



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MÉRIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE
TROLEBÚS MÉRIDA C.A. (TROMERCA).

Br. Herrera Palmet, Tulio José

Mérida, julio, 2019



UNIVERSIDAD
DE LOS ANDES
MERIDA VENEZUELA

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**MANUAL DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE
TROLEBÚS MÉRIDA C.A. (TROMERCA).**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero
Electricista.

www.bdigital.ula.ve

Br. Herrera Palmet, Tulio José

Tutor Académico: Prof. Stephens Ricardo

Tutor Industrial: Ing. Jhonger Peña

Mérida, julio, 2019

Reconocimiento-No comercial- Compartir igual

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**Manual de Operación y Mantenimiento para la Subestación Eléctrica de
Alta Tensión (SEAT) de Trolebús Mérida C.A. (TROMERCA).**

Br. Herrera Palmet, Tulio José

Trabajo de Grado, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos exigidos para optar al título de Ingeniero Electricista, aprobado en nombre de la Universidad de Los Andes por el siguiente Jurado

Dra. Marisol Dávila Calderón

Dr. Carlos Amable Muñoz Bravo.

MSc. Ricardo Isaac Stephens Labrador

DEDICATORIA

www.bdigital.ula.ve

Dedicado primeramente a Dios,

A mi padre Tulio Manuel allá en el cielo,

A mi primera madre Nivia por darme la vida,

A mi segunda madre Belkis por su crianza,

A mi tío José Luis Moncayo por sus consejos,

A mis hermanos que son parte fundamental en mi vida,

Este logro es para ustedes los

Quiero con toda mi vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por haberme dado la capacidad, conocimiento y salud para alcanzar este logro.

A mi padre Tulio Manuel Herrera Álvarez, quien fuese conocido como el popular guajiro por haberme apoyado en todo momento hasta el fin de su vida, quien en vida me enseñó los valores más importantes, además de brindarme una excelente educación desde muy temprana edad. Sus enseñanzas, consejos, regaños, y cada experiencia vivida a su lado, hicieron de este trabajo una ayuda invaluable tal como lo fueron las sonrisas y lágrimas que experimentamos juntos, a ti padre querido, ruego a Dios que te tenga en su santa gloria te amare por siempre mi viejo.

A mi primera madre Nivia por dejarme existir, darme la vida y el amor de madre que sin duda es muy necesario, a mi segunda madre Belkis por su crianza y por haber sido para mi padre esa mujer maravillosa, honesta, sencilla, trabajadora, humilde, a la que solo le importa Dios, por estar en las buenas y las malas siempre cuidando de nuestra familia, y por enseñarme junto a mi padre ser una persona honesta, ser gente de bien y luchar cada día por lo que queremos.

A mi tío José Luis Moncayo quien con su valiosa camaradería para con mi padre siempre sostuvo esa relación tan bonita y tan honesta gracias tío. A mis hermanos que son parte fundamental de mi vida y que ante cualquier contingencia cumplen con la unión familiar.

A mis compañeros, amigos, compadres, a Carlos Jiménez, Junior Linarez, Kalger Parada y Marcos Rivas por todas las experiencias vividas desde los comienzos de mi carrera, por todas las batallas vividas, por los trasnochos y madrugadas estudiando juntos, por cada lagrima que

me vieron derramar al momento de la inesperada y muy triste pérdida de *Mi Querido Padre*, y por todas las veces que me aconsejaban en nunca abandonar esta lucha a pesar de todas las fluctuaciones que pasamos en el día a día muchas gracias muchachos los quiero mucho.

A mi tutor académico, Prof. Ricardo Stephens, que con su experiencia y habilidad me ha brindado la ayuda necesaria para la elaboración de este trabajo de grado.

Al personal técnico que labora en la subestación eléctrica de alta tensión de TROMERCA por su apoyo, colaboración y su humildad en el desempeño de las labores realizadas en la SEAT.

A trolebús Mérida C.A (TROMERCA) especialmente en la coordinación de mantenimiento, por aceptarme como pasante dentro de su organización y formar parte de este proceso para culminar mis estudios profesionales y optar el título de ingeniero electricista; especialmente a mi tutor empresarial Ing. Jhonger Peña el cual fue el primero en brindarme esa mano amiga tanto profesionalmente así como también en el ámbito de la amistad sin duda alguna fue de grandísima ayuda en esta institución gracias por el apoyo.

A LA ILUSTRE UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, especialmente a todos los profesores de la Escuela de Ingeniería Eléctrica que, a lo largo de mi recorrido por esta casa de estudio, inculcaron en mí los conocimientos profesionales y el compañerismo para poder llegar a esta meta.

Br. Herrera Palmet Tulio José. Manual de Operación y Mantenimiento para la Subestación Eléctrica de Alta Tensión (SEAT) de Trolebús Mérida C.A. (TROMERCA). Universidad de Los Andes. Tutor: Prof. Ricardo Stephens. Julio 2019.

RESUMEN

Una subestación eléctrica es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema. La subestación eléctrica de alta tensión (SEAT) de la empresa trolebús Mérida Compañía Anónima (TROMERCA) es la encargada de regular y garantizar el suministro de energía eléctrica hacia todos los sistemas de la mencionada empresa, cumpliendo con los estándares de calidad establecidos por la compañía reguladora del sistema eléctrico nacional como es el caso de la Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC). En tal sentido, en el presente trabajo de grado, refleja el diseño de un manual de operación y mantenimiento para esta subestación, fundamentado en las características técnicas y constructivas de los equipos instalados en la misma. El diseño tiene como propósito la estandarización de los protocolos y procedimientos a ejecutar de manera segura por los operadores en caso de maniobras de equipos de protección y la realización de mantenimiento a la hora de ser necesario.

Descriptor: Subestaciones Eléctricas, Manual de Operaciones y Mantenimiento, Procedimientos seguros de trabajo.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
ASPECTOS GENERALES DEL MANUAL DE LA SUBESTACIÓN SEAT.....	3
1.1. Planteamiento del Problema	3
1.2. Justificación	4
1.3. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
1.4. Marco Metodológico	5
1.4.1. Técnicas de recolección de datos	5
1.4.2. Recopilación Fotográfica	5
1.5. Descripción de la Empresa	5
1.5.1. Reseña Histórica	5
1.5.2. Visión	6
1.5.3. Misión	6
1.5.4. Estructura Organizativa	6
1.6. División SEAT y Tráfico	7
CAPÍTULO II	10
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. CONCEPTOS GENERALES.....	10

2.1. Subestación Eléctrica	10
2.2. Configuraciones para operación de las subestaciones eléctricas.	10
2.2.1. Flexibilidad:	10
2.2.2. Confiabilidad:	10
2.2.3. Seguridad	10
2.2.4. Modularidad	10
2.3. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas	10
2.3.1. De acuerdo a su función dentro del sistema de potencia:	10
✓ Subestación de Generación	10
✓ Subestación de transmisión.....	10
✓ Subestación de subtransmisión.....	11
✓ Subestación de distribución	11
2.3.2. De acuerdo a su tipo de operación.....	11
✓ Subestación de transformación.....	11
✓ Subestación de maniobra	11
✓ Subestación rectificadora	11
2.3.3. De acuerdo a su forma constructiva.....	11
✓ Por su montaje	11
✓ Por su tipo de equipo	12
2.4. Tipos de Subestaciones Eléctricas Normalizadas	12
2.4.1. Subestación Tipo Nodal.....	12
2.4.2. Subestación Tipo Radiales	13
2.5. Elementos principales de una subestación eléctrica	14

2.5.1. Equipos de Patio	14
2.5.2. Equipos de tablero	16
2.5.3. Servicios auxiliares	16
CAPÍTULO III.....	17
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE TROMERCA.....	17
3.1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE TROMERCA.	17
3.1.1. Descripción General	17
3.1.2. Ubicación Geográfica	19
3.1.3. Nomenclatura de equipos (CADAPE):	20
3.1.4. Diagrama Unifilar	23
3.1.5. Diagrama Trifilar	24
3.2. Normativa Aplicada por la Empresa	24
3.2.1. Normas Nacionales	24
3.2.2. Normas Internacionales	26
3.3. Responsabilidades y Funciones del Operador	26
3.3.1. Operador de Subestación Eléctrica	26
3.3.2. Perfil del Cargo.....	27
3.3.3. Responsabilidades y funciones.....	27
3.4. Elementos Constitutivos de La SEAT	28
3.4.1. Transformador de Potencia	28
Nivel de 115 kV	45
3.4.3. Transformadores de medida.....	58
❖ Nivel de 13,8 kV:.....	67

3.4.4. Servicios Auxiliares	78
3.4.5. Sistemas de iluminación	82
3.4.6. Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA):.....	84
3.4.7. Barras, conexiones, estructuras y pórticos	85
3.4.8. Sistema de puesta a tierra.	87
3.4.9. Caseta de control y celdas de media tensión	87
3.4.10. Grupo Electrónico:	91
CAPÍTULO IV.....	93
MANUAL DE MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SEAT	93
4.9. Planificación del mantenimiento	97
4.10. Documentos y actividades requeridas	98
4.10.1 Los documentos necesarios para la realización de trabajos de mantenimiento en la subestación.....	98
4.10.2 Las actividades que se analizan y se discuten	98
4.11. Personal que participa en la planificación del mantenimiento.....	99
4.12. Plan de mantenimiento:	99
4.12.1 Equipos de 115 kV	99
4.12.1.1. Revisión Anual.....	100
4.12.2 Cabinas de 13,8 kV	102
4.12.2.1 Revisión Anual.....	102
4.13. Equipo Rectificador-Baterías	104
4.13.1. Revisión anual.....	104
4.14. Transformador de potencia	112

4.14.1. Revisión trimestral	114
4.14.2. Revisión anual	118
4.14.3. Revisión trianual	121
4.15. Transformadores de servicio auxiliares	124
4.15.1. Revisión Anual	124
4.16. Armarios de servicios auxiliares de CA y Armarios de servicios Auxiliares de CC	125
4.16.1. Revisión Anual	126
4.17. Grupo Electrónico	127
4.17.1. Arrancar periódicamente el grupo eléctrico para comprobar el correcto funcionamiento	128
4.18. Cables Eléctricos	129
4.18.1. Reapriete de conexiones	130
4.18.3. Megado de las alimentaciones principales	130
4.19. Alumbrado	132
4.19.1. Simular que se hace de noche sobre la fotocélula y su funcionamiento .	132
4.19.2. Reapriete de conexiones	133
4.19.3 Comprobación circuitos	133
4.20 Red de Tierra	133
4.20.1 Medición del valor de tierra	134
4.21 Mantenimiento de los equipos de compensación de tensión	137
4.22 Mantenimiento del armario de HMI	139
CAPÍTULO V	105
MANUAL DE OPERACIONES DE LA SUBESTACIÓN SEAT.	105

5.1	Puesta en servicio del transformador de potencia.....	105
5.1.1	Secuencia de operaciones en caso de	141
5.4	168
5.6	170
CONCLUSIONES		124
RECOMENDACIONES		124
REFERENCIAS.....		178
APÉNDICES.....		180

www.bdigital.ula.ve

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig.	Pag.
1.1 Organigrama estructural de la empresa. Fuente: División SEAT- Trafico de TROMERCA..	8

www.bdigital.ula.ve

INDICE DE TABLA

Tabla 1 Carga promedio por fase de cada circuito.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 2 Nomenclatura de equipos.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 3 Clasificación del carácter 'A'.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 4 Carácter numérico "C"	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 5 Carácter numérico 'D'	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 6 Principales características del trafo de potencia.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 7 Principales características del trafo de potencia.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 8 Principales características del interruptor de potencia Schneider Electric. .	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 9 Descripción de las partes del interruptor HD4.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 10 Características del Grupo Electrógeno.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 11 4.1 Especificaciones de las Baterías Ni-Cd.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 12 Características técnicas del gel de sílice azul.	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 13 Nomenclatura de equipos de alta tensión en 115 kV en la subestación de TROMERCA.	¡Error! Marcador no definido.

APÉNDICES

APÉNDICE A Transformador de potencia – características	181
APÉNDICE B Trampa De Onda – Características	184
APÉNDICE C Autoválvula – Características	185
APÉNDICE D Transformador De Corriente (Lado De Línea) – Características.....	186
APÉNDICE E Transformador De Corriente (Lado De Transformador) – Características	187
APÉNDICE F Transformador De Potencial Inductivo (Lado De Barras) – Características...	188
APÉNDICE G Transformador De Potencial Capacitivo (Lado De Línea) – Características .	189
APÉNDICE H Transformador De Intensidad – Características.....	189
APÉNDICE I Seccionador Tripolar Giratorio De Apertura Central -Características	191
APÉNDICE J Disyuntor Tripolar – Características	193
APÉNDICE K Interruptor Hd4/C-17-12-25 Características.....	195
APÉNDICE L Interruptor Hd4/C-17-25-25 Características	196
APÉNDICE M Cadena De Aisladores – Características.....	197
APÉNDICE N Conexiones Tensadas – Características	198

INTRODUCCIÓN

El sistema de transporte masivo en la ciudad de Mérida, es un sistema dirigido a satisfacer las necesidades de la población en cuanto a transporte público se refiere, mediante la implementación de unidades rodantes de tipo trolebuses, que circulan por una vía construida para uso exclusivo, propio e independiente, este tipo de transporte no es contaminante y funciona con tracción eléctrica; es por ello que de todos los sistemas es el más ecológico.

Dicho sistema esta alimentado por una subestación reductora radial del tipo I, ya que está alimentada mediante una línea a simple terna con un nivel de tensión a 115 kV el cual es reducido mediante un *trafo de potencia* a nivel de 13,8 kV. En este sentido cualquier maniobra dentro de la subestación podría llevarse a cabo bajo condiciones normales y/o de contingencia; dichas maniobras de ser mal ejecutadas conllevan a consecuencias no reversibles tanto en la vida útil de los equipos instalados, así como para la vida propia del operador de turno, en consecuencia es necesario disponer de un manual de operaciones y mantenimiento capaz de adiestrar de manera clara, sencilla y precisa a fin de garantizar la buena operatividad del sistema, minimizando la exposición de riesgos al trabajador y protegiendo los equipos instalados. Teniendo en cuenta lo antes expuesto, el presente manual de operaciones y mantenimiento consta de las normas y procedimientos seguros de operaciones a realizarse dentro de la subestación, el cual ilustra de manera segura y confiable las maniobras a realizar por el operador mitigando y previendo contingencias laborales; así como también, aspectos de seguridad industrial que el operador o cualquier persona debe cumplir de manera estricta al desarrollar cualquier actividad en la subestación, alcanzando así una mejor organización y control de riesgos en las maniobras.

El proceso del trabajo de grado, estará enmarcado en explicar de manera específica y ordenada, la elaboración de un manual de operaciones y mantenimiento en la SEAT de la empresa estructurándose este trabajo de la siguiente manera:

Capítulo 1: Aspectos generales, planteamiento del problema, justificación, objetivos, la metodología utilizada, información y estructura organizacional de la empresa TROMERCA.

Capítulo 2: Se muestran las definiciones de una subestación eléctrica necesarias para la visión y comprensión del actual trabajo de grado, las normativas y además se da a conocer información de los equipos encontrados dentro de la subestación.

Capítulo 3: Contiene la información referente a la conformación de la subestación eléctrica en estudio, así como también sus exigencias básicas, las maniobras que se pueden realizar en dicho lugar y se describe de manera formal cada uno de los equipos asociados a la SEAT de TROMERCA.

Capítulo 4: Se especifican los tipos de mantenimiento asociados a la subestación, así como también las medidas de seguridad que deben practicar todos los operadores de dicho lugar.

Capítulo 5: Se describe de manera detallada las operaciones a seguir en las maniobras de puesta en servicio y puesta a tierra de los equipos instalados en la subestación, así como también los aspectos a considerar en caso de contingencia energética por parte de Mérida I, con el fin de dar continuidad al servicio.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones, las cuales permitirán en el futuro mejorar la utilización de los diferentes equipos encontrados en la subestación con el fin de garantizar siempre y en todo momento un servicio óptimo y confiable.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES DEL MANUAL DE LA SUBESTACIÓN SEAT.

En este capítulo se dará a conocer la importancia, justificación y metodología del trabajo de grado; seguidamente se expondrá parte de la estructura organizativa de la empresa TROMERCA, resaltando sus objetivos, misión, visión y la dependencia en donde se desarrolló el diseño del manual de operaciones y mantenimiento.

1.1. Planteamiento del Problema

La SEAT, es el punto de partida de todo el sistema eléctrico que energiza dicha empresa; es la encargada de optimizar y distribuir el suministro de energía eléctrica a fin de garantizar el buen funcionamiento del sistema de transporte masivo de la ciudad de Mérida. Entró en servicio el 04 de diciembre de 2005; es una subestación reductora radial de tipo I, capaz de reducir mediante un *trafo de potencia* el nivel de tensión de 115 kV a una tensión de 13,8 Kv, además de contar con una potencia nominal instalada de 7.500/11.250 kVA.

La SEAT fue construida cumpliendo con las normativas de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), por lo cual dicha empresa es la encargada de medir y controlar su propio consumo de energético, el cual es facturado como cliente primario de CORPOELEC a 115 kV, y bajo esta consideración es responsable directa de su operación y mantenimiento. Es por ello que, dada la importancia y el carácter estratégico de la subestación en garantizar el correcto funcionamiento de todos los sistemas inherentes a la empresa, se plantea elaborar un manual de operación y mantenimiento a fin de estandarizar y especificar de forma clara y precisa todos los procedimientos a seguir para el óptimo funcionamiento de la subestación.

1.2. Justificación

La ciudad de Mérida cuenta con un sistema de transporte masivo que es administrado por la empresa TROMERCA, dicho sistema de gran impacto para la colectividad merideña, no solo abarca el ámbito principal de movilización de personas, sino que también interviene en áreas adyacentes a toda la traza de la línea 1 (comprendida desde la estación "Terminal Ejido" en Ejido hasta la estación "Los Conquistadores" en Mérida) específicamente los canales vehiculares compartidos. En consecuencia, se hace necesario disponer de un suministro energético capaz de garantizar un sistema óptimo, confiable y eficiente con la respectiva continuidad del servicio eléctrico que debe existir para contar con el buen desarrollo de todo el sistema de transporte masivo de Mérida que solo se lograra si se establece mediante un manual la protocolización de todas las maniobras a realizarse en la SEAT

1.3. Objetivo General

Elaborar un manual de operaciones y mantenimiento para la subestación eléctrica de alta tensión (SEAT) de trolebús Mérida C.A. (TROMERCA).

1.3.2. Objetivos Específicos

- ✓ Investigar las normativas que se establecen para la operación y mantenimiento de una subestación eléctrica de alta tensión (115/13,8) kV.
- ✓ Estudiar los manuales de los equipos existentes en la subestación eléctrica.
- ✓ Recopilar toda la información sobre las maniobras a ejecutar en la operación de la subestación eléctrica.
- ✓ Recopilar toda la información sobre las actividades a ejecutar en el mantenimiento de la subestación.
- ✓ Elaborar un manual de operaciones y mantenimiento para la subestación eléctrica de TROMERCA.

1.4. Marco Metodológico

Este trabajo de grado se fundamenta en una investigación de campo, basado en dos fases fundamentales, las cuales son: la recolección de datos de carácter práctico en el campo de operación, y de carácter teórico de manera consultiva a través de los manuales y textos científicos. El objeto de estudio, tiene un carácter descriptivo y explicativo, debido a que se toman datos de interés de la realidad del equipo en estudio, mediante la observación y descripción de la situación existente. Aplicando específicamente a equipos de carácter crítico ya que estos al presentar una falla pudiesen conllevar a la empresa a la paralización total o parcial de la empresa.

1.4.1. Técnicas de recolección de datos

Permite obtener información directa y confiable mediante la visualización de equipos y dispositivos que conforman la subestación de eléctrica de TROMERCA.

1.4.2. Recopilación Fotográfica

Permite obtener un reporte visual en cada una de las visitas a la subestación, obtener de manera directa la información asociada a cada uno de los equipos y tener una visión del ambiente de trabajo.

1.5. Descripción de la Empresa

1.5.1. Reseña Histórica

El Sistema de transporte masivo de Mérida tuvo sus comienzos para el año de 1992, debido al acelerado crecimiento de la población, el deterioro de las unidades de transporte tanto privado como público, entre otros factores. Fue transferido al Ministerio del Poder Popular para las Obras Públicas y Vivienda (MOPVI) el 04 de agosto de 2009 según decreto N° 6.848,

publicado en Gaceta Oficial Nº 39.234, conformándose a partir de ese momento como trolebús Mérida C.A. (TROMERCA), como el órgano encargado de la ejecución, inspección, mantenimiento y operaciones del sistema.

Este sistema de transporte se caracteriza por ser integral, ya que cuenta con sistemas de paradas, señalización e información, semaforización vehicular y peatonal, suministro eléctrico y telecomunicaciones. Es la primera empresa venezolana de transporte masivo en poseer un sistema innovador, dirigido a satisfacer las necesidades de transporte en el área metropolitana de Mérida, siendo el primer sistema de transporte masivo construido en una ciudad latinoamericana con tan poca población.

1.5.2. Visión

Darse a conocer como una empresa líder a nivel regional y nacional por sus características de infraestructura, tecnología y ser un sistema muy ecológico, proporcionar un servicio óptimo, así como también por el desempeño que día a día lucha por transformar la cultura de la población enmarcados en el proceso solidario que influya directamente sobre los usuarios que hacen vida en la ciudad de Mérida.

1.5.3. Misión

Satisfacer las necesidades de los usuarios manteniendo en funcionamiento operativo la flota de trolebuses, el buen estado de la infraestructura y la continuidad eléctrica del sistema, logrando corregir de manera efectiva y oportuna las posibles averías que estos puedan presentar, para así poder brindar un transporte de calidad.

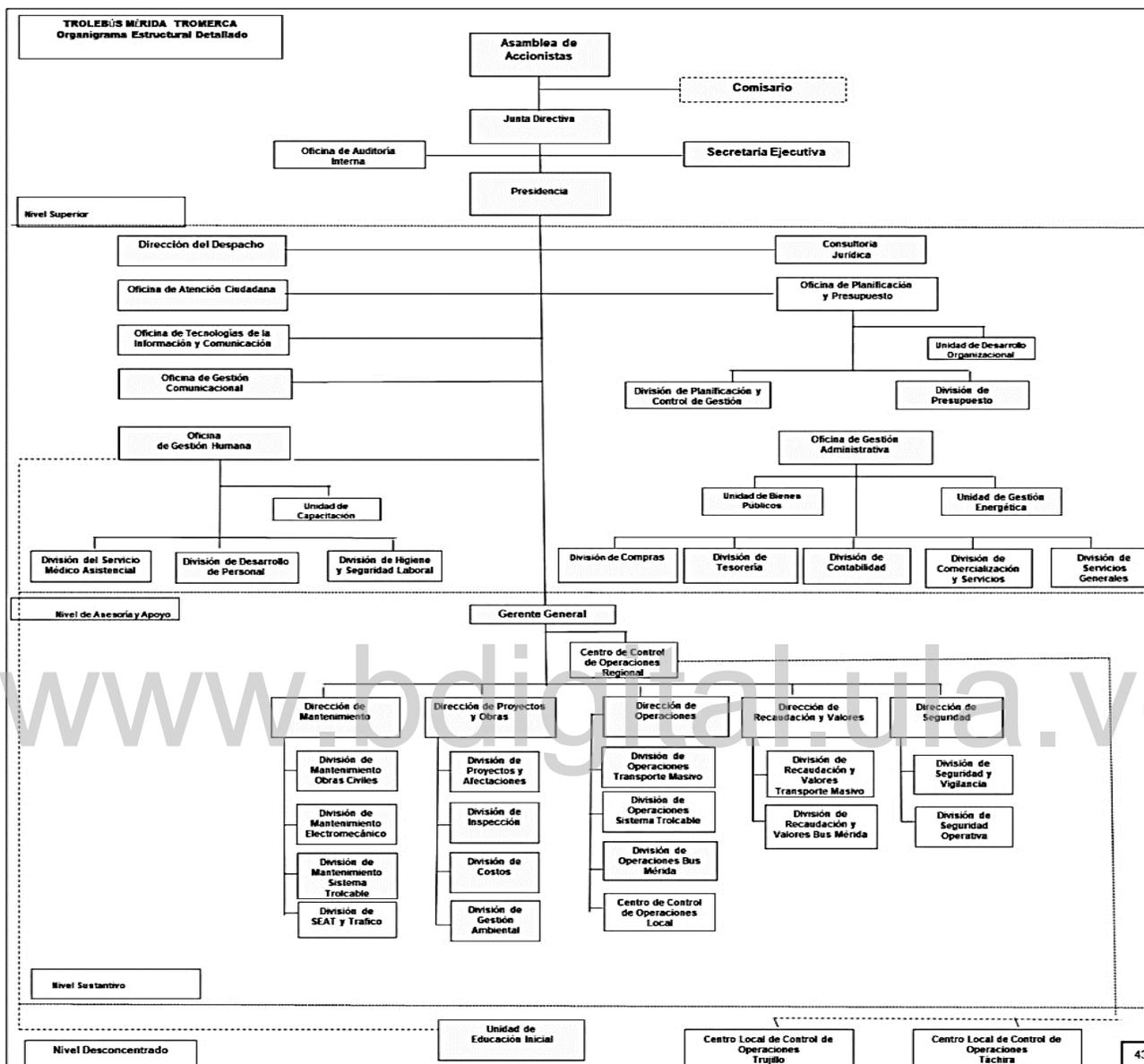
1.5.4. Estructura Organizativa

La empresa cuenta con varios subniveles los cuales a su vez están vinculados directamente con la presidencia, esto debido a su estructura vertical que tiene con el fin de ser cada día una empresa con los mayores estándares de calidad al servicio de la ciudadanía bien sea local o foráneos. Dicha estructura se puede apreciar en la fig. 1.1 de los anexos.

1.6. División SEAT y Tráfico

Es la encargada de la elaboración, planificación, supervisión e inspección y Control de calidad de las actividades de mantenimiento del sistema eléctrico en baja, media y alta tensión, así como también en la creación e implementación de planes y políticas de mantenimiento en las áreas de Subestación Eléctrica de Alta Tensión, Subestaciones Rectificadores de Tensión (Puestos de Rectificación), Línea Aérea de Contacto y el Sistema de Control de Tráfico.

www.bdigital.ula.ve



1.1 Organigrama estructural de la empresa. Fuente: División SEAT- Tráfico de TROMERCA.

CAPÍTULO II

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. CONCEPTOS GENERALES.

El presente capítulo está orientado a conocer las definiciones sobre una subestación, los tipos y características de operaciones, normas aplicadas y composición, asimismo destacar cuales son elementos considerados de mayor importancia dentro de la misma, se estudiará un conjunto de técnicas, métodos y definiciones necesarias, que permitan un excelente entendimiento para los manuales a desarrollar.

2.1. Subestación Eléctrica

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en la cual un conjunto de equipos y máquinas eléctricas interactúan para transformar la energía a niveles adecuados de potencia (tensión y corriente) para suministrar de manera segura el transporte, distribución y consumo del servicio eléctrico. [1].

2.2. Configuraciones para operación de las subestaciones eléctricas.

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía. [1].

2.2.1. Flexibilidad: Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

2.2.2. Confiabilidad: Se define como la propiedad que una subestación pueda conservar para el suministro de la energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

2.2.3. Seguridad: Es la particularidad que tiene una instalación eléctrica a fin de operar adecuadamente bajo condiciones normales y/o anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas.

2.2.4. Modularidad: Es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración de acuerdo a las necesidades que el sistema en un momento determinado así lo requieran.

Estas características pueden relacionarse en el momento de la configuración, dependiendo de la ubicación en la que se encuentre la misma dentro del sistema de potencia, de acuerdo con su función o por su capacidad.

www.bdigital.ula.ve

2.3. Clasificación de las Subestaciones Eléctricas

Las Subestaciones pueden clasificarse bajo unos criterios básicos que cubren los tipos existentes dentro del sistema de potencia [2], estos son:

2.3.1. De acuerdo a su función dentro del sistema de potencia:

- ✓ **Subestación de Generación:** Es la estación primaria de la energía producida por las plantas eléctricas de generación y su objetivo esencial es elevar los niveles de tensión para su posterior transmisión.
- ✓ **Subestación de transmisión:** Son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV (Tensiones de Transmisión) consideradas de Extra Alto Voltaje (EAV). Su función es interconectar las diferentes líneas de transmisión. Se hace necesario mencionar que en nuestro país la empresa Electrificación del Caroní C.A

(EDELCA) y la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) considera los niveles 115/400 kV como tensión de transmisión.

- ✓ **Subestación de subtransmisión:** Son aquellas que alimentan o interconectan líneas de nivel intermedio de tensión entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltaje (AV). En Venezuela el nivel de tensión utilizado por CADAFE es de 115 kV y 34,5 kV.
- ✓ **Subestación de distribución:** Su función es reducir la tensión de subtransmisión a niveles de distribución entre 115/34,5/13,8 kV y pueden estar ubicadas en las cercanías de alguna zona mayormente poblada.

2.3.2. De acuerdo a su tipo de operación.

- ✓ **Subestación de transformación:** La tensión de salida es diferente de la de entrada; estas son las que permiten elevar o reducir los niveles de tensión desde los puntos de generación, pasando por los niveles más altos de transmisión, hasta los niveles más bajos de subtransmisión o distribución.
- ✓ **Subestación de maniobra:** Este tipo de subestación no es capaz de modificar parámetros de la energía eléctrica, por lo tanto, no se utilizan transformadores de potencia que eleven o reduzcan el voltaje, son utilizadas para la interconexión de líneas, derivación, conexión y desconexión de compensación reactiva y capacitiva.
- ✓ **Subestación rectificadora:** Este tipo de subestación se encarga de disminuir los niveles de tensión de corriente alterna (AC), para luego convertir dicha corriente alterna en corriente continua (CC). [3].

2.3.3. De acuerdo a su forma constructiva.

- ✓ **Por su montaje:**
 - **Subestaciones Interiores:** Donde sus elementos constitutivos se instalan en el interior de edificios apropiados.
 - **Subestaciones Exteriores o a la Intemperie:** Sus elementos constitutivos se instalan bajo las condiciones ambientales.

✓ **Por su tipo de equipo:**

- **Subestación Convencional:** Es del tipo exterior pero la instalación de su equipo es abierta, sin que nada los proteja. (también se les denomina subestaciones de aislamiento con aire AIS)
- **Subestación Encapsulada:** Es llamada también subestación aislada por gas (GIS), y se caracteriza por tener las partes vivas y equipos que soportan tensión sumergidos en gas hexafluoruro de azufre SF₆ y ser protegidos por envolventes metálicos.
- **Subestación Móvil:** Se caracteriza porque todo el conjunto de equipos está instalado sobre un remolque. Su objetivo básico es ser utilizado bajo circunstancias de emergencia, en cualquier punto del sistema. [3].

2.4. Tipos de Subestaciones Eléctricas Normalizadas

La empresa CADAFE normalizó las subestaciones según su operación:

Debe quedar claro que la galga de tensiones de media tensión denominadas de subtransmisión y distribución primaria es muy amplia y va desde 115 kV hasta 2,4 kV. Sucede que CADAFE solamente usa 34,5 kV para subtransmisión y 13,8 kV para distribución primaria. En el caso de la SEAT y de MÉRIDA I son subestaciones de distribución tipo radial con circuito de subtransmisión a 115 kV desde MÉRIDA II.

2.4.1. Subestación Tipo Nodal

Una subestacion tipo nodal es aquella en la que se ubican en los nodos de los sistemas de potencia, donde convergen una o más líneas de transmisión permitiendo así el flujo de energia entre una subestacion y otra; de este tipo de se diferencian las siguientes [4].

- ✓ **Nodal I:** estas se encuentran alejadas del area metropolitana ya que los niveles de tension estan entre 115/230 kV, cuentan con autotransformadores 230/115 kV y transformadores reductores de 115/34,5/13,8 kV.
- ✓ **Nodal II:** ella proporciona varias salidas de 115 kV y esta dotada de transformadores de reduccion a las tensiones de 34,5/13,8 kV.
- ✓ **Nodal III:** en esta subestación se encuentran transformadores reductores a las tensiones de 34,5/13,8 kV y eventualmente de 24 kV.
- ✓ **Nodal 400 T:** cuenta con autotransformadores de 400/230/34,5 kV con el esquema de barras doble con interruptor y medio y se caracterizan por ser el centro de transmisión de energía del sistema eléctrico.

2.4.2. Subestación Tipo Radiales

La subestacion radial, es aquella que únicamente permite el flujo de energía en un solo sentido permitiendo así que se les denomine subestaciones transformadoras y se clasifican según su tensión de llegada [4].

- ✓ **Radial Tipo I:** la tensión de llegada es de 115 kV y cuenta con transformadores reductores a niveles de 34,5/13,8 kV y eventualmente a 24 kV.
- ✓ **Radial Tipo II:** la tensión de llegada es de 34,5 kV y cuenta con transformadores reductores a niveles de 13,8 kV.

En resumen las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país, y en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos.

En nuestro país las tensiones normalizadas por medio de la norma IEC 60038 y bajo las empresas tales como ENELVEN, CADAPE, entre otras, siguiendo estas normas las tensiones normalizadas son:

- ❖ 765/400/230 kV “Extra Alta Tensión”
- ❖ 230/115 kV “Alta Tensión”
- ❖ 34,5/13.8 kV “Media Tension”

❖ 220/110Volt “Baja Tension”

2.5. Elementos principales de una subestación eléctrica

La base de todo análisis de una subestación es el esquema adoptado, del cual depende la confiabilidad de la misma y las maniobras que se pueden realizar.

La disposición, característica y cantidad de equipo para cada subestación, depende directamente de la configuración escogida. Por lo tanto se hará una descripción general y esencial aplicable a cualquier configuración. [1].

Este tipo de subestación es el más común en las subestaciones normalizadas por CADAFE, y bajo la cual está construida la subestación de TROMERCA. En ellas se encuentran además de las estructuras y pórticos que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto de equipos que se clasifican en tres categorías, las cuales son:

- ✓ Equipos de patio.
- ✓ Equipos de tablero.
- ✓ Servicios auxiliares.

2.5.1. Equipos de Patio:

Son los elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de la subestación mediante conexiones a equipos de medición, control y protección que se encuentran generalmente en intemperie, estos equipos son:

- ✓ **Transformador de Potencia:** es un mecanismo estático, que transfiere energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, por medio de inducción electromagnética variando los parámetros de tensión y corriente, pero sin cambiar de frecuencia.
- ✓ **Clasificación de los transformadores:** los transformadores se clasifican de diversas formas, a saber:
 - **Según su uso o aplicación:**
 - ✓ Potencia.
 - ✓ Distribución.

- ✓ Medida.
- ✓ Aislamiento.

Los de potencia pueden ser elevadores o reductores de voltajes. Los de medida, y generalmente los de distribución, son reductores de tensión. Los de aislamiento no elevan ni reducen el voltaje; sólo hacen un acople magnético.

- **Según su sistema de refrigeración:**

- ✓ Secos (tipo abierto o sellado)
- ✓ En líquido (aceite mineral, líquidos de alto punto de ignición, etc.)

- **Según su número de fases en:**

- ✓ Monofásicos.
- ✓ Trifásicos.
- ✓ Otros (bifásicos, hexafásico, zig-zag, etc.)

- ✓ **Interruptor de potencia:** Los interruptores de potencia se utilizan para conectar o desconectar un circuito eléctrico, así como también para interrumpir la corriente de corto circuito en el caso de fallas en la línea, transformador o barras. La operación de apertura debe realizarse en condiciones normales de operación como en condiciones de cortocircuito.
- ✓ **Transformador de corriente:** es un dispositivo diseñado para adecuar la corriente de altos voltajes a corrientes con niveles manejables para los dispositivos de control, medición y protección.
- ✓ **Transformador de potencial:** es un equipo diseñado para reducir el voltaje a niveles adaptados para los dispositivos de control, medición y protección.
- ✓ **Seccionador:** son equipos mecánicos que tienen en su mayoría dos posiciones alternativas abierto/cerrado y sirven para aislar de forma visible los equipos de la subestación y es importante mencionar que la maniobra debe ejecutarse en vacío.
- ✓ **Descargadores de sobretensión:** Son los dispositivos empleados para proteger los equipos mediante descargas a tierra ocasionados por efecto de maniobras, descargas

atmosféricas o por otras causas que ocasionarían una perforación en el nivel de aislamiento del equipo.

- ✓ **Cortacorriente:** Es un dispositivo de protección que se utiliza para interrumpir un circuito eléctrico, el cual está previsto de un fusible generalmente hecho de aleación de aluminio que mediante el calor ocasionado por la circulación excesiva de corriente nominal se fundirá.
- ✓ **Barrajes y estructuras:** son los elementos de soporte de la mayor parte de los equipos instalados en intemperie que conforman una subestación y conjuntamente con los medios de aislamiento, permiten mantener las distancias mínimas requeridas de separación entre las partes energizadas y el personal que accede al patio de la subestación.

2.5.2. Equipos de tablero

Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en el cuarto de control y soportados por los tableros de la subestación. Su función es facilitar la supervisión y manejo de la misma por parte del operador.

2.5.3. Servicios auxiliares

Son todo el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y de corriente alterna, de baja tensión que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio. Las partes del sistema auxiliar son las siguientes: Servicio de DC: Interruptores, tableros, baterías, alumbrado de emergencia, cargadores. Servicio AC: Calefacción, alumbrado, aire acondicionado, ventilación, sistemas contra incendio, etc.

CAPÍTULO III

SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE TROMERCA.

El presente capítulo está orientado a describir la SEAT; especificando las normas aplicadas para su construcción, operatividad y mantenimiento, así como también los elementos de maniobra, control, protección y medición que la conforman.

3.1. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN (SEAT) DE TROMERCA.

3.1.1. Descripción General

La SEAT fue construida cumpliendo con las normativas dispuestas por la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), y bajo esta misma disposición, TROMERCA es la encargada de medir, controlar y mantener su propio consumo energético, el cual, a su vez, es facturado como cliente primario de CORPOELEC. Es una subestación reductora radial tipo I, ya que posee una única llegada a través de una línea de transmisión en 115 kV proveniente desde la subestación eléctrica Mérida II ubicada en el sector Vallecito, y cuya línea es compartida a través de una torre de transmisión del tipo B+3 a simple terna con la subestación eléctrica adyacente Mérida I tal como se muestra en la fig. 3.1.

Además, cuenta con un transformador de potencia, con capacidad nominal de (7,5-11,25) MVA, el cual es el encargado de reducir el voltaje a un nivel a 13,8 kV para posteriormente ser distribuido a todo su sistema a través de cuatro (04) circuitos de salida vía aérea hasta

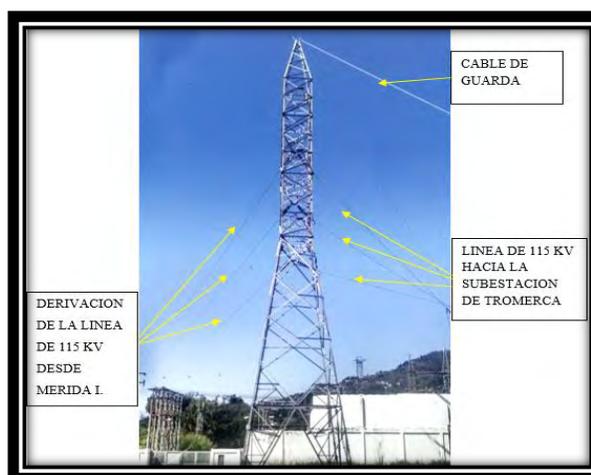
llegar a la Av. Andrés Bello, donde se distribuye de manera subterránea por dos (02) circuitos principales y dos (02) de reserva, la tabla 3.1 muestra la carga promedio por fase de los circuitos principales y de reserva los cuales son tomados directamente en los relés de protección y directamente mediante el sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA).

3.1

Carga promedio por fase de cada circuito.

Circuitos	Carga promedio por fase
A1.2 (Principal - Sur)	0,99 A
A1.3 (Principal - Norte)	1,02 A
B1.2 (Reserva - Norte)	0,99 A
B1.3 (Reserva - Sur)	1,02 A

Así mismo, la subestación cuenta con elementos de importancia para su funcionamiento como lo son: dos transformadores de servicios auxiliares, con niveles de tensión de 13,8 kV / (208Y-120) V con una potencia de 150 kVA y otro de 13,8 kV / (225Y – 215Y) V de 160 kVA; también posee su respectivo grupo electrógeno o planta de emergencia que dispone con una capacidad de 34 kVA para suplir los servicios auxiliares en caso de falta del suministro eléctrico principal. Asimismo, la subestación cuenta con monitoreo computarizado mediante un sistema SCADA, el cual permite operar a distancia los equipos de maniobra presentes en la misma.



3.1. Torre de suministro eléctrico en derivación con Mérida I.

Teniendo en cuenta que esta subestación entró en funcionamiento hace aproximadamente quince (15) años, resulta muy importante la aplicación y puesta en marcha de un buen plan de mantenimiento a fin de garantizar y optimizar el buen funcionamiento de los equipos existentes y mejor las maniobras de operaciones que el personal de la subestación pueda realizar. Nótese que bajo este contexto la empresa constructora al momento de su construcción solo capacito a su personal técnico y debido a esto es imprescindible la realización de este trabajo de grado.

3.1.2. Ubicación Geográfica

Está ubicada diagonal a la Av. Humboldt, específicamente en el sector Belenzate de la ciudad de Mérida del estado Mérida. Posee una superficie poligonal de 2.808 m² aproximadamente, y una altitud de 1.479 msnm, como se muestra en la fig. 3.2, esta ubicación es considerada como el centro de carga eléctrica más óptimo para el sistema de transporte masivo de Mérida; por esta razón, esta subestación es catalogada como el corazón del sistema energético para la empresa.



3.2 Ubicación Geografía de la (SEAT). Fuente: Google Earth. (2018).

3.1.3. Nomenclatura de equipos (CADAPE):

Ante la necesidad de especificar un patrón sencillo y práctico en un sistema eléctrico, CADAPE establece una nomenclatura muy importante y es normalizar mediante la asignación de un código alfanumérico los equipos de maniobra que existen en dicho sistema, el cual permita de manera clara la identificación del nombre, la posición y la función que este desarrolla. La numeración de los equipos de maniobra estará compuesta por tres números, precedidos de una letra. [5].

Tabla 3.2: Nomenclatura de equipos.

“A”	“B”	“C”	“D”
Tensión Alfabético	Nº de tramo Numérico	Grupo de maniobra Numérico	Función del equipo Numérico

1. El carácter ‘A’, es alfabético, y permite identificar el nivel de tensión del equipo, clasificándolo como se describe en la tabla 3.3:

3.3: Clasificación del carácter ‘A’.

Carácter alfabético	Nivel de tensión (kV)	Color
Z	800	Naranja
X	400	Verde
M	230	Rojo
K	138	-
H	115	Azul
J	66	Negro
B	34,5	Amarillo
D	13,8	Marrón
E	24	-
P	6,6	-
G	2,4	-
O	≤ 1	-

2. El carácter ‘B’, es numérico consecutivo, y representa el correlativo de un mismo tipo de tramo, pudiendo ser de dos cifras.

- a. En el caso de un circuito perteneciente a un generador, el primer número corresponderá al número del generador.
- b. Si el circuito pertenece a un transformador que conecta juegos de barras ubicados en el mismo sitio, el número corresponderá al número del transformador.
- c. La numeración de los grupos de maniobra pertenecientes a líneas de transmisión, se hará desde el extremo de la subestación que se prevé que no estará sujeto a futuras ampliaciones.
- d. Cuando los equipos de maniobra pertenecen a acopladores de barras, el acoplador de barra 1 será aquel que conecta la sección 1 de la barra y el acoplador de barra 2 será aquel que conecta la sección 2 de las barras, ya sean principales o de reserva.
- e. En el caso del esquema doble barra con 1 ½ interruptor, cada uno de los interruptores se clasificará como correspondiente a sección de barra. La numeración de acuerdo con la secuencia se efectuará partiendo de cualquiera de las barras principales, continuando con el interruptor de enlace, hasta la otra barra, siguiendo con la barra tomada inicialmente como origen y así sucesivamente. Los seccionadores de línea y de puesta a tierra siguen las convenciones establecidas.

3. El carácter ‘C’, es numérico, y se utiliza para denominar la clase del grupo de maniobra al cual pertenece, tal como se indica en la tabla 3.4, según el tipo de tramo.

3.4: Carácter numérico “C”

Indicador	Descripción del grupo de maniobra
0	Línea de Transmisión.
1	Lado de alta tensión del Transformador.
2	Sección del juego de Barras Principales. Juegos de Barras en Anillo. Disyuntor 1 ½.
3	Acoplador de Barras Serie.
4	Compensadores Estáticos Serie. Ej.: Reactores, Capacitores, etc.
5	Compensadores Estáticos Paralelo. Ej.: Reactores, Capacitores, etc.
6	Sección del juego de Barras de Reserva, Transferencia.
7	Equipo de Rectificación.
8	Lado de Baja tensión del Transformador.
9	Generador/Compensador Sincrónico.

4. El carácter ‘D’, es numérico y se utiliza para denominar la función del equipo de maniobra, como se describe en la tabla 3.5.

3.5: Carácter numérico ‘D’

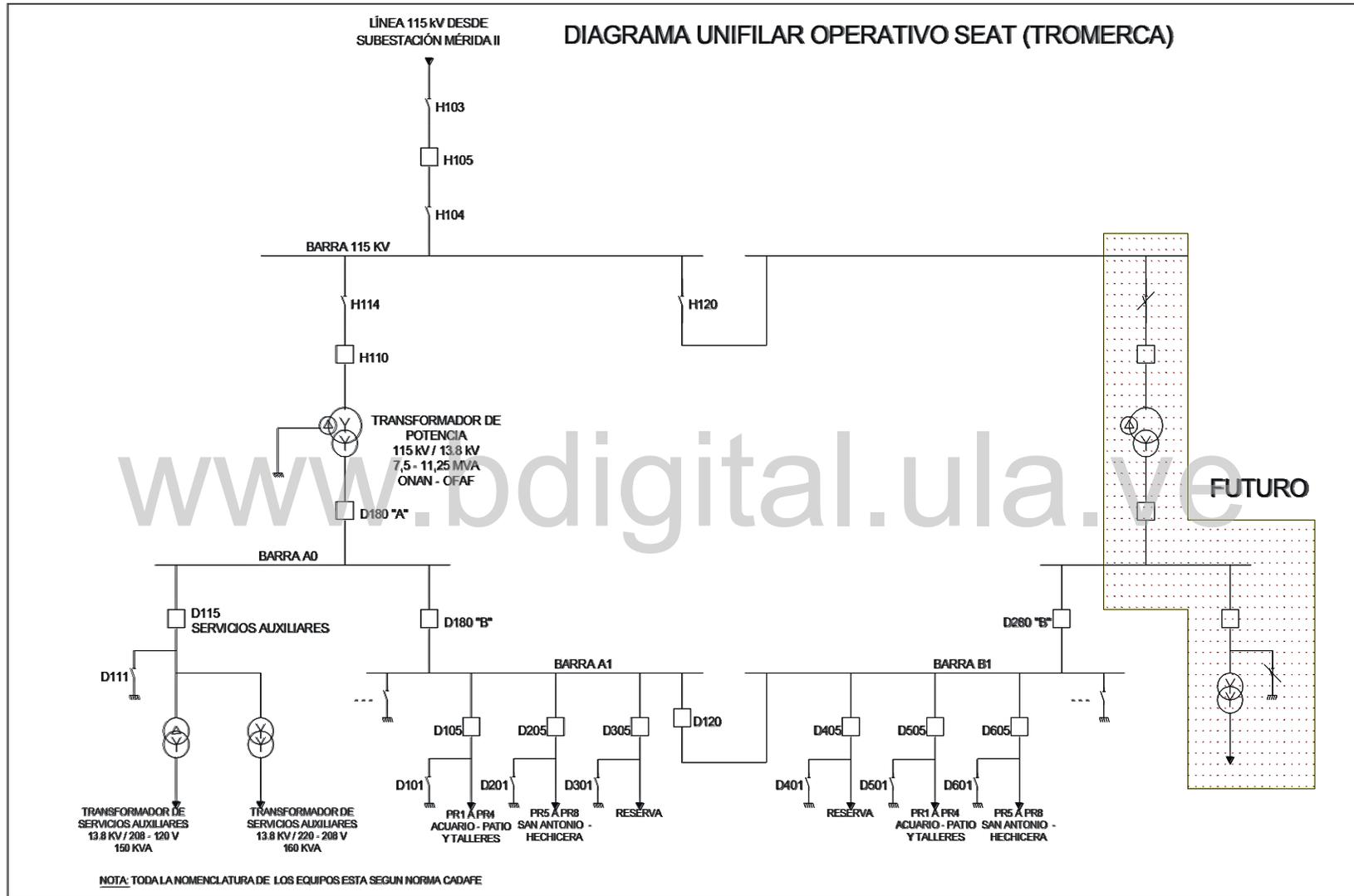
Indicador	Función del equipo de maniobra
0	Interruptor (Excluyendo Líneas de Transmisión).
1	Seccionador Puesta a Tierra.
2	Seccionador de By-Pass.
3	Seccionador de Línea (Circuitos).
4	Seccionador del Lado de Barra Principal o Barra N° 1
5	Interruptor o Reconectador (Líneas). Interruptor o Reconectador (segunda opción), excluyendo: - Líneas de transmisión. - Interruptor o Reconectador asociado con la Barra de reserva con equipos, con conexiones a las Barras principal y de reserva. - Seccionadores (excluyendo Líneas)
6	Seccionador del lado de Barras de reserva o de transferencia. Seccionador de esquina de un anillo.
7	Seccionador de Interruptor, lado del Juego de Barras.
8	Seccionador del lado de Barra Principal (segunda opción).
9	Seccionador unión de Juego de Barras a Reactor. Seccionador de Juego de Barras de reserva (segunda opción).

3.1.4. Diagrama Unifilar

Un diagrama unifilar es un tipo de representación que muestra los equipos y elementos de un sistema, ya sea de tres, cuatro, o más hilos, conectados mediante una línea simple y representándolos mediante símbolos simplificados. [5]

Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto por una de las tres líneas y un neutro de retorno, es rara vez necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes, el diagrama unifilar de esta subestación en estudio se puede apreciar en la fig. 3.3.

www.bdigital.ula.ve



3.3. Diagrama unifilar de la SEAT

3.1.5. Diagrama trifilar

En ocasiones el estudio o análisis que se realiza a un sistema de potencia requiere de una información completa de cada uno de los elementos que están conectados en la fase de dicho sistema. Los diagramas trifilares, son una representación completa de los elementos conectados a las tres fases del sistema, en donde se detalla una simbología adecuada, la información de cada elemento. [6].

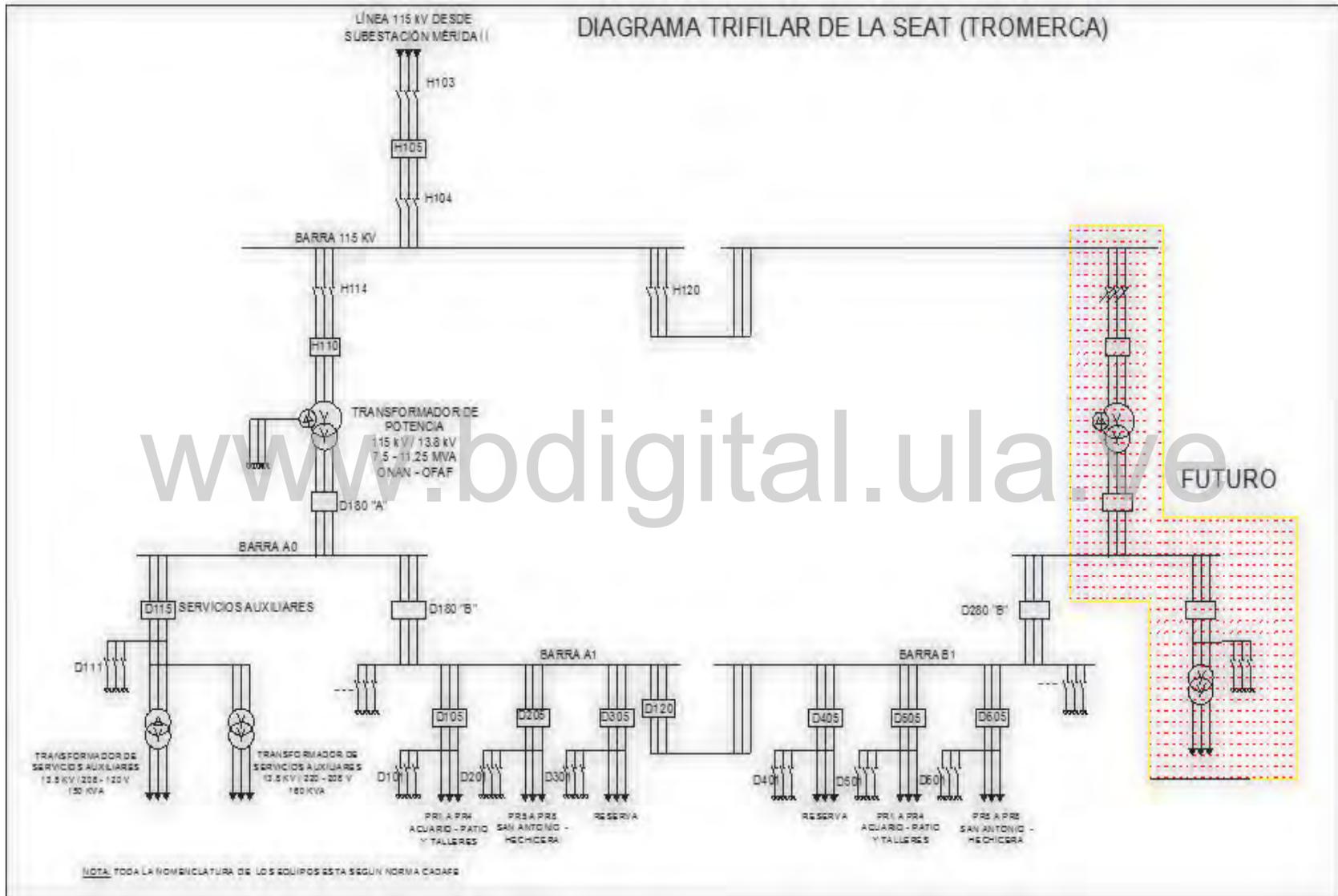
La representación trifilar, incluye la conexión de los elementos en el neutro del sistema, lo cual es muy útil, ya que aclara los detalles de conexión de los elementos. La SEAT cuenta con una nomenclatura establecida por CORPOELEC, esto a su vez se ilustra de manera clara mediante los diagramas respectivos de la subestación. el diagrama unifilar de esta subestación en estudio se puede apreciar en la fig. 3.4.

3.2. Normativa Aplicada por la Empresa

TROMERCA, se ha adaptado al ente rector y administrador de la energía eléctrica en el país, como lo es la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), basado en su estandarización de normas, criterios y lineamientos en cuanto al diseño, construcción y operación de Subestaciones Eléctricas, con el objetivo de establecer procedimientos a seguir en cuanto al reparto de energía eléctrica que coadyuve con la calidad del servicio prestado a la población.

3.2.1. Normas Nacionales

- ❖ Norma CADAPE, Código 281-91 “Seguridad de proyectos de transmisión de equipos” (CADAPE, 1991).
- ❖ Norma CADAPE, “Diseños normalizados de subestaciones, sistemas de protección” (CADAPE, 43).



3.4. Diagrama trifilar de la SEAT .

- ❖ Norma COVENIN 3113-94 “seguridad en el mantenimiento de subestaciones eléctricas”.
- ❖ Normas técnicas para la operación del sistema eléctrico nacional. (Gaceta Oficial Nro. 39.919 del 10 de mayo del 2012), rigiéndose por la ley orgánica del sistema y servicio eléctrico (LOSSE).
- ❖ Código Eléctrico Nacional (CEN).

3.2.2. Normas Internacionales

Debido a la gran cantidad de fabricantes en cuanto a equipos eléctricos utilizados en una subestación, bien sea por la variedad de tamaños (dimensiones) y las características constructivas que estos presentan, y teniendo en cuenta que la mayoría de estos equipos son europeos, se hizo necesario el uso de normas internacionales, para así estandarizar los parámetros asociados a la construcción de esta subestación eléctrica. Entre las normas internacionales presentes en esta subestación podemos mencionar:

- ❖ *Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).*
- ❖ *The Institute of Electrical and electronics Engineers (IEEE).*

3.3. Responsabilidades y Funciones del Operador

3.3.1. Operador de Subestación Eléctrica

Es la persona encargada de realizar la operación y el mantenimiento de primer nivel a los aparatos y/o equipos que se encuentran instalados en la subestación, a fin de garantizar el óptimo funcionamiento, administrar los recursos disponibles y cumpliendo con las prescripciones establecidas en materia de calidad y seguridad para el personal, el medio ambiente y sus instalaciones.

3.3.2. Perfil del Cargo

Como operador de la subestación eléctrica de alta tensión, se deben cumplir una serie de aspectos generales para el buen desempeño de las labores, estas se mencionan a continuación:

- ✓ Tener capacidad de seguir los procedimientos de seguridad, operación y mantenimiento encontrados en la subestación.
- ✓ Conocimientos de electricidad y habilidades para la interpretación de planos y/o diagramas eléctricos.
- ✓ Grandes aptitudes manuales y mecánicas.
- ✓ Capacidad para resolver problemas y trabajar bajo presión.
- ✓ Prestar atención a los detalles y trabajar con mucho cuidado.
- ✓ Destreza para manejar herramientas, instrumentos y sistemas computarizados.
- ✓ Actitud responsable y compromiso en el trabajo.
- ✓ Sentirse a gusto por igual trabajando por su cuenta, así como trabajando en equipo.
- ✓ Un buen estado de forma física, ya que el trabajo incluye levantar peso, inclinarse y transportar elementos.

3.3.3. Responsabilidades y funciones

- ✓ Operar sobre los equipos de forma coordinada.
- ✓ Estar en constante monitoreo de los equipos de maniobra, control, medición y variables eléctricas, a fin de identificar y evaluar riesgos potenciales con la finalidad de ejecutar todas las normas, disposiciones y procedimientos descritos en los manuales de operación y mantenimiento de la subestación.
- ✓ Participar en la ejecución de las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos propios de la Subestación.
- ✓ Cumplir con todas las medidas de seguridad correspondientes al ambiente de trabajo.
- ✓ Utilizar los equipos de protección personal (EPP)
- ✓ Registrar los datos obtenidos (alarmas, fallas, mediciones) en las planillas o libros descritos en los manuales para dicho fin.

- ✓ Realizar una revisión del estado de la subestación a la hora de entrar a las instalaciones, así como también reportar al personal correspondiente cualquier novedad y/o irregularidad ocurrida en la misma.
- ✓ No permitir el acceso de personal no autorizado a la subestación.
- ✓ Buena higiene, vestimenta y presencia personal.

3.4. Elementos Constitutivos de La SEAT

A continuación, se describe de manera detallada los elementos constitutivos presentes en la subestación, tomando como referencia algunos aspectos generales considerados en el capítulo anterior.

3.4.1. Transformador de Potencia

El transformador de potencia actual en la SEAT es de la marca OASA y cumple con un servicio exterior (intemperie), que opera para los niveles nominales de tensión reduciendo el voltaje de entrada de 115 kV al voltaje de distribución de 13,8 kV, cuenta con un sistema de regulación automática bajo carga en el devanado de alta tensión (AT), la potencia de este importante equipo es de (7,5–11,25) MVA. Para una información detallada del equipo ver apéndice A. En la tabla 3.7 se aprecian algunas características del *trafo* de potencia.

3.7: Principales características del trafo de potencia.

Datos de placa del <i>trafo</i> de potencia	
Marca: OASA	Serial: 37635
Capacidad: (7.500–11.250) kVA	Relación: (115 / 13,8) kV
Tipo: Intemperie	Servicio: Continuo
Frecuencia nominal: 60 Hz	Enfriamiento: O.N.A.N. / O.F.A.F.
Año de fabricación: 2002	Grupo de conexión: YNyn0-d11
Regulación en carga para AT: 19 POS	Tensión de cortocircuito: 10%

Una de las características de funcionamiento de este equipo es el tipo de enfriamiento al que se puede adaptar el cual dependerá por la demanda exigida al transformador. En condiciones normales de operación (7.500 kVA) el enfriamiento es efectuado por refrigeración tipo *Oil Natural circulation Air Natural circulation (O.N.A.N.)*, el cual se basa en la circulación natural del aceite y del aire en los radiadores. Una vez sobrepasado el límite de su potencia nominal y pasar al estado de sobrecarga (11.250 kVA), se acopla al tipo de refrigeración *Oil Forced circulation Air Forced circulation (O.F.A.F.)*, que a su vez se da mediante la circulación forzada del aceite por bombas de aceite hacia los radiadores y circulación forzada de aire a través los motoventiladores. En las siguientes figuras se aprecian las diferentes partes y accesorios del *trafo* de potencia ubicado en esta subestación.

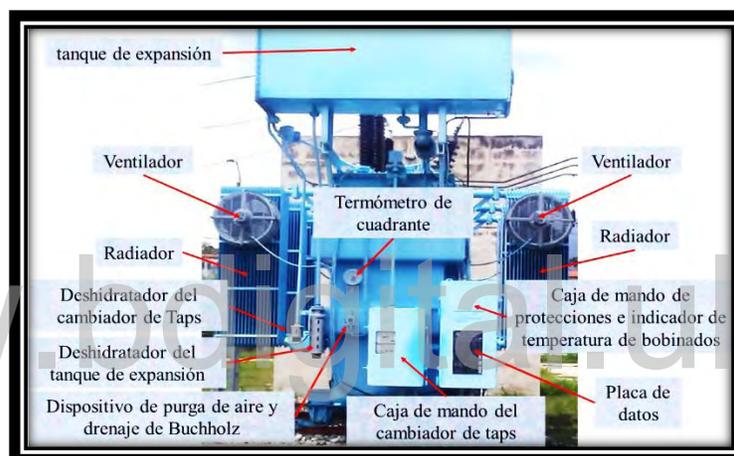


Fig. 3.5. Vista frontal del trafo de potencia instalado en la SEAT

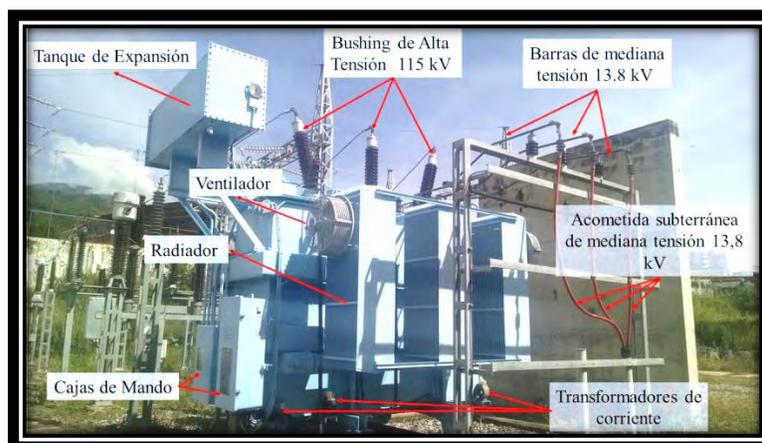


Fig. 3.6. Vista lateral derecha del trafo de potencia instalado en la SEAT



Fig. 3.7. Vista posterior del trafa de potencia.

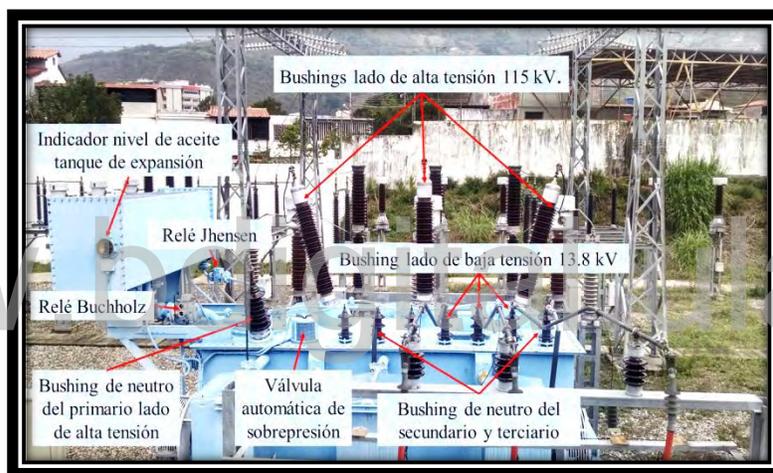


Fig. 3.8. Vista superior del trafa de potencia.

- **Partes que conforman el transformador de Potencia:** este equipo está conformado por tres partes principales: parte interna, parte externa y dispositivos de protección.
- a) **Parte interna:** formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal como son:
- **Bobinas o devanados:** También llamados arrollamientos, son los encargados de recibir la tensión (devanado primario) y de entregarla (devanado secundario). Estos constituyen el circuito eléctrico, se construyen utilizando alambre de cobre o aluminio aislado.

- **Núcleo:** Es el soporte mecánico sobre el que se enrollan los devanados y al mismo tiempo lo que permite que, al energizar el transformador por el devanado primario, se genere otra tensión en el devanado secundario mediante un fenómeno natural llamado inducción magnética. El núcleo forma el circuito magnético y es construido a base de aceros especiales.
- **Herrajes superiores o inferiores:** Son estructuras de acero que, como su nombre lo indica, van arriba y abajo del conjunto de bobinas, y con este mismo herraje afianzarlo a la caja del transformador.
- **Líneas de cables de alta, baja y regulación de tensión:** Estos cables son los que hacen contacto con los terminales y con las bobinas de la parte viva.
- **Bases y orejas para izar la parte viva:** Esta estructura está diseñada para afianzar y cargar la parte activa.

b) Parte externa: Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa, debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer punto de apoyo para el transporte y carga del mismo, soportar los enfriadores, bomba de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

✓ **Tanque conservador:** Éste tanque consiste de un recipiente fijo en la parte superior del transformador sobre la carcasa. Su función es absorber el aceite del tanque cuando éste se expande, debido al calentamiento por pérdidas internas, provocado por el aumento de carga. En la fig. 3.9 se aprecian algunos de los componentes del mismo.



Fig. 3.9. Vista frontal del tanque conservador del trafo de potencia.

✓ **Cambiador de Tomas (Taps):** Es un dispositivo capaz de actuar de forma manual o automática para cambiar la relación de transformación del transformador con el fin de mantener constante la tensión de salida. El cambiador de Taps, que tiene este equipo consta de 19 posiciones de servicio, uno de ellos es neutral (Posición 10-K), los otros en consecuencia cambian a la razón del $\pm 1,1\%$. En las siguientes fig. se pueden apreciar los controles y accesorios del cambiador de taps.

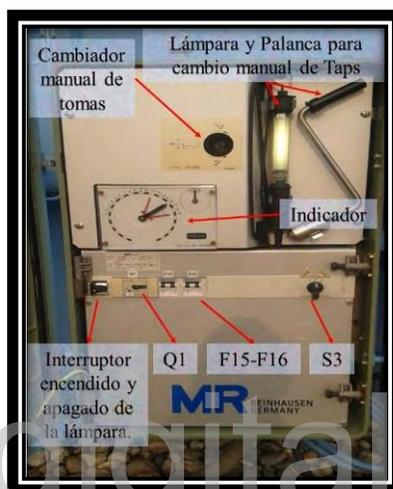


Fig. 3.10. Componentes del cambiador de tomas automático bajo carga.



Fig. 3.11. Q1 protector de motor, F15-F16 cortacircuitos automáticos de 1.6 A.



Fig. 3.12. S3 Conmutador subir/bajar taps.



Fig. 3.13. Indicador de toma conectada y contador de operaciones de cambio de toma.

✓ **Regulador *trafo*:** Puesto que, la regulación del voltaje se logra de forma manual mediante el accionamiento de la palanca de cambios, existe también la posibilidad de realizar las maniobras de manera remota a través regulador de voltaje electrónico MR Reinhausen Germany VC 100-BU, para el control automático de la tensión de salida del transformador de potencia accionado por motor. En la fig. 3.14 se aprecia el regulador *trafo* y sus indicadores de servicio.

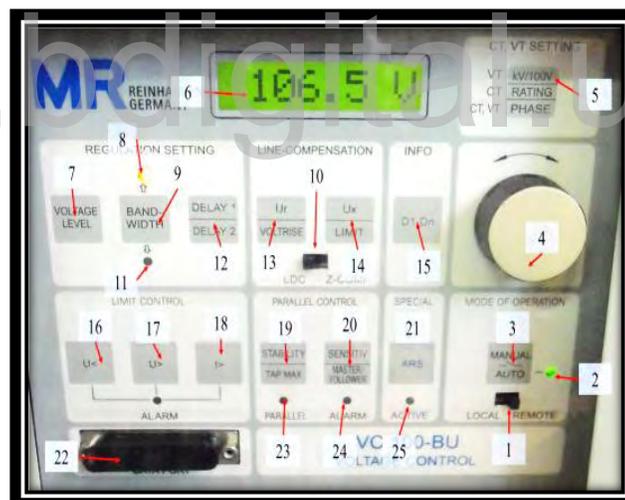


Figura 3.14. Componentes del Regulador de Voltaje Electrónico MR Reinhausen Germany VC 100-BU.

Los componentes de este equipo se describen a continuación:

1. Conmutador corredizo Local/Remoto.
2. Indicador LED para el modo de operación "AUTO".
3. Conmutador del modo de operación.

4. Rueda de desplazamiento.
5. Ajuste de la relación de transformación y conexión de los trafos.
6. Pantalla LCD.
7. Indicador nivel de voltaje.
8. Señal de aviso “Subir”
9. Tecla de función subir/bajar.
10. Conmutador corredizo para LDC/COMP. Z.
11. Señal de aviso “Bajar”.
12. Tecla de función para el retardo de conmutación.
13. Tecla de función para Ur (LDC)/Limitación de tensión (COMP. Z).
14. Tecla de función para Ux (LDC)/Elevación de tensión (COMP. Z).
15. Tecla de función “Info”.
16. Tecla de función para el bloqueo de subtensión.
17. Tecla de función para la protección contra sobretensión.
18. Tecla de función para el bloqueo de sobreintensidad.
19. Tecla de función para funcionamiento en paralelo.
20. Tecla de función para funcionamiento en paralelo.
21. Tecla de función y LED señalizador del programa de regulación especificado por el cliente ARS.
22. Interfaz de parametrización.
23. Tecla de función para modificación del valor de consigna.
24. LED señalizador de funcionamiento en paralelo.
25. LED señalizador del programa de regulación especificado por el cliente ARS.

✓ **Banco de Radiadores:** Son los encargados de disipar el calor mediante el fluido (aceite) y con esto aumentar la eficiencia del transformador.

✓ **Placa de Características del Transformador de Potencia:** Identifica las principales características eléctricas y funcionales del transformador, está instalada en parte frontal del equipo de forma visible con datos impresos bastante legibles y resistente a la corrosión. Su ubicación se puede apreciar en la fig. 3.5.

- ✓ **Boquillas o *bushing*:** permiten tener acceso exterior a las salidas de los bobinados tanto en alta como en baja tensión (primario y secundario). Están montados sobre la tapa, aseguran el paso a través de la misma con excelente aislamiento y hermeticidad.
- ✓ **Deshidratador (sílice-gel):** La expansión y contracción del aceite, hace que el transformador necesite respirar aire del medio ambiente, el cual contiene humedad y al penetrar al interior, ocasionaría degeneración del aceite y oxidación interna; este deshidratador contiene gránulos de una sustancia que deshidrata la humedad mediante un paso forzado del aire, permitiendo que ingrese al tanque de expansión aire seco. El deshidratante a utilizar es un compuesto (cristales de silicagel) formado por anhídrido sílico, impregnado con nitrato de cobalto. Este es casi químicamente neutro, se halla bajo la forma de granos duros como de vidrio y posee gran poder de absorción de agua (hasta 40 % de su peso).

Su coloración, que indica el grado de humidificación, es azul cristalino en su estado activo, exento de humedad, y cambia a rosa claro cuando se humedece. El secador de aire se compone de un cuerpo de material transparente que contiene silicagel. Este recipiente está cubierto por una tapa que a su vez permite conectar al conjunto con el tanque de expansión, en la parte inferior del cuerpo, se encuentra un vaso de material transparente para el aceite, este tiene un conjunto de orificios que permiten el pasaje de aire, el cilindro de respiración, que forma parte del cuerpo, establece la comunicación entre el vaso y el recipiente con Silicagel. En la siguiente fig. se aprecian las principales partes de un deshidratador de aire.

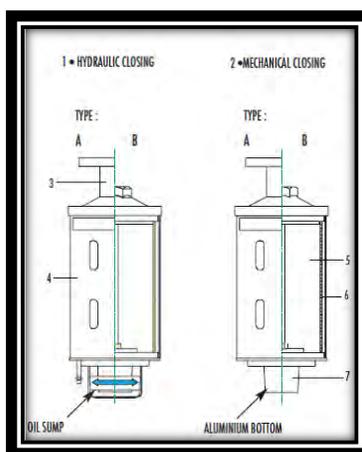


Fig. 3.15. Partes del deshidratador de aire. Fuente: [7]

Es necesario evitar todo contacto del silicagel con el aceite, aun en mínimas cantidades, puesto que el silicagel empapado en aceite adquiere una coloración marrón oscura y hasta negra. Una vez que ha alcanzado este estado, ha perdido su propiedad de absorción, no pudiendo ya reactivarse.

Por lo general, se instalan en el compartimiento de aceite de un cambiador de tomas bajo carga o en el lado de aire de un conservador de transformador de potencia, tal como se muestra en la siguiente fig.



Fig. 3.16. Deshidratador de aire del cambiador de taps (envase pequeño) y deshidratado del tanque de expansión (envase grande).

✓ **Conectores a tierra:** Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra, con el fin de evitar descargas al personal que se acerque a él y facilitar el camino a tierra de las sobretensiones. Ver en la siguiente fig.



Fig. 3.17. Conector de puesta a tierra del trafa de potencia.

- **Caja de control:** Es el espacio donde van todos los terminales de los contactos de alarma y/o disparo que posee el transformador como: el relevador Buchholz, la válvula de sobrepresión, termómetros, etc. Los elementos encargados de dar alarma como bombillos, sirenas, etc., deben ser conectados desde esta caja. En las siguientes figuras se aprecian los diferentes indicadores y las diferentes protecciones de la misma.



Fig. 3.18. Protecciones del indicador de temperatura, del circuito de calefacción, un conector especial, y un conmutador del sistema de refrigeración.



Fig. 3.19. Indicador de temperatura del bobinado.



Fig. 3.20. Protecciones del sistema de refrigeración motoventiladores.



Fig. 3.21. Protecciones del sistema de refrigeración motobomba.

- **Tapa superior:** Sirve para soportar los bushing (boquillas) de alta y baja tensión y además cubrir la parte viva del transformador.

- **Base deslizable y ruedas:** El transformador cuenta con un sistema mecánico de movimiento para el rápido y fácil movimiento del transformador ya sea para pruebas, mantenimiento o incluso hasta para un cambio.

b) Dispositivos de protección mecánicos y electromecánicos del transformador: Un dispositivo de protección de un transformador, es un accesorio que se agrega a sus componentes básicos y cuya función es detectar una condición de falla, interrumpir el suministro de alimentación eléctrica y evitar que se dañe el equipo, algunos de estos dispositivos de protección sólo generan una señal de alarma que en ciertos casos producen una acción de interrupción, si después de cierto tiempo se ha mantenido la condición de falla.

- **Relé Buchholz:** Es un dispositivo que posee dos cámaras llenas de aceite con flotadores dispuestos verticalmente uno encima de otro. Si existen corrientes parásitas, sobrecalentamiento o descargas parciales dentro del transformador, se producirán burbujas de gas, las cuales se dirigirán hacia el tanque de conservación. En su camino hacia dicho tanque las burbujas de gas pasan por la tubería que conecta el tanque principal con el tanque de conservación ingresando al relé buchholz y localizándose en la cámara superior del mismo. A medida que la cantidad de gas aumenta en la cámara, el aceite es desplazado y por ende el nivel de aceite en el relé disminuye. Al ser desplazado el aceite, el flotador superior desciende hasta que cierra el switch magnético que activa una alarma o dispara los interruptores de AT y

BT. En la fig. 22 se puede observar el mecanismo de accionamiento del mismo y a su vez el relé del *trafo* de potencia de la subestación en la fig. 3.23.

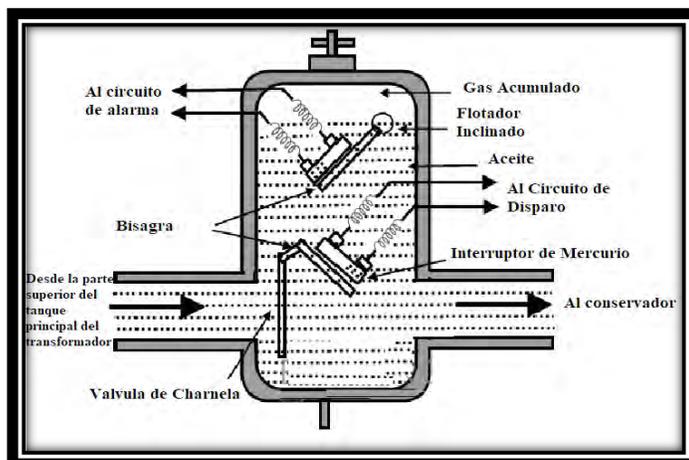


Fig. 3.22. Relé de protección buchholz. Fuente: [5].



Fig. 3.23. Relé buchholz del trafo.

✓ **Válvula automática de retención:** esta válvula es un elemento de seguridad que tiene como fin el interrumpir que se derrame el aceite que contiene el tanque de expansión en caso de rotura o agrietamiento en las porcelanas del *trafo* tal como se muestra en la fig. 3.24.

NOTA: Cuando hay detección de burbujas en el aceite, es necesario atender inmediatamente al transformador para efectuar las pruebas adecuadas y poner fuera de servicio al transformador en caso de requerirse.



Fig. 3.24. Válvula automática de retención del trafo.

- ✓ **Dispositivo para la recogida de gases:** su función principal es la de facilitar la recogida de gases para el análisis de los gases acumulados en el relé buchholz producidos por el posible fallo en el interior del transformador. ver en la fig. 3.25.



Fig. 3.25. Dispositivo de purga del relé buchholz del trafo.

- **Indicador del nivel de aceite del transformador:** Su función es la de indicar y controlar el nivel del líquido aislante dentro del tanque de expansión del transformador. Se instalan contactos que al cerrarse accionan independientemente y en forma secuencial los circuitos de alarma y desenganche, como se muestra en la fig. 3.26.



Fig. 3.26. Indicador del nivel de aceite del tanque de expansión del trafo.

- **Indicador de temperatura del aceite:** Indica la temperatura a la cual opera el transformador. Si la lectura mostrada, se le resta la temperatura ambiente se obtiene la elevación. Cuando pasa de un límite preestablecido dispone de contactos auxiliares para dar señal de alarma y secuencialmente la señal de disparo. Ésta lectura no es la temperatura de los devanados sino del aceite que lo rodea. Estos contactos eléctricos están situados en el interior de la caja de aluminio y son accionados cuando la aguja negra (indicadora de temperatura) alcanza los umbrales de ajuste de la aguja azul y de la roja, (cuando la aguja negra hace contacto con la aguja azul de alarma y a pesar del aviso continúe elevándose la temperatura, la aguja negra ira desplazando el contacto de alarma hasta conectar con el contacto de disparo o aguja roja).

En el transformador de la subestación de TROMERCA, el nivel de alarma está fijado a 82°C y el nivel de desconexión en 86°C. Como se observa en la fig. 3.27 de los anexos.



Fig. 3.27. Indicador de la temperatura del aceite del trafo.

- **Indicador de temperatura de los devanados:** Este instrumento indica la temperatura tanto de los devanados de AT como los de BT, y está conectado a los contactos eléctricos para activar una alarma a un proceso predeterminado de temperatura, o provocar el disparo del disyuntor H-110 necesario para aislar el transformador de potencia. La temperatura medida proviene del dispositivo de imagen térmica que se muestra en la fig. 3.19.

- **Válvula de alivio de presión:** Este dispositivo será accionado cuando la presión interna del equipo alcance un valor superior al límite máximo admisible, permitiendo una eventual descarga del aceite. Las válvulas utilizadas para esta finalidad deben tener contactos eléctricos auxiliares con el fin de permitir la desconexión del interruptor de protección, estas válvulas son muy rápidas, cerrándose en forma automática después de su operación e impidiendo así la entrada de cualquier agente externo al transformador. Ver en la fig. 3.28.



Fig. 3.28. Válvula de sobrepresión del trafo.

- **Relé Jhensen:** Instalado entre la tubería del cabezal del cambiador de tomas bajo carga y el recipiente de expansión del aceite, siendo activado por el caudal de aceite que se dirige a la cámara del aceite del cambiador de toma en carga al recipiente de expansión del aceite. En caso de avería queda garantizada la desconexión inmediata del transformador por inserción del contacto del relé de protección en el circuito de corriente de activación de la desconexión del interruptor de potencia del transformador.



Fig. 3.29. Relé Jhensen.

- **Relé masa a cuba:** Es un dispositivo de protección que aísla totalmente la cuba del transformador, a excepción de un único conductor que es la línea de fuga, el cual está conectado a un toroide monofásico montado sobre el transformador que censa cualquier descarga a tierra. La protección está integrada por un relé de sobrecorriente (instantáneo, monofásico y ajustable) provisto con contacto de alarma y desenganche. Ver en las figuras siguientes los relés de *trafo*.



Fig. 3.30. Relé de protección masa a cuba.



Fig. 3.31. Relé de neutro del trafo devanado secundario y terciario.

- **Protección diferencial del *trafo*:**

En ausencia del relé Buchholz, la protección diferencial es el único procedimiento sensible que interviene rápidamente en caso de fallas internas en el transformador. Sin embargo, ambas protecciones se complementan sin sustituirse una a la otra. Por ello, en transformadores de

pequeña y mediana potencia suele utilizarse exclusivamente el relé Buchholz, mientras que, para transformadores de gran potencia, por su importancia sobre el sistema eléctrico y su elevado costo, queda justificada la instalación de ambas protecciones. En tal caso la protección diferencial, se limita a eliminar, rápida y selectivamente los cortocircuitos cuando los demás dispositivos de protección funcionen con un cierto retardo o de forma no selectiva.

La protección diferencial está basada en la medida de las intensidades antes y después del transformador, adaptándolas en magnitud y ángulo de fase y comparándolas en el relé. Cuando se sobrepasa una relación ajustable entre la intensidad de “paso” y la diferencial, el relé actúa.

- **Relé de protección diferencial DTP 1051M010G00B instalado en esta subestación:**

El DTP de General Electric es un relé digital que proporciona funciones de protección diferencial trifásica de alta velocidad (87) y protección instantánea de respaldo (87B) para transformadores de potencia. Existen diferentes modelos de DTP para la protección de transformadores de dos, tres o cuatro devanados. En la siguiente fig. se aprecia el estado físico del relé.



Fig. 3.32. Equipo de protección DTP de la SEAT.

Las características especiales del DTP son necesarias para la protección diferencial ante faltas internas del transformador, y para evitar los disparos por desequilibrios provocados por faltas externas de gran magnitud.

3.8: funciones del relé DTP 1051M010G00B

Nº de led	Descripción
1	Diferencial 87B ØA
2	Diferencial 87B ØB
3	Diferencial 87B ØC
4	Instantáneo 87 ØA
5	Instantáneo 87 ØB
6	Instantáneo 87 ØC
7	Alarma buchholz
8	Disparo buchholz
9	Alarma de sobretemperatura
10	Disparo de sobretemperatura 49
11	Disparo – fuera de servicio
12	Disparo 87 / 87b des.
13	Alarma de protección EEPROM
14	Alarma de comunicación
15	Hay sucesos – error interno comunicación
16	Modo remoto

Nivel de 115 kV

- **Descargador de sobretensión:**

Es un dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sean producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas. [1].

En la protección de subestaciones, los descargadores o autoválvulas se instalan a la entrada y salida de las líneas, y para la protección de transformadores de intemperie, se colocan antes y después del mismo.

La descarga de la sobretensión se hace a través de unas resistencias variables (resistencia no lineal) en función del valor de la tensión aplicada. Se eligen de forma que, actúen antes de que el valor de la sobretensión alcance el valor de la tensión de aislamiento de los elementos a

proteger, pero nunca para los valores de tensión normales de funcionamiento (coordinación de aislamiento).

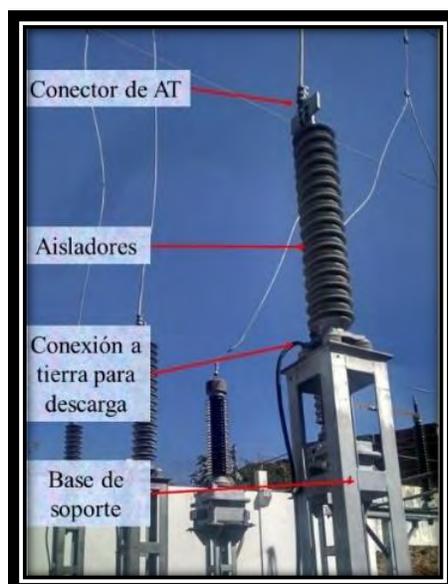


Fig. 3.33. Descargadores de sobretensión instalados en la SEAT.



Fig. 3.34. Contador de descarga del descargador.

Todos los descargadores tienen un régimen de funcionamiento que, si se sobrepasa, el descargador puede quedar inservible, como, por ejemplo, la intensidad de la descarga y la cantidad de las mismas. Por lo cual, cada uno de estos elementos de protección se instalan con un contador de descargas, a fin de sustituir el equipo una vez alcanzado el límite de operaciones estipulado por el fabricante y así garantizar la seguridad de los equipos de la subestación. Para información detallada del elemento instalado en la subestación de TROMERCA, ver en el Apéndice C.

- **Interruptor de potencia tripolar:**

El interruptor de potencia es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) como en condición de cortocircuito. La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico donde está conectado. [8].

Los interruptores se pueden clasificar de acuerdo a sus características principales constructivas y consisten en la forma en que se extingue el arco y a la habilidad mostrada para establecer la rigidez dieléctrica entre los contactos para soportar en buena forma (sin reencendido del arco) las tensiones de reignición. En la subestación de TROMERCA se dispone de disyuntor tripolar y las características del mismo se pueden observar en el Apéndice J. Las características más resaltantes se pueden ver en la tabla siguiente tabla:

3.9: Principales características del interruptor de potencia Schneider Electric.

Características del interruptor de potencia	
Marca: Schneider Electric	Nivel básico de aislamiento (Bil): 550 kV
Tensión nominal: 115 kV	Corriente nominal: 2000 A.
Tensión máxima: 123 kV	Método de extinción del arco: SF6.
Tipo: Intemperie	Norma aplicada: IEC-60056-1987.
Frecuencia nominal: 60 Hz	Año de fabricación: 2001.

Actualmente en el mercado, existen diversos tipos de interruptores de potencia entre los cuales podríamos encontrar:

1. Interruptores de aceite:

- a. **De gran volumen de aceite:** Estos se caracterizan por estar diseñados en tanques cilíndricos debido a las altas presiones internas que son sometidos.
- b. **De gran volumen de aceite con cámara de extinción.** Este tipo de interruptor nace como consecuencia de las grandes presiones internas que presenta el dispositivo anterior, reduciendo los riesgos de explosión al reducir las presiones internas a un volumen menor.
- c. **De pequeño volumen de aceite.** Su contenido de aceite varía entre 1.5 y 2.5 % del encontrado en el interruptor de gran volumen de aceite, su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada para mayor flexibilidad de operaciones.

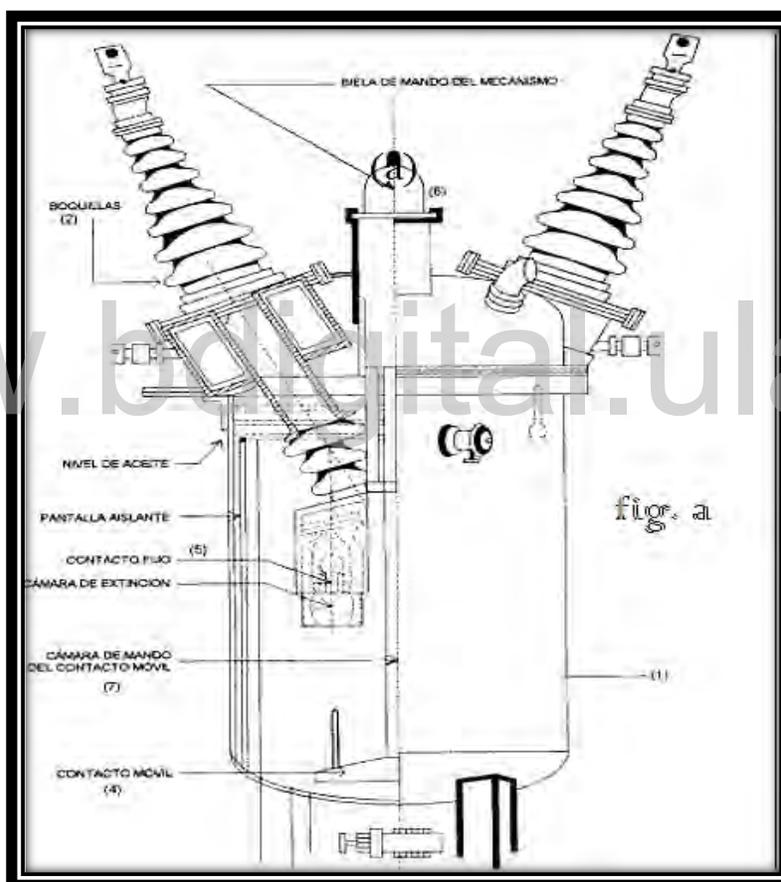


Fig. 3.35. a) interruptor en gran volumen de aceite. Fuente: [9]

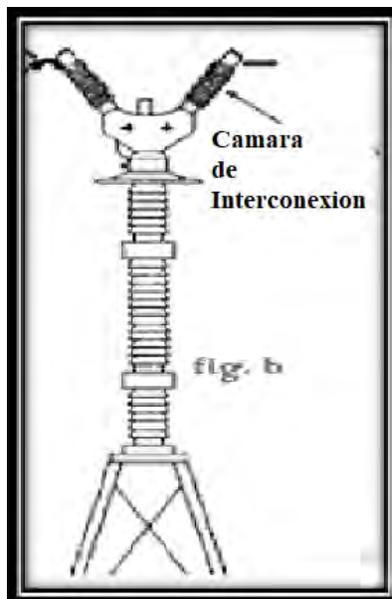


Fig. 3.36. b) interruptor en pequeño volumen de aceite. Fuente: [9]

2. **Interruptores neumáticos:** Su principio de extinción del arco se basa en la utilización de aire comprimido a través de una o varias compresoras, un tanque principal, un tanque de reserva y un sistema de distribución en caso de sean varios interruptores, ofrecen mayor nivel de seguridad que el de aceite pues reduce los riesgos por explosión e incendio. Interrumpe las corrientes de falla en menos ciclos y es entre los demás, el más económico.
3. **Interruptores de hexafluoruro de azufre:** Consiste básicamente en una cámara de extinción operada dentro de un gas denominado hexafluoruro de azufre (SF₆) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos conocidos (aceite). Son más compactos y soportan un mayor número de operaciones.

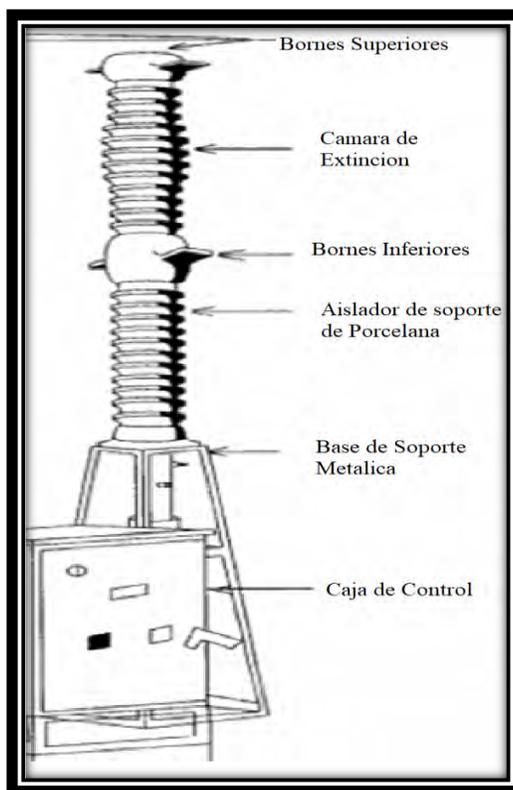


Fig. 3.37. Interruptor de hexafluoruro de azufre. Fuente: [9]



Fig. 3.38. Interruptor de potencia (disyuntor) instalado en la SEAT.

- **Trampa de onda:** En la actualidad es muy común la comunicación entre subestaciones a través de las líneas de transmisión que las une entre sí (en este caso desde esta subestación hasta la subestación de Mérida I). Esto debido a un sistema de onda portadora *Power Line Carrier* (PLC) o portador de línea eléctrica que permite a su vez ser utilizada para la teleprotección, voz, comunicación de datos, etc. Siendo este sistema uno de los más económicos, fiables y versátiles, permitiendo, además, contar con algunos aspectos como:
 - ✓ **Confiabilidad:** Como se emplea una línea de transmisión de energía diseñada de una manera muy estricta, la confiabilidad del soporte físico de transmisión del sistema PLC es alta.
 - ✓ **Costo:** En vista de la existencia del soporte (línea de potencia) el uso del PLC es bastante económico, sobre todo cuando el volumen de información a transmitir es bajo.
 - ✓ **Mantenimiento:** Los equipos constitutivos de un sistema PLC son relativamente sencillos lo que permite un mantenimiento más fácil. Adicionalmente, los puntos (subestaciones) donde se ubican los equipos cuentan con infraestructura y su acceso es sencillo.
 - ✓ **Normativa:** Su regulación es escasa, normalmente, los usuarios del sistema PLC crean procedimientos sencillos de aplicación privada. El sistema PLC emplea generalmente frecuencias de rango de 40 a 500 kHz., y el límite inferior esta dado básicamente por el ruido del sistema y el superior por sus atenuaciones.

Las trampas de onda, son dispositivos que se conectan en serie en las líneas de alta tensión. Su impedancia debe ser despreciable a la frecuencia industrial de tal forma que no perturbe la transmisión de energía, pero debe ser relativamente alta para cualquier banda de frecuencia utilizada para comunicación por portadora.

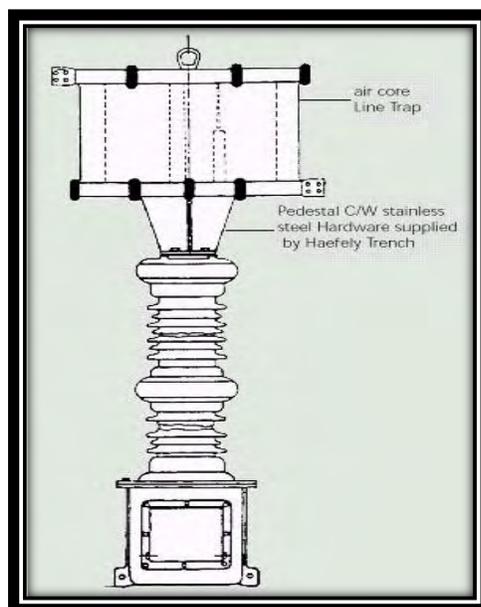


Fig. 3.39. Esquema de una trampa de onda montada en un trafo capacitivo. Fuente: [10]

Es también un elemento utilizado para evitar la suma de armónicos a la señal de transmisión que puedan causar perturbaciones. Está conformada por una bobina, por la cual pasa la corriente a la frecuencia industrial (60 Hz) de la línea de transmisión, paralela a esta, se encuentra el equipo sintonizador el cual ofrece una alta impedancia, y está constituido por condensadores, inductancias y resistencias. En paralelo a la bobina y al equipo sintonizador, se encuentra el equipo de protección, el cual protege la trampa de onda de sobretensiones transitorias que puedan ocurrir en ella.

Existen varios tipos de montaje para la trampa de onda entre los cuales están:

- Suspendidas por cadenas de aisladores de los pórticos de las subestaciones.
- Sobre aisladores de poste.
- Sobre transformadores de tensión tipo capacitivo TP.

Esta unidad permite que la impedancia del sistema de potencia (del orden de 500 ohm) se acople a la impedancia del equipo terminal de comunicaciones (del orden de 750 ohm). Igualmente permite disponer de elementos de protección, con el fin de aislar los terminales de comunicaciones de las altas tensiones del sistema de potencia.

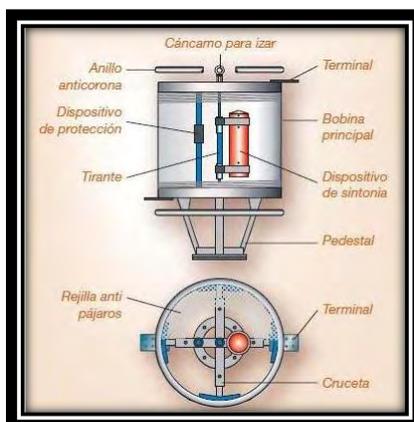


Fig. 3.40. Principales componentes de la trampa de ondas. Fuente: [10]

La subestación de TROMERCA, cuenta con la estructura de una trampa de onda montada sobre un transformador de potencial tipo capacitivo el cual se puede apreciar en la siguiente fig. 3.43. Para información más detallada sobre este elemento ver Apéndice B.



Fig. 3.41. Tampa de onda instalada en la SEAT.

- **Seccionadores tripolares:**

Se los conoce también con el nombre de separadores o desconectores, el objetivo de estos elementos, es aislar tramos de circuitos de una forma visible, los cuales a su vez deben hallarse libres de corriente, es decir en vacío (sin carga). No obstante, debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobreintensidades y corrientes de cortocircuito durante un tiempo especificado. [9].

Así, este elemento, va a asegurar que los tramos de circuito aislados se hallen libres de tensión para que se puedan tocar sin peligro por parte de los operadores.

Los seccionadores utilizados habitualmente en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas, pero sea cual sea el tipo, estos deberán permitir la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire. Se pueden clasificar según su modo de accionamiento, estos son:

✓ **Seccionadores de columnas giratorias**

Este tipo de seccionadores se utiliza en instalaciones de intemperie y con tensiones de servicio desde 33 kV hasta 220 kV. Dentro de este tipo de seccionadores cabe distinguir dos construcciones diferentes:

1. **Seccionador de columna giratoria central o de tres columnas por polo:** en este tipo de seccionador la cuchilla o contacto móvil está fijada sobre una columna aislante central que es giratoria.

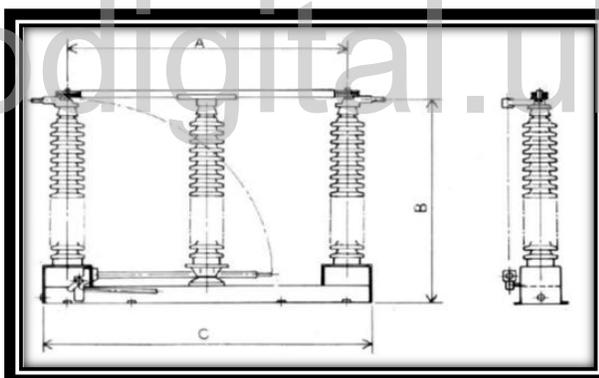


Fig. 3.42. Seccionador de columna giratoria central y cuchillas de puesta a tierra hasta 220 kV. Fuente: [9]

2. **Seccionador de dos columnas giratorias por polo:** El seccionador dispone de dos columnas en lugar de tres como el modelo de columna giratoria central. Siendo estas dos columnas giratorias y portadoras de cuchillas solidarias (contactos móviles) que giran hacia el mismo costado. En este caso se obtiene sólo un punto de interrupción a mitad de recorrido entre las dos columnas. El campo de aplicación de este seccionador

es en instalaciones de intemperie con tensiones de servicio de hasta 245 kV y corrientes nominales comprendidas entre 800 A y 2.000 A.

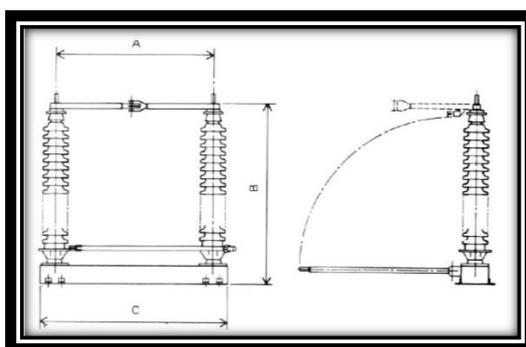


Fig. 3.43. Seccionador de columna giratoria central y cuchillas de puesta a tierra hasta 220 kV. Fuente: [9]

Este seccionador puede montarse con cuchilla de puesta a tierra, en cuyo caso se impide cualquier falsa maniobra por medio de un enclavamiento apropiado. El accionamiento de esta clase de seccionadores puede realizarse manualmente, por aire comprimido o por motor eléctrico. Para accionar conjuntamente los polos del seccionador tripolar, se han acoplado éstos entre sí. El accionamiento va unido a los aisladores giratorios de un polo, desde donde parten las varillas de acoplamiento con los otros polos.

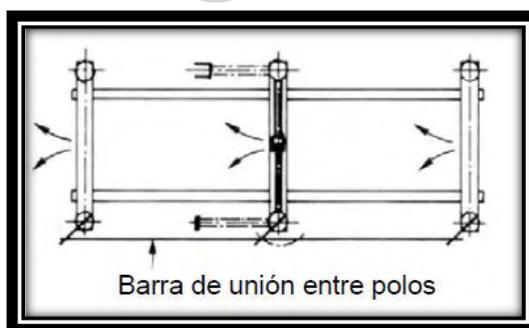


Fig. 3.44. Seccionador montaje tripolar, polos paralelos. Fuente: [9]

En la subestación de TROMERCA, se encuentran seccionadores de dos columnas giratorias por polo, con un montaje tripolar de polos paralelos motorizados, dicho seccionador se puede apreciar en las siguientes imágenes en relación a su apartamiento. Para más información sobre el seccionador, consular Apéndice I.

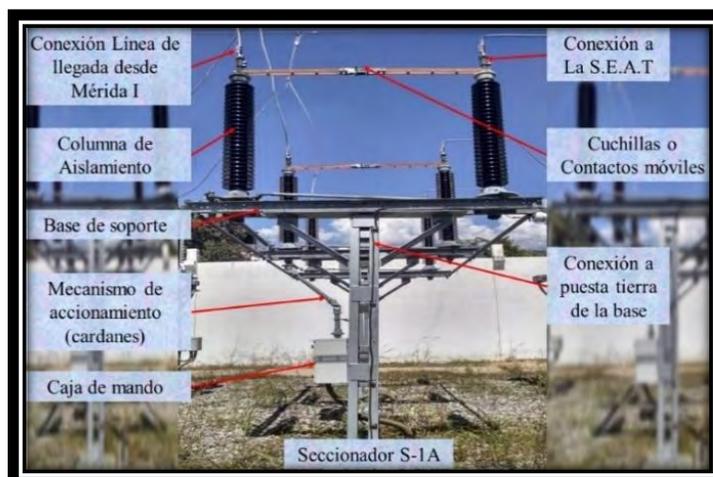


Fig. 3.45. Seccionador instalado en la SEAT.



Fig. 3.46. Placa de datos del seccionador.

Nota: Jamás se debe operar un seccionador bajo carga, el único elemento diseñado para abrir circuitos con carga es el interruptor de potencia.

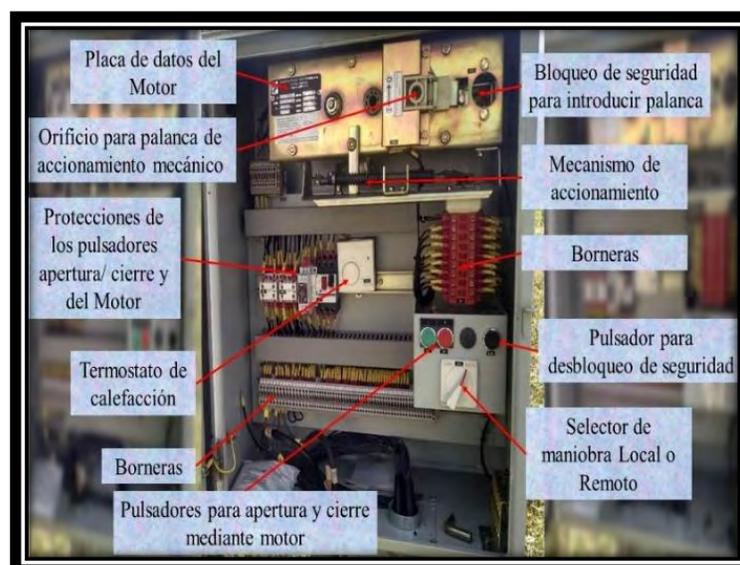


Fig. 3.47. Caja de mando del seccionador.

3. Seccionador horizontal invertido en barra de servicios auxiliares:

En la subestación de TROMERCA, actualmente existen seccionadores horizontales instalados de forma invertida para maniobras especialmente de los transformadores de servicios auxiliares, como se observa en la fig. 3.50 de los anexos. La operación de apertura y cierre será local y manual mediante pértiga universal.

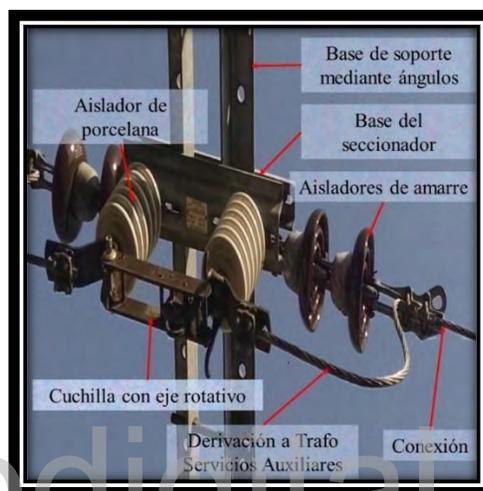


Fig. 3.48. Seccionadores horizontal invertido barra de servicios

4. Conexión seccionador tipo bypass:

Permite realizar mantenimiento en instalaciones y/o equipos sin necesidad de corte del suministro eléctrico. En la SEAT actualmente existen seccionadores de este tipo, ubicados en el pórtico de salida de cada circuito hacia los puestos de rectificación, instalados de forma vertical para conexiones de líneas con equipos, como se observa en la fig. 3.51 los cuales permiten la apertura y cierre será local y manual mediante pértiga universal.



Fig. 3.49. Seccionador tipo bypass circuitos de salida.

- **Aisladores:** Tienen como función aislar eléctricamente las estructuras metálicas de las barras y conexiones sometidas a tensión. Están contruidos principalmente de porcelana o vidrio. La SEAT, cuenta con dos tipos de aisladores los cuales son:
 - ✓ **Aisladores de suspensión y amarre:** formados por cadenas, es decir, un conjunto de dos o más unidades aisladoras ligadas entre sí, destinadas a soportar de forma flexible a un conductor. Ver en fig. 5.50. Las características se pueden observar en el Apéndice M sobre Cadena de Aisladores.



Fig. 3.50. Aisladores de suspensión y amarre.

- ✓ **Aisladores de soporte:** destinados a soportar conductores sometidos principalmente a esfuerzos mecánicos. Ver en fig. 3.51.



Fig. 3.51. Aisladores de soporte.

3.4.3. Transformadores de medida

Los propósitos en la instalación de los transformadores de medida son de gran importancia dentro de la subestación ya que brindan los siguientes aspectos:

- Reducir los voltajes y corriente del sistema de potencia a valores que sean lo suficientemente pequeños para ser medidos (normalizados) y no representen riesgos para los equipos y el personal.
- Permiten hacer una separación galvánica entre el sistema de alta y baja tensión, aislando del sistema de alta tensión los instrumentos de medición y protección.
- Permite el uso de voltajes y corrientes normalizados en el secundario.

❖ **Transformador de corriente (TC):**

Son utilizados para efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aun si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulara en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia. [3].

A su vez reducen las magnitudes de intensidad de corriente de tal forma que pueden ser manejadas por los equipos de protección y medición; adicionalmente realiza una separación galvánica entre los equipos de control de la línea de AT. Cabe destacar que el indicador de nivel de aceite nunca debe indicar el color rojo, puesto que este indica la existencia de un deterioro en el interior de los bobinados y por lo tanto debe ser remplazado. Ver en fig. 3.52 y 3.53. Ver características del elemento lado de la línea en el Apéndice D.

❖ **Transformador de Potencial (TP):**

Es aquel cuya función principal es transformar los valores de voltaje sin tomar en cuenta la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieren señal de voltaje. [3].

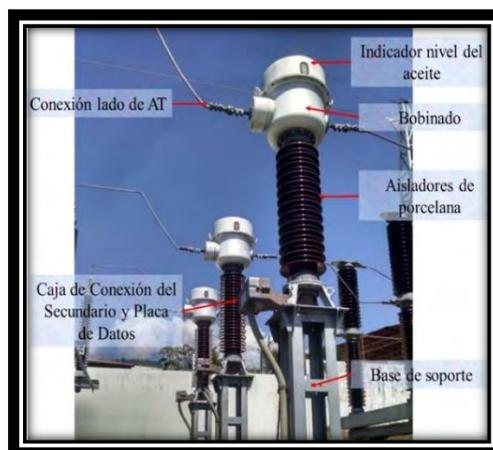


Fig. 3.52. Trafo de corriente (TC) instalado en la SEAT lado de línea.

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD / CURRENT TRANSFORMER	
TIPO / TYPE	CA-123 [Int. Nr.] 0113953/1 2001
PRIM / Pri.T.	P1 - P2
I _{pn}	100 - 200 A
I _{sn}	5 5 5 5 A
BORN / Sec.T.	1S1-1S2 2S1-2S2 3S1-3S2 4S1-4S2
VA	30 30 30 30
CL	0.2 0.2 5P20 5P20
Ext. %	120 120 120 120
Fs / SF	5 5
Cat. temp. cal	-25° / +40° C.
Peso Total / Total Wt.	300 Kg.
Peso Aceite / Oil Wt.	60 Kg.
MADE IN SPAIN ARTECHE IMPORTANT: Hermeticidad total. Precaución al mantenimiento. SUPERBUILT - Hermeticidad total. Precaución al mantenimiento.	

Fig. 3.53. Placa de datos del trafo de corriente (TC).

Los Transformadores de tensión o potencial reducen a las magnitudes de voltaje de línea en AT a magnitudes de voltaje reducido, los cuales pueden ser manejados por los equipos de protección y medición.

En la subestación de TROMERCA, se encuentran instalados dos tipos de *trafo* de potencial, los cuales son del tipo capacitivo y los del tipo inductivos tal como se indican en las siguientes imágenes:

- ✓ **Transformadores de tensión capacitivos:** este tipo de dispositivos son de muy importancia en la subestación ya que permiten la separación del circuito de AT, con los aparatos de medición, control, protección, contactores, etc. Además de reducir los niveles de tensión ajustándolos a valores adaptables con un margen de proporcionalidad de los valores originales. Otra de las características principales que

ofrece este equipo es que, permiten transmitir señales de alta frecuencia a través de las líneas de transmisión. Ver fig. 3.54 y 3.55. Ver características en Apéndice G.

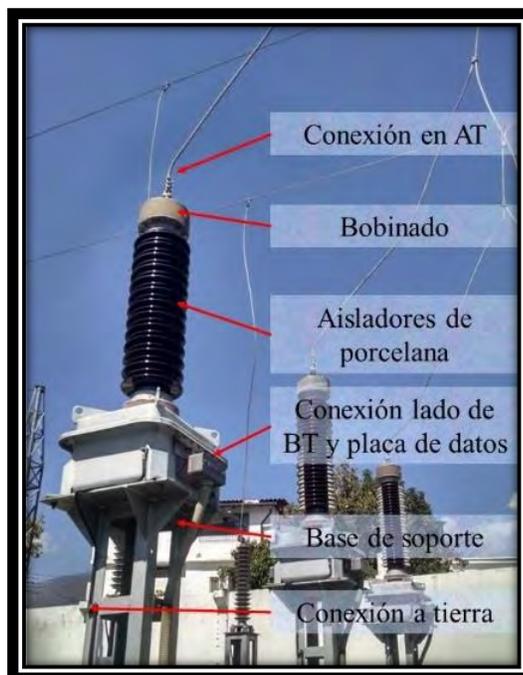


Fig. 3.54. Trafo de potencial capacitivo (TP) instalado en la SEAT lado de línea.

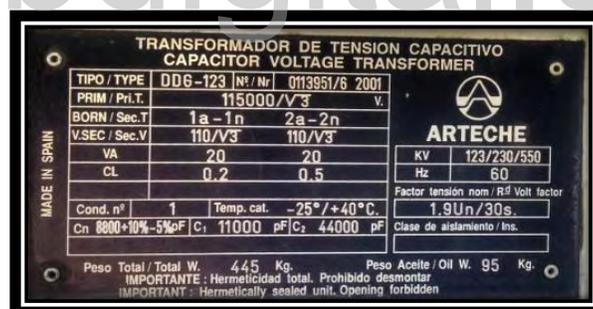


Fig. 3.55. Datos de placa del trafo de potencial capacitivo TP.

- ✓ **Transformadores de tensión inductivos:** están diseñados para reducir las tensiones a valores manejables y proporcionales a las primarias originales, separando del circuito de alta tensión los instrumentos de medida, contadores, relés, etc. Este equipo es utilizado en esta subestación al excelente rendimiento en cuanto a la respuesta frecuencial, medida de armónicos y calidad de la onda. Ver figuras 3.56 y 3.57. Ver características del equipo en Apéndice F.



Fig. 3.56. Trafo de potencial inductivo (TP) instalado en la SEAT lado trafo de potencia.

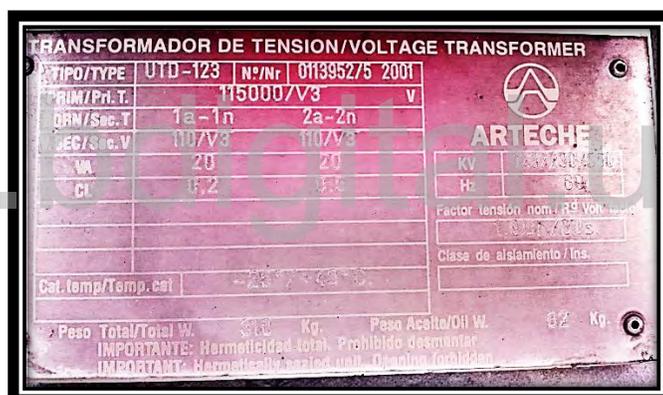


Fig. 3.57. Datos de placa del trafo de potencial inductivo TP instalado en la SEAT.

- **Relé de protección Sistema Digital Multifunción (DMS):**

Es una unidad multifunción de protección, control y medida basada en microprocesador que forma parte de la familia de productos DDS. El DMS utiliza una serie de algoritmos como unidad de protección y control de propósito general para sistemas eléctricos, están especialmente diseñados para operar como unidades de campo de sistemas DDS. [11]

Incluyen todas las funciones necesarias de protección, control, medida y monitorización para operar en una posición de subestación (alimentadores de media o baja tensión, transformadores, embarrados, seccionadores, servicios auxiliares, etc.).

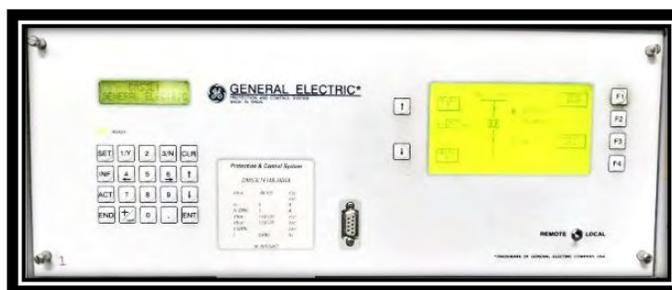


Fig. 3.58. Equipo DMS₁ instalado en la SEAT.

Existen distintos modelos para lo cual el DMS proporciona una serie de aplicaciones adecuadas mediante el software GE_INTRO™, pudiendo así tener el control de hasta 16 maniobras, de las cuales dos están predefinidas (bloqueo y desbloqueo de control), las aplicaciones ajustadas a esta subestación son:

- Líneas de alta tensión.
- Seccionadores de barras de alta tensión y unidad de medida.
- Transformador de potencia, lado de alta y baja tensión.
- Líneas de mediana tensión.
- Baterías de condensadores de mediana tensión.
- Seccionadores de barra de mediana tensión y unidad de medida.
- Servicios auxiliares.

Las protecciones para las que este equipo están configuradas de forma trifásica se tienen: 3* 50/51; 50/51N; 79; 27; 25. 67; 67N; 46; 59; 81U; 81O, las cuales se describen a continuación:

- 50 Protección instantánea de sobre corriente.
- 51 Protección temporizada de sobre corriente.
- 50N Protección instantánea de sobre corriente en neutro.
- 51N Protección temporizada de sobre corriente en neutro.
- 79 Reenganche.
- 27 Protección por sub tensión.
- 25 Sincronismo.
- 67 Protección relé direccional de corriente de fase.
- 67N Protección relé direccional de corriente de neutro.

- 46 Protección desbalance de corriente.
- 59 Protección de sobre tensión.
- 81U Protección de baja frecuencia.
- 81O Protección de alta frecuencia.

- **Equipo de protección relé D60:**

El D60 es un relé basado en microprocesadores que protege líneas de transmisión de cualquier nivel de tensión, con disparo monopolar y tripolar, este dispositivo cuenta con 5 zonas de protección de distancia de fase y tierra (mho o cuadrilátera), utiliza polarización memorizada para determinar la direccionalidad, basada en una memoria de la tensión. [12].

Cada zona puede ajustarse mediante la implementación de software GE_INTRO™, de manera directa, inversa y no direccional, las funciones mho y cuadrilátera utilizan supervisión de reactancia con polarización de corriente de secuencia cero. La función cuadrilátera de distancia de tierra se utiliza en sistemas con ángulos de impedancia de secuencia cero y negativa.



Fig. 3.59. Equipo de protección d60 instalado en la SEAT.

La característica de restricción de carga puede configurarse para supervisar cualquier zona de protección de distancia y/o las funciones de sobreintensidad. Es necesario mencionar que la protección de distancia a tierra compensa el efecto de acoplamiento mutuo entre las líneas paralelas. Los factores de compensación de secuencia cero propios y mutuos se ajustan independientemente para cada zona. La protección de distancia de fases puede utilizarse para detectar fallas tras cualquier tipo transformador trifásico en estrella/triángulo permitiendo su uso como protección de respaldo en generadores.

Las protecciones para las que este equipo están configuradas de forma trifásica se tienen: 3* 50/51; 50/51N; 79; 27; 25. 67; 67N; 21; 59, las cuales se describen a continuación:

- 50 Protección instantánea de sobrecorriente.
- 51 Protección temporizada de sobrecorriente.
- 50N Protección instantánea de sobrecorriente en neutro.
- 51N Protección temporizada de sobrecorriente en neutro.
- 79 Reenganche.
- 27 Protección por sub tensión.
- 25 Sincronismo.
- 67 Protección relé direccional de corriente de fase.
- 67N Protección relé direccional de corriente de neutro.
- 21 Protección distancia fases.
- 59 Protección de sobretensión.

- **Equipo de protección MIF:**

Es el equipo trifásico de protección del alimentador a tierra, basado en tecnología avanzada de microprocesadores configurable de 16 Bits, se puede alimentar en AC/DC, sus aplicaciones varían pudiendo ser las más utilizadas las de protección de circuitos primarios en distribución, respaldo y protección auxiliar de transformadores, generadores y motores, protección por imagen térmica, apertura y cierre automático del interruptor. [13]. Las protecciones que este equipo ofrece son:

- Protección de sobrecorriente del neutro.
- Protección masa cuba.



Fig. 3.60. Equipo de protección MIF instalado en la SEAT.

- **Equipo de medición ESSAILEC:**

Estos dispositivos están diseñados especialmente para realizar operaciones de medición, calibración, mantenimiento seguro y confiable de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente o voltaje, inyección, monitoreo, reparación o remplazo de medidores y relés de protección, o de conectarse a un conductor eléctrico de forma segura, sin la necesidad de abrir las puertas de las celdas o tableros donde están instalados estos equipos. [14].

Existen una variedad de características que garantizan un funcionamiento confiable y seguro gracias a la codificación, el cual permite que las bases y enchufes puedan suministrarse con clavijas y hasta 6 combinaciones para los diferentes circuitos, además de la codificación de colores (verde para corriente y gris, naranja y azul para voltaje), para evitar riesgos de confusión entre los diferentes circuitos.

La seguridad del operador también se ve garantizada gracias a la protección IP20 en la base y la IP40 de la base y cubierta protectora. Existen en cuanto al tipo de conexión varios tipos acordes al tipo de cableado (conexión terminal, fijación, atornillados y de conector RJ45), gracias a estas características el ESSAILEC puede ser instalado en varias direcciones para facilitar su montaje vertical, o bien horizontal. La codificación también permite diferencial mediante números 1, 2, 3, 4: para el lado de los transformadores y 01, 02, 03, 04: para el equipo lateral. Ver en fig. 3.61.

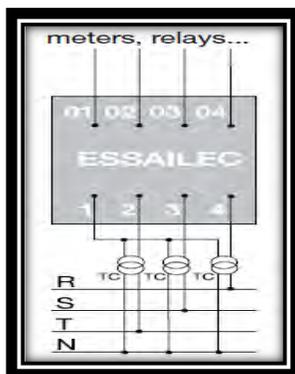


Fig. 3.61. Conexión del dispositivo ESSAILEC. Fuente: [14].

En la SEAT, se cuenta con los equipos ESSAILEC de corriente (verde) y de voltaje (gris), del tipo 2x4 polos, permitiendo la prueba de cuatro circuitos a la vez los cuales están distribuidos y conectados a cada extremidad del equipo de medición, control y protección, La conexión es mediante conductores tipo H07V-K atornillados y dispuestos en los tableros y gabinetes existentes en las instalaciones como se puede apreciar en las figuras 3.62 y 3.63.



Fig. 3.62. Dispositivo ESSAILEC de corriente instalado en la SEAT.



Fig. 3.63. Dispositivo ESSAILEC de voltaje instalado en la SEAT.

❖ Nivel de 13,8 kV:

En esta subestación la parte activa de a nivel de 13,8 kV, se encuentra ubicada en las celdas de media tensión, las cuales son del tipo blindado Metalclad, diseñadas para la instalación interior, a prueba de goteo y polvo.

El cuadro de media tensión está constituido por un conjunto de celdas o cabinas, adosadas entre sí, formando un conjunto compacto, distribuidas como se muestra en la fig. 3.64.



Fig. 3.64. Vista frontal de las celdas de 13,8 kV en la SEAT.

El acceso a cada una de las celdas, se realiza por la parte frontal, mediante puertas metálicas con bisagras y por su parte posterior mediante paneles atornillados desmontables. Las celdas constan de compartimientos independientes, completamente cerrados para los diferentes equipos, interruptores, bornas, relés, transformadores de corriente y tensión, etc.

❖ **Cabina de interruptores o disyuntores HD4:**

- **Parte frontal:** Cada celda dispone en su frente de dos compartimientos completamente independientes.
 - ✓ **Compartimiento del interruptor:** Aloja el interruptor automático, se accede al interior del compartimiento mediante la apertura de la puerta frontal, provista de su respectiva cerradura con llave.
 - ✓ **Compartimiento de relés de protección:** Aloja los relés de protección y auxiliares, dispositivos de control y protección, instrumentos de medida, mando y señalización.

- **Parte posterior:** Cada celda dispone en su parte posterior de dos compartimientos completamente independientes, uno para el embarrado principal y otro para los transformadores de corriente, tensión, descargadores de sobretensión y seccionador de puesta a tierra.

- ✓ **Compartimiento superior:** embarrado de potencia el cual aloja el juego de barras generales, así como las tres derivaciones de las tres tomas fijas del interruptor.

- ✓ **Compartimiento inferior:** Aloja los transformadores de corriente, tensión, descargadores de sobre tensión, seccionador de puesta a tierra y copas (botellas) terminales.

El techo de los compartimientos de interruptor y barras principales, es de trampillas de expansión de fácil apertura, para posibles sobrepresiones modulares por defecto interno. En la figura 3.65 se muestra el diagrama de las celdas de mediana tensión las cuales presentan las siguientes características de funcionamiento:

- Condiciones de Servicio de las celdas de media tensión.

- Tensión de aislamiento: 17 kV.
- Tensión de servicio: 18,8 kV.
- Sistema de neutro: TN.
- Corriente nominal: 2300 Amp.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Número de fases: 3.
- Corriente de cortocircuito "1": 16 kA.
- Corriente de cresta: 40 kA.

Para la alimentación de los circuitos de mando y auxiliares, se tienen las siguientes tensiones:

- Circuito carga de muelles: 125 VDC.
- Circuito de mando y control: 125 VDC.
- Circuito de señalización: 125 VDC.
- Calefacción y alumbrado: 220 Vac, 60 Hz.

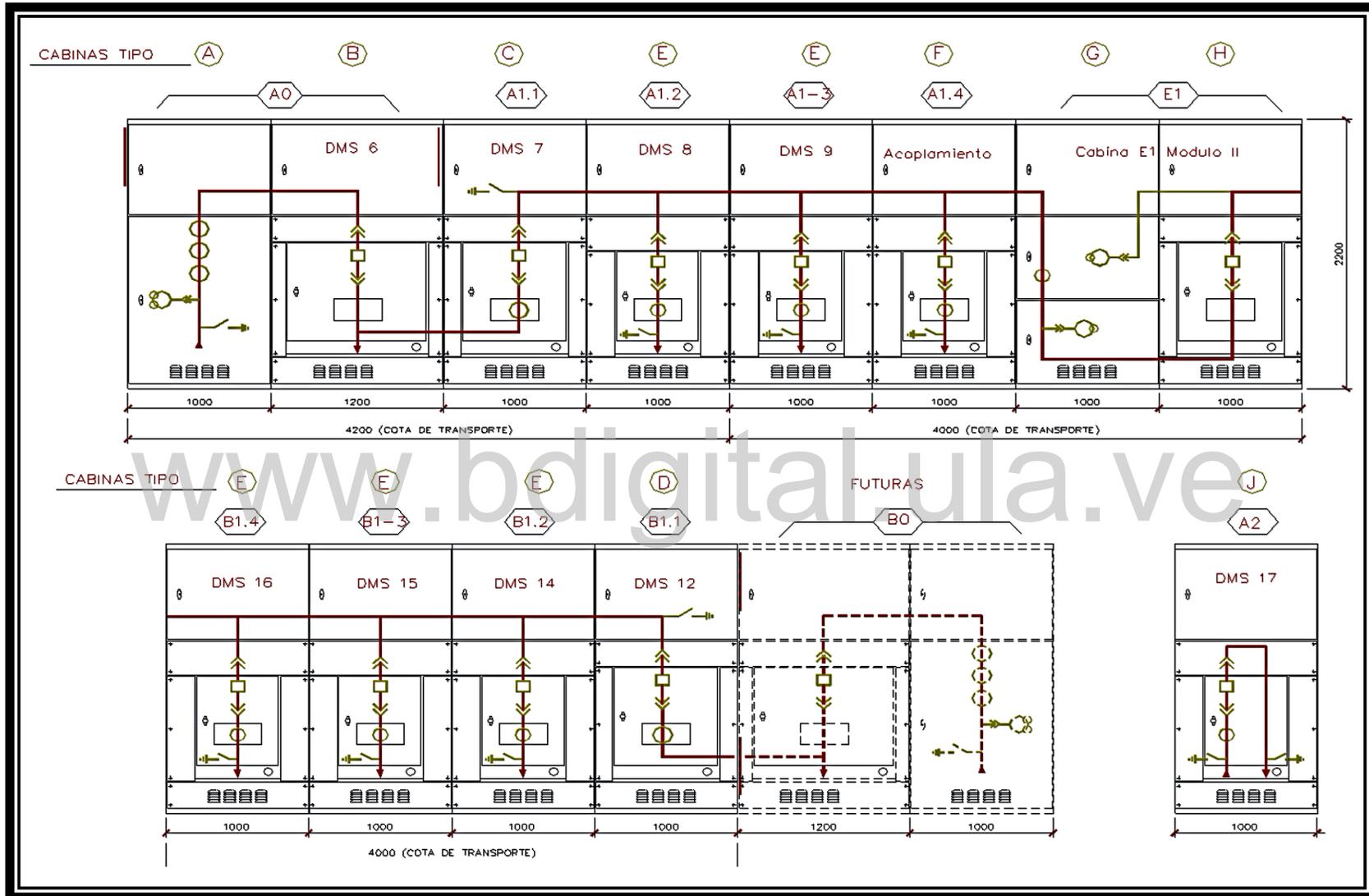


Fig. 3.65. Diagrama (mímico) de la disposición de las celdas de media tensión en la SEAT.

❖ Barrajes y derivaciones.

Tanto las barras generales, como las derivaciones, están construidas de cobre electrolítico de gran pureza, aislado mediante revestimiento de poliolefina flexible termorretractil B1, autoextinguible, capaz de soportar 150 °C durante 162 horas. Ver fig. 3.66.

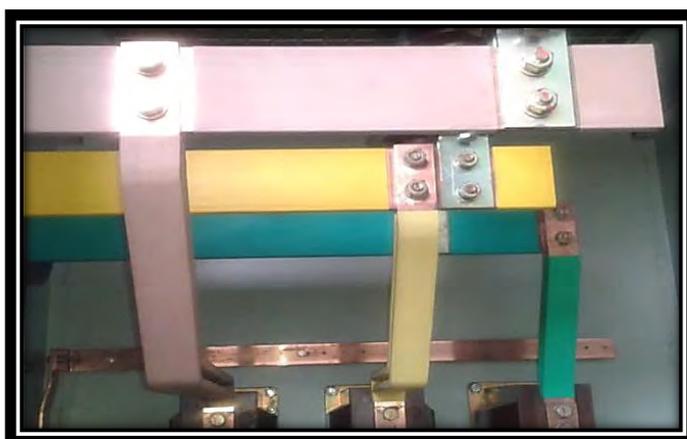


Fig. 3.66. Vista de la disposición del embarrado de las celdas de MT en la SEAT.

El juego de barras de forma general y horizontal situado en la parte superior intermedia de la celda es:

- 1.- Posición horizontal: R – S – T, desde el frente hacia atrás.
- 2.- Posición Vertical: R – S – T, desde el frente de izquierda a derecha.

Las barras están pintadas en toda su longitud con el código de colores según la norma UNE:

- ✓ R – Verde.
- ✓ S – Amarillo.
- ✓ T – Marrón.

Las características de las barras de potencia responden a los valores que se indican a continuación:

- Barras principales y alimentaciones: 2300 Amp – 2(80x10).
- Derivaciones interruptores o disyuntores de salida: 1060 Amp – 1(60x10)

✓ **Barra colectora de tierra**

A todo lo largo de la celda, lleva una barra colectora de tierra a base de pletina de cobre electrolítico de 40x5 mm, donde se conecta toda la estructura y circuitos necesarios. Ver fig. 3.67.



Fig. 3.67. Vista de la barra colectora de tierra de las celdas de MT en la SEAT.

Interruptor de mediana potencia HD4 – ABB:

Los interruptores automáticos extraíbles de mediana tensión, de la serie HD4 ABB, utilizan el gas de hexafluoruro de azufre (SF_6) como medio de extinción del arco eléctrico y también como medio de aislamiento (ver estado y componentes del interruptor en las figuras 3.68 y 3.69 respectivamente. [15])

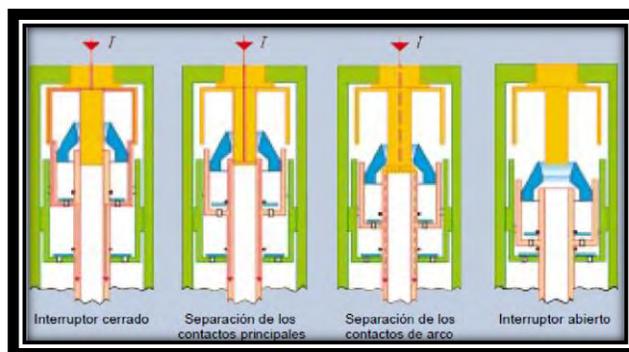


Fig. 3.68. Estados para la interrupción del arco eléctrico del interruptor HD4.

Fuente: [15].

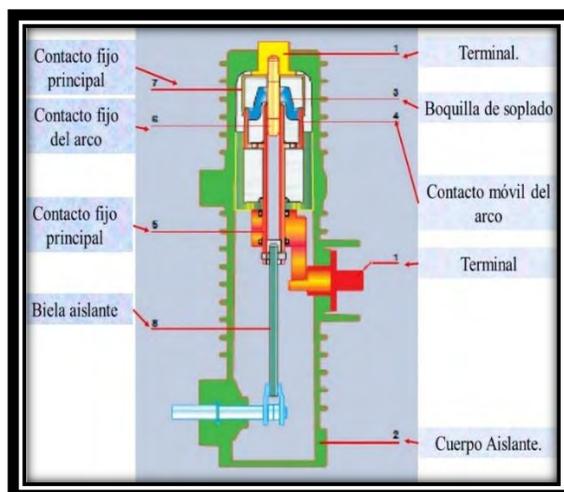


Fig. 3.69. Componentes del mecanismo de extinción del arco. Fuente: [15].

La interrupción en gas SF₆ se efectúa sin reingniciones del arco eléctrico ni generación de sobretensiones. Estas características garantizan una larga vida eléctrica del interruptor automático y limitan los esfuerzos dinámico, dieléctrico y térmico en la instalación. Los polos del interruptor automático, que constituyen la parte interruptora, son sistemas de presión sellados de por vida bajo las normas IEC 60056 y IEC 17-1, y bajo estas normativas no obligan a un mantenimiento concreto. Ver fig. 3.70. Las características de este equipo se encuentran en los Apéndices K y L respectivamente.

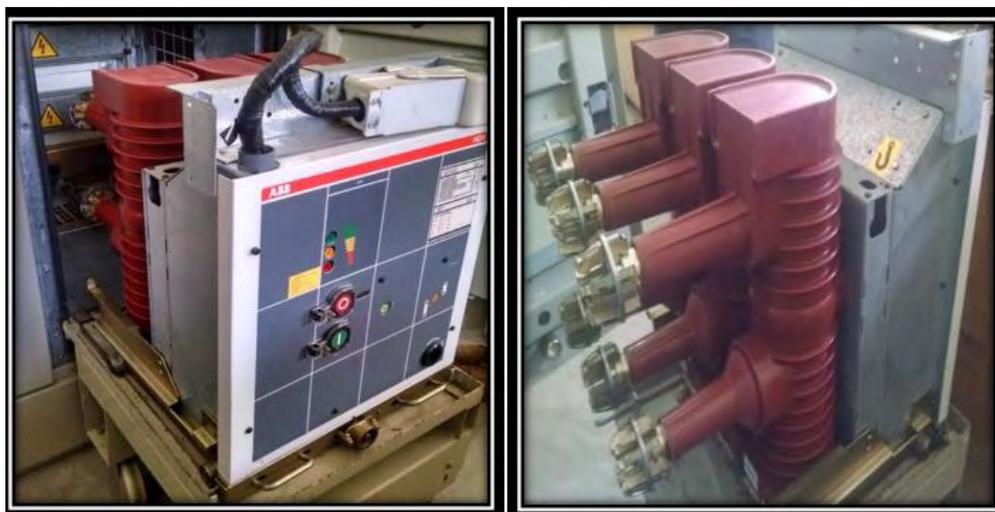


Fig. 3.70. Vista frontal y posterior del interruptor HD4 instalado en la SEAT.

- **Contenedores CBE:** Brindan el espacio adecuado para el alojamiento del interruptor automático, cumplen con las normas IEC 60056 e IEC 60298, teniendo en cuenta que

son válidos para unas tensiones asignadas hasta 24 kV e intensidades asignadas hasta 3150 A, esta a su vez con ventilación forzada, y unas intensidades admisibles de breve duración hasta 50 kA. Ver en fig. 3.71 partes del HD4.

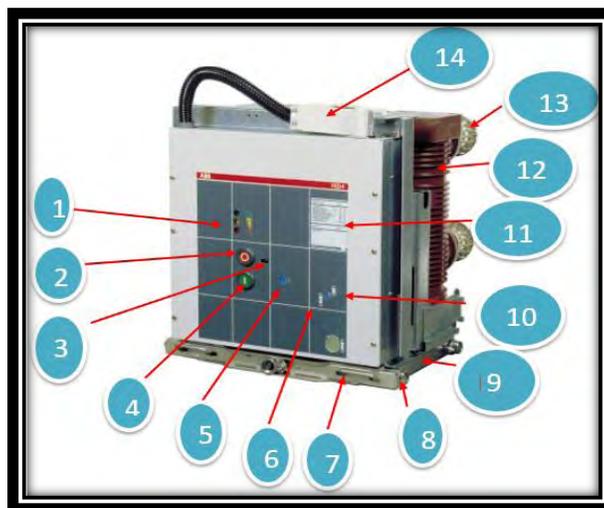


Fig. 3.71. Partes del interruptor HD4. Fuente: [15].

- Transformador de tensión del tipo TM1:

Este tipo de transformadores están constituidos por elementos como la resina epoxídica que se encuentra en un estado moldeada, una de las características principales de este equipo es que, si existiese una falla en el funcionamiento interno y esta conllevará a la explosión, este podrá autoextinguir debido a las características técnicas de diseño. Cuenta con un polo aislado para la medida de tensiones alternas entre fase y tierra de hasta. Ver en fig. 3.72.

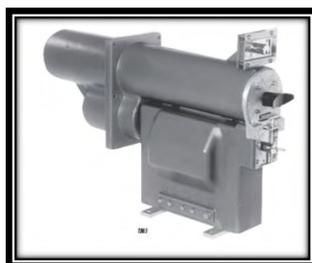


Fig. 3.72. Trafo de intensidad serie TM. Fuente: [16]

3.11. Descripción de las partes del interruptor HD4.

Parte	Descripción
1	Indicador del estado de presión SF6 (bajo presión).
2	Pulsador de apertura.
3	Contador de maniobras.
4	Pulsador de cierre.
5	Indicador de interruptor abierto/cerrado.
6	Eje para la carga manual de los resortes de cierre.
7	Manijas de accionamiento de los bloqueos.
8	Bloqueos para el enganche en la base fija.
9	Carro.
10	Indicador de resortes de cierre cargados/descargados.
11	Etiquetas de características.
12	Equipo rompe arco mediante SF6.
13	Contactos de seccionamiento.
14	Conector (enchufe)

Este equipo está conformado un sistema desenchufable, una caja portafusible y un sistema de enclavamiento. Gracias a estas características agrupa las siguientes funciones de transformador de medida, protección mediante un interruptor de contacto de alta presión (HPC), e interruptor que permite aislar el aparato del circuito de AT, un aspecto importante a resaltar es que, este dispositivo de un sistema antirretorno por el circuito de baja tensión (BT). [16]

- **Transformador de intensidad tipo IFH-3:**

Este tipo de dispositivo se caracteriza por no poseer un bobinado primario, por lo cual son especialmente aptos para los cables aislados y para las barras de mediana y baja tensión. [16]

En La SEAT; están ubicados en la parte baja del transformador de potencia y estos a su vez, dan información a través del sistema SCADA y mediante los relés de protección DMS los valores de intensidades a los que están sometidos los circuitos bien sea neutro del primario, secundario y terciario del equipo. Para mayor información ver Apéndice H.



Fig. 3.73. Trafo de intensidad IFH-3, instalados en la SEAT.

- **Reguladores de tensión:**

Los reguladores de tensión son unidades monofásicas, estos equipos son modernos y brindan una buena calidad de energía, ya que son equipos confiables y seguros a la hora de realizar cualquier maniobra. La característica principal de su funcionamiento es que permite la regularización de un $\pm 10\%$ de la tensión de llegada, mediante un cambiador de derivaciones Quik-Drive™, consta de 32 posiciones, siendo estas recorridas en menos de 10 segundos, brindando así una rápida respuesta a los cambios en el sistema eléctrico.

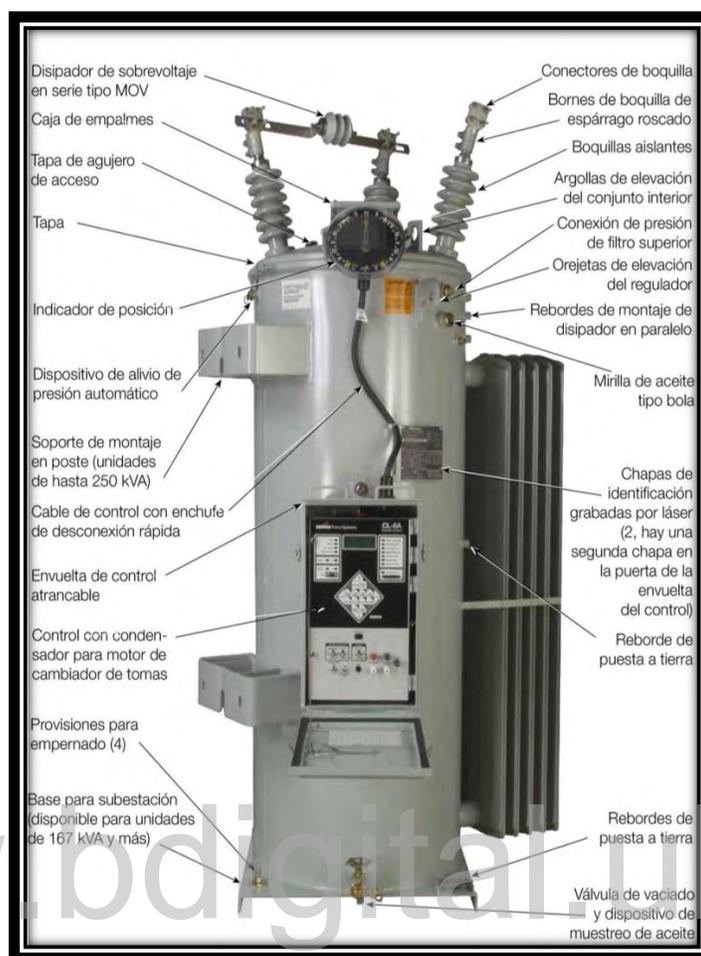


Fig. 3.74. Componentes del regulador de tensión. Fuente: [17]

Estos reguladores son a base de Control CL-6, que incorpora una tecnología de microprocesadores y la característica del panel de control es de fácil manejo, pudiendo ser manuales o a través de un computador PC conectado al panel frontal y mediante el display de LCD de 4 líneas de texto iluminado, se puede visualizar los ajustes, mediciones y operaciones remotas. Además, el control CL-6 provee modos de operaciones flexibles, haciendo de estos aparatos adaptables a los sistemas más complejos, incluyendo generación distribuida, es por ello que esta característica de adaptabilidad asegura la entrega constante de una energía limpia y de calidad. [17].

Son los equipos encargados de estabilizar y mantener estable la tensión en 13,8 kV, en los diversos puntos del sistema. En cuanto a la configuración que se dispone en La SEAT, por cada salida de línea existen conectados tres reguladores conectados en delta y están previstos

de sus respectivos aparatos de maniobra (seccionadores Bypass), los cuales permiten la conexión y desconexión adecuada del sistema.



Fig. 3.75. Reguladores de tensión dispuestos en la SEAT.

3.4.4. Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares de CA y CC, son todos aquellos elementos que permiten suministrar la energía necesaria para el control, mando y señalización, protección, registros, mediciones y otros, de los equipos de potencia tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente de energía principal, como en condiciones de emergencia por desconexión o falla de la misma

- **Servicios auxiliares de CA:** Se cuenta con dos transformadores, los cuales son los encargados de suministrar la energía necesaria para todos los circuitos auxiliares en CA, tales como:

- ✓ Iluminación de tableros, caseta de vigilancia y los patios.
- ✓ Cuadro Rectificador.
- ✓ Cambiador de TAPS del Transformador de Potencia

- ✓ Calefacción y refrigeración de los equipos y edificios.
- ✓ Tomas monofásicas, bifásicas y/ trifásicas y servicios ofimáticos.

Ver figuras 3.76, 3.77 y 3.79 correspondientes a los *trafo* de los servicios auxiliares, así como el diagrama de conexiones dispuesto en la SEAT.



Fig. 3.76. Trafo trifásico OASA 13,8 kV / 225–215 V, de potencia nominal de 160 kVA, alimenta el armario del TSA 220/127 VCA.



Fig. 3.77. Trafo trifásico CAIVET 13,8 kV / 208Y–120 V, con potencia nominal de 150 kVA. Alimenta el armario del TSA 208/120 VCA.

- Servicios auxiliares de CC:

Es suministrada a través de un banco de baterías, que tienen por finalidad suplir las cargas más importantes de los servicios de corriente continua, cuando falla totalmente la alimentación en las barras de los servicios de corriente alterna, a fin de garantizar que las exigencias de energía en el accionamiento de los sistemas de protección y equipos de maniobra no se vea afectada.

En la SEAT, el nivel de tensión de los servicios auxiliares en CC, es de 125 VDC, proporcionado desde el cuarto de rectificación mediante un conjunto de 92 baterías marca EMISA de Ni-Cd del modelo MP-95, que a su vez tendrán un voltaje de flotación previsto para mantener dicho nivel.



Fig. 3.78. Banco de baterías de la SEAT.

- **Cargador de baterías:**

Son los dispositivos que alimentan en condiciones normales el conjunto de baterías de la subestación de manera que, en caso de que ocurra una falla, puedan seguir alimentando los aparatos y equipos de protección y control a través de los servicios auxiliares en corriente continua. Ver en fig. 3.80 cargadores ZIGOR uno y dos y fig. 3.81 del diagrama de conexiones para los servicios auxiliares de corriente continua respectivamente. [18].

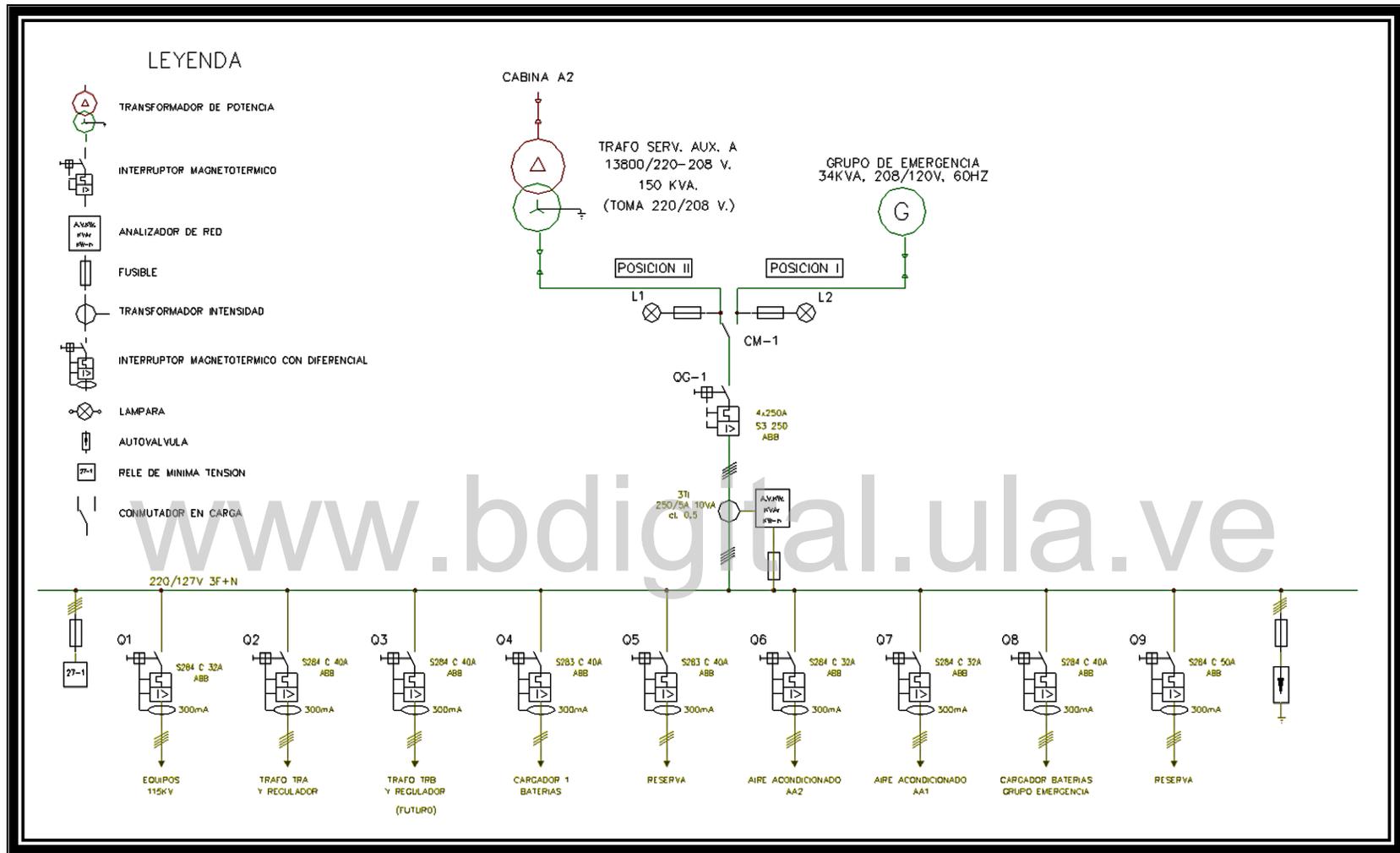


Fig. 3.79. Diagrama (mímico) de la disposición de los servicios auxiliares de corriente alterna en la SEAT.



Fig. 3.80. Cargadores ZIGOR de la SEAT.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de cortocircuito, tanto para el lado de corriente alterna, como para el lado de CC. Adicionalmente, debe tener supervisión a través de un voltímetro y un amperímetro, en la salida de la corriente continua.

Los circuitos auxiliares en CC, son:

- ✓ Alimentación circuitos de mando, control y protecciones para equipos de 115 kV.
- ✓ Alimentación de circuitos de carga de muelles (bobinas) de interruptores.
- ✓ Alimentación circuitos de mando, control y protecciones para equipos de 13,8 kV.
- ✓ Alumbrado de emergencia.

3.4.5. Sistemas de iluminación

El sistema de iluminación de la subestación, es de dos (tipo), el sistema principal en corriente alterna, y el de respaldo en corriente continua.

- **Iluminación en corriente alterna:** el sistema de iluminación de patio, cuenta con seis (06) luminarias tipo vapor de sodio de 250 Watts, instaladas en poste metálico, alimentados desde el tablero de servicios auxiliares de corriente alterna 208 / 120 VAC, y controlado por una fotocelda y contactor.

La iluminación interna del cuarto de control, caseta de 13,8 kV y garita de vigilancia, son lámparas de tubos fluorescentes de 2x32 Watts cada luminaria, alimentados desde el tablero de servicios auxiliares de corriente alterna 208 / 120 VCA.

- **Iluminación en corriente continua:** Es un sistema de iluminación de respaldo o emergencia, sólo en las áreas internas de la subestación, que opera por un período de 3 minutos luego de accionado el interruptor localizado, y es alimentado desde el tablero de servicios auxiliares de corriente continua 220 / 127 VCA.

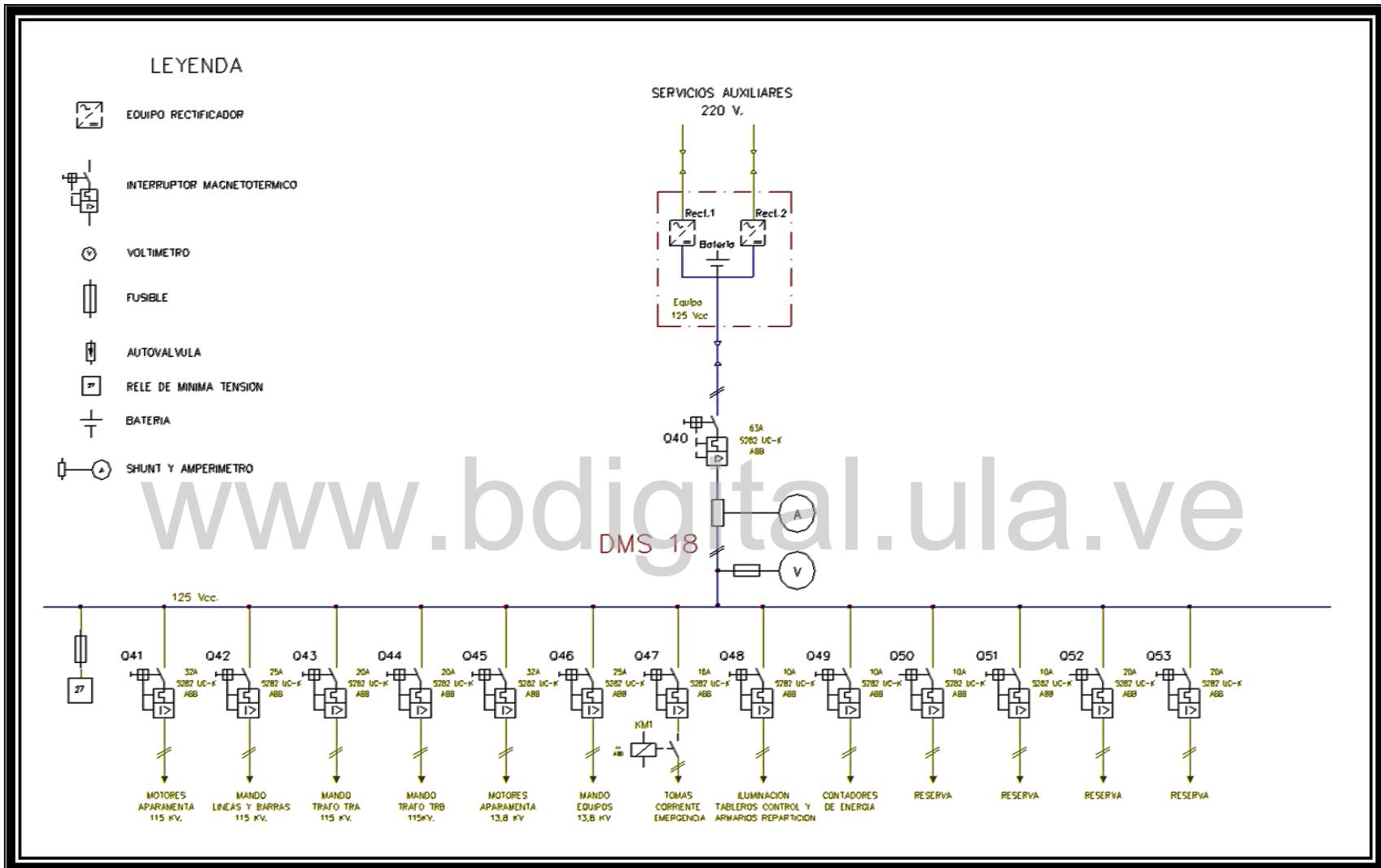


Fig. 3.81. Diagrama (mímico) de la disposición de los servicios auxiliares de corriente continua en la SEAT.

3.4.6. Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA):

Administrar un sistema eléctrico, en el que conviven fuentes generadoras de diversa índole y tamaño, con redes de transmisión y distribución, también diversas en su extensión y demanda, representa un desafío mayúsculo, incluso para los operadores más experimentados. En una fracción de segundo, las condiciones del sistema pueden cambiar, exigiendo respuestas rápidas para evitar eventos que signifiquen la falla de uno de sus subsistemas o incluso un sistema de falla completo como un “*black-out*”. Para facilitar la gestión de los sistemas eléctricos, las empresas eléctricas cuentan con plataformas SCADA para supervisar y controlar el estado operativo de los diversos componentes de la red. Cualquier aplicación que obtenga datos operativos acerca de un “sistema” con el fin de controlar y optimizar ese sistema es una aplicación de este tipo.

Un sistema SCADA es el conjunto de software y hardware que sirven para poder comunicar, controlar y supervisar diversos dispositivos de campo, así como controlar de forma remota todo el proceso. Además, suele incorporar un sistema HMI que proporciona un control del proceso mucho más intuitivo y rápido tomando en cuenta las prestaciones que una interfaz tiene. Todo esto, tiene como fin ayudar a los operarios y supervisores además de permitir un mejor control y la posibilidad de realizar cambios de forma prácticamente inmediata. [19]

Principales características de un sistema SCADA:

- ✓ Adquisición y almacenamiento de datos.
- ✓ Representaciones gráficas de las variables.
- ✓ Ejecución de acciones de control para modificar.
- ✓ Conectividad con otras aplicaciones y base de datos.
- ✓ Arquitectura abierta y flexible.
- ✓ Supervisión.
- ✓ Transmisión de información.

Una Interfaz Hombre-Máquina o HMI (*Human Machine Interface*) es realizada a través de un aparato (computador) que presenta los datos a un operador (humano) a través del cual éste controla el proceso, este sistema puede ser relacionado como una "ventana de un proceso", en

esta ventana pueden estar en algunos dispositivos especiales como paneles de operador o en un ordenador, también se les conoce como software HMI o de monitorización y control de supervisión. Las señales del proceso son conducidas a este sistema mediante dispositivos como: tarjetas de entrada/salida en el ordenador, PLC's (Controladores Lógicos Programables), PACs (Controlador de Automatización Programable), RTU (Unidades remotas de I/O), *DRIVER's* (Variadores de velocidad de motores), relés de protección y control de subestaciones, unidades de adquisición de datos, entre otros. Todos estos dispositivos deben tener una comunicación que entienda el HMI.

Los componentes de un sistema SCADA normalmente cuentan con cinco grupos de comandos, estos son:

- ✓ **Configuración:** Esta permite definir el entorno de trabajo, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- ✓ **Interfaz gráfica del operador:** Proporciona al operador las funciones de control y supervisión de la planta. El proceso se representa mediante sinópticos gráficos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete de datos.
- ✓ **Modulo del proceso:** ejecuta las acciones de mando pre programadas a partir de los valores actuales de variables leídas.
- ✓ **Gestión y archivo de datos:** almacenamiento y procesado ordenado de datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- ✓ **Comunicaciones:** transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y también entre ésta y el resto de elementos informáticos de gestión.

3.4.7. Barras, conexiones, estructuras y pórticos:

- ✓ **Barras:**

Son el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos que integran una subestación. En una subestación se pueden tener uno o

varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación. [1].

En la SEAT para nivel de 115 kV existen barras tendidas, formadas por conductores flexibles y desnudos tipo ORCHID y TULIP, sostenidas por cadenas de aisladores de amarre y suspensión, por otro lado, para los niveles de 13,8 kV existen barras rígidas de cobre, las cuales están incorporadas en las celdas de media tensión. Ver figuras 3.82.

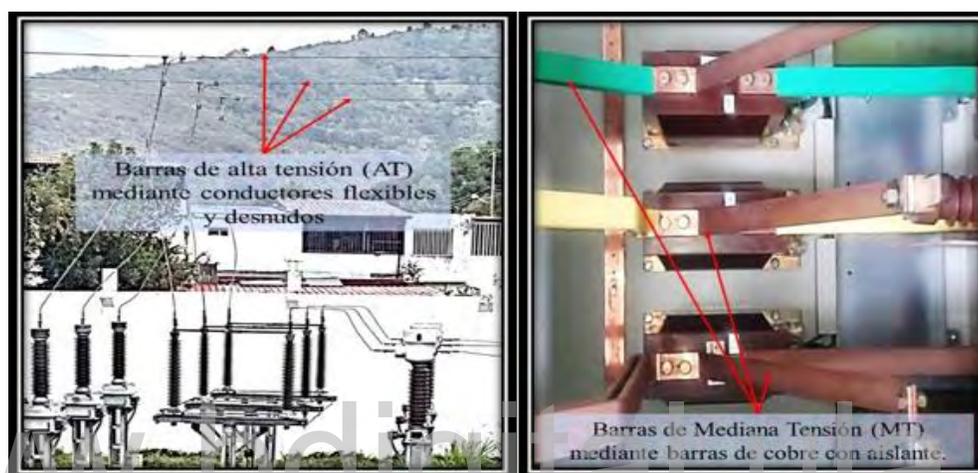


Fig. 3.82. Barras de AT y BT de la SEAT.

✓ **Las conexiones:**

Son el conjunto de conductores y terminales que permiten unir diferentes equipos entre sí con las barras. Para más información ver características de las conexiones tensadas en el Apéndice N. [8].

✓ **Estructuras y Pórticos**

Son elementos de soporte, que se hace necesario disponer dentro del patio de maniobra de una subestación eléctrica, con la finalidad de servir de apoyo y sujeción a los conductores que conforman las barras, líneas de entrada y salida, y a los equipos de maniobra y medición que conjuntamente a los elementos aisladores, permiten mantener las distancias mínimas requeridas de separación entre las partes energizadas y el personal que acceso al patio de la subestación. [8].

En la SEAT, estas estructuras y pórticos, son de acero galvanizado en celosía auto soportantes completas, listas de armar, con patas de fundación estilo (stub), estribos con sus extensiones, tornillos, tuercas, arandelas, ganchos de fijación de las cadenas de suspensión y amarre; perforaciones para fijar los herrajes del cable de guarda, puesta a tierra, placas de peligro, numeración, identificación y señalamiento aéreo. Ver en figuras 3.83 de estructuras y pórticos.



Fig. 3.83. estructuras y pórtico de la SEAT.

3.4.8. Sistema de puesta a tierra.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra. [1].

La puesta a tierra está formada por una malla (cuadrícula) de conductor de cobre desnudo calibre 4/0 AWG enterrada sobre el patio de la misma bajo normativa del STD IEEE-80, desde la cual, se derivan las conexiones a cada equipo y estructura metálica de la subestación.

3.4.9. Caseta de control y celdas de media tensión

Es la estructura físicamente construida para dar alojamiento a los equipos de mediana tensión, gabinetes y tableros de control o mando, sala de baño, cuarto de descanso para el operador de turno, cuarto de cargadores de baterías, a fin de que estén resguardados de una forma segura y

confiable libre de humedad y de la intemperie. Ver en figuras 3.84 y 3.85 que muestran la caseta física y el plano de la misma respectivamente.



Fig. 3.84. Caseta de la SEAT.

✓ **Sala de control o mando:** Es el espacio centralizado donde se encuentran alojados los tableros de:

- Control y medida.
- Protecciones.
- Servicios auxiliares.
- Sistema SCADA
- Comunicaciones.
- Contadores de energía.
- Cargadores y banco de baterías.

Esta sala de control, debe poseer como mínimo una cartelera informativa a fin de brindar una rápida y sencilla noción del espacio de trabajo.

Descripción de tableros ubicados dentro de la sala de control, estos son:

- **Tablero de control**, contiene el sistema SCADA.
- **Tablero de contadores**, contiene los contadores de energía (3) Prometer 4352 Cewe Instrument.

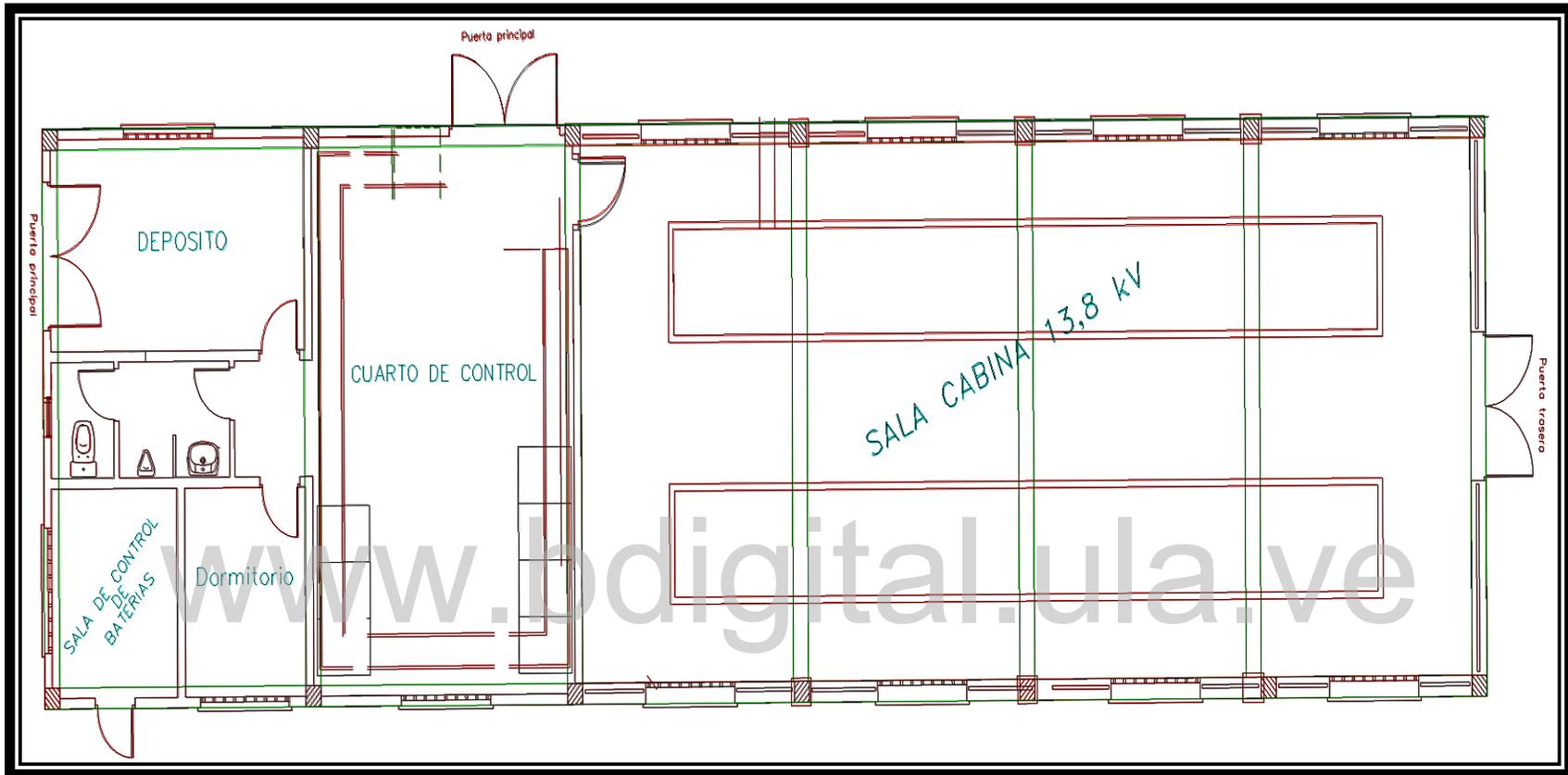


Fig. 3.85. Vista del plano de planta de la caseta de la SEAT.

- **Armario TCP1**, contiene los relés de protección de la línea 1 (L1) a través de Mérida I y con nivel de tensión de 115 kV, estos son:
 - Relé de distancia D60-A11. Protección principal L1.
 - Relé DMS₁ del D1A–A12. Protección respaldo L1.
 - Relé DMS₃ para seccionador SE – A1. Protección enlace 115 kV.
 - Relé de Distancia D60-A21. Protección principal L2.
 - Relé DMS₂ del D1B – A22. Protección respaldo L2.
 - Bloques de prueba de intensidad y tensión ESSAILEC.
 - Interruptores termomagnéticos y el cableado de control de las bobinas de los elementos de maniobra en patio.

- **Armario TCP2**. Contiene los relés de protección de la barra A (Trafo), estos son:
 - Relé DMS₄ del H-110 de A1. Protección del *trafo*.
 - Relé DTP TRAFO–A2 Protección diferencial del *trafo*.
 - Regulador electrónico del *taps* del *trafo*. VC 100-BU.
 - Relé MIF – A3 Protección diferencial del neutro del *trafo*.
 - Relé MIF – A4 Protección cuba del *trafo*.
 - Relé MIF – A5 Protección neutro del *trafo*.
 - Bloques de prueba de intensidad y tensión ESSAILEC.
 - Interruptores termomagnéticos del cableado de control de las bobinas de los elementos de maniobra en patio.

- **Armario TSA 220/127 VCA**.
 - Bloque de encendido y paro remoto del grupo electrógeno.
 - Bloque indicador de medidas (voltaje, corriente, frecuencia).
 - Interruptores Termomagnéticos de equipos de 115 kV y Cargadores de Baterías.

- **Armario TSA 208/120 VCA**.
 - Bloque de encendido y paro remoto del grupo electrógeno.
 - Bloque indicador de medidas (voltaje, corriente, frecuencia).
 - Interruptores termomagnéticos de iluminación y tomas de la caseta.

- **Armario TSA 125 VDC.**
 - ✓ Bloque de medición de corriente y voltaje del banco de baterías.
 - ✓ Relé DMS₁₈ para las Alarmas A1.
 - ✓ Interruptores termomagnéticos de mandos de 115 kV y 13,8 kV, iluminación y tomas de emergencia.

3.4.10. Grupo Electrónico:

Es el encargado del sistema de respaldo de energía a los servicios auxiliares de corriente alterna, el cual se podrá conectar mediante una transferencia manual, logrando así, suplir las necesidades de la energía en momentos de una contingencia o actividad mantenimiento. Ver en figuras 3.86, 3.87 correspondientes a los diferentes componentes del equipo. [20]

Existe un criterio básico para la implementación de generadores eléctricos de emergencia en subestaciones eléctricas, el cual es garantizar el suministro de energía eléctrica a los servicios auxiliares de la subestación en caso de falla de la red principal o para actividades de mantenimiento, con la finalidad de asegurar el permanente monitoreo y operatividad de los sistemas y equipos allí presentes. En La SEAT; se encuentra instalado un grupo electrógeno, con las características eléctricas reflejadas en la tabla 3.12.

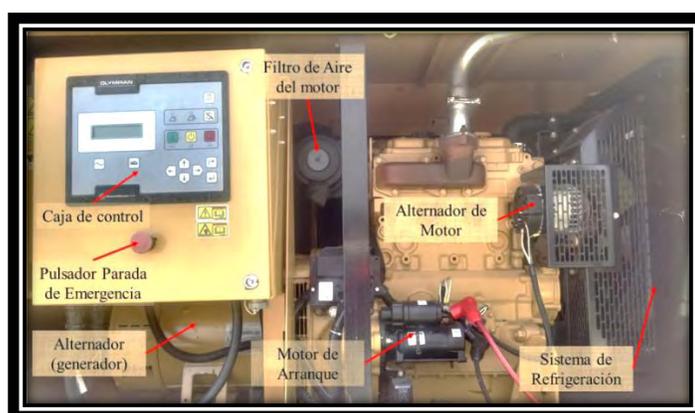


Fig. 3.86. Partes del grupo electrógeno de la SEAT.

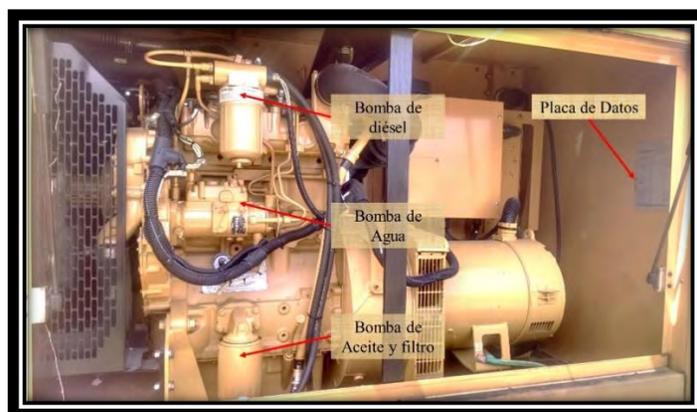


Fig. 3.87. Partes del grupo electrógeno de la SEAT.

Tabla 3.12. Características del Grupo Electrónico.

Descripción	Unidad	Modelo	Marca	Cantidad
Grupo Electrónico.		GEP30-1	OLYMPIAN™	
Potencia Nominal	kVA	-	-	34
Numero de Fases	-	-	-	3
Corriente Nominal	A			94
Voltaje Nominal	V	-	-	208/120
Año de Fabricación	-	-	-	2007
Velocidad nominal	RPM			1800
Tipo de conexión	Estrella			
Frecuencia de Operación	Hz	-	-	60
Sistema de Enfriamiento	Por Agua			

CAPÍTULO IV

MANUAL DE MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SEAT

El presente capítulo estará orientado a describir de manera detallada las actividades de mantenimiento a ser ejecutados en la Subestación Eléctrica de Alta Tensión de la empresa TROMERCA, especificando las normas aplicadas para su desarrollo, así como los pasos necesarios en cada tarea de mantenimiento bien sea preventivo, predictivo o correctivo a fin de garantizar un trabajo confiable, seguro y óptimo, para brindar un servicio de calidad al sistema de transporte masivo de la ciudad de Mérida.

4.1. Teoría de mantenimiento.

Al efectuar cualquier actividad de mantenimiento, es necesario prever que las condiciones de operación del equipo van a mejorar en forma óptima o cuando menos aceptable, y que de ninguna manera se va exponer al mismo o cualquiera de sus componentes a deterioros de cualquier clase que pudieran llegar a afectar su funcionamiento y/o reducir su tiempo de servicio. [21]

Es por ello, que se requiere que el personal dedicado al mantenimiento de cualquier tipo de equipo, maquina o instalaciones, reúna ciertos conocimientos básicos que les permita desarrollar su labor en forma segura y eficaz, utilizando adecuadamente los recursos, materiales y la información existente; el alcance de estos conocimientos debe ir de acuerdo con las labores específicas a desarrollar según el nivel o categoría del trabajador, esta necesidad de capacitación dirigida en forma especial al mantenimiento, se hace más importante en la persona que dirige o supervisa el trabajo, pues debe dominar una gama más amplia de conocimientos, entre los que por su importancia destacan los siguiente:

- Planeación del trabajo y organización del personal.
- Principios de funcionamiento de los equipos a mantener, así como de sus dispositivos y accesorios.
- Uso de los equipos de proceso, equipos de maniobra, aparatos de medición y prueba, herramientas especiales y otros.
- Análisis e interpretación del material de información, tales como son; instructivos, planos, tablas, diagramas, etc.
- El procedimiento especial más común para algunos trabajos de mantenimiento, como, por ejemplo, saber escoger y aplicar el mantenimiento más adecuado según sea el caso que se presente.
- La relación que existe del aparato o equipo que se desea intervenir con otros que operan en el mismo circuito, mecanismo, proceso o sistema y sus efectos.
- Elaboración de reportes del estado del equipo antes y después de ejecutado el trabajo de mantenimiento, dando datos de las pruebas, observaciones y recomendaciones a seguir en futuras intervenciones.
- Por lo menos tener idea de las propiedades físicas químicas o biológicas de ciertos materiales o fluidos que se manejen.
- Las normas de seguridad.

4.2. Manual de mantenimiento:

Los manuales de mantenimiento, tienen por objetivo desarrollar basados en un plan, tareas de mantenimiento en forma segura y eficiente contemplando dentro de su estructura los principios de funcionamiento de la máquina o equipos, su ubicación en el proceso, las tareas o procedimientos asociados al mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, incluyendo el análisis de riesgos e impacto ambiental, así como la investigación de averías, lista de partes y repuestos

También proveer información lo suficientemente técnica y lo más didáctica posible en el momento oportuno, permitiendo operar la planta de acuerdo a procedimientos establecidos, a políticas y normas de seguridad y medio ambiente.

4.3. Plan de mantenimiento:

Un plan de mantenimiento es el conjunto de tareas preventivas a realizar en una instalación con el fin de cumplir unos objetivos de disponibilidad, de fiabilidad, de coste y con el objetivo final de aumentar al máximo posible la vida útil de la instalación. Existen al menos tres formas de elaborar un plan de mantenimiento, es decir, de determinar el conjunto de tareas preventivas a llevar a cabo en la instalación: basarse en las recomendaciones de los fabricantes, basarse en protocolos genéricos o basarse en un análisis de fallos potenciales.

Existen tres formas básicas de preparar el plan de mantenimiento de una instalación, es decir, de determinar las tareas preventivas que deben realizarse de forma periódica en ella:

- Basarse de las instrucciones de los fabricantes de los diversos equipos.
- Basarse en protocolos de mantenimiento por tipo de equipo.
- Basarse en el análisis de fallos potenciales de la instalación.

www.bdigitalLula.ve
Junto a estas tres formas puras, existen infinitas formas combinadas de elaborar el plan, basándolo parcialmente en instrucciones de fabricantes, complementándolo en mayor o menor medida con protocolos genéricos y por último incorporando instrucciones derivadas de los análisis de fallos que puede sufrir la instalación. Este manual, basa sus planes de mantenimiento en las instrucciones de los fabricantes de los diversos equipos.

4.4. Plan de mantenimiento basado en instrucciones de fabricantes:

La elaboración de un plan de mantenimiento de una instalación industrial basándose en las instrucciones de los fabricantes es la forma más cómoda y habitual de elaborar un plan de mantenimiento. El hecho de que sea cómoda no quiere decir que sea sencilla, ya que en primer lugar hay que conseguir recopilar todas las instrucciones técnicas de cada fabricante, y esto no siempre es fácil. En segundo lugar, cada fabricante elabora sus instrucciones de mantenimiento en formatos completamente distintos, lo que complica en gran manera redactar un plan de mantenimiento con unas instrucciones en un formato unificado. Realmente, es la

forma más extendida de elaborar un plan de mantenimiento. Y esto es así porque tiene dos grandes ventajas que es conveniente destacar:

En primer lugar, asegura completamente las garantías de los equipos, ya que los fabricantes exigen, para el mantenimiento de dichas garantías, que se cumpla estrictamente lo indicado en el manual de operación y mantenimiento que ellos elaboran.

En segundo lugar, y tan importante como el punto anterior, es que los conocimientos técnicos necesarios para elaborar un plan de mantenimiento basado en las instrucciones de los fabricantes de los equipos no tienen por qué ser altos. No se requieren conocimientos específicos sobre los equipos a mantener, ni se requieren especiales conocimientos sobre mantenimiento industrial. Tan solo es necesario copiar lo que los diferentes fabricantes de los equipos proponen, darles el formato adecuado, efectuar alguna pequeña corrección, y prácticamente eso es todo.

Ambas razones convierten a los planes de mantenimiento basados en las instrucciones de fabricantes en la forma preferida por técnicos, responsables, responsables de mantenimiento y propietarios de plantas.

4.5. Objetivos del mantenimiento:

- Reducir al mínimo el deterioro prematuro de los equipos de potencia, protección y control, ya que ellos representan una inversión considerable para la empresa al momento de su adquisición.
- Mantener la confiabilidad del sistema eléctrico, disminuyendo el número de paradas de manera imprevistas.
- Mantener los equipos en constante disposición de servicio en un largo periodo de tiempo, para así brindar un mejor servicio a la colectividad merideña.

4.6 Mantenimiento preventivo.

Es el conjunto de actividades programadas (cuidado sistemático, la revisión y el chequeo periódico), que se realiza sobre un equipo o sistema de equipo para mantenerlos en perfectas condiciones de funcionamiento; así como la de detectar y corregir pequeñas fallas antes de que éstas aparezcan o causen mayores daños.

4.7 Mantenimiento predictivo.

Este mantenimiento está basado fundamentalmente en detectar una falla antes de que suceda, para dar tiempo a corregirla sin interrumpir el servicio, ni detención de la producción o del sistema operante. Estos controles pueden llevarse a cabo de forma periódica o continua, en función del tipo de equipo, sistema, etc. Para ello, se usan instrumentos de diagnóstico, aparatos y pruebas no destructivas, como análisis de lubricantes, comprobaciones de temperatura de equipos eléctricos, estudio de vibraciones entre otros.

4.8 Mantenimiento correctivo.

Es el conjunto de actividades que se realizan sobre un equipo defectuoso para reestablecerlo a condiciones operativas luego de una falla o paro no previsto. Puede agruparse en dos tipos:

- **Mantenimiento No Planificado:** el cual consiste en la reparación de fallas, cuando se presentan.
- **Mantenimiento Planificado:** este se basa principalmente cuando se dispone del personal, los repuestos y la documentación pertinente del equipo.

4.9 Planificación del mantenimiento:

Planificar una correcta actividad de mantenimiento, es uno de los principales objetivos que debe lograr la empresa TROMERCA a través de la división de SEAT–Tráfico, adscrita a la dirección de mantenimiento, llevada a cabo a través de los ingenieros encargados del área,

definiendo el alcance de la actividad en función de las estrategias acordadas. La planificación del mantenimiento es diseñada según los requerimientos específicos de una instalación o de equipos donde será empleada, en esta planificación se incluye una lista de equipos de pruebas, herramientas y personal calificado de acuerdo con las obligaciones y responsabilidades.

En el caso de TROMERCA, la planificación del mantenimiento preventivo va dirigido a los equipos críticos, estos equipos son los que cumplen funciones estratégicas dentro de la red eléctrica, principalmente porque alteran las condiciones normales de suministro de energía, con altos costos de producción, los cuales, al fallar, ocasionan la paralización de todo o gran parte de la operatividad de la empresa. Este tipo de mantenimiento abarca esencialmente, el siguiente propósito:

- Asegurarse a través de inspecciones periódicas (según el cronograma de mantenimiento), que el equipo mantenga la calidad o el funcionamiento normal, en caso contrario, se debe aplicar su respectiva actividad correctiva.
- Reemplazo planificado preventivo de los equipos o componentes con desgaste.
- Ofrecer servicio periódicamente a los equipos eléctricos durante su funcionamiento normal. Este servicio puede ser: Limpieza, Pintura, Ajustes, Alineación, entre otros.

4.10. Documentos y actividades requeridas:

4.10.1 Los documentos necesarios para la realización de trabajos de mantenimiento en la subestación son:

- Orden de trabajo y reporte de seguridad.
- Manuales de operación y mantenimiento de equipos.
- Diagrama unifilar de la subestación donde se realizará el trabajo.

4.10.2 Las actividades que se analizan y se discuten son las siguientes:

- Con base en las ordenes de trabajo y al diagrama unifilar de la subestación se debe proceder a realizar:
 - a. La identificación del equipo o equipos (tramo) que serán objeto de mantenimiento.

- b. La delimitación del área de trabajo en el diagrama de la subestación, la misma debe coincidir con la delimitación que se le realizará en el sitio de trabajo
 - Especificar el conjunto de actividades de mantenimiento que se le realizarán al equipo o equipos a mantener.
 - La asignación de responsabilidades y tiempo de ejecución de las actividades a cada uno de los grupos de trabajo involucrados.
 - El contenido del Reporte de Seguridad.
 - Los recursos humanos y materiales a utilizar.
- El conjunto de las actividades de mantenimiento que se le realizarán al equipo o equipos a mantener.

4.11. Personal que participa en la planificación del mantenimiento:

- Jefe de consignación.
- Jefe de trabajos.
- Técnicos de cuadrilla, capataz o caporal de las cuadrillas de mantenimiento.
- Ingenieros y técnicos de operación y mantenimiento

4.12. Pan de mantenimiento:

4.12.1 Equipos de 115 kV.

Teniendo como base la teoría necesaria para cada mantenimiento, se detalla de forma clara y precisa los pasos necesarios para optimizar el desarrollo de las labores de mantenimiento, en este primer caso, por su importancia y dado que son los equipos más importantes dentro de la subestación de TROMERCA, se procede en la realización de un trabajo de limpieza, medición, verificación y reapriete de conexiones de forma general como se indica a continuación:

4.12.1.1. Revisión Anual.

- **Limpieza interior y exterior en equipos de 115 kV:** La limpieza abarca de manera general todos los equipos del patio de 115 kV, eliminando la suciedad de la capa exterior, así como también, la limpieza interna de las cajas de control de los mismos. También se realiza inspección visual detallada a fin de detectar cualquier anomalía o deterioro de equipo. Por último, realiza el reapriete de conexiones.
- **Inspección de los manómetros de presión de SF6 de los interruptores:** esta inspección se basa básicamente en observar los indicadores de SF6 de los disyuntores de AT que bajo la nomenclatura CADAPE son los H-105 y H-110, ubicados en el patio de 115 kV. En consideración estos equipos se observan de manera directa en la subestación como D-1A y D-2A. Ver en fig. 4.1.



Fig. 4.1 indicadores de sf6 del interruptor de potencia de AT.

- **Inspección de las conexiones de mando y control, reapriete de las conexiones:** consiste en verificar las conexiones de todos equipos de control, protección, y medición, así como el reapriete de las conexiones existentes en los circuitos dentro (celdas y tableros) y fuera (armarios de AT) de la subestación.
- **Realización de una maniobra por cada disyuntor:** consiste en realizar una maniobra tanto de forma remota a través del sistema SCADA, como de forma local a través del

operador en forma manual de la apertura y cierre de este equipo para descartar fallas mecánicas y de comunicación.

- **Realización de una maniobra por cada seccionador:** al igual que el caso anterior del disyuntor consiste en realizar una maniobra tanto de forma remota a través del sistema SCADA, como de forma local a través de la acción del operador en forma manual con la manivela adaptada al seccionador, de la apertura y cierre de este equipo para descartar fallas mecánicas y de comunicación. Es necesario resaltar la importancia que, para realizar esta maniobra en específico, se debe seguir el procedimiento de operación de seccionadores descrito en el capítulo V.
- **Revisión y limpieza de los transformadores de medida de corriente y de tensión, reapriete de las conexiones:** en este caso existen dos casos particulares que se mencionan a continuación:
 - a) Necesariamente se debe trabajar bajo la ausencia absoluta de tensión en la línea de llegada al patio de 115 kV de la subestación, (sin tensión, la línea de llegada de la S/E Mérida II de CORPOELEC), para la limpieza y reapriete de las conexiones de los transformadores de potencial y los transformadores de corriente ubicados en el tramo de llegada, y consecutivamente los transformadores de potencial y transformadores de corrientes en el tramo del Transformador de Potencia.
 - b) En este caso se puede trabajar con tensión de llegada al patio de 115 kV, siempre y cuando el seccionador H-114 bajo la nomenclatura CADAPE que visto de forma directa en la propia de la subestación de TROMERCA es el **S-3A** y el disyuntor H-110 que visto igualmente de forma directa en la propia de la subestación de TROMERCA es el **D-2A**, se encuentren abierto para posteriormente realizar la limpieza y reapriete de las conexiones de los transformadores de potencial y transformadores de corriente ubicados en las celdas de 13.8 kV.
- **Verificación del sistema de puesta a tierra:** en este caso, se procede a verificar la continuidad eléctrica de todo el sistema de puesta a tierra.

- **Verificación y simulación de disparos por protección:** estas maniobras, se realizan para verificar la correcta comunicación y accionamiento entre los relés de protección y los disyuntores.

4.12.1.2 Revisión Mensual.

- **Control fotoquímico de maleza:** consiste en la limpieza interior y exterior de la maleza.

4.12.2 Cabinas de 13,8 kV:

Teniendo en cuenta las consideraciones generales para los equipos de 115 kV, mencionado anteriormente, y en este caso algunas atenciones específicas para algunos equipos dentro de este apartado, también se deben realizar en forma general lo siguiente:

4.12.2.1 Revisión Anual.

- **Limpieza interior y exterior en equipos de 13,8 kV:** La limpieza abarca de manera general todos los equipos en el interior de la caseta de 13,8 kV, eliminando la suciedad de la capa exterior, así como también, la limpieza interna de las cajas de control de los mismos. Cabe destacar que esta limpieza en la forma interna se realiza sin tensión en la barra. También se realiza inspección visual detallada a fin de detectar cualquier anomalía o deterioro de equipo. Por último, realiza el reapriete de conexiones.
- **Inspección de los manómetros de presión de SF6 de los disyuntores:** esta inspección se basa básicamente en observar los indicadores de SF6 de los disyuntores HD4 de media tensión (MT), ubicados en la caseta de 13,8 kV. Ver en fig. 4.2.



Fig. 4.2. Indicadores de sf6 del interruptor de potencia hd4.

- **Inspección de las conexiones de mando y control, reapriete de las conexiones:** consiste en verificar las conexiones de todos equipos de control, protección, y medición, así como el reapriete de las conexiones existentes en los circuitos en las celdas y tableros de control.
- **Realización de una maniobra por cada disyuntor:** consiste en realizar una maniobra tanto de forma remota a través del sistema SCADA, como de forma local a través del operador en forma manual de la apertura y cierre de este equipo para descartar fallas mecánicas y de comunicación.
- **Para las líneas de entrada y salida de 13,8 kV, megado, prueba de cables y reapriete de conexiones:** a fin de verificar el aislamiento de los cables de los circuitos de entrada y salida en 13,8 kV.
- **Revisión y limpieza de los transformadores de medida de corriente y tensión, y reapriete de las conexiones:** se debe garantizar la ausencia de tensión en la barra de 13,8kV y la colocación del sistema de puesta a tierra.
- **Verificación y simulación de disparos por protección:** estas maniobras, se realizan para verificar la correcta comunicación y accionamiento entre los relés de protección y los disyuntores

4.13. Equipo Rectificador-Baterías.

El principio de funcionamiento del rectificador, es transformar una tensión (AC), en una tensión continua (DC), teniendo en cuenta la función habitual de cargar baterías, en el caso particular de la subestación de TROMERCA del tipo (Ni-Cd), mantenerlas en condiciones óptimas, evaluando permanentemente su estado y su temperatura a fin de garantizar una tensión estable y un bajo rizado.

El Cargador de baterías ZIGOR utilizado en esta subestación, consiste en dos cargadores; uno en servicio y otro de reserva. En estado normal la instalación proporciona la tensión continua a través del rectificador que al mismo tiempo realiza la función de cargador de las 92 baterías conectadas en serie que brindan una tensión de 125 VDC, éstas una vez cargadas quedan en estado de flotación cuando falla el rectificador uno y el rectificador dos entra en funcionamiento cuando la instalación queda alimentada por las baterías debido a la ausencia de tensión en las líneas de llegada a la subestación.

4.13.1. Revisión anual. Comprende probar el correcto funcionamiento del cargador y las baterías, ajustes de las conexiones eléctricas (bornes) y mecánicas (carruaje del banco de baterías), verificar la puesta a tierra, verificar el nivel del electrolito de las baterías.

- **Limpieza exterior e interior:** en este caso se procede al cepillado superficial de la celda tanto por fuera como por dentro quitando cualquier suciedad y principalmente en su interior las telarañas existentes.
- **Control del nivel de electrolito:** La verificación del nivel del electrolito es una parte integral de la prueba de las Baterías. El no efectuar esta prueba predispones a fallos prematuros de las celdas. Notar que el nivel del electrolito se puede verificar solamente al final del proceso de carga mediante un instrumento llamado *Densímetro*. Para comprender aún más el funcionamiento de este tipo de baterías se describen a

continuación algunas consideraciones en cuanto al consumo del agua en ellas, las cuales son:

- ✓ En las celdas de Níquel-Cadmio, el consumo de agua es parte normal del proceso de uso.
- ✓ Cuando el agua se consume más allá de los límites dados por el fabricante de la batería, es una indicación de que la batería debe ser revisada con más frecuencia o que hay un problema eléctrico de sobrecarga.
- ✓ Si la batería continúa funcionando con niveles de agua por debajo del mínimo, podrá experimentarse un sobrecalentamiento lo cual acelerará el deterioro del separador de las celdas que resultará en un fallo eventual de las celdas.
- ✓ Cuando las celdas se operan con menos del mínimo de electrolito, el área activa de las placas se reduce, lo cual impulsa que la corriente pase por un área menor (alta densidad de corriente) resultando en sobrecalentamiento de celdas individuales o de toda la batería, conllevando que la batería sea desconectada y reemplazada.
- ✓ Cuando las baterías son probadas, agua destilada es agregada al final del proceso de carga y la cantidad es anotada para cada una de las celdas y se verifica que el agua agregada sea inferior al máximo dado en el manual del fabricante.
- ✓ En el proceso electroquímico de las celdas, el agua es absorbida en las placas durante la descarga y es liberada durante la carga. Es por esta razón que el único momento en que el nivel del electrolito debe ser medido es al final de la carga.
- ✓ Si el agua se agrega en otro momento que no sea el final de la carga, se corre el peligro de que se derrame electrolito cuando las celdas lleguen al final de la carga. Cuando el agua se evapora, quedará un residuo conductivo (Carbonato de Potasio) depositado sobre las celdas, los bornes y conectores dando una indicación que hubo un sobre llenado.
- ✓ La excepción a la regla de cuando se puede agregar agua es si una celda desarrolla un voltaje alto (normalmente por encima de 2V) durante la carga. Esta es una indicación de que la celda está “seca”. En este caso, una inyección de 5cc a 20cc resultará en un voltaje normal.
- ✓ Un consumo desigual del agua es una indicación de desequilibrio, edad y posible daño.

- ✓ Sobrecalentamiento de la batería durante la prueba de carga puede ser por bajo nivel de electrolito.
- ✓ Observar que no es necesario reemplazar el electrolito (Hidróxido de Potasio con una concentración del 30%) cada vez que la batería es probada. A menos que el electrolito esté contaminado, lo único que hace falta es reponer el agua consumida.
- ✓ Apreciar también que la concentración del electrolito no es una indicación del estado de la carga. La concentración normal del 30% es simplemente necesaria para tener la conducción eléctrica requerida.
- ✓ Cuando las válvulas de venteo se sacan, es importante asegurar que las celdas estén protegidas de cualquier contaminación que puede haber en el ambiente, tal como polvo u otros elementos.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, es necesario saber algunos aspectos fundamentales a la hora de realizar el mantenimiento para el caso específico de las baterías existentes en esta subestación, entre los que se pueden mencionar:

- ✓ No llene hasta el máximo una batería que necesita carga, puesto que el nivel sube al cargarla. No obstante, si el nivel está por debajo de la parte superior de los separadores, rellene únicamente con agua destilada o desionizada hasta que los separadores estén apenas cubiertos.
 - ✓ Ajuste el nivel máximo únicamente después de que la batería haya estado parada durante, como mínimo, una hora después de la carga.
 - ✓ Nunca llene demasiado una batería. (El ácido puede salirse por los tapones con respiradero cuando se esté cargando la batería).
 - ✓ Utilice exclusivamente agua destilada o desionizada para rellenar. (Nunca debe utilizarse ácido sulfúrico, salvo para el llenado inicial de la batería). No utilice agua mineral embotellada (las impurezas del agua incrementarán la pérdida de agua y la batería se auto descargará).
- **Control de pérdidas de electrolito:** consiste básicamente en observar si existe alguna fuga del líquido existente en recipiente o envase, a fin de garantizar el medio iónico

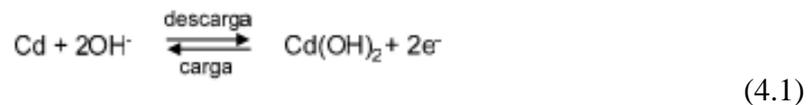
llamado electrolito, ya que sin este medio es imposible que haya batería. Una característica muy importante, es la densidad del electrolito, la cual permite observar el estado de carga que esta tiene y en consecuencia saber si se encuentra en buen estado. Para medir la densidad del electrolito se debe disponer de un Densímetro el cual flotará a mayor nivel si la batería está cargada y se hundirá en caso contrario.

Es importante señalar que el ácido de la batería no se evapora por lo tanto no se pierde es por ello que se adiciona agua en vez de ácido para completar hasta su nivel óptimo. Por otra parte, si la densidad del electrolito es baja no necesariamente requiere que se agregue más ácido, puesto que el ácido se vuelve agua cuando la batería esta descargada y una recarga adecuada repondría el nivel óptimo de su densidad. En consecuencia, se puede asegurar que la continua acumulación de sulfato en los bornes de la batería acelera el proceso de debilitamiento y finalmente el sofoque de la misma. Para ayudar a evitar la sulfatación de los bornes se recomienda el apriete y posteriormente aplicar una película de vaselina a fin de proteger estos contactos de la corrosión.

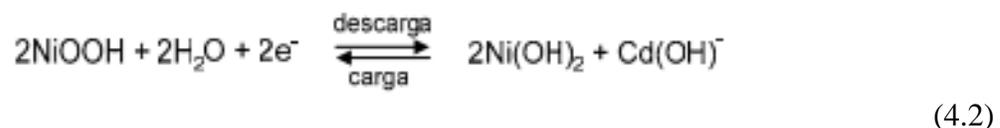
- **Control de descarga de las baterías.**

En este proceso es necesario mencionar que este control es básicamente una relación electroquímica entre los diversos elementos químicos que conforman la batería de Ni-Cd es por ello que aquí se ilustra su fórmula química:

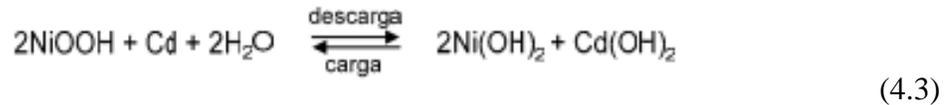
- ✓ **Electrodo negativo:**



- ✓ **Electrodo positivo:** en esta fórmula se puede apreciar simbólicamente que cuando se aumenta el estado de carga y se produce en el electrodo positivo la conversión de aproximadamente el 80% del hidróxido de níquel en oxihidróxido de níquel.



- ✓ **Relación completa:**



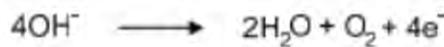
Considerando que la presencia del electrolito no se encuentra presente en esta relación se concluye que no presenta variación en cuanto a la carga o descarga de la batería, motivado a que este elemento está compuesto de hidróxido de potasio garantiza una tensión prácticamente estable en el proceso de descarga. También es importante mencionar el estado de sobrecarga debido al empobrecimiento del material activo en la batería que queda sin transformar, debido a esto se produce un aumento considerable de la tensión en la batería llevando a su vez al aumento de su resistencia interna, esto a su vez conduce al desprendimiento de oxígeno de la placa positiva y de hidrógeno de la placa negativa según se puede apreciar en la siguientes formulas:

- ✓ **Electrodo negativo:** en este momento electrodo acepta carga hasta prácticamente el 100% de su capacidad antes de que se favorezcan las relaciones que dan lugar a la evolución del hidrógeno. [1].



(4.4)

- ✓ **Electrodo positivo:** en este momento se comienza la producción de oxígeno la cual se mantiene igual hasta el final de la carga.



(4.5)

- ✓ **Relación completa:**



(4.6)

En este contexto se puede apreciar que el funcionamiento en descarga de este tipo de batería, está basado en que la capacidad real del elemento solo es la nominal si la descarga se realiza a 20°C como base y a la intensidad de corriente nominal que es a su vez el resultado de dividir

por 10 la capacidad nominal. Es por ello que la capacidad efectiva aumenta con la temperatura y disminuye por la intensidad de corriente de descarga, en consecuencia, se deben tener 3 consideraciones a la hora de la descarga, ellas son:

- ✓ **Influencia de la temperatura:** a temperaturas comprendidas por encima de los 20°C y no excediendo los 60 °C, existe un ligero aumento de su capacidad nominal no llegando al 5%, mientras que a temperaturas por debajo de los 0°C si existe una disminución importante llegando a ser un 25% si esta temperatura se encuentra en -20°C.
- ✓ **Influencia de la corriente de descarga:** si la intensidad es inferior a la nominal, apenas hay una influencia en su capacidad, mientras que a intensidades superiores a la nominal la capacidad se ve disminuida considerablemente.
- ✓ **Tensión en los bornes durante la descarga:** se considera que un elemento Ni-Cd está cargado completamente cuando su tensión entre los bornes está comprendida entre 1,40-1,47 V, y se encuentra totalmente descargada cuando su tensión en los bornes es de 1,1 V. Esto puede variar según el tipo de baterías Ni-Cd.

- **Control de carga las baterías.**

Como norma general la carga de las baterías de Ni-Cd generalmente se deben realizar a intensidad constante, normalmente la intensidad nominal. La carga a tensión constante no es recomendable, puesto puede dar lugar a intensidades muy elevadas si los elementos están muy descargados, ya que en el proceso de carga la tensión en bornes de la batería aumenta gradualmente, pero no hay un cambio brusco al alcanzarse la carga completa, de forma que este parámetro no es útil para controlar el proceso de carga que debe controlarse a través de la intensidad de la corriente suministrada a la batería y de la duración de la carga. Teniendo en cuenta lo mencionado existen varias consideraciones a tomar en el control de carga, estas se mencionan en la tabla 4.1.

- ✓ **Tiempo de carga:** La batería no almacena toda la energía eléctrica que recibe por lo que la cantidad de electricidad suministrada debe ser mayor que la teóricamente

necesaria. Trabajando entre 5 y 25°C el factor de carga es de 1,4, es decir debe suministrarse una carga que sea un 40% superior a la deseada.

Tabla 4.1 Especificaciones de las Baterías Ni-Cd. Fuente:

Características técnicas de las baterías de Ni-Cd			
Capacidad a 20°C	10 h 15 A	Tensión de Descarga 1,0 V	172 Ah
	5 h 30 A	Tensión de Descarga 1,0 V	150 Ah
	2 h 75 A	Tensión de Descarga 1,0 V	142 Ah
Resistencia Interna		Full carga 20°C	Aprox. 0,7-1,5 mΩ
Efectos de la Temperatura		40°C	95%(Régimen 5h 142 Ah)
		20°C	100%(Régimen 5h 150 Ah)
		0°C	95%(Régimen 5h 142 Ah)
		-20°C	73%(Régimen 5h 109,5 Ah)
Voltaje en V	0.85 (mínimo)	1.6 (máximo)	1.2 (nominal)

- ✓ **Intensidad de la carga:** La carga debe realizarse a intensidad constante; en general todos los fabricantes recomiendan que esta intensidad sea la nominal, aunque es posible realizarla a intensidades distintas.

La carga con intensidades inferiores a la nominal no es recomendable si la batería está completamente descargada. Tampoco es conveniente cargar siempre las baterías a baja intensidad; es recomendable realizar una carga a intensidad nominal con cierta periodicidad (recomendaciones del fabricante cada mes).

- ✓ **Intensidad de la carga:** La carga debe realizarse a intensidad constante; en general todos los fabricantes recomiendan que esta intensidad sea la nominal, aunque es posible realizarla a intensidades distintas.

La carga con intensidades inferiores a la nominal no es recomendable si la batería está completamente descargada. Tampoco es conveniente cargar siempre las baterías a baja intensidad; es recomendable realizar una carga a intensidad nominal con cierta periodicidad (recomendaciones del fabricante cada mes).

La carga a intensidades mayores (de 2 hasta 3 veces la nominal sólo es admisible si las baterías están completamente descargadas y la temperatura es superior a 20°C, en estos casos el factor de carga es 1,2.

- ✓ **Sobrecargas admisibles:** Si se exceden los tiempos de carga recomendados, la batería no puede almacenar la energía eléctrica, convirtiéndose toda ella en calor y por consiguiente al aumento de la temperatura interna en la batería, lo que puede ocasionar daños internos. En general, las baterías de Ni-Cd pueden aceptar sobrecargas a la intensidad nominal durante períodos más o menos prolongados (el fabricante da cifras desde "varios días" hasta 20.000 horas), aunque como norma recomendada se aconseja evitar las sobrecargas a la intensidad nominal y el consejo se convierte en imperativo para intensidades superiores. Si la intensidad de carga es inferior a la nominal la sobrecarga es más admisible, pudiendo ser permanente si la intensidad es inferior al 50% de la nominal.
- ✓ **Temperatura durante la carga:** La batería puede recuperar el 100% de su capacidad nominal si la carga se realiza a temperaturas comprendidas entre 5 y 25°C según el fabricante. La capacidad de carga se reduce de una manera no muy considerable a temperaturas más bajas y bastante a temperaturas más elevadas (a 45°C solo se alcanza el 70% de la carga nominal): conviene por tanto reducir los tiempos de carga en estos casos.
- **Consejos para mantenimiento de las baterías Ni-Cd:**
 - ✓ Evitar las temperaturas elevadas en todo momento.
 - ✓ No soldar sobre los electrodos, a menos que se dispongan de terminales de soldadura.
 - ✓ Evitar cortocircuitos y sobre intensidades en la descarga.
 - ✓ Evitar sobredescargas a intensidades superiores a la nominal.
 - ✓ Evitar la carga a baja temperatura.
 - ✓ Controlar la carga por el tiempo, no por la tensión en bornes de la batería.
 - ✓ Si se deben cargar baterías conectarlas en serie, nunca en paralelo. Si el cargador no puede suministrar la tensión necesaria, cargarlos individualmente.

- ✓ Generalmente las baterías salen de fábrica descargadas. Antes del primer uso deben cargarse 14 horas a intensidad nominal.
- ✓ Si el plan de trabajo de la batería incluye la carga sistemática a baja intensidad, debe incluirse una carga a intensidad nominal con periodicidad mensual o bimensual.
- ✓ El Cadmio es un metal tóxico, y el electrolito de las baterías es corrosivo. Nunca deben abrirse o echar al fuego las baterías de Ni-Cd, ni manipular o usar una batería deteriorada. [23].

4.14. Transformador de potencia.

Teniendo en cuenta que, entre los equipos de potencia más importantes en el proceso de transmisión de energía eléctrica, se encuentra el transformador de potencia, el cual a su vez es uno de los equipos que requiere de una mayor inversión en la adquisición y la puesta en servicio y considerando que la vida útil del transformador se ve expuesto a diferentes fenómenos naturales tales como descargas eléctricas, corrosión ambiental, y fallas propias de la operación de un sistema de transmisión que afectan sus componentes y como consecuencia la confiabilidad y vida útil del mismo, se hace necesario implementar un programa de mantenimiento que garantice la disponibilidad del transformador, de manera que el usuario directo a través de TROMERCA pueda disponer de un sistema confiable, seguro y óptimo.

Este trabajo pretende ser una guía para el desarrollo y aplicación de un programa de mantenimiento preventivo periódico para el transformador de potencia sumergido en aceite, conjuntamente con las actividades pertenecientes al mantenimiento preventivo, se analizan los diferentes procedimientos y procesos útiles a la hora de realizar un mantenimiento correctivo al transformador, es por ello que un buen plan de mantenimiento apoyado en las pruebas eléctricas y físico-químicas, un buen análisis de ingeniería, son imprescindibles para garantizar su funcionamiento, durabilidad, disponibilidad y confiabilidad.

Existen dos temas que necesariamente deben ser estudiados previo al análisis del mantenimiento preventivo de un transformador de potencia en aceite, son los elementos constitutivos de esta clase de transformador, junto con los factores que producen un deterioro

de su sistema de aislamiento (aceite y papel), ya que, un buen conocimiento de ambos temas, facilita tanto el desarrollo como la aplicación del programa de mantenimiento del equipo.

El aceite tiene como principal función suministrar el aislamiento dieléctrico, proteger el papel, y evacuar el calor generado en el núcleo del bobinado. Además, provee información acerca del funcionamiento del transformador y es una herramienta útil para determinar el estado de la aislación sólida. Debe, además, cumplir estas funciones de la mejor forma posible durante el transcurso de los años, y para eso se debe tener en cuenta que los enemigos principales son el calor, el agua, y el oxígeno. Es por ello que se hace necesario evitar que estos agentes tengan influencia directa o indirecta sobre dicho agente dieléctrico.

Por otra parte el papel dentro del transformador debe cumplir las siguientes tres funciones principales:

- ✓ Proveer rigidez mecánica.
- ✓ Proveer rigidez dieléctrica.

En este sentido la premisa que se debe tener siempre en mente es que la vida del papel es la vida del transformador, y por esta razón la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de mantenimiento es la de mantener el papel en las mejores condiciones posibles. Por esta razón se hace necesaria responder a la siguiente pregunta: ¿Cuál es el estado de la aislación? Se responde esta pregunta con la base en la que se encuentra el estado de la aislación sólida y se concluye que gracias a esta aislación se puede pronosticar la vida útil que le resta al transformador.

De lo anterior mencionado surge la importancia del diagnóstico del sistema de aislamiento del transformador puesto que, si se tiene una degradación del sistema de aislamiento, y el transformador trabaja a bajas temperaturas, la humedad del aceite migra hacia la celulosa en el núcleo, y sus moléculas polares se orientan por el intenso campo eléctrico, de tal forma que a partir del 4,5% de humedad en el papel y para temperaturas de trabajo de 90°C, su fallo sería inminente.

Uno de los pasos más importantes que hay que tomar cuando se decide iniciar un plan de mantenimiento en los transformadores, es establecer una frecuencia para realizar las diferentes pruebas, por consiguiente, en la subestación de TROMERCA, se realizaran de esta manera:

4.14.1. Revisión trimestral:

- **Fugas, que deberán ser corregidas:** se realiza mediante una inspección bien detallada de todos aquellos puntos donde se encuentre un orificio, tobo, manguera, oring, por los cuales podría estar drenando algún líquido importante.
 - **Pintura, reparándose los puntos dañados:** consiste en verificar el esmalte protector de toda la parte externa que cubre al transformador, a fin de protegerlo de la corrosión debido a las condiciones de intemperie en que se encuentra sometido.
 - **Botella de sílice o deshidratador de Aire:** también llamado filtro de silicagel es un accesorio que llevan todos los transformadores que cuentan con tanque de expansión, la función que este cumple es de asegurar que el aire que ingresa al interior del transformador por medio del tanque de expansión a través de una sustancia higroscópica no contenga humedad debido a las variaciones de volumen que sufre el aceite con el cambio de la temperatura.
- ✓ **Características técnicas del deshidratador de aire:**
- Las partes superiores (3) e inferior (7), son partes compactas.
 - Fundición de aleación de aluminio resistente a la corrosión (6) y un tubo transparente hecho de policarbonato que contiene el silicagel, resistente a los aceites de transformación, luz ultra violeta y es ligeramente corrosivo (5). Este puede estar sometido en ambientes y climas tropicales y marinos, uno de estos tubos se puede amoldar en un vaso especialmente adecuado para las instalaciones del sitio del desierto (donde las tormentas de arena o atmósferas fuertemente ácidas pueden tener lugar).

- El tubo está protegido por un cilindro de acero inoxidable (4) contra accidentes, golpes, con apertura para permitir la inspección visual del silicagel.
- Un sistema de cierre en la parte inferior (7), que permite el contacto con sales que puede ser mecánico (2) o hidráulico (1), permitiendo el paso del aire en ambas direcciones (entrada y salida) solo cuando hay una presión diferente dentro y fuera del transformador.
- La pérdida de carga de la presión del aire al pasar por los deshumidificadores es de 0.003 kg/cm² para la entrada y de 0.005 kg/cm² para la salida.
- Entre el silicagel y el sistema de cierre hay un laberinto, el cual tiene doble propósito y es de difundir el aire de manera uniforme, cerrando la puerta sistema (1) o (2). Ver en fig. 3.15.

- **Estado del gel de sílice:**

Actualmente el mercado del silicagel es muy variado, por tal motivo existen diferentes tipos que a su vez dan servicio a las necesidades específicas del cliente, en consecuencia, el presente trabajo que trata sobre el mantenimiento de un transformador de potencia se pueden mencionar los más utilizados, estos son el silicagel con indicador naranja y azul.

El deshidratante utilizado en la subestación de TROMERCA es del tipo azul, el cual está compuesto por anhídrido sílico, impregnado con nitrato de cobalto (indicador), que a su vez es casi químicamente neutro, pero nocivo para la salud (debido al efecto cancerígeno que presenta por la inhalación).

La ventaja de este tipo de gel de sílice es que pueden hallarse bajo la forma de granos o esferas, duros como de vidrio y posee gran poder de absorción de agua (hasta 40 % de su peso). Las diferentes tonalidades según su coloración, pueden indicar el grado de humedad que presenta el aceite dentro del transformador, es por ello que se representan de la siguiente manera el indicativo según sea el caso en que se encuentre:

- ✓ **Color azul verdoso:** también llamado azul turquesa es indicativo que el gel de sílice está totalmente seco.



Fig. 4.3. Silicagel seco. Fuente: [7]

- ✓ **Color azul:** indica cuando el gel de sílice parcialmente Húmedo.



Fig. 4.4. Silicagel parcialmente húmedo. Fuente: [7]

- ✓ **Color rosa:** en este momento es indicativo el gel de sílice está totalmente húmedo y por ende es de especial interés realizar el cambio completo.



Fig. 4.5. Silicagel totalmente húmedo. Fuente: [7]

A continuación, se describe de manera muy precisa mediante la tabla 4.2, las características que presenta este tipo de gen de sílice, el cual es actualmente utilizado en esta subestación:

Tabla 4.2 Características técnicas del gel de sílice azul. Fuente: [7]

Características técnicas del gel de sílice azul		
Especificaciones		Gel De Sílice Azul
Densidad De Masa		650-800 g/l.
Capacidad De Absorción	Humedad Relativa 20%	7% mínimo
	Humedad Relativa 50%	19% mínimo
	Humedad Relativa 90%	26% mínimo
Perdida por calentamiento (Regeneración)		0,9%
Variación del Color	Humedad Relativa 20%	Turquesa
	Humedad Relativa 35%	Azul
	Humedad Relativa 90%	Rosa claro

- **Estado de la rejilla de refrigeración:**

Consiste en una revisión muy detallada en forma técnica y visual de los también conocidos como radiadores de refrigeración los cuales cumplen la función principal de disipar las grandes cantidades de calor que se pueda producir en la carcasa del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso.

La subestación de TROMERCA, cuenta con un transformador de potencia que tiene un tipo de enfriamiento combinado. Este sistema de refrigeración está basado en forma natural por medio de los radiadores, y mediante aire forzado con un arreglo de ventiladores, bombas de circulación de aceite o intercambiadores, gracias a esta combinación se puede sobrecargar al transformador por encima de su capacidad nominal.

- **Nivel de Aceite en el Depósito del Transformador:** consiste en la verificación visual del nivel de aceite que se encuentra en el tanque conservador.

- **Nivel de aceite en el depósito del regulador:** permite verificar la existencia adecuada del aceite dieléctrico que debe tener el transformador para su correcto funcionamiento.
- **Estado del líquido aislante de continuidad:** consiste en realizar algunas pruebas para evaluar la capacidad del aceite de realizar su trabajo. Las pruebas incluyen verificar la humedad en aceite, la tensión interfacial, el número de acidez, el número del color, la representación visual, la fuerza dieléctrica, la viscosidad, la gravedad específica, el factor de potencia a 25 °C y a 100 °C, inhibidor de la oxidación, índice de refracción. Recordemos que el buen estado del aceite dieléctrico conlleva directamente al buen desempeño de un transformador de potencia.

4.14.2. Revisión anual:

- **Relé Buchholz:** también conocido como relé a gas o relé de presión repentina, este dispositivo es una protección del aceite interno, sensible al efecto de fallas dieléctricas dentro del transformador, el cual se encuentra ubicado entre tanque principal y el tanque de expansión, esta protección entra en funcionamiento cuando se producen dentro del transformador burbujas de gas debido a un corto-circuito entre espiras o cualquier otra causa, estas burbujas tienden a ir al tanque de expansión, pero estando este relé ubicado en la vía, las burbujas se introducen en él y producen una presión que al cerrar dos contactos suena una alarma o directamente dispara los interruptores de alta o baja tensión permitiendo al operador realizar las maniobras que brinden la estabilidad del sistema. Ver en fig. 3.25 de los anexos. Basados en lo anterior mencionado se pueden realizar dos maniobras para realizar un diagnóstico veraz de la operatividad del relé, estas son:

- ✓ **Maniobra mecánica:** esta prueba se realiza para comprobar el correcto funcionamiento electromecánico del dispositivo, es decir, el accionamiento correcto de los flotadores mediante los siguientes pasos:
 - a. Destornillas el tapón.

- b. Presionando el pulsador se logra bajar el primer (superior) flotador, el cual acciona la alarma de disparo.
- c. Continuando con la presión en el pulsador se logra la apertura del dispositivo y por consecuente la protección del circuito.
- d. Una vez soltado el pulsador el mecanismo vuelve a su posición inicial de protección.

✓ **Maniobra neumática:** esta se realiza mediante la inyección de aire, para bajar el aceite al interior del relé, el cual en este momento acciona los flotadores y hace actuar la protección.

- **Relé de protección del regulador:** consiste en el relé de protección que se instala en la tubería entre el cabezal del cambiador de tomas bajo carga y el recipiente de expansión del aceite, siendo activado por el caudal de aceite que se dirige de la cámara del aceite del cambiador de toma en carga al recipiente de expansión del aceite. En caso de avería queda garantizada la desconexión inmediata del transformador por inserción del contacto del relé de protección en el circuito de corriente de activación de la desconexión del interruptor de potencia del transformador. Ver en capítulo III fig. 3.31.
- **Relé de sobrepresión:** Es un dispositivo que detecta la rapidez con la que aumenta la presión interna del tanque haciendo actuar un sistema de contactos de alarma, para verificar su correcto funcionamiento, es necesario verificar el accionamiento mediante la maniobra de apertura de la tapa del relé de presión de aceite y moviendo el eje del embolo que va unido a un contacto con el relé de disparo, el cual al verse fuera de su estado de natural actuara disparando la protección. Ver en capítulo III fig. 3.30.
- **Termómetro:** El termómetro para transformadores de potencia es un indicador de temperatura indispensable, que se utiliza para realizar el seguimiento de la temperatura del aceite e indica la temperatura a la cual opera el transformador. Teniendo en cuenta esta definición si a la lectura mostrada, se le resta la temperatura ambiental se obtiene

la elevación o rise, el cual no debe superar el valor dado por el fabricante. En este transformador se dispone de un modelo con contactos auxiliares los cuales sirven para dar señal de alarma y disparo o encender en forma automática la ventilación forzada. Ver en capítulo III fig. 3.29

- **Temperatura bobinado:** para realizar esta medida se hace necesario contar con termómetro de imagen térmica, el cual es un termómetro normal que detecta la temperatura del aceite más la elevación de temperatura de los devanados del transformador. En este transformador se puede realizar una lectura muy precisa de la temperatura de los bobinados mediante un indicador marca ERO ELECTRIC como se aprecia en capítulo III fig. 3.19. [24].
- **Actuación de las motobombas:** consiste en verificar de manera practica el encendido de las mismas, mediante la manipulación del magnetotermico individual para cada motobomba y la actuación de los botones ON/STAR para el encendido y el botón STOP para el apagado, así como el correcto funcionamiento del magnetotermico de mando de las mismas. Estas protecciones se pueden apreciar en capítulo III fig. 3.21 de las protecciones del Sistema de Refrigeración Motobomba.
- **Actuación de los motoventiladores:** de manera similar al anterior se verifica de manera individual la actuación de los mismos a través de su magnetotermico y el correcto funcionamiento del mismo a fin de garantizar el desempeño optimo en la disipación de calor por aire forzado en los radiadores. Estos dispositivos los vemos físicamente tan como muestra en capítulo III fig. 3.20. [24]
- **Revisión del ruptor del regulador en carga, por personal de MR, en función del número de maniobras o años de servicio:** la misión del regulador en carga es la de realizar el cambio de una toma a otra del bobinado de regulación del transformador y de esta forma cambiar la salida de tensión a la red sin interrumpir la corriente de carga. Como podemos imaginar, en cada maniobra de cambio las piezas que lo componen

están sometidas a grandes esfuerzos, tanto mecánicos como térmicos y eléctricos, y por ello es uno de los elementos del transformador con un mayor riesgo de avería.

Es por ello que la revisión oportuna de un regulador en carga es fundamental para un perfecto funcionamiento de forma segura, óptima y confiable de la tarea del transformador, de allí la importancia que tiene en realizar la inspección un personal altamente calificado y adiestrado como lo es el personal de MR.

4.14.3. Revisión trianual: se basa principalmente en ciertas características fundamentales que afectan directamente el uso confiable del aceite, es por ello que a continuación se mencionan:

- **Contenido de agua (mg/Kg):** teniendo en cuenta las condiciones de uso en las que trabaja el transformador de potencia y considerando que en la mayoría de los casos el aceite aislante entra en contacto con muchos agentes contaminantes entre los cuales el de mayor relevancia es el agua, puesto que afecta directamente las propiedades dieléctricas del aceite tales como la resistividad, rigidez dieléctrica, aumento en el factor de disipación dieléctrica y por tal motivo se hace necesario el estudio del contenido de este líquido, para así brindar un diagnóstico óptimo a fin de garantizar una larga durabilidad al transformador.

En consecuencia, para un transformador, la cantidad total de agua se reparte entre el papel y el aceite, de manera predominante para el papel, debido a que las pequeñas variaciones de temperatura modifican sensiblemente el contenido de agua del aceite de los transformadores, pero solo levemente afecta el contenido en el papel. De manera que, al conocer el contenido de agua en el aceite de un transformador a una temperatura dada, por medio de los gráficos disponibles en la literatura, es posible estimar la cantidad de agua del papel en las condiciones de equilibrio a las cuales está sujeta el transformador en el momento del estudio. [25]

En relación a las condiciones del aceite de los transformadores con respecto al contenido de agua, este se puede dividir en tres tipos: bueno, aceptable y malo, considerando las especificaciones de la norma IEEE C57-152 (2013), el límite de aceptación de este líquido para un aceite en servicio es de un máximo de 25 ppm y para aceites nuevos antes de la energización es de un máximo 10 ppm, y luego de varios años de experiencia en la rama del estudio del aceite dieléctrico y bajo la información de varios expertos tales como (Abu-Elanien A, 2012; IEC 60422, 2013; Naderian et al, 2009), se pudo establecer un valor aceptable del contenido de agua siendo este de 20 ppm.

- **Numero de neutralización (mg KOH/g):** también conocido como el índice de neutralización del aceite de un transformador, es aquella medida de los componentes o agentes contaminantes ácidos en el aceite. El valor de este índice en un aceite nuevo para los transformadores es pequeño, pero aumenta como resultado del envejecimiento por oxidación, y este a su vez se utiliza como índice general que permite determinar a conveniencia el reemplazo o regeneración del aceite del transformador.

Basando en las especificaciones de la norma IEEE C57-152 (2013), el número de neutralización correspondiente en el aceite para los transformadores se puede dividir en tres tipos: bueno, aceptable y malo tal como en el caso anterior, siendo el límite de aceptación para aceites en servicio de un máximo 0.15 mg KOH/g y para aceites nuevos antes de la energización de un máximo 0.015 mg KOH/g, y de acuerdo a varios criterios de información según (CIGRE 445, 2011; IEC 61198, 1993; IEEE C57.104, 2008), un valor aceptable para el número de neutralización oscilaría entre 0.04 mg KOH/g y el valor 0,1mg KOH/g.

- **Factor de pérdidas dieléctricas a 90°C ($\text{tg } \delta$):** esta característica es muy sensible a la presencia en el aceite de los transformadores con sustancias polares solubles, productos de envejecimiento o de sustancias coloidales; debido a que las variaciones se pueden detectar aún, cuando la contaminación sea muy pequeña y los métodos químicos no logren determinarla.

Los límites aceptables para dicho factor dependen fuertemente del equipamiento eléctrico y su aplicación (tensión de servicio, potencia, etc.), es por ello que los valores elevados del mismo, afectan directamente el factor de potencia y / o la resistencia de la aislación en los arrollamientos del transformador.

La relación existente entre este factor y la resistividad volumétrica depende directamente de la temperatura, ya que a mayor temperatura la resistividad volumétrica disminuye a medida que la tangente delta aumenta. Teniendo en cuenta la norma IEEE C57-152 (2013), que especifica que el límite de aceptación para aceites en servicio es máximo un 0.5 % y para aceites nuevos antes de la energización es máximo un 0.05 %. Considerando la información de (CIGRE 445, 2011; IEC 61198, 1993; IEEE C57.104, 2008), el valor aceptable del factor de disipación puede ser máximo 0.1%.

- **Tensión de ruptura (kV):** un valor de tensión de ruptura dieléctrica bajo, podría indicar la presencia de alguno de estos agentes tales como agua, suciedad, fibras celulósicas o partículas en el aceite en concentraciones considerables. Sin embargo, un alto valor de tensión de ruptura dieléctrica, necesariamente no indica la ausencia de contaminantes, pero puede ser indicio de concentraciones no tan grandes de estos agentes. Por ejemplo, la humedad en combinación con el oxígeno y el calor pueden destruir el aislamiento sólido (papel), mucho antes de que la rigidez dieléctrica del aceite se vea comprometida.
- **Análisis de gases disueltos en el aceite:** técnicamente un transformador de potencia en condiciones normales de operación genera gases, esta concentración puede variar por dos posibles casos: 1) debido a la presencia de una anomalía o falla en el interior del transformador a causa de un sobrecalentamiento, descargas parciales, arcos internos, etc. 2) por el envejecimiento propio del transformador. Bajo la norma IEC 60599, entre los gases encontrados en el aceite se encuentran: acetileno (C_2H_2), hidrógeno (H_2), metano (CH_4), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6); mientras que los gases presentes en el papel o celulosa se encuentran: CO y CO₂.

Teniendo en cuenta la norma, para la cual el límite de aceptación del contenido total de gases disueltos (TDCG) en el aceite de un transformador debe estar entre 560 ppm y 1250 ppm; Así mismo mediante la norma, se plantea que el valor máximo debe ser 720 ppm; por otra parte, se plantea que un aceite en buenas condiciones debe tener como máximo un TGCG de 300 ppm.

- **Medición de la rigidez dieléctrica:** por definición es la capacidad que tiene el aceite de soportar tensión eléctrica y a su vez permite la indicar la presencia de agentes contaminantes tales como agua, suciedad, fibras celulósicas o partículas en el aceite.

Existen dos métodos utilizados principalmente para la prueba de rigidez dieléctrica. El primer método, fue publicado originalmente en 1946 y es el propuesto en la norma. Sin embargo, este método no es muy sensible a la presencia de agua disuelta en aceite por debajo del 80% de saturación. El segundo método, es el propuesto en la norma, el cual es más sensible a los efectos de la humedad en solución, especialmente cuando las fibras de celulosa están presentes en el aceite, por esta razón, dicha norma se recomienda para los aceites filtrados, desgaseificados y deshidratados. La norma, sólo debe utilizarse para la prueba de aceptación de aceites recibidos directamente desde los proveedores en vagones cisterna, camiones cisterna o tambores, según las especificaciones dadas en la norma.

4.15. Transformadores de servicio auxiliares: este mantenimiento se realiza de manera específica a los dos transformadores de mediana tensión, existentes dentro de la subestación de TROMERCA, mediante el personal MR que es altamente calificado, los cuales a través de sus equipos de diagnóstico y herramientas especializadas lograrían el óptimo desempeño de los siguientes puntos a ser priorizados:

4.15.1. Revisión Anual:

- ✓ Limpieza bobinados.

- ✓ Verificar que no existen oclusiones en los canales de ventilación de los bobinados.
- ✓ Megado de bobinados, entre ellos y contra tierra.
- ✓ Inspección de las conexiones de potencia y reapriete.
- ✓ Reapriete de los tornillos de los bloques de compresión de los bobinados.

4.16. Armarios de servicios auxiliares de CA y Armarios de servicios Auxiliares de CC:

Teniendo en cuenta que el sistema de servicios auxiliares es el conjunto de elementos destinados a cubrir los requerimientos de alimentación en corriente alterna (CA) y en corriente continua (CC), de los sistemas de iluminación, tomacorrientes, fuerza motriz, los sistemas de control, protecciones y comunicaciones de la subestación, es por ello que se hace necesario el mantenimiento oportuno a fin de garantizar todo lo correspondiente a:

- ✓ Protección de los circuitos.
- ✓ Automatismos para la transferencia de los equipos y alimentaciones redundantes.
- ✓ Señalización y medición del sistema.

En la subestación de TROMERCA, están instalados los servicios auxiliares mediante armarios modulares, autoportantes y compartimentados a fin de optimizar el espacio físico dentro de la caseta. Visualmente se pueden observar tres armarios modulares, dos de ellos (Armario TSA 220/127 V y el Armario TSA 208/120 VCA) correspondientes al servicio de corriente alterna y el (Armario TSA 125 VDC) correspondiente al servicio de corriente continua. Ver en la fig.



Fig. 4.6. Armarios de servicios auxiliares de CA y CC.

Estos armarios están completamente cerrados, disponen de una puerta frontal que brinda el fácil acceso a todos los componentes durante la operación y el mantenimiento, además de una puerta frontal provista con una ventana de material transparente que permita ver los elementos montados sobre el frente, sin necesidad de abrir la puerta debido a las lecturas permanentes que se realizan.

Debido a las características externas e internas que presentan estos armarios se hace necesario establecer un plan de mantenimiento el cual a su vez se describe a continuación:

4.16.1. Revisión Anual: este mantenimiento se basa principalmente en:

- ✓ **Limpieza:** se realiza de manera general en forma exterior mediante el fregado de la ventana de vidrio existente en una las puertas frontales a fin de proporcionar una vista optima a la hora de realizar lecturas y en la forma interior despejando cualquier telaraña, polvo y suciedad existente dentro del armario.
- ✓ **Inspección de las conexiones de potencia y reapriete:** se ejecuta de forma interna a través de la apertura de la puerta frontal, permitiendo así la verificación de las conexiones y su posible reapriete.

- ✓ **Comprobación de circuitos:** está comprendida mediante la manipulación manual de cada uno de las protecciones y diferenciales de cada armario por separado a fin de comprobar el óptimo funcionamiento de cada circuito.
- ✓ **Comprobación del disparo de la protección diferencial:** consiste en verificar el correcto funcionamiento de cada una de las protecciones, maniobrando de manera inversa el estado original una conexión a fin de provocar un disparo forzado.

4.17. Grupo Electrónico

Actualmente en la subestación de TROMERCA se encuentra instalado un grupo electrónico marca CATERPILLAR modelo OLYMPIAN™ GEP30-1, el cual es una unidad autónoma capaz de proporcionar un alto rendimiento y una excelente fiabilidad del sistema para cubrir las necesidades básicas del sistema de servicios auxiliares de la subestación.

Esta unidad cuenta con un motor diésel seleccionado por la fiabilidad en cuanto a su rendimiento de cuatro tiempos y por el hecho específico de su creación para el uso en estas unidades, la alimentación de este se basa mediante 12 VDC y cuenta además con todos los accesorios que proporcionan un fiable suministro de potencia. El sistema de refrigeración del motor consta de un radiador, un ventilador, un termostato y un alternador que cuenta con su propio ventilador a fin de enfriar sus propios componentes internos. La energía eléctrica de salida se produce por medio de un alternador acoplado con precisión a la salida del grupo electrónico.

El motor y el alternador están acoplados y montados sobre un bastidor de acero de gran resistencia. El bastidor incorpora un depósito de combustible integrado, está dotado de unos aisladores de vibración diseñados para reducir las vibraciones transmitidas por el grupo, también cuenta con un silenciador y un sistema de escape que reducen la emisión de ruidos producidos por el motor, conduciendo los gases de escape hacia la salida exterior para que no produzcan peligro motor ni a los cimientos sobre los que está instalado el grupo, por último está dotado de un sistema de control capaz de controlar el funcionamiento y protegerlo de cualquier posible falla en el funcionamiento, este sistema de control a su vez cuenta con un

interruptor o pulsador automático de emergencia para la salida del sistema. Ver fig. 3.88 y 3.89 del capítulo III.

4.17.1. Arrancar periódicamente el grupo electrógeno para comprobar el correcto funcionamiento: La clave de una larga vida útil del grupo electrógeno es un buen programa de mantenimiento. En general, el grupo electrógeno debe mantenerse limpio. No permitir que se acumulen líquidos o capas de aceite sobre cualquier superficie externa, interna, sobre, debajo o alrededor de cualquier material acústico si va instalado, se debe limpiar las superficies utilizando líquidos acuosos para limpieza industrial y no utilizar disolventes inflamables tales como gasolina, thinner, entre otros, para realizar la limpieza. Cualquier material acústico con recubrimiento protector que haya sido rasgado o perforado debe reemplazarse inmediatamente para evitar la acumulación de líquidos o capas de aceite dentro del material.

Para cumplir cabalmente con el arranque periódico del grupo es necesario realizar mediante estos pasos:

- ✓ Debido a que la batería constituye una parte esencial del grupo electrógeno se debe mantener adecuadamente la zona limpia y seca, y asegúrese de que el área de ventilación este despejada, además limpie la carcasa de la batería con una de las siguientes soluciones de limpieza:
 - una mezcla de 0,1 kg (0,2 lb) de bicarbonato y 1 l (1 qt) de agua limpia.
 - una mezcla de 0,1 l (0,11 qt) de amoníaco y 1 l (1 qt) de agua limpia.

Enjuague bien la carcasa de la batería con esta mezcla, mantenga los contactos limpios y ajustados, utilice papel de lija de grano fino para limpiar los terminales y bornes hasta que estén brillantes o relucientes, pero sin realizar el lijado de manera excesiva, una vez ejecutado este procedimiento y al conectar los terminales cubra con grasa o vaselina para evitar la corrosión. Se recomienda comprobar el electrolito y el estado de

las baterías cada 500 horas de funcionamiento, para mayor fiabilidad del sistema se debe llevar a cabo inspecciones rutinarias de mantenimiento.

- ✓ Mantenimiento preventivo necesario diario o en el inicio de cada encendido para el grupo electrógeno de emergencia estos procedimientos se pueden realizar semanalmente cada día se debe realizar una inspección andando alrededor del equipo, así como antes de arrancar el motor. Cada dos semanas debe realizarse una comprobación de funcionamiento en el grupo, arrancando y haciéndolo funcionar durante 5 minutos. Cada mes realice una comprobación de funcionamiento con carga en el grupo, arrancando y haciendo funcionar al menos al 50% de carga durante 1 o 2 horas. [20].

- ✓ Mantenimiento preventivo del alternador: no existe un procedimiento rutinario para el alternador, sin embargo, las recomendaciones siguientes pueden ser útiles:
 - Inspeccione periódicamente el estado del devanado del alternador y lleve a cabo una limpieza general.
 - Inspeccione periódicamente las conexiones de cables entre el alternador y el interruptor.

- ❖ Mantenimiento preventivo del motor: debido a la importante en cuanto la puesta en servicio es necesario su óptimo desempeño, para ello es importante lo siguiente:
 - Comprobaciones de arranque diarias.
 - Semanalmente.
 - Intervalos de servicio (solo por parte de un técnico calificado).

4.18. Cables Eléctricos

4.18.1. Revisión mensual: En la subestación existe una gran variedad de conductores eléctricos señalados en el capítulo anterior del presente trabajo de grado, estos a su vez permiten las derivaciones correspondientes tanto en alta como en baja tensión, de allí la

importancia del ajuste de sus conexiones principales y para ello un mantenimiento preventivo, para ello se describe los pasos a seguir:

4.18.1. Reapriete de conexiones

Se debe realizar este ajuste teniendo en cuenta las cinco reglas de oro que todo operador debe tener siempre presente a la hora de un reapriete de las conexiones en alta tensión, mientras que en mediana tensión (celdas de 13,8 kV) y baja tensión (tableros de distribución y control) ubicados dentro de la caseta, comprende la inspección visual a través de la verificación del buen estado de los cables y la correcta ubicación de los mismos, en caso de presentar deterioro debe realizarse el reemplazo, también se debe verificar las conexiones de los cables en los Breaker, conexiones de barras y las acometidas, teniendo en cuenta que si se encuentran desconectadas ajustar a fin de evitar posibles fallas del sistema, este reapriete debe ir acompañado de la observación mediante la medida obtenida con un Téster de los voltajes de entrada y salida de cada una de las protecciones ubicadas en los tableros, voltajes de fase a fase, fase a neutro, neutro y tierra, y las respectivas corrientes de funcionamiento.

4.18.2. Revisión mensual: comprende la inspección visual a través de la verificación del buen estado de los cables y la correcta ubicación de los mismos, en caso de presentar deterioro debe realizarse el reemplazo, también se debe verificar las conexiones de los cables en los breaker, conexiones de barras y las acometidas, teniendo en cuenta que si se encuentran desconectadas ajustar a fin de evitar posibles fallas del sistema, este reapriete debe ir acompañado de la observación mediante la medida obtenida con un Téster de los voltajes de entrada y salida de cada una de las protecciones ubicadas en los tableros para su correcto funcionamiento

4.18.3. Megado de las alimentaciones principales: consiste en realizar el megado de la línea de llegada a la subestación por medio del equipo Megger a fin de garantizar las pruebas de aislamiento.

4.18.4. Revisión semestral: teniendo en cuenta la variedad de cables con aislamiento instalados en la subestación de TROMERCA, se hace necesario resaltar algunos conceptos

básicos necesarios para determinar el posible origen de una falla, es por ello que aquí se definen:

- **Megado y para que se realiza:** el megado se relaciona directamente con el Megger que es un instrumento de medida utilizado para realizar pruebas de aislamiento eléctrico

Existen algunas consideraciones a seguir para realizar el megado de equipos y en el caso puntal de la subestación de los conductores eléctricos de las alimentaciones principales estos son:

- i. Asegurarse que el sistema o equipo a medir se encuentre desenergizado (desconecte el servicio eléctrico), una forma para estar seguro es colocando una barra a tierra, permitiendo que si exista alguna carga en el sistema se valla a tierra o descargue. En esta subestación se recomienda realizar estas pruebas libres de cada sistema, ya sea por tramos donde el conductor se encuentre libre sin conexiones a cualquier otra parte del sistema bien sea como transformadores o reguladores.
- ii. Antes de realizar la prueba verificar que el instrumento tengas las perillas en la posición correcta.
- iii. Se conecta el cable de tierra o negativo del Megger a la tierra general del sistema, al igual se realiza el procedimiento con el cable positivo del instrumento a la fase del sistema.
- iv. Se elige la tensión de prueba en el instrumento.
- v. Se enciende el instrumento dejándolo por un periodo de 30 a 60 segundos.
- vi. Se mide la resistencia de aislamiento observando que si se obtiene bajo valor de resistencia de aislamiento es un indicio de pérdidas o fugas de corriente.
- vii. Se recomienda realizar este procedimiento varias veces, ya que una lectura temprana podría ser indicio que el conductor se encuentra húmedo y esto permite ir calentándolo.
- viii. Al obtener la medida se retira el instrumento de prueba teniendo en cuenta la descarga del sistema.
- ix. Comprobar que el sistema quede descargado para evitar algún accidente imprevisto.

4.19. Alumbrado: Actualmente en el interior de la subestación no presenta una buena iluminación debido a la falta de un plan de mantenimiento que brinde de manera óptima los Lumen necesarios y estandarizados (1 luminaria por cada 16 m²), a pesar de que cuenta con las luminarias adecuadas y dispuesta para tal fin, esto se debe a la falta de lámparas fluorescentes en buen estado, balastos y componentes que puedan cubrir esta necesidad.

En el ambiente exterior se puede apreciar dos postes que están dispuestos de manera óptima para cubrir el máximo del área a través de varias luminarias en la parte más elevada del mismo colocadas en ángulos especiales para dar así el mejor servicio en cuanto a la iluminación, del mismo modo están dispuestas varias luminarias empotradas en el exterior de la caseta lo cual permite mayor visualización al operador de turno y al personal de vigilancia, sin embargo, como en el caso interior la falta de mantenimiento hace que algunas de estas luminarias se encuentren inactivas y por ende un problema de iluminación nocturna. Sin embargo, la finalidad de este trabajo brinda un apoyo en cuanto a la ejecución de esta labor y para ello se realizan los siguientes pasos:

4.19.1. Simular que se hace de noche sobre la fotocélula y su funcionamiento:

Recordemos que la fotocélula es interruptor electrónico capaz de encender o apagar las luminarias de acuerdo a nivel de iluminación existente en el área, su funcionamiento se basa en la incidencia de la luz solar provocando una pequeña corriente que hace activar un relé y por ende el corte de la alimentación hacia las luminarias y cuando luz del sol cesa la corriente termina de circular cerrando el relé y de esta manera hace el bypass para alimentar dichas luminarias ocasionando su activación de manera automática.

En este caso para proceder a simular la falta de luz solar en el día, se procede a tapar bien sea con la mano, con un trapo o cualquier otra herramienta la fotocélula de manera manual para observar si su funcionamiento está en óptimas condiciones, de forma que si esta no hace la activación de las luminarias se procede al reemplazo.

4.19.2. Reapriete de conexiones: se realiza de manera manual en todas y cada una de las conexiones existentes a fin de tener una unión segura y así garantizar que no existan puntos calientes que pudieran ocasionar una falla en el sistema. Este reapriete debe ser llevado a cabo con todas las medidas de seguridad para evitar una descarga eléctrica en el desarrollo de dicho mantenimiento.

4.19.3 Comprobación circuitos: consiste en verificar el funcionamiento de las acometidas de baja tensión que alimentan el sistema de iluminación, así como verificar la tensión de llegada a todos los puntos de conexión tanto interno como externamente, también se debe comprobar la alimentación de llegada ubicada directamente en el Armario TSA 208/120 VCA, a través de las protecciones breacker (Q21 iluminación Interior, Q23 iluminación Exterior, Q25 Iluminación de cabinas de 13,8 kV; Q31 iluminación de la sala de mando) utilizando un Téster para verificar tensión, y mediante la manipulación de estas comprobar cada circuito del sistema. Ver protecciones en la fig. 4.7.

4.20 Red de Tierra: Se entiende que un equipo o componente de un sistema eléctrico está puesto a tierra, cuando se conecta a la tierra por medio de dispositivos conductores de electricidad adecuados. El término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica por el suelo desde una puesta a tierra, es “Resistencia de Puesta a Tierra”, los objetivos principales de una puesta a tierra se pueden resumir en lo siguiente:

- Permitir la conducción a tierra de cargas estáticas o descargas eléctricas atmosféricas.
- Limitar a niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase–tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.
- Limitar las tensiones debidos a maniobras.
- Limitar la tensión debido a contacto no intencional con sistemas de mayor tensión.
- Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas.



Fig. 4.7. Protecciones de circuitos de iluminación.

Por lo general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de corriente en el suelo, y que a su vez limite los potenciales en su superficie (control de gradiente de potencial), de tal manera que no comprometan la seguridad de las personas por causa de una falla a tierra. Finalmente debido a los cambios que puedan ocurrir en el terreno y con fines de mantenimiento preventivo, se hace necesario medir periódicamente la resistencia a tierra para garantizar la adecuada conexión al terreno y a continuación algunos métodos utilizados para ello:

4.20.1 Medición del valor de tierra: básicamente al verificar la integridad de un valor a tierra, la resistencia a tierra es un indicador de cuan efectivo está el sistema para el retorno de las corrientes de falla. La prueba de medición de la resistencia a tierra no da información alguna sobre la seguridad que pueda ofrecer este sistema bajo una condición de falla, especialmente con referencia a los voltajes peligrosos que puedan aparecer en la superficie del terreno. Aun cuando el valor de la resistencia a tierra esté por debajo de los valores requeridos, puede darse el caso de que no cumpla con los límites de voltajes permitidos para la seguridad del personal y los equipos. [26].

Se debe tener presente la posibilidad de presencia de un potencial peligroso entre la malla de puesta a tierra y la tierra remota, si una falla en el sistema de potencia involucra la malla de puesta a tierra de la subestación durante la medida. El personal que realiza las medidas debe utilizar el equipo de protección personal adecuado. En subestaciones de grandes dimensiones (lados superiores a 30m) deben aplicarse las técnicas establecidas en la norma.

En la actualidad existen diversos métodos muy utilizados para la medición de este parámetro que a su vez los describo a continuación:

- **Método de la caída de potencial:** es el más utilizado para la medición del valor de resistencia a tierra, para su ejecución se requiere de dos electrodos auxiliares, una fuente de voltaje, voltímetro y un amperímetro. El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar (C) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (P) como muestra la fig. 4.8.
- Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente, se coloca generalmente a una sustancial distancia del sistema de puesta a tierra. Típicamente ésta distancia debe ser mínimo 6.0 veces superior a la dimensión más grande de la puesta a tierra bajo estudio. Ver en fig. 4.9.

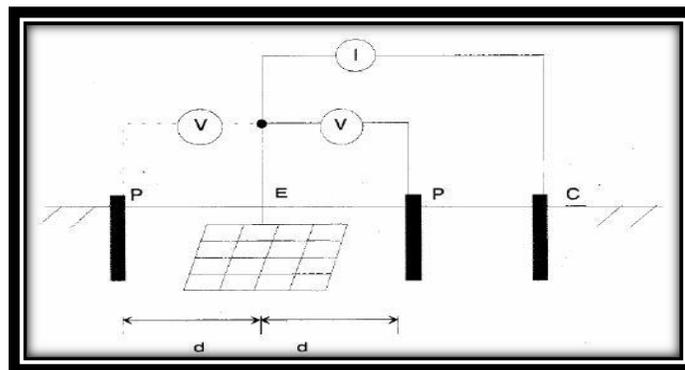


Fig. 4.8. Método de caída de potencial para medir resistencia a tierra. Fuente: [26].

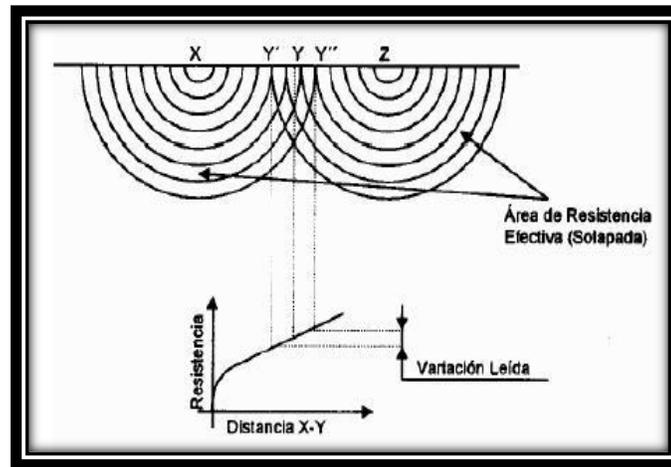


Fig. 4.9. Solapamiento de los gradientes de potencial. Fuente: [26].

El electrodo de potencial debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la fig. pasada. En la práctica, la distancia “d” para el electrodo de potencial se elige aproximadamente al 62% de la distancia del electrodo de corriente. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta (61.8%) para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogéneo.

Este método genera gradientes de potencial en el terreno, producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente. Por ello, si el electrodo de corriente, el de potencial y la puesta a tierra se encuentran muy cercanos entre sí, ocurrirá un solapamiento de los gradientes de potencial generados por cada electrodo, resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia. Ver en fig. 4.9 de anexos.

➤ **Método de la pendiente:** sugerido para medir sistemas de puesta a tierra de tamaño considerable (cuya máxima longitud supera los 30 m), o cuando la posición del centro de la puesta a tierra no es conocido o es inaccesible, por ejemplo, cuando el sistema de puesta a tierra está por debajo de un edificio o cuando el área para colocar los electrodos de prueba está restringida.

Teniendo en cuenta lo anterior mencionado es recomendable tener las consideraciones presentes a continuación para efectuar un buen mantenimiento preventivo a fin de garantizar una lectura de los resultados correctos, estas son:

- ✓ Los electrodos y placas deben estar bien limpios y exentos de óxido para posibilitar el contacto con el suelo.
- ✓ Los electrodos de tensión y corriente deben estar firmemente clavados en el suelo y tener un buen contacto con tierra.
- ✓ Se recomienda realizar las medidas en días de suelo seco, para obtener el mayor valor de resistencia de puesta a tierra de la instalación.
- ✓ Desconectar todos los componentes del sistema de puesta a tierra en estudio.
- ✓ La puesta a tierra bajo estudio y los electrodos de prueba deben estar en línea recta.

4.21 Mantenimiento de los equipos de compensación de tensión: esta subestación como se ha mencionado anterior cuenta con un sistema SCADA que únicamente permite visualizar algunos parámetros como el voltaje y la corriente en las barras principales de 115/13,8 kV respectivamente, por lo cual no es posible tener una lectura constante de estos parámetros de forma exacta en la salida de la subestación. Sin embargo, gracias a estos equipos actualmente instalados en la misma es posible medirlos, pero de manera local, directamente en los reguladores de tensión. Teniendo en cuenta que estos equipos son los encargados de mantener estable, dentro de los límites de la programación los niveles de tensión en 13,8 kV con el fin de mejorar la calidad del suministro de energía aguas abajo del sistema, se hace necesario e imprescindible un plan de mantenimiento óptimo que permita garantizar así su funcionamiento.

Las conexiones de mediana tensión están constituidas por cuatro circuitos, que representan a su vez las ternas de salida de la subestación (ternas zona norte y ternas zona sur), distribuidas de manera aérea desde la misma hasta el pórtico ubicado en la Av. Andrés Bello, para luego continuar dicha distribución de manera subterránea. Este mantenimiento se logra de manera certera gracias a la configuración que se tiene, pues se disponen en la salida de cada línea tres reguladores con su respectiva aparamenta de maniobra (seccionadores bypass de mediana

tensión descritos anteriormente), las cuales permiten la conexión y desconexión de manera fácil y sencilla para asimismo garantizar un mantenimiento seguro, ya que puede ser desconectado sin necesidad de interrumpir el servicio. A fin de verificar un buen mantenimiento preventivo se procede a la comprobación y actuación de todos los controles de funcionamiento sin poner fuera de servicio el equipo, esta revisión funcional procede la siguiente manera:

- Coloque el interruptor de función de control en local/manual.
- Accione el regulador varias etapas en sentido de elevar hasta que el led de fuera de banda alto se ilumine de modo continuo.
- Coloque el interruptor de función de control en auto/remoto. Una vez agotado el retardo, el regulador debe regresar al límite de la banda y el led de fuera de banda alto debe apagarse.
- Coloque nuevamente el interruptor de función de control en local manual.
- Accione el regulador varias etapas en sentido de reducir hasta que el led de fuera de banda bajo se ilumine de modo continuo.
- Coloque el interruptor de función de control en auto/remoto. una vez agotado el retardo, el regulador debe regresar al límite de la banda y el led de fuera de banda bajo debe apagarse.
- Si la revisión funcional no se finaliza con éxito, consulte la sección de localización de averías del manual de fabricación.

Bajo estas mismas consideraciones se presenta una serie de pasos que comprende el mantenimiento de acuerdo a la frecuencia de ejecución de estos equipos, ellos son:

❖ **Semanalmente realizar:**

- Ejecutar la revisión visual y verificación externa de las conexiones de alimentación en 13,8 kV.
- Verificar el funcionamiento del sistema de control y fuerza de cada equipo.
- Limpieza externa del regulador, mediante el uso de solvente eléctrico y trapo.

❖ **Mensualmente ejecutar:**

- Verificación de los parámetros de regulación.
- Simular el comportamiento de funcionamiento de cada equipo con alimentación interna o externa.
- Verificar los pasos del regulador gradualmente.

❖ **Anualmente constatar:**

- Verificación y actualización de los parámetros de funcionamiento de cada regulador.
- Ajuste y limpieza general de cada equipo en forma desenergizada.
- Reapriete de conexiones de cables de alta tensión, así como también los servicios auxiliares y de control de cada regulador.

4.22 Mantenimiento del armario de HMI: teniendo en cuenta que la mayor parte del control y operaciones de esta subestación es realizada de manera automática a través de la Unidad Terminal Remota (RTU), o en este caso por Relés de Protección DMS y que las funciones de control del servidor están siempre restringidas a realizar maniobras, ajustes básicos o de capacidades de supervisión, el sistema SCADA puede permitirle al operador grabar y mostrar cualquier condición de alarma como ejemplo el aumento de temperatura en los arrollados del transformador de potencia así como también gráficos con históricos, tablas con alarma y eventos, permisos y acceso del usuario dependiendo siempre del programa que esté instalado en el sistema.

De acuerdo a la interfaz que existe entre el computador y el operador se precede a realizar una serie de acciones preventivas de acuerdo al mantenimiento que se practica para garantizar un óptimo servicio estas son:

- Semanalmente se debe verificar el comportamiento del sistema SCADA hacia los equipos.
- Mensualmente simular operaciones de rutina para cada equipo de patio y celdas de 13,8 kV.
- Periódicamente verificación y ajustes de las señales de control y mando de la SEAT.
- Limpieza y ajuste de equipos asociados a este sistema.

CAPÍTULO V

MANUAL DE OPERACIONES DE LA SUBESTACIÓN SEAT.

El presente capítulo, contiene la información referente a las maniobras de operación que se deben realizar en la subestación tanto en condiciones normales de funcionamiento, así como también en caso de contingencia.

En este sentido las operaciones subsecuentes presentadas en este trabajo de grado brindan una muy buena ayuda al operador de turno, ya que permite tener una información precisa sobre los aspectos a considerar a la hora de trabajar los equipos bien en forma normal o cuando se presente una contingencia.

Es importante tener siempre presente las respectivas normas de seguridad (cinco reglas de oro), que brindaran un total y óptimo desempeño de las labores a realizar dentro de la subestación, considerando las operaciones que se realizaran consecutivamente a este punto, se hace necesario la identificación de algunos equipos de alta tensión en 115 kV por norma CADAFE y la existen en la misma subestación tal como se indican en la tabla 5.1 para la nomenclatura de equipos. [28].

5.1 Puesta en servicio del transformador de potencia: son varios los aspectos a considerar a la hora de operar el equipo más importante y de mayor valor económico dentro de esta subestación. Bajo este aspecto, se describe de manera detallada los procedimientos necesarios para su puesta en servicio, como siguen:

5.1.1 Secuencia de operaciones en caso de:

5.1.1.1 Ausencia o caída de tensión a nivel de 115 kV:

Tabla 5.1 Nomenclatura de equipos de alta tensión en 115 kV en la subestación de TROMERCA.

Nomenclatura TROMERCA	Nomenclatura CADAFE	Descripción
TP'S, A	TP'S, A	Transformadores de Potencial lado de alta tensión 115 kV.
S-1A	H-103	Seccionador uno (1), de llegada a patio de alta tensión 115 kV.
TC'S, A	TC'S, A	Transformadores de Corriente lado de alta tensión 115 kV.
D-1A	H-105	Disyuntor uno (1) lado de alta tensión 115 kV.
S-2A	H-104	Seccionador dos (2), de las barras de alta tensión 115 kV.
S-3A	H-114	Seccionador tres (3), lado del Transformador de Potencia en alta tensión 115 kV.
D-2A	H-110	Disyuntor dos (2), lado del Transformador de Potencia en alta tensión 115 kV.

❖ Condición Normal:

- Comprobar que los relés de protección DMS a operar estén en posición remota (ver operación en modo local de los relés DMS).
- Verificar la apertura de los interruptores D-1A (H105) y D-2A (H110), los cuales corresponden a la línea de llegada y transformador de potencia respectivamente.
- Energizar los servicios auxiliares de la subestación por medio del grupo electrógeno (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno), con la finalidad de monitorear a través del sistema SCADA y confirmar que la tensión en punta o de

llegada en las líneas a nivel de 115 kV se encuentra en el rango adecuado para la operación ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).

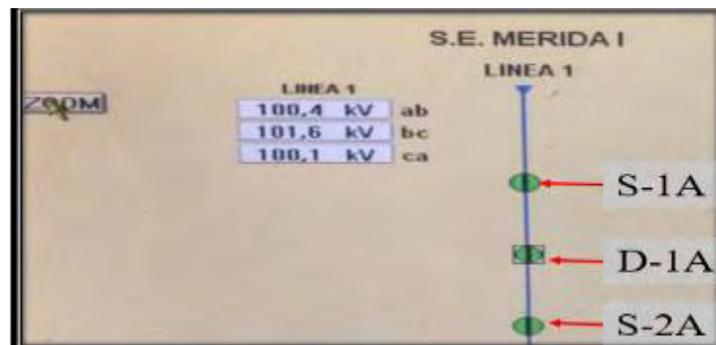


Fig. 5.1. Verificación mediante el computador de la tensión de llegada a través del sistema SCADA.

- d. Ejecutar el cierre de los interruptores de manera secuencial a través del sistema SCADA, iniciando por el interruptor de línea D-1A (H105) y luego en interruptor del transformador de potencia D-2A (H110).
- e. Energizar la barra de 13,8 kV, cerrando el interruptor de media tensión A0 (D-180).

❖ **Condición de contingencia – actividad de mantenimiento:**

- a. Comprobar que los relés de protección DMS a operar estén en posición remota (ver operación en modo local de los relés DMS).
- b. Abrir el interruptor del transformador de potencia D-2A (H110).
- c. Abrir el seccionador (ver operación de seccionadores) asociado al transformador de potencia S-3A (H114). Esto con la finalidad de asegurar de manera visual la apertura del circuito.
- d. Colocar la puesta a tierra de seguridad, cortocircuitando todas las líneas de entrada al transformador con respecto a tierra con los cables auxiliares para tal fin.
- e. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través del grupo electrógeno (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno), con la finalidad de monitorear y controlar la subestación.

✓ **Culminada la actividad de mantenimiento, se realiza el procedimiento inverso:**

- a. Desconectar la puesta a tierra de seguridad.
- b. Cerrar el seccionador (ver operación de seccionadores) asociado al transformador de potencia S-3A (H114).
- c. Cerrar el interruptor del transformador de potencia D-2A (H110).
- d. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través de la red de CORPOELEC (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno).

❖ **Condición de contingencia – falla del grupo electrógeno:** En caso de avería del grupo electrógeno, que imposibilite la activación de los servicios auxiliares, el monitoreo de la tensión en punta de los diferentes equipos, así como las maniobras se deberán realizar directamente desde los relés de protección, como se detalla a continuación:

- a. Comprobar que el relé de protección DMS a operar esté en posición local (ver operación en modo local de los relés DMS).

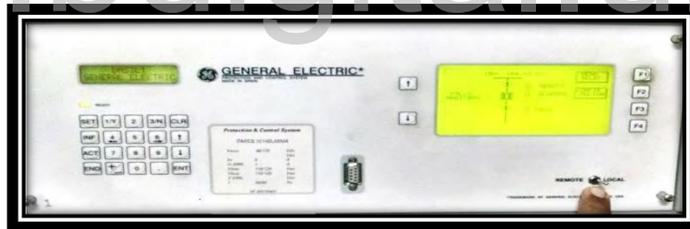


Fig. 5.2. Posición en modo local del relé DMS₁ del disyuntor H-105.

- b. Verificar a través de los relés de protección DMS (Ver operación en modo local de los relés DMS), la apertura de los interruptores D-1A (H105) y D-2A (H110), los cuales corresponden a la línea de llegada y transformador de potencia respectivamente.
- c. Verificar a través del relé de protección DMS que la tensión en punta o de llegada en la línea a nivel de 115 kV se encuentra en el rango adecuado para la operación ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).
- d. Ejecutar el cierre de los interruptores de manera secuencial a través de los relés de protección DMS, iniciando por el interruptor de línea D-1A (H105) y luego en interruptor del transformador de potencia D-2A (H110).

- e. Energizar la barra de 13,8 kV, cerrando el interruptor de media tensión A0 (D-180).
 - f. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través de la red de CORPOELEC (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno).
- ❖ **Condición de contingencia – falla del sistema SCADA:**

En caso de avería del sistema SCADA, que imposibilite la operación de la subestación de manera remota, las maniobras y el monitoreo se deberán realizar directamente desde los relés de protección, como se detalla a continuación:

- a. Comprobar que el relé de protección DMS a operar esté en posición local (ver operación en modo local de los relés DMS). Ver en fig. 5.2.
- b. Verificar a través de los relés de protección DMS (ver operación en modo local de los relés DMS), la apertura de los interruptores D-1A (H105) y D-2A (H110), los cuales corresponden a la línea de llegada y transformador de potencia respectivamente.
- c. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través del grupo electrógeno (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno).
- d. Verificar a través del relé de protección DMS que la tensión en punta o de llegada en la línea a nivel de 115 kV se encuentra en el rango adecuado para la operación ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).
- e. Ejecutar el cierre de los interruptores de manera secuencial a través de los relés de protección DMS, iniciando por el interruptor de línea D-1A (H105) y luego en interruptor del transformador de potencia D-2A (H110).
- f. Energizar la barra de 13,8 kV, cerrando el interruptor de media tensión A0 (D-180).
- g. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través de la red de CORPOELEC (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno).

5.1.1.2 Maniobras sobre el cambiador de taps: la operación de este elemento del transformador, se puede llevar a cabo de tres maneras:

❖ **Operación automática:**

- a. Colocar el selector del regulador del transformador (armario TCP2) en modo “Auto”, verificando que tenga el diodo led indicador de color verde (Auto) encendido, de no ser así pulsar el botón hasta que encienda.



Fig. 5.3. Observación del diodo led para el modo manual-auto del regulador trafo.

- b. Una vez el regulador en automático se podrá visualizar su regulación desde el sistema SCADA.

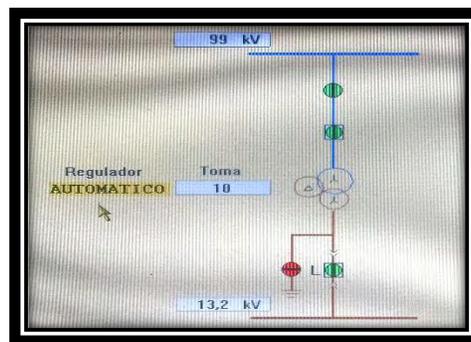


Fig. 5.4. Verificación del regulador del trafo de potencia en automático.

Operación manual a distancia:

- a. Colocar el selector del regulador del transformador (armario TCP2) en modo “Local”, verificando que tenga el diodo led indicador de color verde (Manual-Auto) encendido, de no ser así pulsar el botón hasta que encienda.



Fig. 5.5. Observación del diodo led para el modo manual-auto del regulador trafo.

- b. Comprobar sobre el relé DMS que el cuadrillo de color negro se encuentre en la posición MANUAL, con esto, se podrá operar el cambiador de *taps* mediante las flechas subir o bajar.

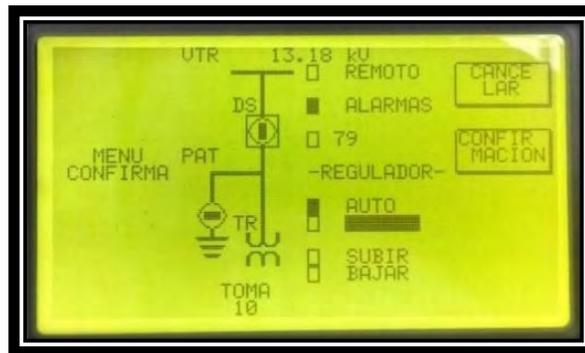


Fig. 5.6. Posición en modo auto del regulador trafo en el relé DMS₆.

❖ **Operación local mediante manivela:**

- a. Verificar que el interruptor “Q1” del motor se encuentre en la posición OFF de apagado.



Fig. 5.7. Q1 Protector de motor.

- b. Se introduce la manivela en el orificio indicado.



Fig. 5.8. Orificio para manivela.

- c. Se gira 33 veces la manivela en un mismo sentido para lograr bajar o subir un *taps* del *trafo* de potencia.



Fig. 5.9. Giro de la manivela para cambiar los taps del trafo.

5.2. Disyuntores HD4 de Mediana Tensión – Barra de 13,8 kV.

❖ **Apertura y cierre de interruptores:**

➤ **Condición Normal:**

➤ **Apertura – Asumiendo el interruptor energizado y conectado:**

- a. Desde el sistema SCADA, en el menú usuario lograse con el usuario y clave correspondiente.
- b. Hacer clic derecho sobre el símbolo del disyuntor (circulo encerrado en un recuadro), se desplegará un menú con varias opciones, para el cual se selecciona la opción maniobras.
- c. Una vez seleccionada la opción anterior se desplegará una pantalla donde indicará la opción (abrir / cerrar), para este caso se selecciona la opción abrir.
- d. Luego de escoger la opción (Abrir), se despliega una pantalla para confirmar seleccionando la opción Sí.
- e. Dirigirse hasta la cabina del interruptor que se está operando, extraerlo con la manivela de extracción y colocar la puesta a tierra.

➤ **Cierre – Asumiendo la condición de apertura anterior:**

- a. Dirigirse hasta la cabina del interruptor que se va a maniobrar, quitar la puesta a tierra.
- b. Introducir el interruptor hasta su posición de enclavado con la manivela para tal fin.
- c. Desde el sistema SCADA, en el menú usuario lograse con el usuario y clave correspondiente.
- d. Verificar que el nivel de tensión es el adecuado para realizar dicha maniobra ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).
- e. Hacer clic derecho sobre el símbolo del disyuntor (circulo encerrado en un recuadro), se desplegará un menú con varias opciones, para el cual se selecciona la opción maniobras.

- f. Una vez seleccionada la opción anterior se desplegará una pantalla donde indicará la opción (abrir / cerrar), para este caso se selecciona la opción cerrar.
- g. Luego de escoger la opción (cerrar), se despliega una pantalla para confirmar seleccionando la opción Sí.

➤ **Condición de Contingencia – Falla del Sistema SCADA:** En caso de avería del sistema SCADA, que imposibilite la operación de manera remota de los equipos de 13,8 kV, las maniobras y el monitoreo de los interruptores, se deberán realizar directamente desde los relés de protección, como se detalla a continuación:

❖ **Apertura – Asumiendo el interruptor energizado y conectado:**

- a. Dirigirse hasta la cabina del interruptor a maniobrar y situarse frente al relé DMS correspondiente.
- b. Operar relé de protección DMS en modo local (Ver operación en modo local de los relés DMS).
- c. Extraerlo con la manivela de extracción y colocar la puesta a tierra (Ver Puesta a Tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kV).

➤ **Cierre – Asumiendo la condición de apertura anterior:**

- a. Dirigirse hasta la cabina del interruptor que se va a maniobrar, quitar la puesta a tierra (Ver Puesta a Tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kV).
- b. Introducir el interruptor hasta su posición de enclavado con la manivela para tal fin.
- c. Verificar que el nivel de tensión es el adecuado para realizar dicha maniobra ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).
- d. Operar relé de protección DMS en modo local (Ver operación en modo local de los relés DMS)

➤ **Condición de contingencia – falla del servicios auxiliares:** para realizar esta maniobra de operación es importante tener en cuenta todas las medidas de seguridad,

además de tener al tanto los riesgos presentes en la subestación a fin de evitar cualquier accidente, algunas de estas medidas son:

- Utilizar los equipos de protección personal.
- Cumplir con todas las normas de seguridad industrial.
- Utilizar las herramientas adecuadas para las maniobras.

Bajo estas consideraciones, esta operación se puede realizar de la siguiente manera:

➤ **Apertura – asumiendo el interruptor energizado y conectado:**

- a. Dirigirse hasta la cabina del interruptor a maniobrar.
- b. Destapar la cubierta protectora de los botones de operación del interruptor.
- c. Pulsar el botón rojo de apertura.
- d. Extraerlo con la manivela de extracción y colocar la puesta a tierra (Ver Puesta a Tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kV).

➤ **Cierre – asumiendo la condición de apertura anterior:**

- a. Dirigirse hasta la cabina del interruptor que se va a maniobrar, quitar la puesta a tierra (Ver Puesta a Tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kV).
- b. Introducir el interruptor hasta su posición de enclavado con la manivela para tal fin.
- c. Verificar que el nivel de tensión es el adecuado para realizar dicha maniobra ($\pm 10\%$ de la tensión nominal).
- d. Verificar en el visor de gas SF₆ que se encuentra en el nivel óptimo (color verde).
- e. Pulsar el botón verde de cierre.

5.2.1. Interruptor principal cabina A0: en esta cabina se encuentra el interruptor principal de mediana tensión ABB HD4. Para energizar la barra principal se procede de la siguiente manera:

➤ **Operación en condición normal:** Asumiendo que el interruptor se encuentra abierto debido a caída de tensión o ausencia de la red eléctrica de CORPOELEC, se procede:

- a. Energizar los servicios auxiliares de la subestación por medio del grupo electrógeno (Ver Sistema de Servicios Auxiliares – Grupo Electrógeno), con la finalidad de monitorear a través del sistema SCADA el nivel de tensión de entrada y demás equipos.
- b. Abrir los interruptores de los circuitos de salida de línea en caso de que los mismos se encuentren cerrados, esto con la finalidad de controlar la energización progresiva del sistema y evitar altas corrientes de inrush.
- c. Verificar que la tensión de entra, proveniente del lado de baja del transformador de potencia se encuentra dentro de los rangos permitidos para la operación ($\pm 10\%$) la presencia de tensión en 13,8 kV.
- d. Ejecutar el cierre del interruptor A0 (D-180) a través del sistema SCADA, y continuando de manera secuencial con el interruptor de acople de barra A1.1 (D-130) y luego con los circuitos de salida según sea el caso.
- e. Desconectar el grupo electrógeno y energizar los servicios auxiliares de la subestación a través de la red de CORPOELEC (Ver Sistema de Servicios Auxiliares – Grupo Electrógeno).

➤ **Operación en condición de mantenimiento:** Asumiendo que el interruptor se encuentra cerrado y en funcionamiento, se procede:

- a. Abrir los circuitos de salida de línea A1.2, A1.3, B1.3 y B1.2.
- b. Abrir el interruptor de acople de barra A1.1 (D130).
- c. Abrir el interruptor de servicios auxiliares A2.
- d. Energizar los servicios auxiliares de la subestación por medio del grupo electrógeno (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno), con la finalidad de monitorear a través del sistema SCADA el nivel de tensión de entrada y demás equipos.
- e. Abrir el interruptor de barra principal en 13,8 kV A0 (D180).

- f. Abrir el interruptor del Transformador de potencia 115kV D-2A (H110).
- g. Abrir el interruptor de llegada de línea 115kV D-1A (H105).
- h. Abrir el seccionador de llegada de línea y del *trafo* de potencia 115kV S2A (H104) y S3A (H114) respectivamente.
- i. Colocar puesta a tierra la barra de 13,8kv (ver puesta a tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kv).

➤ **Una vez culminada la actividad de mantenimiento se realiza el proceso inverso:**

- a. Quitar puesta a tierra de la barra de 13,8kv (ver puesta a tierra en interruptores de media tensión y barra de 13,8kv).
- b. Cerrar el seccionador de llegada de línea y del *trafo* de potencia 115kV S2A (H104) y S3A (H114) respectivamente.
- c. Cerrar el interruptor de llegada de línea 115kV D-1A (H105).
- d. Cerrar el interruptor del *trafo* de potencia 115kV D-2A (H110).
- e. Cerrar el interruptor de barra principal en 13,8 kV A0 (D180).
- f. Energizar los servicios auxiliares de la subestación a través de la red de CORPOELEC (ver sistema de servicios auxiliares – grupo electrógeno).
- g. Cerrar el interruptor de acople de barra A1.1 (D130).
- h. Cerrar los circuitos de salida de línea A1.2, A1.3, B1.3 y B1.2.

Para la activación de la puesta a tierra de las celdas de mediana tensión se considera importante ejecutarlas según el orden que establece con el diagrama de enclavamiento de la fig. 5.8.

➤ **Puesta a tierra en interruptores de MT y barra de 13,8 kV.**

- **Interruptor A0–Barra de 13,8 kV:** La maniobra se realiza por enclavamiento mecánico como es:

❖ **Activación de la puesta a tierra:**

Se ubican las llaves A y B necesarias para la activación de la puesta a tierra del interruptor A0. Ver figura 5.10 del diagrama de enclavamiento mecánico mediante llaves. La llave A, se encuentra ubicada en el seccionador (S-3A) del lado de alta del transformador de potencia (115 kV), y la misma se obtiene, abriendo dicho el seccionador, recordando que a priori, se debe realizar la apertura por seguridad de los disyuntores D-2A y D-1A, así como el seccionador de línea (S-2A) ya que el seccionador ya que el seccionador (S-3A) debe operar en vacío. Ver en fig. 5.8.

La llave B, está ubicada en el inferior del frontal del propio interruptor A0, y esta se puede obtener, extrayendo el interruptor A0 con el sistema mecánico usando la manivela para tal fin.



Fig. 5.10. Seccionador H-114 con llave de enclavamiento ubicada en la cerradura de bloqueo.

- a. Se introducen las llaves A y B en las cerraduras para la activación de la puesta a tierra, ubicado en la parte posterior de la cabina A0.



Fig. 5.11. Cerraduras para el enclavamiento de puesta a tierra de la cabina A0.

Se levanta la tapa de protección del mecanismo del seccionador de puesta a tierra, situado

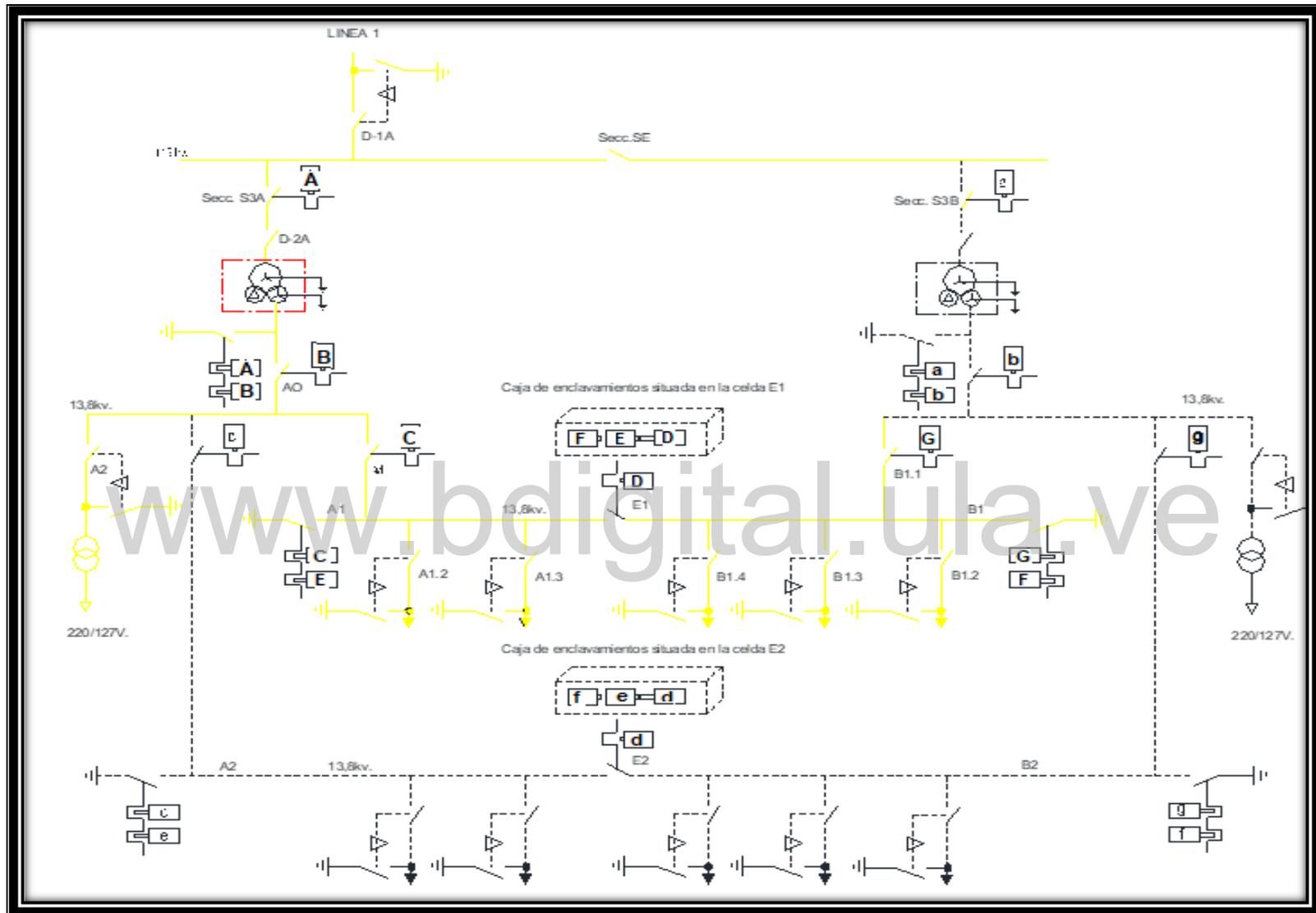


Fig. 5.12. Diagrama de enclavamiento mecánico mediante llaves en la SEAT.

- b. Se levanta la tapa de protección del mecanismo del seccionador de puesta a tierra, situado al costado izquierdo de dichas cerraduras.
- c. Se introduce la palanca en el agujero del mecanismo.
- d. Se presiona el pulsador negro para activar la bobina del seccionador y se sube la palanca. El pulsador negro se debe mantener presionado durante toda la operación de cierre, no solamente durante el primer movimiento.



Fig. 5.13. Enclavamiento de puesta a tierra de la cabina a0.

- e. Por último, se suelta el pulsador (botón negro), se saca la palanca del agujero del mecanismo y se baja la tapa.

➤ **Desactivación de la puesta a tierra:** Para abrir el seccionador de puesta a tierra de la cabina A0, se procede de manera inversa a la activación.

- a. Se introducen las llaves A y B en las cerraduras para la activación de la puesta a tierra, ubicado en la parte posterior de la cabina A0.
- b. Se levanta la tapa de protección del mecanismo del seccionador de puesta a tierra, situado al costado izquierdo de dichas cerraduras.
- c. Se introduce la palanca en el agujero del mecanismo.
- d. Se presiona el pulsador negro para activar la bobina del seccionador y se baja la palanca. El pulsador negro se debe mantener presionado durante toda la operación de apertura, no solamente durante el primer movimiento.
- e. Se giran y extraen las llaves de enclavamiento A y B, y se ubican en sus respectivos lugares. La llave A, se encuentra ubicada en el seccionador (S3A) del lado de alta del

transformador de potencia (115kV), y la llave B, se ubicada al inferior del frontal del propio interruptor A0.

➤ **Interruptor A1.1 – Acoplador a barra de 13,8kV:** La maniobra se realiza por enclavamiento mecánico como es:

➤ **Activación de la puesta a tierra:**

- a. Se abre el interruptor y se extrae con la manivela de extracción hasta la parte frontal de la cabina.
- b. Se ubica la llave D, necesaria para extraer las llaves E y F, las cuales se usan para la activación de la puesta a tierra del interruptor A1.1. La llave D, se encuentra ubicada en la cabina del interruptor de enlace E1 (13,8kV), y la misma se obtiene colocando a tierra dicho interruptor (ver puesta a tierra de interruptores de salida de línea).



Fig. 5.14. Llaves para el cierre del seccionador de puesta a tierra de la cabina A1.1.

- c. Obtenidas las llaves E y F, se procede a introducirlas en las cerraduras para la activación de la puesta a tierra, ubicado en la parte posterior de la cabina A1.1.
- d. Se levanta la tapa de protección del mecanismo del seccionador de puesta a tierra, situado al costado izquierdo de dichas cerraduras.
- e. Se introduce la palanca en el agujero del mecanismo.

- f. Se presiona el pulsador negro para activar la bobina del seccionador y se sube la palanca. El pulsador negro se debe mantener presionado durante toda la operación de cierre, no solamente durante el primer movimiento.



Fig. 5.15. Enclavamiento de puesta a tierra de la cabina A1.1.

- g. Por último, se suelta el pulsador (botón negro), se saca la palanca del agujero del mecanismo y se baja la tapa.
- h. Se verifica la activación de la puesta a tierra en la pantalla del relé DMS.

➤ **Desactivación de la puesta a tierra:** Para abrir el seccionador de puesta a tierra de la cabina A1.1, se procede de manera inversa a la activación:

- a. Se levanta la tapa de protección del mecanismo del seccionador de puesta a tierra, situado al costado izquierdo de dichas cerraduras en la parte posterior de la cabina A1.1.
- b. Se introduce la palanca en el agujero del mecanismo.
- c. Se presiona el pulsador negro para activar la bobina del seccionador y se baja la palanca. El pulsador negro se debe mantener presionado durante toda la operación de apertura, no solamente durante el primer movimiento.
- d. Se giran y extraen las llaves de enclavamiento E y F, y se ubican en sus respectivos lugares dentro de la cabina A1.1, con la finalidad de liberar la llave de seguridad D.

- e. Se introduce la llave de seguridad D en su respectivo lugar (esquina inferior derecha de la parte frontal de la cabina) para liberar la puesta a tierra del interruptor A1.1 (Ver Puesta a tierra de Interruptores de salida de línea).
- f. Se verifica la desconexión de la puesta a tierra en la pantalla del relé DMS.
- g. Se introduce el interruptor con la manivela hasta la posición final de enclavado.
- h. Se conecta el interruptor

➤ **Puesta a tierra de Interruptores de salida de línea:** La maniobra se realiza por enclavamiento mecánico como sigue:

✓ **Activación de la puesta a tierra:**

- a. Se abre el interruptor y se extrae con la manivela de extracción hasta la parte frontal de la cabina.
- b. Girar hasta tener en posición horizontal la palanca de seguridad de color negra ubicada en la esquina inferior derecha del interruptor, la cual sirve para liberar/denegar el acceso al seccionador de puesta a tierra, el mismo se encuentra en la esquina opuesta a la palanca de seguridad.
- c. Una vez liberado el acceso al seccionador de puesta a tierra, se introduce la manivela de puesta a tierra, y se gira hacia la posición (1) o cerrado.



Fig. 5.16. seccionador de puesta a tierra de la cabina a2.

- d. Se verifica la activación de la puesta a tierra en la pantalla del relé DMS

✓ **Desactivación de la puesta a tierra:** Para abrir el seccionador de puesta a tierra, se procede de manera inversa a la activación.

- a. Se abre el interruptor y se extrae con la manivela de extracción hasta la parte frontal de la cabina.
- b. Girar hasta tener en posición horizontal la palanca de seguridad de color negra ubicada en la esquina inferior derecha del interruptor, la cual sirve para liberar el acceso al seccionador de puesta a tierra, el mismo se encuentra en la esquina opuesta a la palanca de seguridad.
- c. Desactivar el seccionador de puesta a tierra, introduciendo la manivela de puesta a tierra, y se gira hacia la posición (0) o abierto.
- d. Se verifica la desactivación de la puesta a tierra en la pantalla del relé DMS.
- e. Girar hasta tener en posición vertical la palanca de seguridad de color negra ubicada en la esquina inferior derecha del interruptor, la cual sirve para liberar/denegar el acceso al seccionador de puesta a tierra.
- f. Se introduce el interruptor con la manivela hasta la posición final de enclavado.
- g. Se conecta el interruptor.

- **Operación de interruptores 115kV:**

La operación de este equipo se puede lograr de manera remota o local directamente en el equipo tal como se describe a continuación:

- **Operación remota mediante el sistema SCADA:** esta operación se puede lograr de la manera siguiente:
 - a. Mediante el computador a través del sistema SCADA, se realiza la maniobra de apertura/cierre del interruptor, teniendo en cuenta que el selector del disyuntor dentro de la caja de control en patio, se encuentre en la posición “Remoto”, esto se logra visualizar en la pantalla del computador notando que no exista la letra “L” al lado de su símbolo, ver fig. 5.1. y de manera local en la caja de control del equipo como se aprecia en la siguiente fig.



Fig. 5.17. Selector en posición remoto del interruptor H-105.

- b. Una vez verificado el estado del selector, se procede haciendo clic sobre el símbolo y pulsando botón derecho donde se desplegará una pantalla con varias opciones, en este momento se selecciona la opción maniobras.



Fig. 5.18. Maniobra abrir/cerrar del disyuntor H-105.

- c. Una vez seleccionada la opción anterior se desplegará una pantalla donde indicará la opción de apertura o cierre considerando el estado actual del mismo.



Fig. 5.19. Maniobra a ejecutar sobre el disyuntor H-105.

- d. Luego de escoger la opción (Abrir/Cerrar), se despliega una pantalla para confirmar y por último se le da aceptar haciendo clic sobre la opción SI.

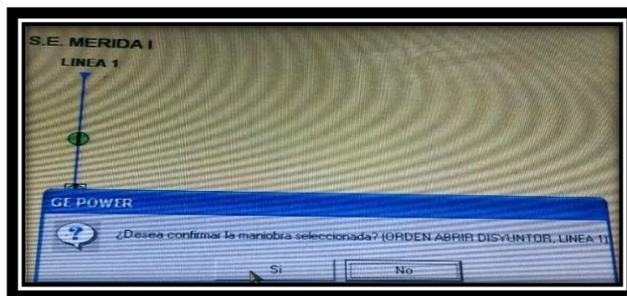


Fig. 5.20. Confirmación de maniobra a ejecutar para el disyuntor H-105.

- ❖ **Operación remota mediante el relé DMS:** esta operación se realiza de la siguiente manera:
 - a. Verificar que el selector del disyuntor dentro de la caja de control en patio, se encuentre en la posición “Remoto”.



Fig. 5.21. Selector en posición remoto del interruptor H-105.

- b. Cambiar la posición del relé DMS a local, utilizando el selector ubicado en el panel frontal del mismo.

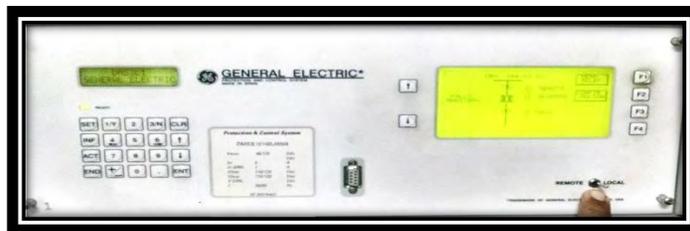


Fig. 5.22. Posición en modo local del relé DMS₁ del disyuntor H-105.

- c. Para navegar en el menú del relé DMS se usa el botón F1.
- d. Para ubicarse sobre el elemento a operar se selecciona con las flechas en la parte izquierda de la pantalla LCD.
- e. Ubicado sobre el símbolo del equipo, se procede a realizar la maniobra según sea el estado en que se encuentre el disyuntor, pulsando el botón F3 para abrir o F4 para cerrar.

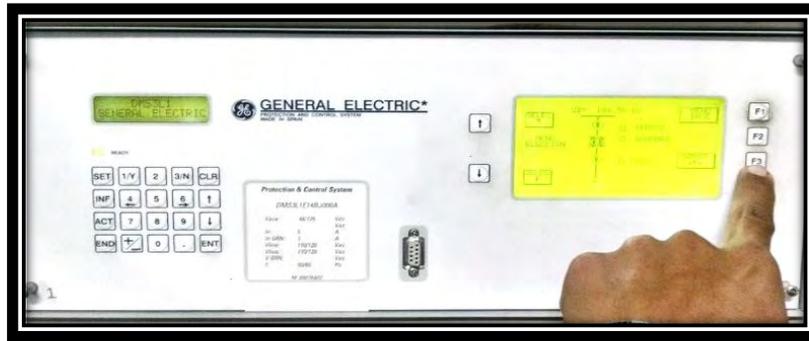


Fig. 5.23. maniobra a realizar mediante el relé DMS₁ del disyuntor H-105.

- f. Para confirmar la operación a ser realizada Abrir/Cerrar se procede a pulsar el botón F2.



Fig. 5.24. confirmación de la maniobra a realizar mediante el relé DMS₁ del disyuntor H-105.

❖ **Operación local directamente en la caja de mando del equipo:** para realizar esta maniobra de operación es importante tener en cuenta todas las medidas de seguridad, además de tener al tanto los riesgos presentes en la subestación a fin de evitar cualquier accidente, algunas de estas medidas son:

- Utilizar los equipos de protección personal.
- Cumplir con todas las normas de seguridad industrial.
- Utilizar las herramientas adecuadas para las maniobras.

- ✓ **Bajo estas consideraciones, se puede realizar de la siguiente manera:**
- Se debe asegurar que el indicador de gas SF₆ brinde la información adecuada de presión para realizar la maniobra de operación.
 - Se comprueba directamente en la caja de mando, que el selector de encuentre en la posición Local.



Fig. 5.25. Selector en posición local del disyuntor H-105.

- Con el selector en posición “Local”, se procede a girar la perilla de operación hacia la izquierda para el cierre o en consecuencia hacia la derecha para la apertura del disyuntor.
- Existe un tercer modo para la operación de apertura forzada, y es pulsando el botón rojo “Segunda apertura”, en caso de que la primera apertura no se logre completar.

- **Operación de seccionadores:**

La maniobra recomendada para todos los seccionadores sin excepción, es siempre ejecutarla en vacío (sin carga), es por ello que, para apertura y cierre de seccionadores, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- **Apertura:**

- 1.- Abrir el interruptor o disyuntor asociado al seccionador.
- 2.- Abrir en vacío el seccionador.

- **Cierre:**

- 1.- Cerrar en vacío el seccionador.

2.- Cerrar el interruptor o disyuntor asociado al seccionador. [29].

Teniendo claro lo antes mencionado, se tienen las siguientes formas de operación para seccionadores:

- **Operación de manera remota:** se realiza a través del sistema SCADA teniendo en cuenta que el selector de operación se encuentre en posición “Remoto”, este selector se encuentra ubicado dentro de la caja de mando del equipo en patio.



Fig. 5.26. Posición remoto del seccionador H-103.

- a. Se verifica en el sistema SCADA si el seccionador está en modo “Remoto” esto se realiza cuando no existe ninguna letra al lado del símbolo del seccionador (círculo verde).
- b. Haciendo clic sobre el símbolo del seccionador y pulsando botón derecho se desplegará una pantalla con varias opciones, en este caso se deberá seleccionar la última opción (Maniobras).



Fig. 5.27. maniobra de cierre/apertura del seccionador h-103.

- c. Una vez seleccionada esta opción se despliega la pantalla con la opción de Abrir o Cerrar según sea el caso.

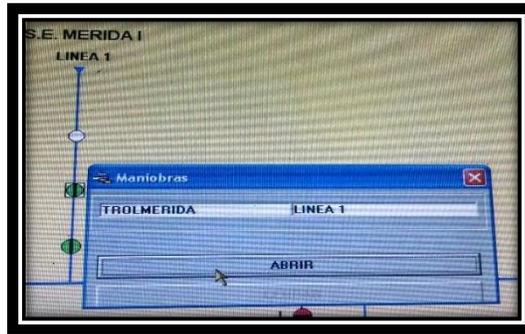


Fig. 5.28. maniobra sobre el seccionador h-103.

- d. Luego de seleccionada la opción (Abrir/Cerrar), se despliega una pantalla para confirmar la maniobra se teclea sobre el SI.

- ❖ **Operación de manera local:** para realizar esta maniobra de operación es importante tener en cuenta todas las medidas de seguridad, además de tener al tanto los riesgos presentes en la subestación a fin de evitar cualquier accidente, algunas de estas medidas son:
 - Utilizar los equipos de protección personal.
 - Cumplir con todas las normas de seguridad industrial.
 - Utilizar las herramientas adecuadas para las maniobras.

Bajo estas consideraciones y teniendo en cuenta que el interruptor asociado al seccionador en cuestión esté en posición de apertura, esta operación se puede realizar de dos maneras, estas son:

- 1) **Mediante la actuación automática del servomotor incorporado se procede:**
 - a) Se comprueba que el selector de mando se encuentre en la posición “Local”.



Fig. 5.29. posición local del seccionador h-103.

- b) Se pulsa el botón verde para cerrar y el botón rojo para abrir.



Fig. 5.30. pulsador verde para cerrar el seccionador H-103.

2) De forma manual mediante la manivela del seccionador se procede:

- a) Se comprueba que el selector de mando se encuentre en la posición “Local” tal como en el caso anterior.
- b) Se introduce la manivela en el orificio indicado, al mismo tiempo que se pulsa el pasador de seguridad, de manera que la manivela enclave en la posición adecuada.

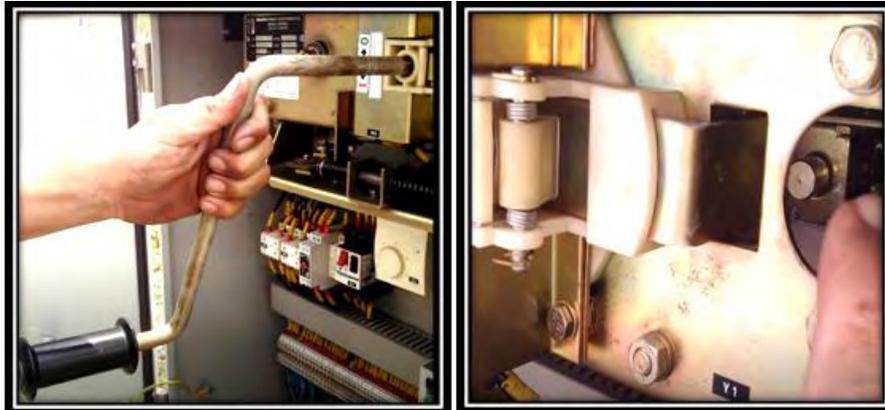


Fig. 5.31. manivela y pasador de seguridad del seccionador H-103.

- c) Luego de haber introducido de manera correcta la manivela se gira en sentido anti-horario para cerrar y en sentido horario para abrir el seccionador. Ver en fig. 5.10 de anexos.



Fig. 5.32. Giro de la manivela para apertura o cierre del seccionador H-103.

- **Operación en modo local de los relés de protección DMS:**
 - a) Se comprueba que el relé tenga en posición Local el sector de operaciones.
 - b) Para navegar en el menú del relé DMS, se procede a pulsar la tecla F1.
 - c) Para operar el equipo, se debe ubicar sobre el símbolo del elemento sobre el cual se quiere actuar utilizando las flechas de desplazamiento ubicadas al lado izquierdo de la

pantalla LCD, se procede a realizar la maniobra según sea el estado en que se encuentre el elemento, pulsando el botón F3 para abrir o F4 para cerrar.

- d) Antes de realizar la operación, se debe confirmar la maniobra a realizar pulsando el botón F2.

5.4 Interfaz Hombre Maquina (HMI):

El software para monitorear y operar la subestación, está instalado en un computador ubicado en el tablero de control, el mismo está conectada a un equipo UPS capaz de mantener encendida la unidad aproximadamente 15 min, en caso que exista una falla en la red y que el grupo electrógeno no encienda, transcurrido este tiempo, el equipo se apagará y encenderá automáticamente en el momento que sean restablecidos los servicios auxiliares de la subestación. [30].

Por otra parte, existen varias características a fin de dar un mayor entendimiento a la hora de operar dicho software, estas son:

- El nombre del sistema SCADA se denomina *GE POWER*, el cual, levanta su interfaz automáticamente, y presentará en la pantalla principal el diagrama unifilar de la subestación.
- Se podrán visualizar varias pantallas haciendo clic sobre las barras superiores o por medio de los botones zoom dispuestos de manera vertical en la pantalla.

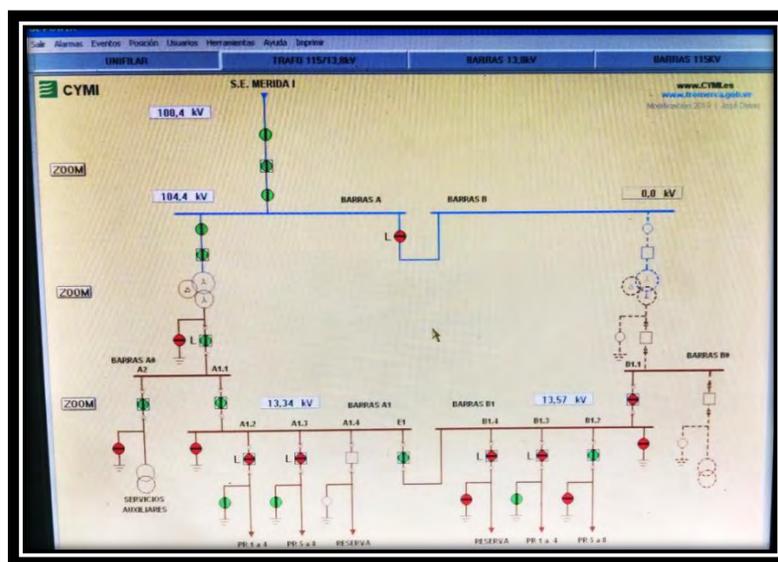


Figura 5.33. Vista de la Pantalla Principal en el Sistema SCADA de La SEAT.

- Este programa contiene tres menús principales, los cuales son:
 - **Usuario:** es importante señalar que para realizar cualquier operación a través del sistema SCADA el operador deberá lograse con su contraseña y usuario:
 - a. Hacer clic en la barra de usuario.
 - b. Hacer clic en USUARIO: 1
 - c. Hacer clic en CONTRASEÑA: 1



Figura 5.34. Nombre y Contraseña de Acceso para el Programa GE POWER.

- **Alarmas:** en esta ventana se pueden apreciar y reconocer todas las alarmas del sistema y el estado actual en la que se encuentre bien sea activa no reconocida (color rojo), activa y reconocida (color amarillo), no activa y no reconocida (color verde).

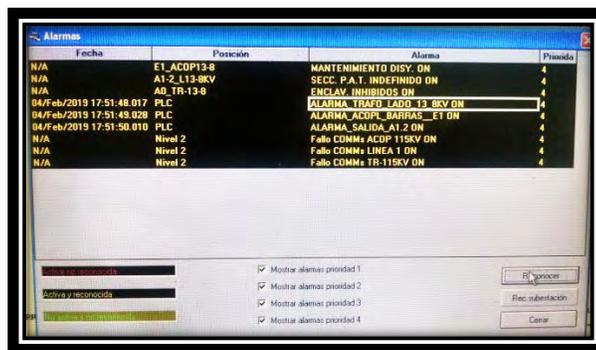


Figura 5.36. Alarmas del Programa GE POWER.

- **Eventos:** en este se registran todas las maniobras, sucesos y alarmas que se pueden guardar cada día a fin de grabar en un disquete o CD para llevarlos a

otra computadora y analizarlos con el fin de dar un plan de mantenimiento apropiado a cada equipo.

Fecha & Hora	Posición	Evento
05/07/ab/2015 10:43:06.300	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:43:05.720	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS OFF
05/07/ab/2015 10:43:04.100	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:43:03.960	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:42:05.240	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS ON
05/07/ab/2015 10:42:03.045	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS OFF
05/07/ab/2015 10:42:02.905	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:41:33.300	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:41:32.760	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS ON
05/07/ab/2015 10:41:31.170	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS OFF
05/07/ab/2015 10:41:30.170	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:41:05.570	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:41:05.430	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS ON
05/07/ab/2015 10:41:03.410	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS OFF
05/07/ab/2015 10:41:02.840	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:39:21.600	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON
05/07/ab/2015 10:39:06.000	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS ON
05/07/ab/2015 10:39:15.000	AB TH 13.0	MIN. NUMERO DE TOMAS OFF
05/07/ab/2015 10:39:15.000	AB TH 13.0	REGLADOR TOMAS FUNCIO. ON

Figura 5.37. Eventos del Programa GE POWER.

5.6. Sistema de servicios auxiliares (grupo electrógeno): El sistema está previsto de un conmutador en cada uno de los armarios de corriente alterna (TSA 220/127 VCA y TSA 208/120 VCA), para que, en caso de alguna falla en la red de CORPOELEC, pueda ser conectado el grupo electrógeno a fin de suplir todos los de servicio auxiliares de la subestación, siguiendo los siguientes pasos:

- Antes de realizar la conmutación, se debe desconectar el disyuntor de media tensión correspondiente a los servicios auxiliares (Cabina A2).
- Desconectar (cambiar a posición OFF) los interruptores termomagnéticos de salida de energía identificados como QG1 y QG2 ubicados en el interior de cada armario.



Figura 5.38. Termomagnéticos QG1 y QG2 Ubicados en Posición OFF.

- Colocar los conmutadores los *transfer* identificados como CM1 y CM2 a la posición dos (manivela con el mango hacia abajo).



Figura 5.39. Conmutadores CM1 y CM2 Ubicados en la Posición Dos.

- d. Encender el grupo electrógeno pulsando el botón verde con una línea en posición vertical.

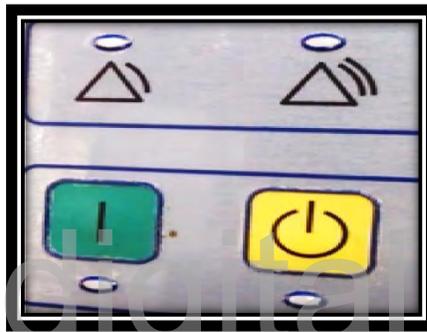


Figura 5.40. Botones de encendido del equipo.

- e. Finalmente, conectar (cambiar a posición ON) los interruptores termomagnéticos de salida de energía identificados como QG1 y QG2 ubicados en el interior de cada armario.

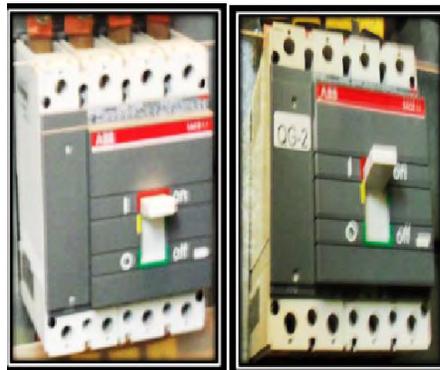


Figura 5.41. Termomagnéticos QG1 y QG2 Ubicados en Posición ON.

- ❖ Al ser restablecido el servicio de la red de CORPOELEC, se procede con lo siguiente:

- ✓ Apagar el grupo electrógeno pulsando el botón rojo, una vez pulsado este botón, se notará que no se para inmediatamente, debido al funcionamiento propio del equipo (10 segundos aproximadamente).
- ✓ Desconectar (cambiar a posición OFF) los interruptores termomagnéticos de salida de energía identificados como QG1 y QG2 ubicados en el interior de cada armario. Ver en la fig. 5.38.
- ✓ Colocar los conmutadores de ambos transfer identificados como CM1 y CM2 a la posición uno (manivela con el mango hacia arriba).

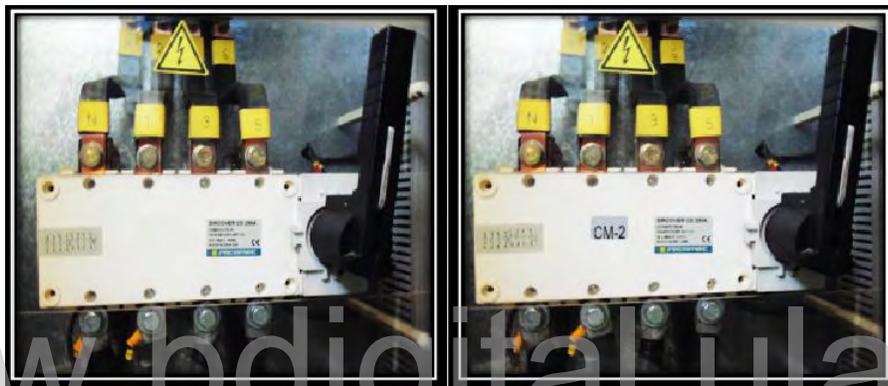


Figura 5.42. Conmutadores CM1 y CM2 ubicados en el interior de los armarios de servicios auxiliares en la posición uno.

- ✓ Conectar (cambiar a posición ON) los interruptores termomagnéticos de salida de energía identificados como QG1 y QG2 ubicados en el interior de cada armario. Ver en fig. 5.41.
- ✓ Conectar o cerrar el disyuntor de media tensión correspondiente a los servicios auxiliares (Cabina A2).

CONCLUSIONES

Durante el transcurso del trabajo realizado se pudo recopilar información bibliográfica, fotográfica y por medio de las experiencias laborales en conjunto con el personal técnico e ingenieros se pudo obtener de forma completa el Manual de Operaciones y Mantenimiento de la Subestación Eléctrica de Alta tensión de la empresa trolebús Mérida C.A (TROMERCA), ubicada diagonal a la Av. Humboldt, específicamente en el sector Belenzate del municipio Libertador en la ciudad de Mérida. Concluyendo que el mismo es de gran utilidad para la empresa brindando una información específica de los equipos, maniobras y normas de seguridad al operador de esta subestación, garantizando que el buen uso del Manual y su fiel seguimiento hace que garantice la continuidad del servicio eléctrico de esta subestación.

El proceso de revisión de las normas nacionales e internacionales es fundamental para la elaboración de planes de mantenimiento, debido a que ellas establecen los procedimientos que determinan el tipo de actividades de mantenimiento de acuerdo a las características funcionales y las condiciones ambientales del sitio (exterior o interior) donde esté instalado el equipo; también definen las pruebas funcionales que deben ser aplicadas a cada equipo y los valores de referencia de dichas pruebas, además clasifican el tipo de mantenimiento en preventivo, predictivo y correctivo.

Bajo este contexto el presente Manual describe una propuesta de Operaciones y Mantenimiento integral de la subestación de TROMERCA, dado que en la actualidad se realiza de forma desordenada y desatendiendo en muchos casos los requerimientos normativos para ello. En este sentido es necesario mencionar que los trabajos de mantenimiento en esta subestación deben ser realizados por personal calificado para dicha tarea, con los conocimientos necesarios a fin de evitar posibles accidentes y el desgaste en el equipo.

Es sabido, que habrá incertidumbre en la predicción de fallas de los equipos, pero lo importante, es evitar la ocurrencia de aquellas fallas que pueden prevenirse, en especial las que pueden causar serias averías o la destrucción de los equipos de la subestación, por ser estos de elevado costo y además de que su reemplazo o reparación, implica la movilización de recursos humanos y materiales, con su consecuente costo económico, sin mencionar el tiempo de parada del servicio.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

Seguidamente de dar fin a la elaboración del Manual de Operaciones y Mantenimiento de la Subestación Eléctrica de Alta Tensión de TROMERCA, se dan algunas recomendaciones acerca del uso del mismo y recomendaciones para la empresa con el objetivo de mantener el mejor servicio en dicha subestación:

- ✓ Realizar las maniobras correctamente según el orden que se indica en el este manual.
- ✓ Ejecutar mantenimiento de los equipos asociados en la subestación para evitar deterioro, mal funcionamiento o daño.
- ✓ Respetar las normas de seguridad dictada por la empresa y detalladas en el manual, esto para garantizar confiabilidad a la hora de trabajar y resguardar la vida del operario.
- ✓ Indicar en los alrededores del patio de la subestación con los avisos y señalizaciones de riesgos presentes al ser transitado, con el fin de alertar al operador que labora en la misma, además de alejar a todo aquel que tenga intenciones de entrar sin previa autorización.
- ✓ Mantener las adyacencias de la subestación en buen estado para resguardar la seguridad del operador y de los equipos asociados.
- ✓ Se requiere que el personal que labora en las actividades de mantenimiento esté capacitado y bien orientado en cuanto a la ejecución de los distintos métodos y procedimientos adecuados para optimizar los procesos de mantenimiento y así garantizar un buen funcionamiento de los equipos existentes dentro de la subestación de TROMERCA.
- ✓ Se recomienda la implementación del Programa de Mantenimiento que este trabajo de grado contempla, con el fin de lograr el control de los equipos de potencia y sus respectivos registros históricos mediante una cuidadosa planificación para la generación de los reportes de inspección y las ordenes de trabajo, en donde las tareas

- ✓ de mantenimiento deben ser aplicadas para prevenir o reducir las fallas que continuamente se presentan y de esta manera alargar la vida útil de los equipos.
- ✓ Debido a que el mantenimiento no es estático, se recomienda como en cualquier ingeniería, estar en constante evolución, de manera que se pueda estar siempre bajo análisis y revisión de procedimientos.
- ✓ Aplicar un registro para el control de pruebas realizadas a equipos de potencia para conocer el estado en que se encuentran, así como el comportamiento de estos a través de los años.
- ✓ Establecer criterios para que las labores realizadas por contratistas se detallen en un informe los procedimientos y labores ejecutadas a fin de que sean un instrumento adicional para la experiencia de los operadores.
- ✓ Proponer una revisión periódica de las políticas generales de mantenimiento de las Empresa con la finalidad de actualizar y optimizar las gestiones el mantenimiento normal de los equipos.

www.bdigital.ula.ve

REFERENCIAS

- [1] 1. Mejía, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión, Segunda ed., Medellín: Mejía Villegas S.A; Ingenieros consultores, 1989.
- [2] J. B. García, "CONCEPTOS BASICOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS," Agosto-Diciembre 2005. [Online]. Available: http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html. [Accessed 10 Noviembre 2018].
- [3] D. . G. Fink and H. Wayne Beaty, Manual de Ingeniería Eléctrica, Naucalpan de Juárez, Estado de México: McGRAW-HILL, 1996, pp. 10-3.
- [4] R. Ana, Subestaciones Radiales y Nodales, Mérida, 2014.
- [5] P. M. Briceño, *Manual de Operaciones y Funcionamiento de la S/E Bailadores*, Mérida, 2014.
- [6] J. Grainger and W. Stevenson, Análisis de sistemas de potencia, Tijuana: McGraw-Hill, 1997.
- [7] Grupo Haiyang Yinhai España, S.L., "Productos de Gel de Sílice/silicagel," [Online]. Available: <https://www.geldesilice.com/es/productos/productos-de-gel-de-silice/gel-de-silice-azul-tso/27/10/4>. [Accessed 10 Noviembre 2018].
- [8] J. R. Martín, Diseño de Subestaciones Eléctricas, MacGraw-Hill, 1990.
- [9] H. L. Ortíz , *Diseño y Elaboración de la Ingeniería Básica de Subestación Eléctrica 34,5/13.8 kV para la Alimentación y Funcionamiento del Conjunto Residencial Guasdalito (CRG). Guasdalito, Edo. Apure. Pdvs-a-division Centro Sur.*, Mérida, 2009.
- [10] S. Duffuaa, A. Raouf and J. Campbell, Sistemas de Mantenimiento de Planeación y Control, México: Limusa Wiley, 2002.
- [11] GE Power Management, "DMS Sistema Multifunción.," 2001.
- [12] GE Industrial Systems, "D60 Line Distance Relay," *Manual P/N: 1601-0089-F5 (GEK-106440D)*, 2009.

- [13 M Family Digital Feeder Relay, "Three-phase and ground, single-phase or ground feeder protection relay.," *MIL*, 2002.
]
- [14 ABB Eissalec, *Main Catalogue Eissalec Range Test Blocks*, 2011.
]
- [15 ABB Power Distribution, *HD4 Interruptores automáticos en SF6 para M.T.*, 2011.
]
- [16 RS ISOLSEC, *Transformadores de Medida Media Tensión*, 2019.
]
- [17 EATON Powering Business Worldwide, Instrucciones de instalación, funcionamiento y mantenimiento del regulador de voltaje VR-32 con cambiador de tomas Quik-Drive, 2015.
]
- [18 Zigor Corporacion S.A, "Rectificador de batería," [Online]. Available:
] <https://www.zigor.com/productos/rectificadores-cargadores/zigor-mit-ng/>. [Accessed 05 Noviembre 2018].
- [19 E. López, "Los sistemas SCADA en la automatización industrial.," 27 Febrero 2015. [Online].
] Available: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5280242.pdf>. [Accessed 11 Noviembre 2018].
- [20 FG WILSON, *GRUPO ELECTROGENO MANUAL DE INSTRUMENTACION PARA EL OPERADOR Y MANTENIMIENTO.*, 2014.
]
- [21 Á. Matalobos, *Confiabilidad en Mantenimiento*, Caracas: IESA, 1992.
]
- [22 CONAE, "Baterías de Níquel-Cadmio," 2002. [Online]. Available:
] <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2003/bmfCIF363m/xhtml/TH.7.xml>. [Accessed 05 Noviembre 2018].
- [23 J. Guasch, "Baterías de Ni-Cd. Uso y mantenimiento," 1984. [Online]. Available:
] https://www.insst.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTécnicas/NTP/Ficheros/101a200/ntp_104.pdf. [Accessed 05 Noviembre 2018].
- [24 A. Granero, "Componentes auxiliares de Transformadores," 2016. [Online]. Available:
] <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/03/componentes-auxiliares-de.html>. [Accessed 10 Noviembre 2018].
- [25 A. T. Garcia, "Mantenimiento de los transformadores de potencia," Cordoba, Colombia., 2005.
]
- [26 J. C. Castellanos, *Diseño Del Plan De Mantenimiento De Las Subestaciones Eléctricas De Alta Tensión De Tipo Compactas Para Las Empresas Enelven, C.A y Enelco, C.A*, Maracaibo, 2007.
]

- [27 H. Sarmiento, D. Mukhedkar and V. Ramachadran, An Extension To The Study Of Earth-return
] Mutual Coupling Effects In Ground Impedance Field Measurements, 1 ed., Vols. PWRD-3, 1988,
pp. 96-101.
- [28 Á. E. Gómez, *ESTUDIO DE LA RED PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE SANTA CRUZ DE
] MORA*, 2006.
- [29 K. Arias, *Manual de Operaciones, Funcionamiento y Actualización del Diagrama Unifilar de las
] Subestaciones 34,5 kV; 5 Águilas Blancas y Caño Zancudo*, Mérida, 2014.
- [30 M. Bermúdez, O. Guevara , P. Herrera, C. Levy and L. Santaella, *Programa de Entrenamiento
] “Operación en las Subestaciones de Transmisión de CADAPE”*, Caracas, 1992.
- [31 J. R. Martín, *Diseño de Subestaciones Eléctricas*, México: McGraw-Hill, 1987.
]
- [32 G. E. Harper, *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas*, México: Limusa, 2005.
]

www.bdigital.ula.ve

APÉNDICES

www.bdigital.ula.ve

APÉNDICE A**TRANSFORMADOR DE POTENCIA – CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: OASA.

Tipo: TS / OS – III – 7,5 – 115.

Frecuencia: 60 Hz.

Potencia con Régimen O.N.A.N.: 7.500 kVA.

Potencia con Régimen O.F.A.F.: 11.250 kVA.

Grupo de Conexión: YN yn 0 d11.

Tensión de Cortocircuito: 10 %.

Pérdidas en Vacío: 12 kW.

Pérdidas en el cobre a 75 °C: 54 kW.

Corriente en Vacío: 0,9 %.

Sobree excitación prevista en el núcleo: 10 %.

Nivel de Ruido: < 80dB a 0,3 m.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Arrollamiento Primario

- ✓ Dimensionado para una potencia de: 7.500 / 11.250 KVA.
- ✓ Tensión Primaria: 115.000 ± 10% V.
- ✓ Conexión: En Estrella (Con conexión de neutro a tierra).
- ✓ Nivel de Aislamiento
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el devanado: 230 kV.
 - En el neutro: 38 kV.
 - Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 µs.) 1 min.:
 - En el devanado: 550 kV.
 - En el neutro: 95 kV.

Arrollamiento Secundario

- ✓ Dimensionado para una potencia de: 7.500 / 11.250 KVA.
- ✓ Tensión Primaria: 13.800 V.
- ✓ Conexión: En Estrella (Con conexión de neutro accesible y aislado).
- ✓ Nivel de Aislamiento
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el devanado: 38 kV.
 - En el neutro: 38 kV.
 - Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.):
 - En el devanado: 95 kV.
 - En el neutro: --.

Arrollamiento Terciario de Compensación

- ✓ Dimensionado para una potencia de: 7.500 / 11.250 kVA.
- ✓ Tensión Primaria: 13.800 V.
- ✓ Conexión: En Delta (Conexión en triángulo con tres bornas de salida).
- ✓ Nivel de Aislamiento
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el devanado: 38 kV.
 - En el neutro: -- kV.
 - Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.):
 - En el devanado: -- kV.
 - En el neutro: --.

Sistema de Ventilación

- ✓ Potencia: 7,5 MVA en regimen O.N.A.N.
- ✓ Potencia: 11,25 MVA en regimen O.F.A.F.
- ✓ Tensión Primaria: 13.8000 V.
- ✓ Conexión: En Estrella (Con conexión de neutro accesible y aislado).
- ✓ Nivel de Aislamiento
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:

- En el devanado: 38 kV.
- En el neutro: 38 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.):
 - En el devanado: 95 kV.
 - En el neutro: --.

Regulación en Carga

- ✓ Sistema: Dr. Jhansen.
- ✓ Tipo: V III 200 A – Estrella – 76 kV.
- ✓ Conexión: En Estrella (Con conexión de neutro a tierra).
- ✓ Posiciones de Servicio: 19.
- ✓ Tensión de Mando: 127 V, 60 Hz.
- ✓ Tensión de Alimentación: 220 V, 60 Hz.

www.bdigital.ula.ve

APÉNDICE B**TRAMPA DE ONDA – CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ARTECHE.

Tipo: ---.

Servicio: Exterior.

Tensión de Servicio: 115 kV.

Tensión Nominal: 123 kV.

Corriente Nominal: 630 A.

Corriente Admisible de corta duración (1 seg.): 31,5 kA.

Valor de la Impedancia: 1 mH.

Nivel de Aislamiento:

- ✓ Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.: 230 kV.
- ✓ Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

APÉNDICE C**AUTOVÁLVULA – CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ABB.

Tipo: PEXLIMQ 120 XH 123.

Servicio: Exterior.

Línea de Descarga clase: 3.

Tensión mas Elevada para el material: 123 kV.

Tensión Nominal: 120 kV.

Tensión de Descarga Mínima (60 Hz): 138 kV.

Corriente de Descarga Nominal: 10 kA.

Tensión Residual Máxima (8 x 20 μ s.): 282 kV.

Tensión Máxima de Operación Continua (MCOV): 98 kV.

Longitud de Línea de Fuga: 3.625 mm.

Modelo Contador de Descarga: Excount – A (ABB).

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento:

- ✓ Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.: 230 kV.
- ✓ Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

APÉNDICE D**TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (LADO DE LÍNEA) – CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ARTECHE.

Tipo: CA - 123.

Servicio: Exterior.

Relación de Transformación: 600 – 300 – 150 / 5 – 5 – 5 A.

Tensión mas Elevada para el material: 123 kV.

Corriente Límite Térmica: 31,5 kA 3 seg.

Corriente Límite Dinámica: 79 kA.

Sobrecorriente admisible en permanencia: 120 %.

Longitud de Línea de Fuga: 3.625 mm.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento

- Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el primario: 230 kV.
 - En el secundario: 3 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

Potencia y Clase de Precisión:

- Primer Secundario: 30 VA cl 0,2.
- Segundo Secundario: 50 VA 10P20.
- Tercer Secundario: 50 VA 10P20.

APÉNDICE E**TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (LADO DE TRANSFORMADOR) –
CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ARTECHE.

Tipo: CA - 123.

Servicio: Exterior.

Relación de Transformación: 200 – 100 – 50 / 5 – 5 – 5 – 5 A.

Tensión mas Elevada para el material: 123 kV.

Corriente Límite Térmica: 4 kA 3 seg.

Corriente Límite Dinámica: 17 kA.

Sobrecorriente admisible en permanencia: 120 %.

Longitud de Línea de Fuga: 3.625 mm.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento

- Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el primario: 230 kV.
 - En el secundario: 3 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

Potencia y Clase de Precisión:

- Primer Secundario: 30 VA cl 0,2..... Tercer Secundario: 50 VA 10P20.
- Segundo Secundario: 30 VA cl 0,2..... Cuarto Secundario: 50 VA 10P20.

APÉNDICE F**TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO (LADO DE BARRAS) –
CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ARTECHE.

Tipo: UTF - 123.

Servicio: Exterior.

Frecuencia de la Red: 60 Hz.

Tensión Primaria: $115000\sqrt{3}$ V.

Tensión Secundaria: $110\sqrt{3}$ - $110\sqrt{3}$ kV.

Tensión más Elevada para el material: 123 kV.

Longitud de Línea de Fuga: 3.625 mm.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento

- Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el primario: 230 kV.
 - En el secundario: 3 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

Factor de Tensión:

- Durante 30 seg.: 1,9.
- Permanente: 1,2.. Potencia y Clase de Precisión: Primer Secundario: 20 VA cl 0,2.
Segundo Secundario: 20 VA cl 0,5.

APÉNDICE G**TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO (LADO DE LÍNEA) –
CARACTERÍSTICAS**

Fabricante: ARTECHE.

Tipo: DFG - 123.

Servicio: Exterior.

Frecuencia de la Red: 60 Hz.

Tensión Primaria: $115000\sqrt{3}$ V.

Tensión Secundaria: $110\sqrt{3}$ - $110\sqrt{3}$ kV.

Tensión más Elevada para el material: 123 kV.

Longitud de Línea de Fuga: 3.625 mm.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento

- Tensión soportada a frecuencia industrial (60 Hz) 1 min.:
 - En el primario: 230 kV.
 - En el secundario: 3 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

Factor de Tensión:

- Durante 30 seg.: 1,9.
- Permanente: 1,2.. Permanente: 1,2.. Potencia y Clase de Precisión: Primer Secundario: 20 VA cl 0,2. Segundo Secundario: 20 VA cl 0,5.

APÉNDICE H

TRANSFORMADOR DE INTENSIDAD – CARACTERÍSTICAS

Fabricante: ARTECHE.	Fabricante: ARTECHE.
Servicio: Exterior.	Servicio: Exterior.
Tipo: IFH-3	Tipo: IFH-3
Relacion: 1000/5	Relacion: 100/5
Ipn: 1000 A.	Ipn: 1000 A.
BP: P1-P2.	BP: P1-P2.
Isn: 5.	Isn: 5.
BS: S1-S2	BS: S1-S2
VA: 45.	VA: 3.5.
CL: 5P20	CL: 5P20
EXT%: 120.	EXT%: 120.
FS: 60 Hz.	FS: 60 Hz.
kV: 0.72/3/-	kV: 0.72/3/-

APÉNDICE I

SECCIONADOR TRIPOLAR GIRATORIO DE APERTURA CENTRAL – CARACTERÍSTICAS

Fabricante: Manufacturas Eléctricas S.A. (MESA).

Tipo: SGC – 123 / 1250.

Servicio: Exterior.

Número de Polos: 3 (1 por fase).

Tipo de Aislador: C4 – 550.

Tensión de Servicio: 115 kV.

Tensión Nominal: 123 kV.

Corriente de Nominal: 1250 A.

Corriente Admisible de corta duración (3 seg.): 31,5 kA.

Valor de la Cresta de la corriente admisible: 80 kA.

Línea de Fuga: 3075 mm.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento:

- ✓ A tierra y entre polos:
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (50 Hz) 1 min.: 230 kV.
 - Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

- Sobre la distancia de seccionamiento:
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (50 Hz) 1 min.: 265 kV.

- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 630 kV.

Accionamiento de cuchillas principales:

- ✓ Tipo: AE – 85 (MESA).
- ✓ Tensión de mando y control: 125 VDC.
- ✓ Tensión de Alimentación: 220 / 127 VCA.
- ✓ Control temporizado del tiempo de maniobra: Si.
- ✓ Limitador de par mecánico: Si.
- Contactos Auxiliares: Si (4 NA + 4 NC).

www.bdigital.ula.ve

APÉNDICE J

DISYUNTOR TRIPOLAR – CARACTERÍSTICAS

Fabricante: Magrini (Group Schneider).

Tipo: SB6 – 123.

Servicio: Exterior.

Número de Polos: 3 (1 por fase).

Tensión de Servicio: 115 kV.

Tensión Nominal: 123 kV.

Corriente de Nominal: 2000 A.

Elemento Extintor: SF6.

Corriente Admisible de corta duración (1 seg.): 31,5 kA.

Valor de la Cresta de la corriente admisible: 80 kA.

Línea de Fuga entre partes vivas y fase y tierra: 2760 mm / V.

Ubicación: 1.500 m.s.n.m.

Provisto de 2ª bobina de disparo: Si

Cualificación Sísmica Ambiental: Si.

Nivel de Aislamiento:

- ✓ A tierra y entre polos:
 - Tensión soportada a frecuencia industrial (50 Hz) 1 min.: 230 kV.
 - Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 550 kV.

- Sobre la distancia de seccionamiento:

- Tensión soportada a frecuencia industrial (50 Hz) 1 min.: 230 kV.
- Tensión soportada a onda de choque tipo rayo (1,2 / 50 μ s.): 630 kV.

Accionamiento:

- ✓ Tipo Eléctrico: Insertado en los polos y sumergido en gas SF₆.
- ✓ Tensión de mando y control: 125 VDC.
- ✓ Tensión de Calefacción: 220 VCA.

Límite Dinámico:

- ✓ Ciclo Nominal de Maniobra: O – 0,3 seg. – CO – 1 min. – O.

www.bdigital.ula.ve

APÉNDICE K**INTERRUPTOR HD4/C-17-12-25 CARACTERÍSTICAS**

Normas: IEC 56, CEI 17-1.

NR del equipo: AB00036072.

Masa: 120 kg.

Tension Nominal: 17,5 kV.

Tension Soportada Al Impulso ATM: 95 kV.

Frecuencia Nominal: 50/60 Hz.

Corriente Nominal: 1250 A.

Corriente de Breve Duracion (3s): 25 kV.

Tiempo de Cierre/Apertura (ms): 80/45.

Presion Absoluta SF6 con 20 °C: 380 kPa.

Poder de Corte: 25 kA.

Poder de Cierre: 63 kA.

Tension de Trabajo: 17,5 kV.

Secuencia de Maniobras: O-0, 3S-CO-15S-CO.

Tipo de Mando: ESH8.

YC: 125 VDC.

YO1: 125 VDC.

YL1: 125 VDC. / H/M: 125 VDC.

APÉNDICE L**INTERRUPTOR HD4/C-17-25-25 CARACTERÍSTICAS**

Normas: IEC 56, CEI 17-1.

NR del equipo: AB00036071.

Masa: 220 kg.

Tension Nominal: 17,5 kV.

Tension Soportada Al Impulso ATM: 95 kV.

Frecuencia Nominal: 50/60 Hz.

Corriente Nominal: 2500 A.

Corriente de Breve Duracion (3s): 25 kV.

Tiempo de Cierre/Apertura (ms): 80/45.

Presion Absoluta SF6 con 20 °C: 380 kPa.

Poder de Corte: 25 kA.

Poder de Cierre: 63 kA.

Tension de Trabajo: 17,5 kV.

Secuencia de Maniobras: O-0, 3S-CO-15S-CO.

Tipo de Mando: ESH9.

YC: 125 VDC.

YO1: 125 VDC.

YL1: 125 VDC. / H/M: 125 VDC.

APÉNDICE M**CADENA DE AISLADORES – CARACTERÍSTICAS**

Material: Vidrio.

Número de Aisladores: 11 Unds.

Tipo de Aislador: E – 100 / 146 (U 100 BL).

Servicio: Exterior.

Paso: 146 mm.

Diámetro Aislador: 255 mm.

Peso Neto del Aislador: 3,75 kg.

Tensión Soportada a impulsos de choque en seco: 100 kV.

Línea de Fuga: 315 mm.

Longitud de la línea de Fuga (total de la cadena): 3465 mm.

Nivel de Aislamiento por Aislador:

- ✓ Tensión soportada a frecuencia industrial (50 Hz):
 - Seco: 70 kV.
 - Bajo Lluvia: 4 kV.

APÉNDICE N**CONEXIONES TENSADAS – CARACTERÍSTICAS**

Barras 115 kV:

Material: Aluminio Trenzado.

Código: Orchid (MCM 636).

Sección del Aluminio: 322,26 mm².

Separación entre conductores: 3000 mm.

Peso: 888 kg / km.

Carga de Rotura: 5560 daN.

Módulo Elástico: 5700 daN / mm².

Coefficiente de Dilatación por °C: 23 °C x 10⁻⁶.

Corriente Admisible con aumento de 50 °C sobre ambiente de 25 °C: 780 A.

Líneas y AT. Transformador 115kV.

Material: Aluminio Trenzado.

Código: Tulip (MCM 336,4).

Sección del Aluminio: 170,45 mm².

Separación entre conductores: 2700 mm.

Peso: 469 kg / km.

Carga de Rotura: 2939 daN.

Módulo Elástico: 5700 daN / mm².

Coeficiente de Dilatación por °C: $23 \text{ }^\circ\text{C} \times 10^{-6}$.

Corriente Admisible con aumento de $50 \text{ }^\circ\text{C}$ sobre ambiente de $25 \text{ }^\circ\text{C}$: 515 A.

www.bdigital.ula.ve