,IA","VIT_5040,IB","VIT_5040,IC") !Medición Instantánea
del Interruptor que recibe la carga
$F=MAX("VIT_5060,IA","VIT_5060,IB","VIT_5060,IC") !Medición Instantánea
del Interruptor que recibe la carga

! arranque de Automatismo

IF (("VIT_72010,EDO_INT,EDO INTERRUPTOR VIT 72010" .EQ. 1) .AND.
("VIT_Estadisticas,UTR" .EQ. 0) .AND.
("JUA_5030,79" .EQ. 1) .AND.
("JUA_5040,79" .EQ. 1) .AND.
("JUA_5060,79" .EQ. 1) .AND.
("VIT_5030_N,INT_VIT_5030" .EQ. 1) .AND.
("VIT_5040_N,INT_VIT_5040" .EQ. 1) .AND.
("VIT_5060_N,INT_VIT_5060" .EQ. 1) .AND.
("AUTOMATISMO_GRAL,AUT_VIT_T1" .EQ. 1) .AND.

IF(($A+$B<700)) .AND.
(($A+$C<900)) .AND.
(($A+$D<300)) .AND.
(($A+$E<350)) .AND.
(($A+$F<400)) .AND.
(($A+$G<450))) ! Suma de corrientes de los equipos

ELSE

i .....Suspende por FUERA DE BARRIDO UTR DE S.E. VITO .....

IF ("VIT_ESTADISTICAS,UTR" .EQ. 1)
ALARM 3 ' UTR SE ENCUENTRA FUERA DE BARRIDO '
ENDIF

ALARM 3 'NO SE PUEDE TRANFERIR LA CARGA DE VIT-5020 A VIT_ 5040 POR'
```

```

IF ("VIT_5040_N, INT_VIT_5040".EQ. 0)
ALARM 3 'VIT_5040 ABIERTO'
ENDIF
IF ("VIT_5040,79" .EQ. 1)
ALARM 3 VIT_5040 'RECIERRE FUERA'
ENDIF
I

ALARM 3 'NO SE PUEDE TRANFERIR LA CARGA DE VIT-5010 A VIT_ 5030 POR'

IF ("VIT_5030_N, INT_VIT_5030".EQ. 0)
ALARM 3 'VIT_5030 ABIERTO'
ENDIF
IF ("VIT_5030,79" .EQ. 1)
ALARM 3 VIT_5030 'RECIERRE FUERA'
ENDIF

ALARM 3 'NO SE PUEDE TRANFERIR LA CARGA DE VIT-5050 A VIT_ 5060 POR'

IF ("VIT_5060, INT_VIT_5060".EQ. 0)
ALARM 3 'VIT_5060 ABIERTO'
ENDIF
IF ("VIT_5060,79" .EQ. 1)
ALARM 3 VIT_5060 'RECIERRE FUERA'
ENDIF

```

!*Inicio de maniobra bloqueo de 79 VIT_5040 y cerrar enlace VIT_58020

```

ALARM 3 'PROCEDO A BLOQUEAR 79 VIT_5040'
CMD " VIT_5040_N,INT_VIT_5030" .CLOSE.
IF ("VIT_5040_N,RECIERRE, " .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE BLOQUEO 79 VIT_5040'
CMD " VIT_5040_N,RECIERRE, " .EQ. 1" .CLOSE.
ONGOTO 0,FALLA2,FALLA2
FALLA2:
ALARM 3 'FALLA AL BLOQUEAR 79 VIT_5040''
ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

```

ALARM 3 'CIERRE DE ENLACE VIT_58020 '
CMD " VIT_58020_N,INT_VIT_58020" .CLOSE.
IF ("VIT_58020_N,INT_VIT_58020" .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE CIERRE VIT_58020'
CMD " VIT_58020_N,INT_VIT_58020" .CLOSE..
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
FALLA1:
ALARM 3 'FALLA AL CERRAR VIT_58020'
ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

!*Inicio de maniobra bloqueo de 79 VIT_5030 y cerrar enlace VIT_58010

```

ALARM 3 'PROCEDO A BLOQUEAR 79 VIT_5030'

```

```

CMD " VIT_5030_N,INT_VIT_5030" .CLOSE.
IF ("VIT_5030_N,RECIERRE, " .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE BLOQUEO 79 VIT_5030'
CMD " VIT_5030_N,RECIERRE, " .EQ. 1" .CLOSE.
ONGOTO 0,FALLA2,FALLA2
FALLA2:
    ALARM 3 'FALLA AL BLOQUEAR 79 VIT_5030''
    ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

```

ALARM 3 'CIERRE DE ENLACE VIT_58010 '
CMD " VIT_58010_N,INT_VIT_58010" .CLOSE.
IF ("VIT_58010_N,INT_VIT_58010" .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE CIERRE VIT_58010'
CMD " VIT_58010_N,INT_VIT_58010" .CLOSE..
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
FALLA1:
    ALARM 3 'FALLA AL CERRAR VIT_58010'
    ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

!*Inicio de maniobra bloqueo de 79 VIT_5060 y cerrar enlace VIT_58030

```

ALARM 3 'PROCEDO A BLOQUEAR 79 VIT_5060'
CMD " VIT_5060,INT_VIT_5060" .CLOSE.
IF ("VIT_5060,RECIERRE, " .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE BLOQUEO 79 VIT_5060'
CMD " VIT_5060,RECIERRE, " .EQ. 1" .CLOSE.
ONGOTO 0,FALLA2,FALLA2
FALLA2:
    ALARM 3 'FALLA AL BLOQUEAR 79 VIT_5060''
    ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

```

ALARM 3 'CIERRE DE ENLACE VIT_58030 '
CMD " VIT_58030,INT_VIT_58030" .CLOSE.
IF ("VIT_58030,INT_VIT_58030" .EQ. 1)
ALARM 3 'SEGUNDO INTENTO DE CIERRE VIT_58030'
CMD " VIT_58030,INT_VIT_58030" .CLOSE..
ONGOTO 0,FALLA1,FALLA1
FALLA1:
    ALARM 3 'FALLA AL CERRAR VIT_58030'
    ALARM 3 'AUTOMATISMO SUSPENDIDO'
ONGOTO 99,99,99
ENDIF

```

ALARM 3 'SE CONCLUYE AUTOMATISMO'

"AUTOMATISMO_GRAL, AUT_VIT_T1" = 0

ELSE

Para

Enumeración de páginas y secciones en Word

https://www.youtube.com/watch?v=d2WWW_kL4V8

Enumeración de títulos y subtítulos en Word

<https://www.youtube.com/watch?v=BTgydhd7ZGY>