



**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MANUAL PARA EL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO
DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II.**

Br. Greismar del Valle Hurtado Zambrano

Mérida, Septiembre 2018



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

MANUAL PARA EL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO
DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II.

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

Br. Greismar del Valle Hurtado Zambrano
Tutores: Prof. María Angélica Salazar
Prof. Ricardo I. Stephens

Mérida, Septiembre 2018

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**MANUAL PARA EL PLAN DE CONTINGENCIA OPERATIVO DE LA
SUBESTACION MERIDA II.**

Br. Greismar del Valle Hurtado Zambrano

www.bdigital.ula.ve

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.

Prof. María Angélica Salazar

Prof. Ricardo Stephens

Prof. Nelson Ballester

Br. Greismar del Valle Hurtado Zambrano. Manual para el Plan de Contingencia Operativo de la Subestación Mérida II. Universidad de Los Andes. Tutores: Prof. María Angélica Salazar. Prof. Ricardo Sthephens. Septiembre 2018.

RESUMEN

El presente trabajo de grado está basado en la elaboración de un Manual para el Plan de Contingencia Operativo de la Subestación Mérida II, la cual se encuentra adscrita a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y se encarga de suministrar energía eléctrica a siete (07) circuitos de distribución. El manual contiene información de la condición actual de la Subestación Mérida II y de sus circuitos de distribución. Incluye un Directorio de Puntos de Seccionamiento e Interconexión para cada circuito de distribución, contiene tablas de transferencias de cargas y ajuste de protecciones a sus circuitos auxiliares, basadas en la salida de servicio parcial o total de la subestación. También, indica la interacción entre los Operadores de la Subestación y el Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D) para la realización de maniobras, en caso de que presente un disparo por falla en ciertos equipos de la Subestación. De igual manera, se indica el procedimiento que se debe seguir, según las señales emitidas por los relés en la subestación. Todo esto, con la finalidad de restablecer el servicio de suministro de servicio eléctrico a los circuitos de distribución en el menor tiempo posible, siguiendo los procedimientos legales y normativos establecidos por la empresa.

Descriptor: Subestaciones Eléctricas, Transferencias de Carga, Operaciones y Maniobras.

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN.....	ii
RESUMEN.....	iii
INTRODUCCIÓN.....	1
Capítulo.....	<i>pp</i>
1. NECESIDADES DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	3
1.2 Justificación.....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 Objetivo General.....	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Metodología.....	5
1.5 Alcances.....	5
1.6 Limitaciones.....	6
2. CONCEPTOS DE SUBESTACIONES Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	7
2.1 Subestaciones normalizadas CADAFE.....	7
2.1.1 Clasificación de las Subestaciones Normalizadas.....	7
2.1.2 Configuración de la Subestación a Estudiar.....	8
2.2 Nomenclatura de los equipos de maniobras en la Subestación. [2].....	10
2.2.1 Campo Alfabético.....	10
2.2.2 Primer Campo Numérico.....	11
2.2.3 Segundo Campo Numérico.....	11
2.2.4 Tercer Campo Numérico.....	12
2.3 Transformador de Potencia.....	13
2.3.1 Componentes básicos del Transformador de Potencia. [1].....	13
2.3.2 Protecciones Internas del Transformador. [3].....	14
2.4 Sistema de Distribución.....	15
2.4.1 Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE).....	16
2.4.2 Clasificación de las redes de distribución según su construcción. [6].....	16

2.4.3	Clasificación de las redes de distribución según su ubicación geográfica. [6]	17
2.4.4	Clasificación de las Redes de Distribución según el Tipo de Carga. [6]	18
2.4.5	Criterios para el Diseño de Redes de Distribución.	19
2.5	Características de las Cargas. [6].....	19
2.5.1	Densidad de Carga	20
2.5.2	Carga Instalada.....	20
2.5.3	Capacidad Instalada.	20
2.5.4	Demanda Máxima.....	20
2.5.5	Demanda.	21
2.5.6	Carga Promedio.....	21
2.5.7	Factor de Demanda.	21
2.5.8	Factor de Utilización.....	22
2.5.9	Factor de Carga.	22
2.5.10	Factor de Potencia.....	22
3.	INFORMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II.....	23
3.1	Descripción de la Subestación Mérida II.....	23
3.1.1	Diagrama Unifilar	25
3.2	Condición Actual de la Subestación Mérida II.....	26
3.3	Información de los Circuitos de Distribución.....	27
3.3.1	Puntos de Seccionamiento de los Circuitos de Distribución.....	28
4	PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN GENERAL.....	32
4.1	Disparo de Equipos en la Subestación por Detección de Fallas.....	32
4.1.1	CASO A: Disparo de la Protección Principal del Transformador de Potencia en una S/E de Distribución. [7].....	32
4.1.2	CASO B: Disparo de un Reconectador de Salida de Línea 13.8 kV. [7].....	36
4.1.3	CASO C: Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV en S/E de Transmisión. [7]	38
4.1.4	Flujogramas de Disparo de Equipos en la S/E por detección de fallas	40
4.2	Operación de Circuitos de 13.8 kV con Reenganche según las Señales emitidas por los Reles.....	45
4.2.1	Primer Caso: Señal Temporizada en máximo dos (02) relés de sobrecorriente. [8]	45

4.2.2 Segundo Caso: Señal Temporizadas en los tres (03) relés de sobrecorriente o Señal Instantánea en dos (02) de los relés de sobrecorriente. [8]	46
4.2.3 Tercer Caso: Señal Unidad Instantánea en máximo un (01) relé de sobrecorriente. [8]	47
4.2.4 Cuarto Caso: Señal Unidad Instantánea en los tres (03) relé de sobrecorriente. [8]	48
4.2.5 Flujograma de Operaciones en circuitos de 13.8 kV con reenganche, según las señales emitidas por los relés de sobrecorriente.	48
5 ANÁLISIS DE SITUACIONES Y MANIOBRAS PARA REALIZAR TRANSFERENCIAS DE CARGA	52
5.1 Puntos de Interconexión y Valores de Transferencias de carga de los Circuitos de Distribución de la S/E Mérida II.	52
5.1.1 Salida del Transformador de Potencia N° 1	54
5.1.2 Salida del Transformador de Potencia N° 2	57
5.1.3. Salida de servicio de toda la Subestación	60
5.2 Consideraciones que se deben tomar para la Realización de Transferencias de carga en Circuitos de Distribución. [7].....	63
CONCLUSIONES	65
RECOMENDACIONES	67
REFERENCIAS	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	<i>pp</i>
3.1. Diagrama Unifilar de la Subestación Mérida II.....	25
4.1. Protecciones actuantes en el disparo del transformador de potencia.....	33
4.2. Disparo de los equipos de protección en una SE de distribución.....	40
4.3. Maniobras a ejecutar por el Operador de la SE al disparar la protección principal del transformador de potencia.	41
4.4. Maniobras a ejecutar por el Operador de la SE al disparar la protección principal del transformador de potencia.	42
4.5. Maniobras que se deben cuando dispara el reconectador de salida de línea 13.8 kV	43
4.6. Maniobras ante Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV.....	44
4.7. Casos de operación en circuitos de 13.8 kV con sistema de reenganche.....	49
4.8. Operación de circuitos de 13.8 kV en subestaciones donde se encuentra implementado el sistema de reenganche.	50
4.9. Operación de circuitos de 13.8 kV en subestaciones donde se encuentra implementado el sistema de reenganche.	51
5.1. Tabla de transferencias de circuitos pertenecientes a la SE Mérida II.....	53
5.2. Maniobras para realizar transferencia de carga en circuitos de distribución.....	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla.....	<i>pp</i>
2.1 Nomenclatura de los equipos de maniobra.....	10
2.2 Campo alfabético en los equipos de maniobra.	11
2.3 Segundo campo numérico en los equipos de maniobra.....	12
2.4 Tercer campo numérico en los equipos de maniobra.	12
2.5 Criterios de caída de tensión y carga en el conductor permitidos por CORPOELEC...	19
3.1 Subestación Mérida II.....	23
3.2 Salidas de distribución actual de la SE Mérida II.....	26
3.3 Condición Actual de los Circuitos de Distribución.	27
3.4 Características de los Puntos de Operación del circuito D-105.	28
3.5 Características de los Puntos de Operación del circuito D-205.	29
3.6 Características de los Puntos de Operación del circuito D-305.	29
3.7 Características de los Puntos de Operación del circuito D-405.	30
3.8 Características de los Puntos de Operación del circuito D-505.	31
3.9 Características de los Puntos de Operación del circuito D-605.	31
5.1 Transferencias de carga para el circuito D-405.....	55
5.2 Tansferencias de cargas para el circuito D-505.....	56
5.3 Transferencias de cargas para el circuito D-605.	56
5.4 Transferencias de carga para el circuito D-105.....	57
5.5 Transferencias de carga para el circuito D-205.....	58
5.6 Transferencias de carga parcial para el circuito D-205.....	59
5.7 Transferencias de carga para el circuito D-305.....	59
5.8 Interconexiones con otras subestaciones.....	61

INTRODUCCIÓN

Para garantizar la continuidad de servicio a sus suscriptores el Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D) adscrito a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), tiene la obligación de dotar a sus Operadores, de manuales que contengan la información necesaria para la toma de decisiones en la operación de los circuitos de distribución, en condición normal y en emergencia. Ofreciendo una guía rápida de acciones a ejecutar según la situación que genere la interrupción, de esta forma se garantiza la ejecución de operaciones sin maniobras erróneas y se disminuye el tiempo de interrupciones.

Por tal motivo, se realiza el manual operativo para el plan de contingencia de la subestación Mérida II, destinado a los operadores del Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D) en el cual se indica las interacciones que debe tener con el Operador de la Subestación para la realización de maniobras dentro de la misma y en sus circuitos de distribución. El manual de contingencia unifica los criterios técnicos, normativos y legales que permite restablecer el servicio de suministro eléctrico en el menor tiempo posible.

Para la elaboración del manual de operaciones se demarcan los principales puntos de seccionamiento e interconexión de los circuitos de distribución correspondientes a la subestación Mérida II, también se realiza un estudio de flujo de carga en condición normal y en emergencia de los mencionados circuitos, finalmente, se obtiene los criterios y procedimientos de operación establecidos por la empresa. De esta manera, toda la información recopilada es seleccionada y ordenada para ser presentada con simplicidad en el manual.

El trabajo de grado está compuesto por V capítulos; el capítulo I indica el planteamiento del problema, los objetivos generales y específicos, la metodología empleada para la

realización del mismo, el alcance y las limitaciones; el capítulo II contiene normativas y conceptos de Subestaciones y el Sistema de Distribución; el capítulo III describe la Subestación Mérida II, su condición actual e información de sus circuitos de distribución; el capítulo IV describen el procedimiento a seguir en caso de disparar un equipo en la subestación por detección de fallas y las maniobras a realizar en los circuitos de distribución según las señales emitidas por los relés de sobrecorriente; Finalmente, el capítulo V contiene las interconexiones a circuitos emergentes y las tablas de las transferencias de carga, así como las maniobras que se deben realizar según los escenarios que ocasionen la interrupción del servicio eléctrico.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO I

NECESIDADES DE LA SUBESTACIÓN

MÉRIDA II

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El aumento de población conlleva a modificaciones del tendido eléctrico para responder a la necesidad de nuevos suscriptores, estas modificaciones afectan los circuitos de distribución aportando carga, por esta razón, se necesita tener una actualización de planos y de carga para evitar problemas de sobrecarga y de caídas de tensión, de esta forma, la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC a través de la División de Control de Operaciones y el Operador de Despacho del Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D.) puede garantizar la continuidad de servicio eléctrico o una rápida respuesta ante cualquier interrupción, describiendo las acciones que se deben seguir ante cualquier eventualidad. Por ello CORPOELEC se ha planteado la necesidad de elaborar manuales operativos para las subestaciones con el fin de brindarle al personal un mejor adiestramiento y una guía operativa que evite en lo posible errores en las maniobras. El manual indica las operaciones a seguir en caso de una pérdida parcial o total de la subestación Mérida II.

1.2 JUSTIFICACIÓN

En caso de que la subestación Mérida II, presente una falla total o parcial de sus circuitos, el Operador del Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D.), adscrito a la División de Control de Operaciones, debe tomar las acciones correspondientes que permitan recuperar el

suministro eléctrico en el menor tiempo posible. Actualmente, estas acciones se basan en manuales desactualizados que no toman en cuenta el incremento de carga, ni el aporte de la subestación Mérida III. A pesar de que los Operadores del C.O.D. tienen una amplia experiencia en el área y ejecutan los procedimientos normados es importante crear, verificar, modificar y actualizar, manuales de contingencia con soporte legal y técnico. Estos manuales de contingencia describen una serie de acciones que incluyen la transferencia de carga de los circuitos de la subestación a otros circuitos de la Subestación Mérida III, verificación de la causa real que ocasiona la falla, verificación de la carga, caídas de tensión en circuitos donde se realiza la transferencia de carga, precisar circuitos prioritarios y no prioritarios, registro de novedades en el libro de incidencias, conocimiento de niveles de autorización para la ejecución de maniobras, identificación del personal certificado para la ejecución en campo de las operaciones, entre otros, lo que nos lleva a la necesidad de establecer un manual de contingencia que pueda unificar los criterios técnicos, de ingeniería, legales y de experiencia, que permitan garantizar el restablecimiento confiable del suministro eléctrico parcial o total de la S/E Mérida II. En tal sentido, se desea elaborar un manual de contingencia, que mejore efectivamente, las acciones operativas, apoyadas en procedimientos y análisis dentro del marco reglamentario (entorno legal y normativo).

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Realizar un Manual para el Plan de Contingencia donde se estandarice un plan de acciones a ejecutar en caso de interrupción del suministro eléctrico parcial o total de la S/E Mérida II 115/13.8 KV.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Determinar los procesos actuales de respuesta ante corte parcial o total de suministro eléctrico en la S/E Mérida II 115/13.8 kV.

- Estandarizar las operaciones de respuesta ante un evento de corte de energía eléctrica que afecte parcial o por completo la S/E Mérida II 115/13.8 kV.
- Con el uso del software PADEE realizar estudio de carga de los circuitos en condiciones normales de las Subestaciones Mérida II y S/E Mérida III para determinar caída de tensión, carga de los conductores y flexibilidad del sistema.
- Con el uso del software PADEE realizar estudio de carga de los circuitos en condiciones de contingencia de las Subestaciones Mérida II y S/E Mérida III para determinar caída de tensión, carga de los conductores y flexibilidad del sistema.
- Elaborar Manual para el Plan de Contingencia a ejecutar en caso de interrupción del suministro eléctrico parcial o total de la S/E Mérida II 115/13.8 kV.

1.4 METODOLOGÍA

El procedimiento a seguir para la elaboración del presente trabajo de grado consiste inicialmente en una investigación de campo, en la cual se lleva a cabo el recorrido de cada uno de los circuitos de distribución correspondientes a la Subestación Mérida II, permitiendo conocer su condición actual, los tipos de elementos de protección que poseen los puntos de operación e interconexión, la demarcación de puntos de operación y puntos de interconexión con otros circuitos, información utilizada para actualizar el plano en AutoCAD de los circuitos recorridos. Una vez culminada la actualización del plano, fue necesario conocer los ajustes de protección de los circuitos de la Subestación Mérida II y de otras Subestaciones con las que se interconectan. Se procede a realizar el estudio de flujo de carga en el Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE) estudiando el respaldo a realizar ante las posibles fallas que pueden comprometer la Subestación Mérida II de forma parcial o total.

1.5 ALCANCES

- Descripción y ubicación geográfica de la subestación Mérida II
- Condición actual de los circuitos correspondientes a la subestación de estudio

- Ubicación de puntos de operación y puntos de interconexión (Actualización del plano)
- Estudio de accesibilidad a los puntos de operación e interconexión para la realización de maniobras
- Acciones y Maniobras a ejecutar según la falla presente en la subestación

1.6 LIMITACIONES

- Adquirir el dispositivo GPS para realizar el geo-posicionamiento de los puntos de operación e interconexión, la empresa no cuenta con el dispositivo.
- Planificar la salida para el recorrido de los circuitos ya que para dicho recorrido se necesita la disponibilidad de vehículo y del operador del C.O.D. fuera de su horario de trabajo
- Dificultad para realizar el estudio de flujo de carga en el software PADEE ya que solo una computadora dispone del programa y generalmente está ocupada.

www.bdigital.ula.ve

CAPÍTULO II

CONCEPTOS DE SUBESTACIONES Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se describen algunas normativas y conceptos básicos necesarios para la comprensión del trabajo de grado.

2.1 SUBESTACIONES NORMALIZADAS CADAFE.

Las normalizaciones de las subestaciones tienen como objetivo principal cubrir las necesidades de la Empresa que tienen relación con este tipo de instalaciones de alta tensión, tanto en el aspecto de desarrollo como de explotación. [1]

Al disponer de Diseños Tipo es posible:

- Agilizar Programas de Construcción
- Tener uniformidad de criterios de diseño y en consecuencia se unifican criterios de Operaciones y Mantenimiento.
- Facilitar las ampliaciones futuras de las instalaciones, ya que las normalizaciones permiten un crecimiento futuro

2.1.1 Clasificación de las Subestaciones Normalizadas

Subestación Nodal: Es aquella subestación que se interconecta con otra, conforma un anillo en el Sistema de Transmisión y el flujo de energía puede ser en uno u otro sentido, dependiendo de las condiciones del Sistema. [1]

Subestación Radial: Es una subestación con una sola llegada de línea 115 ó 34.5 kV con transformadores reductores a las tensiones de 34.5, 13.8 y eventualmente 24 kV. En estas subestaciones el flujo de energía es en un solo sentido. [1]

Hasta el momento, la normalización de Diseños de Subestaciones abarca los siguientes tipos:

- Subestación Tipo Nodal
 - Nodal II (115TD)
 - Nodal I (230T)
 - Nodal 400T
- Subestación Tipo Radial
 - Radial II
 - Radial I

2.1.2 Configuración de la Subestación a Estudiar

Se detalla la configuración que tiene la Subestación Mérida II a la cual corresponde el Manual de Operaciones en Condición de Contingencia que se realiza en el trabajo de grado.

Subestación Nodal II (115 TD): Es una Subestación de Transmisión y Distribución. Posee una tensión primaria de 115 KV con transformadores reductores a tensiones de 34.5 kV y 13.8 kV. Tiene una capacidad de distribución de 120 MVA ampliable hasta 150 MVA. [1]

Especificaciones Técnicas Normalizadas:

Tensión de 115 KV

- Barra Principal y de transferencia, con capacidad cada una para 600 A.
- Máximo número de Tramos de 115 kV: 9
 - Máximo número de salidas de línea a 115 kV: 5
 - Máximo número de salidas de transformadores: 3
 - Tramo de transferencia 115 kV: 1

- Mando de Disyuntores: Local-Remoto desde la sala de mando
- Mando de Seccionadores: Manual

Tensión de 34.5 kV

- Barra Principal y de transferencia, con capacidad cada una para 600 A.
 - Máximo número de Tramos de 34.5 kV: 8
 - Máximo número de salidas de línea a 34.5 kV: 6
 - Máximo número de Llegadas a Transformador a Barra de 34.5 kV: 2
- Mando de Disyuntores: Local-Remoto desde la sala de mando
- Mando de Seccionadores: Manual

Tensión de 13.8 kV

- Barra principal con capacidad para 1200 A en celdas metálicas
- Barra de Transferencia con capacidad para 600 A soportada en el pórtico de salida
- Máximo número de Tramos de 13.8 kV: 18
 - Máximo número de salidas de 13.8 kV: 12
 - Máximo número de Llegadas de Transformadores a Barras de 13.8 kV: 3
 - Máximo número de Acoplamientos de Barras: 2
 - Disyuntor de Transferencia: 1
 - Tramo de Servicios Auxiliares: 2
- Mando de Disyuntores: Local y Remoto desde la Casa de Mando
- Mando de Seccionadores: Manual

Equipos de Protección

- Tensión de 115 kV: Localizados en la Casa de Mando
- Tensión de 34.5 kV: Localizados en gabinetes intemperie, individuales para cada tramo.
- Tensión de 13.8 kV: Localizados en Celdas Metálicas

Servicios Auxiliares

- Corriente Continua: Son de 110 V nominales con una tensión mínima de 88 V, obtenidas por baterías estacionarias de plomo-acido.
- Corriente Alterna: Son de 208-120 V, suministrados a través de dos transformadores de 115 kVA cada uno.

2.2 NOMENCLATURA DE LOS EQUIPOS DE MANIOBRAS EN LA SUBESTACIÓN. [2]

La empresa ha definido una nomenclatura para identificar los equipos de alta tensión con el objetivo de reducir la posible ocurrencia de fallas por errores humanos, y es esencial para la operación eficaz y efectiva de los despachos de carga.

La numeración de los equipos de maniobras incluyendo disyuntores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, estará conformada inicialmente por una campo alfabético, seguido de tres números, tal como se indica en la tabla 2.1

Tabla 2.1. Nomenclatura de los equipos de maniobra.

NIVEL DE TENSION	NUMERO DEL EQUIPO	CLASE DEL EQUIPO	FUNCION DEL EQUIPO
CAMPO ALFABETICO	CAMPO NUMERICO	CAMPO NUMERICO	CAMPO NUMERICO

2.2.1 Campo Alfabético

La letra indica la tensión de operación que tiene el equipo. En la tabla 2.2 se muestra el color y la letra seleccionada para esta identificación.

Tabla 2.2. Campo alfabético en los equipos de maniobra.

LETRA	NIVEL DE TENSIÓN	COLOR
Z	765 kV	ANARANJADO
X	400 kV	VERDE
M	230 kV	ROJO
H	115 kV	MORADO
J	66-69 kV	AZUL
B	30-40 kV	AMARILLO
D	13.8 kV	MARRON

2.2.2 Primer Campo Numérico

Este campo indica la secuencia de los equipos de maniobras, pudiendo tener hasta dos cifras. En el caso del equipo seccionador de barra, el seccionador 1 de barra será el que conecta las secciones 1 y 2; el seccionador 2 de barra será el que conecta las secciones 2 y 3; y así sucesivamente.

En el caso de las subestaciones tipo anillo, la numeración será opuesta a las agujas del reloj visto desde arriba.

2.2.3 Segundo Campo Numérico

El segundo campo numérico denomina la clase del grupo de maniobra al cual pertenece, tal como se puede observar en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Segundo campo numérico en los equipos de maniobra.

NÚMERO	CLASE DEL GRUPO DEL EQUIPO DE MANIOBRA
0	Línea de Transmisión
1	Lado de Alta Tensión del Transformador
2	Unión de barras o equipos en subestaciones Tipo Interruptor 1- 1/2
3	Transferencias de barras
4	Compensadores estáticos en Serie
5	Compensadores estáticos en Paralelo
6	Sección de Juegos de Barras para Transferencias
7	Equipos de Rectificación
8	Lado de Baja Tensión del Transformador
9	Generador o Compensador Sincrónico

Los equipos de maniobra que se encuentran en las líneas de transmisión asociados con equipos de derivación, otros que no sean terminaciones de los circuitos en alta tensión, serán considerados como secciones de la barra principal.

2.2.4 Tercer Campo Numérico

El tercer campo indica la función que tiene el equipo de maniobra tal como se presenta en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Tercer campo numérico en los equipos de maniobra.

NÚMERO	FUNCION DEL EQUIPO DE MANIOBRA
0	Disyuntor de Línea o Seccionador de Línea
1	Seccionador de Puesta a Tierra
2	Seccionador de Paso (By Pass)
3	Seccionador de Circuito
4	Seccionador de barra principal antes de unión de barras
5	Disyuntor. (Para líneas de transmisión) Disyuntor asociado con la barra de reserva o transferencia en equipos con conexión a la barra principal y a la barra de reserva o transferencia.
6	Seccionador de barra de transferencia
7	Seccionador del disyuntor del lado barra
8	Seccionador de Barra Principal después de la unión de barra
9	Seccionador de barra de transferencia

2.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador de Potencia es el equipo más importante en cualquier subestación, es el encargado de transferir la energía eléctrica mediante inducción magnética, de un punto del sistema conectado a la fuente de energía, a otro conectado a la carga, variando los parámetros de entrada (voltaje y corriente) para adaptarlo al centro de consumo. [1].

2.3.1 Componentes básicos del Transformador de Potencia. [1]

Parte Activa: está constituida por el Núcleo, Arrollados (Devanados de Alta Tensión y Baja Tensión), y Aislamiento Interno.

Tanque Principal y Cubierta Superior: forman el elemento de encubamiento de la parte activa del Transformador. Sus formas, generalmente ovaladas o rectangulares y están construidas de láminas de acero.

Conexiones Externas: las conexiones de los terminales de línea y neutro de los arrollados se realizan por medio de aisladores pasantes (bushings), los cuales pueden ser del tipo condensador.

Sistema de Enfriamiento: tiene por finalidad transferir el calor desde las partes activas del transformador al medio ambiente y pueden ser Natural (radiadores), Por aire forzado (ventiladores), Aceite forzado (bombas) y combinación de los tres.

Sistema de Expansión: este sistema tiene por finalidad compensar las variaciones de nivel de aceite en el tanque principal por cambios de temperatura, así como evitar la oxidación prematura del aceite por contacto directo con el aire externo. Este sistema está constituido por:

- El tanque de expansión
- Membrana
- Deshidratador

Sistema de Regulación: este sistema tiene como función mantener constante la tensión en una de las barras, a la cual se encuentra conectado el transformador. Sus componentes son:

- Cambiador de tomas: bajo carga y en vacío (desenergizado)
- Mecanismo de mando a motor
- Relé de regulación de voltaje
- Selectores y equipos de indicación

Sistema de Control Automático de Marcha en Paralelo: para el control de marcha en paralelo de Transformadores de Potencia, la empresa CORPOELEC utiliza los métodos paso a paso, fuera de paso y por balance de corrientes. El más utilizado es el de “paso a paso”.

Accesorios:

- Indicadores de nivel de aceite, temperatura de aceite y de devanado
- Relés de sobrepresión (válvula), detector de gas (Bucholz) y tubo explosor
- Cubículo
- Válvulas de llenado y drenaje
- Ruedas, frenos y baquelita aislante
- Elementos para elevar el transformador por eslinga, elevar el transformador por gatos hidráulicos y halar el transformador

2.3.2 Protecciones Internas del Transformador. [3]

Los siguientes dispositivos vienen incluidos en el transformador de potencia, siempre y cuando sean solicitados al fabricante

Relé BUCHOLZ: es colocado entre la cuba y el tanque de expansión, consiste en una trampa de gases, cuando ocurre un arco dentro del transformador, se generan gases que suben al tanque de expansión, siendo atrapados por el mencionado relé. A través de flotadores convenientemente dispuestos se obtiene una señal de alarma o si el defecto es muy severo, la producción de gases es tan violenta que acciona una señal de disparo. Los transformadores de

gran potencia poseen relés de señalización y en caso de disparo, la señal es enviada a la bobina de disparo del disyuntor.

Temperatura de Aceite: cuando un transformador está sometido a una sobrecarga, la temperatura en el mismo sube, siendo detectada por un termómetro, estos termómetros están equipados con contactos de alarma y disparo, que son ajustables con la temperatura.

Imagen Térmica: este dispositivo registra la temperatura de los arrollados, a través de la utilización de un transformador de corriente ubicado en el bushing, que alimenta una resistencia de calefacción, la cual hace actuar al termómetro, posee señal de disparo y alarma.

Protección de Masa Cuba: al ocurrir una falla dentro del transformador o en los bushing se genera una corriente que circula de la cuba a la malla de tierra de la subestación, cuando un transformador está equipado con esta protección. La cuba del transformador está aislada de la tierra en sus puntos de apoyo por medio de láminas de baquelita y el aterramiento del mismo se realiza un solo punto, ese conductor para el aterramiento pasa a través de un transformador de corriente que registra estas corrientes de falla, haciendo actuar el disyuntor y un relé de señalización.

Válvula de Sobrepresión: se ubica en las tapas del transformador, tiene como objeto dar una señal de disparo, al ocurrir una elevación de presión dentro del transformador producto de una falla interna, al actuar este dispositivo aparece sobre el mismo un aviso de color amarillo.

2.4 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se denomina red de distribución a un conjunto de equipos y conductores destinados a la distribución de energía eléctrica. Se consideran redes de Baja Tensión aquellas que tengan como máximo 500 V entre fases y redes de Alta Tensión las que tengan como máximo 23.9 kV entre sus fases. Existen Redes de Distribución Aéreas y de Redes de Distribución Subterráneas. [4]

2.4.1 Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica (PADEE)

Como lo indican sus siglas el PADEE es un Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica utilizado por la empresa CORPOELEC, el cual incluye análisis, cálculo de flujo de carga y distribución de energía eléctrica. Utiliza la capacidad gráfica de AutoCAD y de WINDOWS, combinado con la facilidad de cálculo de Visual FORTRAN (flujo de carga) y base de datos de Visual FOXPRO, De esta manera resulta una herramienta bastante versátil al mezclar tecnología GIS con tecnología de diseño asistido por computadora. [5]

2.4.2 Clasificación de las redes de distribución según su construcción. [6]

Redes de Distribución Aéreas: son las que están tendidas al aire libre y a vista directa ya sean de conductores desnudos aislados o protegidos. Estos conductores están soportados por postes de acero, madera o concreto.

Al comparar con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

Redes de Distribución Subterráneas: son todas aquellas que se encuentran enterradas, tendidas en tubo, canales cubiertos, etc., con canales aislados, con o sin capa metálica y con o sin armadura. Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo y estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo.

Tiene las siguientes ventajas:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras.
- No están expuestas a vandalismo.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.

2.4.3 Clasificación de las redes de distribución según su ubicación geográfica. [6]

Un sistema de distribución debe atender usuarios localizados en zonas urbanas, suburbanas, rurales y turísticas, se describen las principales características según la ubicación geográfica:

Redes de Distribución Urbanas:

- Usuarios muy concentrados
- Cargas bifilares, trifilares y trifásicas
- Facilidad de acceso

- Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásico trifilares en áreas de carga moderada.
- En general se usa postes de concreto

Redes de Distribución Rurales:

- Usuarios muy dispersos
- Cargas generalmente monofásicas
- Dificultades de acceso a las zonas montañosas lo que implica costos de transporte y manejo de materiales
- En zonas de fácil acceso se utiliza postes de concreto
- En zonas de difícil acceso se utiliza postes de madera

Redes de Distribución Suburbanas: tiene características intermedias donde puede existir gran concentración de usuarios que tienen bajo consumo.

Redes de Distribución Turística: los ciclos de carga están relacionados con la temporada de vacaciones, y se impone la construcción subterránea para armonizar el entorno.

2.4.4 Clasificación de las Redes de Distribución según el Tipo de Carga. [6]

La forma en que el usuario destina la energía eléctrica sirve de criterio para clasificar las cargas

Cargas Residenciales: comprende básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios y urbanizaciones. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistiva y de tener aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. También influye el nivel de vida y los hábitos de los consumidores residenciales.

Cargas Comerciales: se caracterizan por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de

oficinas. También tienen algún tipo de componente inductivo que baja un poco el factor de potencia.

Cargas Industriales: tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. A estas cargas se le debe controlar el consumo de reactivos y se les debe realizar gestión de carga para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial.

Cargas de Alumbrado Público: para contribuir con la seguridad ciudadana en las horas nocturnas se instalan redes que alimentan lámparas de características resistivas.

2.4.5 Criterios para el Diseño de Redes de Distribución.

La corporación de energía eléctrica nacional CORPOELEC, establece normas y criterios técnicos que debe cumplirse en los circuitos en condición normal y en emergencia, para garantizar la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio.

- Criterio de Máxima Caída de Tensión y Carga en el Conductor

Tabla 2.5. Criterios de caída de tensión y carga en el conductor permitidos por CORPOELEC.

Condición de Operación	Caída de Tensión (%)	Carga en el Conductor (%)
Normal	6	80
Emergencia	8	100-110

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS. [6]

Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el periodo de carga).

2.5.1 Densidad de Carga

Se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto

$$\text{Densidad de Carga} = \frac{\text{Carga Instalada}}{\text{Area de la Zona}} = \frac{\text{kVA}}{\text{km}^2} \quad (2.1)$$

2.5.2 Carga Instalada.

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW.

Matemáticamente se indica como:

$$CI = \Sigma \text{Potencia nominales de la carga} \quad (2.2)$$

2.5.3 Capacidad Instalada.

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema.

2.5.4 Demanda Máxima.

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

2.5.5 Demanda.

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

2.5.6 Carga Promedio.

Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante:

$$D_p = \frac{\text{Energía Consumida en el tiempo T en kWh}}{T \text{ en h}} \quad (2.3)$$

2.5.7 Factor de Demanda.

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t , de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Carga Maxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{CI} \leq 1 \quad (2.4)$$

El factor de demanda indica el porcentaje de carga instalada que se está alimentando

2.5.8 Factor de Utilización.

El factor de utilización es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga Maxima}}{\text{Capacidad Instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (2.5)$$

El factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación.

2.5.9 Factor de Carga.

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo. Matemáticamente se puede expresar como:

$$F_c = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Maxima}} = \frac{D_p}{D_M} \quad (2.6)$$

2.5.10 Factor de Potencia.

Es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente, determinada en el sistema o en uno de sus componentes, se expresa como:

$$\cos\Phi = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Reactiva}} \quad (2.7)$$

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios.

CAPÍTULO III

INFORMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN

MÉRIDA II

3.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II

La subestación Mérida II se encuentra ubicada en el Sector El Vallecito en la ciudad Mérida. Posee 08 celdas de distribución siendo una subestación NODAL Tipo II de transmisión y distribución diseñada para tensiones de 115 kV, 34.5 kV y 13.8 kV con tres transformadores de potencia con capacidades de 10 MVA, 16 MVA y 16 MVA para sus circuitos de distribución. Además cuenta con dos transformadores de potencia de 20 MVA cada uno con tensiones de 115/34.5 kV destinadas a alimentar las SE San Jacinto y Ejido. Este apartado se explica en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Subestación Mérida II.

Tensión (KV)	Capacidad de los Transformadores de Potencia (MVA)	Circuitos
115/13.8	10	D-380 Chorros/Hechicera
	16	D-105 Belén
		D-205 Tabay
		D-305 El Valle
	16	D-405 Centro
		D-505 La Milagrosa
D-605 Mucumbarila		
115/34.5	20	B-105 Ejido
	20	B-205 San Jacinto

3.1.1 Diagrama Unifilar

En este apartado se anexa el diagrama operativo correspondiente a la subestación Mérida II, dicho diagrama facilita las operaciones o maniobras a realizar en caso de presentarse cualquier eventualidad.

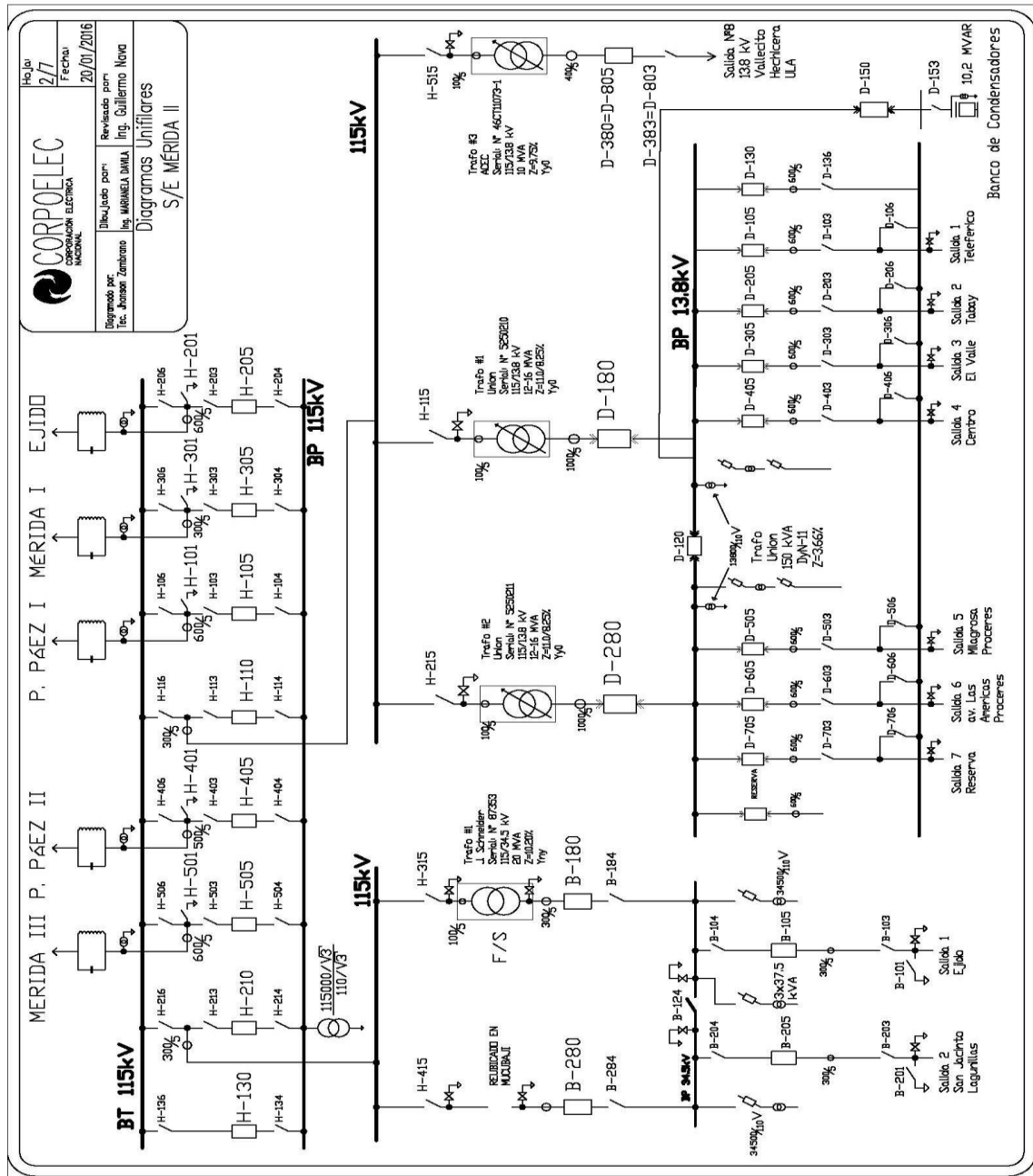


Figura 3.1. Diagrama Unifilar de la Subestación Mérida II.

3.2 CONDICIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA II.

Se observa en el Diagrama Unifilar de la figura 3.1 como la subestación Mérida II a nivel de 115 kV es alimentada por dos (02) líneas de transmisión indicadas en el diagrama como P. PAEZ I y II respectivamente, provenientes de Planta Páez (230/115 kV), además de una (01) línea de transmisión proveniente de la S/E EL VIGIA I actualmente esta línea, antes de llegar a la Subestación Mérida II, alimenta la Subestación Mérida III y se denota en el plano como MERIDA III. También tiene una línea alimentación denominada en el diagrama como EJIDO, la cual antes de alimentar la Subestación Mérida II, alimenta a la Subestación Ejido. Por último tiene una línea de transmisión radial que alimenta a la subestación Mérida I y se indica en el diagrama unifilar como MÉRIDA I.

En la actualidad los circuitos de distribución son alimentados por dos transformadores de potencia de 16 MVA cada uno, siendo repartida la carga del circuito D-380 (Chorros/Hechicera) correspondiente al transformador de potencia de 10 MVA, entre los circuitos D-505 (La Milagrosa/Los Próceres) y D-605 (Mucumbarila) pertenecientes al Transformador de Potencia N° 1. Las actuales salidas de distribución son indicadas en la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Salidas de distribución actual de la SE Mérida II.

Transformador de Potencia N° 2. (16 MVA)	Transformador de Potencia N° 1. (16 MVA)	
D-105 Belén	D-405 Centro	
D-205 Tabay	D-505 La Milagrosa	D-380 Hechicera/Chorros
D-305 El Valle	D-605 Mucumbarila	

La subestación Mérida II tiene como circuito prioritario el D-405 Centro, el cual alimenta el Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D.) encargado de la planificación y coordinación de mantenimientos correctivos y preventivos de la subestaciones del estado Mérida a nivel de distribución 34.5/13.8 kV.

3.3 INFORMACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.

Se describen las características eléctricas así como el número de puntos de operación e interconexión que poseen los circuitos de distribución pertenecientes a la subestación Mérida II. La empresa establece que en condición normal (sin transferir carga), los circuitos de distribución, no pueden exceder el 6% en caída de tensión y 80% de carga en el conductor.

Tabla 3.3. Condición Actual de los Circuitos de Distribución.

Características	D-105	D-205	D-305	D-405	D-505	D-605
Demanda Máxima (A)	162	176	175	208	76	57
Carga máxima sobre el conductor (%)	56.48	65.18	46.05	54.73	20	15
Máxima caída de tensión (%)	5.9	10.12	7.05	4.68	1.66	0.92
Demanda Total Calculada (kVA)	3950	4291	4266	5071	1853	1390
Puntos de Operación	10	7	14	13	5	5
Puntos de Interconexión	6	1	1	7	3	2
Longitud de la troncal (km)	5.76	16.8	19.48	5.52	4.37	4.36

En la tabla 3.3 se observan los valores de Demanda Máxima, que han presentado los circuitos de distribución en el peor de los casos. Es decir, en condición normal los criterios de caída de tensión y carga en el conductor tiende a ser menor que el presentado en dicha tabla. Los circuitos D-205 y D-305 exceden el criterio en caída de tensión, sin embargo ambos circuitos alimentan zonas con cargas moderadas, por tanto no se ve afectado el servicio a los suscriptores. El resto de los circuitos alimentan cargas residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público, centros de educativos y de salud, sin exceder los criterios de sobrecarga en el conductor y caída de tensión.

3.3.1 Puntos de Seccionamiento de los Circuitos de Distribución

En este apartado se encuentra información referente a los puntos de seccionamiento de cada circuito, se tiene información de demanda máxima, caída de tensión, carga y tipo de conductor. La dirección de los puntos de seccionamiento no es anexada en el trabajo de grado por términos de confidencialidad establecidos por la empresa.

NOTA: Los puntos de seccionamiento se denotan como OP, seguido del número que representa en el plano. Ejemplo; OP4 indica punto de seccionamiento número 4.

Circuito D-105 Belén: contiene diez (10) puntos de seccionamiento y todos los elementos para realizar las maniobras son seccionadores. Alimenta zonas residenciales, comerciales, centros educativos y de salud.

Tabla 3.4. Características de los Puntos de Operación del circuito D-105.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP1	9	5.01	0.13	2 ARV	Seccionador
OP2	152.5	56.49	1.18	2/0 ASCR	Seccionador
OP3	150.8	55.84	1.81	2/0 ASCR	Seccionador
OP4	142.5	37.51	4.96	4/0 ARV	Seccionador
OP5	132.8	34.93	5.13	4/0 ARV	Seccionador
OP6	126.9	33.39	5.27	4/0 ARV	Seccionador
OP7	96.3	25.33	5.46	4/0 ARV	Seccionador
OP8	80.1	21.09	5.59	4/0 ARV	Seccionador
OP9	69.6	38.69	5.7	2 ARV	Seccionador
OP10	26.8	14.9	5.87	2 ARV	Seccionador

Circuito D-205 Tabay: es un circuito extenso, cuenta con siete (07) puntos de seccionamiento alejados entre sí, alimenta en su mayoría carga en zonas rurales y alumbrado público.

Tabla 3.5. Características de los Puntos de Operación del circuito D-205.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP1	176	46.33	3.38	4/0 ARV	Seccionador
OP2	149	53.21	5.26	2/0 ARV	Seccionador
OP3	5.3	4.44	6.7	6 CU	Seccionador
OP4	138.2	49.35	6.83	2/0 ARV	Seccionador
OP5	40.5	33.77	8.19	6 CU	Seccionador
OP6	42.1	15.04	9.35	2/0 ARV	Seccionador
OP7	22.2	8.23	9.6	2/0 ACSR	Seccionador

Circuito D-305 El Valle: cuenta con 13 puntos de operación, el punto de operación 2 (OP2), es en realidad su único punto de interconexión con el circuito D-405, perteneciente a la misma Subestación.

Tabla 3.6. Características de los Puntos de Operación del circuito D-305.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP1	174.7	45.97	1.55	4/0 ARV	Seccionador
OP3	71.5	18.82	2.19	4/0 ARV	Seccionador
OP4	100.7	26.49	2.2	4/0 ARV	Seccionador
OP5	56.5	14.86	2.8	4/0 ARV	Seccionador
OP6	14.8	8.23	2.83	2 ARV	Seccionador
OP7	46.1	38.45	3.27	6 CU	Corta corriente Barra Sólida
OP8	21	17.49	3.27	6 CU	Corta corriente Barra Sólida
OP9	92.6	38.59	3.38	1/0 ARV	Seccionador
OP10	48.7	20.3	4.93	1/0 ARV	Seccionador
OP11	44.7	18.62	5.33	1/0 ARV	Corta corriente Barra Sólida
OP12	32.1	13.37	5.81	1/0 ARV	Corta corriente Barra Sólida
OP13	20.6	8.59	6.71	1/0 ARV	Seccionador
OP14	13.6	5.68	6.78	1/0 ARV	Seccionador

Circuito D-405 Centro: siendo el circuito prioritario, contiene 13 puntos de seccionamiento. OP10, es el punto de operación 10 y contiene en su carga al Centro de Operaciones de Distribución. Alimenta zonas residenciales, comerciales, organismos públicos, centros educativos y de salud.

Tabla 3.7. Características de los Puntos de Operación del circuito D-405.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP1	208	54.74	2.03	4/0 ARV	Seccionador
OP2	204.2	53.74	2.19	4/0 ARV	Seccionador
OP3	168.2	54.27	3.19	1/0 CU	Seccionador
OP4	11.4	3.68	3.59	1/0 CU	Seccionador
OP5	113.8	29.94	3.97	4/0 ARV	Seccionador
OP6, 7	110.1	35.53	4.12	1/0 CU	Seccionador
OP8	100.9	32.54	4.31	1/0 CU	Seccionador
OP9	73.3	23.64	4.38	1/0 CU	Seccionador
OP10	12.6	4.06	4.41	1/0 CU	Corta corriente Barra Sólida
OP11	14.3	6.21	4.53	2 CU	Corta corriente Barra Sólida
OP12	42.4	13.68	4.57	1/0 CU	Seccionador
OP13	36.6	15.93	4.63	2 CU	Seccionador

Circuito D-505 La Milagrosa/Los Próceres: como su nombre lo indica alimenta el Sector La Milagrosa, y parte de la Av. Los Próceres. Además de su propia carga, contiene gran parte del circuito D-380 Chorros/Hechicera que incluye el Barrio San Pedro, Núcleo La Hechicera y Santa Rosa.

Tabla 3.8. Características de los Puntos de Operación del circuito D-505.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP	52.6	19.49	1.08	2/0 ACSR	Seccionador
OP3 D-380	2.3	0.81	0.94	2/0 ARV	Corta corriente Barra Solida
OP1	15.7	4.12	0.92	4/0 ARV	Seccionador
OP2	12.2	3.22	0.97	4/0 ARV	Seccionador
OP3	8.1	2.14	0.99	4/0 ARV	Seccionador
OP4	4.1	1.08	0.99	4/0 ARV	Seccionador
OP5	2.9	0.77	1	4/0 ARV	Seccionador

Circuito D-605 Mucumbarila: Además de su propia carga, alimenta un ramal del circuito D-380 Chorros/Hechicera el cual correspondiente al Sector Los Chorros.

Tabla 3.9. Características de los Puntos de Operación del circuito D-605.

Puntos de Operación	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Conductor	Elemento de maniobra
OP1	33	8.68	0.7	4/0 ARV	Seccionador
OP2	20.5	5.39	0.84	4/0 ARV	Seccionador
OP3	20.5	5.39	0.85	4/0 ARV	Seccionador
OP4	7.7	2.02	0.89	4/0 ARV	Seccionador
OP5	20.3	8.44	0.75	1/0 ARV	Seccionador

CAPÍTULO IV

PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN GENERAL

4.1 DISPARO DE EQUIPOS EN LA SUBESTACIÓN POR DETECCIÓN DE FALLAS

Se indica la secuencia de acciones y maniobras que se deben seguir en la Subestación Mérida II, para la operación del sistema de distribución en condición de emergencia considerando que la actuación de los equipos es producto de la detección de alguna falla. Para efecto de este trabajo de grado se estudian las siguientes situaciones:

- CASO A: Disparo de la Protección Principal del Transformador de Potencia en una S/E de Distribución.
- CASO B: Disparo de un Reconectador de Salida de Línea 13.8 kV (Apertura Permanente)
- CASO C: Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV en S/E de Transmisión.

4.1.1 CASO A: Disparo de la Protección Principal del Transformador de Potencia en una S/E de Distribución. [7]

Si se presenta esta situación, las maniobras que debe realizar el Operador dependerán de la protección que actúa en ese momento. Tal como se indica la figura 4.1

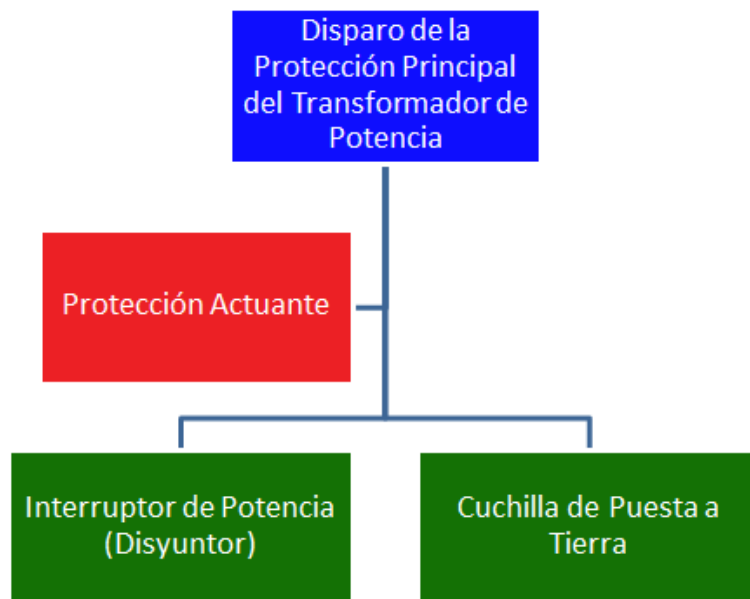


Figura 4.1. Protecciones actuantes en el disparo del transformador de potencia.

Descripción de las maniobras a ejecutar cuando protección actuante es un interruptor de potencia (disyuntor):

- Verificar apertura del interruptor (bandera de señalización verde en open (abierto)) y abrir sus seccionadores de línea.
- Abrir contactos de los reconectores de salida de la línea de 13.8 kV de la S/E (manija amarilla hacia abajo en caso de KF y KFE) y sus seccionadores de línea asociados. Pulsar botón open (abierto) en caso de reconectores tipo GVR y PMR3.
- Inspeccionar cuidadosamente el transformador y barra de la S/E (sobre todo sus partes aislantes y puentes) para verificar su buen estado físico.
- Revisar las señales del disyuntor, en el gabinete de mediciones y protecciones de 13.8 kV y señales propias del transformador de potencia; tomar nota de cada de la señal de disparo aparecida, luego eliminarla (resetearla) y proceder de acuerdo al tipo de señal.

- Si la señal de disparo es por Bucholz, masa cuba, protección diferencial, sobre presión o bajo nivel de aceite, se debe realizar revisión del transformador por personal autorizado de transmisión y considerar la posibilidad de transferir carga mientras se solventa la falla.
 - Si la señal de disparo es por imagen térmica o temperatura de arrollado (sobretensión) en este caso se recomienda que el transformador no se cargue a más del 50% de la carga conectada.
 - Si la señal de disparo es por sobrecorriente, se debe revisar minuciosamente todos los elementos de la barra de 13.8 kV de la S/E y sus salidas de líneas (aisladores, puentes, cortacorrientes, pararrayos, transformadores de medición, reconectores y seccionadores), proceder a recuperar la carga una vez que se hayan tomado los correctivos necesarios (en caso de encontrar una falla), cerrando primero los seccionadores de línea y luego los reconectores empezando por el de mayor carga.
 - Si no aparece ninguna señal de disparo se debe inspeccionar y probar el disyuntor en vacío para constatar sus buenas condiciones de operación, para ello se debe abrir sus seccionadores de línea (entrada al transformador) y luego operar el conmutador del interruptor a la posición cerrado.
- Después que desaparezca la causa de la señal de disparo se procede a energizar el disyuntor de potencia en vacío.
 - Cerrar primero los seccionadores de fuente (línea) del disyuntor
 - Operar el conmutador del disyuntor a la posición cerrado
 - Abrir disyuntor de la S/E, cerrar seccionadores de barra, cerrar de nuevo el disyuntor para energizar el transformador en vacío

- Recuperar la subestación.
 - Cerrar primero los seccionadores de línea asociados a los reconectores.
 - Cerrar los contactos de los reconectores de salida de línea (manija amarilla arriba para los reconectores KF y KFE), para los reconectores GVR y PMR3 pulsar el botón OFF, siempre empezando por el de mayor carga.

Descripción de las maniobras a ejecutar cuando la protección actuante es una Cuchilla de Puesta a Tierra.

- Verificar que los 3 cortacorrientes de entrada a la S/E estén abiertos (fusibles fundidos), si alguno no lo está proceder a abrirlo.
- Desconectar (contactos abiertos) la cuchilla de puesta a tierra.
- Abrir los contactos de los reconectores de salida de línea 13.8 kV de la S/E (manija amarilla hacia abajo), sin bloquear el reenganche y abrir sus seccionadores asociados.
- Revisar las señales del disyuntor, en el gabinete de mediciones y protecciones de 13.8 kV y señales propias del transformador de potencia; tomar nota de cada de la señal de disparo aparecida, luego eliminarla (resetearla) y proceder de acuerdo al tipo de señal.
 - Si la señal de disparo es por Bucholz, masa cuba, protección diferencial, sobre presión o bajo nivel de aceite, se debe realizar revisión del transformador por personal autorizado de transmisión y considerar la posibilidad de transferir carga mientras se solventa la falla.
 - Si la señal de disparo es por imagen térmica o temperatura de arrollado (sobrettemperatura) en este caso se recomienda que el transformador no se cargue a más del 50% de la carga conectada.

- Si la señal de disparo es por sobrecorriente, se debe revisar minuciosamente todos los elementos de la barra de 13.8 kV de la S/E y sus salidas de líneas (aisladores, puentes, cortacorrientes, pararrayos, transformadores de medición, reconectores y seccionadores), proceder a recuperar la carga una vez que se hayan tomado los correctivos necesarios (en caso de encontrar una falla), cerrando primero los seccionadores de línea y luego los reconectores empezando por el de mayor carga.
- Si no aparece ninguna señal de disparo se debe inspeccionar y probar la cuchilla en vacío para constatar sus buenas condiciones de operación.
- Después que desaparezca la causa que ocasiona la señal de disparo se procede a energizar el transformador de potencia en vacío.
 - Reponer los fusibles de los cortacorrientes de la entrada a la S/E sin alterar la capacidad de los existentes.
 - Cerrar los 3 cortacorrientes.
- Recuperar la carga de la S/E cerrando los seccionadores de línea y luego los contactos de los reconectores de salida de línea (manilla amarilla arriba) empezando por el de mayor carga.

4.1.2 CASO B: Disparo de un Reconector de Salida de Línea 13.8 kV. [7]

- Inspeccionar cuidadosamente el reconector (sobre todo sus partes aislantes) para verificar su buen estado físico
- Cerciorarse de la apertura definitiva del reconector (manija amarilla hacia abajo y bandera de señal en posición OPEN para los reconectores KF y KFE). En tal caso de los reconectores GVR y PMR3 se deben verificar la apertura a través de la caja de control y la señalización ubicada en la base del recloser.

- Si no se conoce alguna información sobre la localización de la falla, se procede a realizar un intento de cierre al reconectador (dejando el reenganche y el dispositivo de tierra normalizados).
- Si el intento de cierre es positivo, se normaliza el dispositivo de reenganche (palanca hacia arriba).
- Si el intento de cierre es negativo, se procede a realizar la prueba en vacío del reconectador de la siguiente manera:
 - Abrir los seccionadores de línea asociados al reconectador, previa verificación de la carga.
 - Realizar cierre de contactos del reconectador (manilla amarilla arriba), si el reconectador es del tipo KF, debe esperarse un tiempo mínimo de tres minutos (después del último intento de cierre) para cerrar los contactos, si el reconectador es del tipo KFE y/o GVR se debe considerar el tiempo de espera para su próxima operación.
 - Si el intento de cierre es negativo (los contactos no cierran) se procede a abrir seccionadores de barra asociados al reconectador, cerrar cortacorrientes (By-Pass) asociados al reconectador fallado verificando que la capacidad del fusible este acorde con la carga máxima del circuito y finalmente notificar al personal encargado del mantenimiento de subestaciones (transmisión) para la reparación o reemplazo del reconectador en falla.
- Si la prueba en vacío es positiva (contacto cerrados), la falla se encuentra en la línea de 13.8 kV y se procede a:
 - Abrir los contactos del reconectador operando la manija amarilla (hacia abajo) y cerrar los seccionadores de líneas asociados al reconectador.

- Localizar la falla en la línea según procedimiento establecido en el manual de operaciones para el circuito correspondiente y teniendo en cuenta que por todo intento de cierre del reconectador se debe esperar un tiempo mínimo de 3 minutos con respecto a su última operación (reconectores KFE) y mientras se estén efectuando pruebas (seccionamientos) en la línea el reconectador debe permanecer con el reenganche bloqueado (palanca bajada).
- Al ser localizada la falla, abrir seccionadores más próximos a la misma para aislar el tramo fallado.
- Si la falla no está ubicada cerca de la subestación, cerrar contactos del reconectador para recuperar la carga ubicada entre la subestación y el tramo fallado.
- Evaluar la posibilidad de efectuar transferencia del resto de la carga no ubicada en el tramo fallado, mientras se repara la falla.
- Una vez reparada la misma, se procede a normalizar el circuito incorporando el tramo reparado, recuperando las cargas transferidas y activando los mecanismos de reenganches y disparo por tierra del reconectador.

4.1.3 CASO C: Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV en S/E de Transmisión. [7]

- Solicitar al Operador de la S/E las señalizaciones de falla.
- Ordenar un intento de cierre, si y solo si existen señales en una o dos fases.
- Si la prueba resulta negativa, abrir contactos del interruptor (Disyuntor) o cortacorrientes (caso cuchilla) y los seccionadores de llegada al pórtico de 34.5 kV de la subestación de distribución asociada a la línea.

- Coordinar con el Operador de la S/E de transmisión un nuevo intento de cierre del interruptor de salida de la línea de 34.5 kV. En caso de que la prueba resulte positiva, esto indica que la falla se encuentra en la subestación de Distribución o en los circuitos que ella alimenta, por lo tanto para localizar la falla se debe proceder de acuerdo a lo estipulado en el CASO B.

- En el caso de que la prueba resulte negativa (falla en la línea de 34.5 kV) se debe transferir la carga afectada de acuerdo a la disponibilidad de otros circuitos y/o Subestaciones emergentes, teniendo presente que se deben abrir primeramente los seccionadores de la barra de 13.8 kV para aislar el Transformador de Potencia y Localizar la falla realizando seccionamientos (procediendo de acuerdo al protocolo de pruebas establecido):
 - Abrir el punto de seccionamiento a mitad del circuito aproximadamente.

 - Coordinar un nuevo intento de cierre.

 - Si resulta negativo revisar la línea y solicitar al Operador de la Subestación de transmisión una prueba en vacío del Disyuntor.

 - Si la prueba del disyuntor resulta positiva, coordinar con el Operador de la subestación la apertura del disyuntor para cerrar el primer punto de seccionamiento y abrir el segundo punto de seccionamiento. Procediendo a realizar entonces un nuevo intento de cierre, si la prueba es negativa se procederá a revisar ese tramo de línea.

- Una vez localizada y solventada la falla se procede a energizar la subestación afectada procediendo de la siguiente manera:

Coordinar con el Operador de la Subestación el cierre del disyuntor de la línea afectada.

- Cerrar los seccionadores de llegada al pórtico de 34.5 kV de la subestación y luego del disyuntor para energizar al Transformador de Potencia en vacío.

- Verificar la apertura de todos los seccionadores de línea y reconectores asociados a los circuitos de 13.8 kV.
- Cerrar los seccionadores de la barra de 13.8 kV.
- Recuperar la carga de la subestación, cerrando primero los seccionadores de línea y luego el reconector de los circuitos de 13.8 kV, empezando por el de mayor carga.

4.1.4 Flujogramas de Disparo de Equipos en la S/E por detección de fallas

En la figura 4.2 se presenta el Flujograma de disparo de los equipos de protección en la subestación de distribución por detección de fallas.



Figura 4.2. Disparo de los equipos de protección en una SE de distribución.

Mediante el uso de flujogramas se describen la secuencia de maniobras que debe ejecutar el Operador en caso de que dispare la protección principal de transformador de potencia, el reconector de salida de línea de 13.8 kV y el interruptor de salida de línea de 34.5 kV. Esta técnica facilita la comprensión de los procedimientos descritos, permitiendo reemplazar el extenso contenido por figuras.

La simbología observada en los flujogramas es descrita a continuación:

- Rectángulo: describe el procedimiento
- Flechas: indica la secuencia que sigue el procedimiento
- Rombo: representa la simbología de decisión
- Circulo: representa los conectores, son necesarios cuando se desea pasar de una página a otra, el número indica la respectiva secuencia.

Flujograma Caso A: Disparo de Protección Principal del Transformador de Potencia

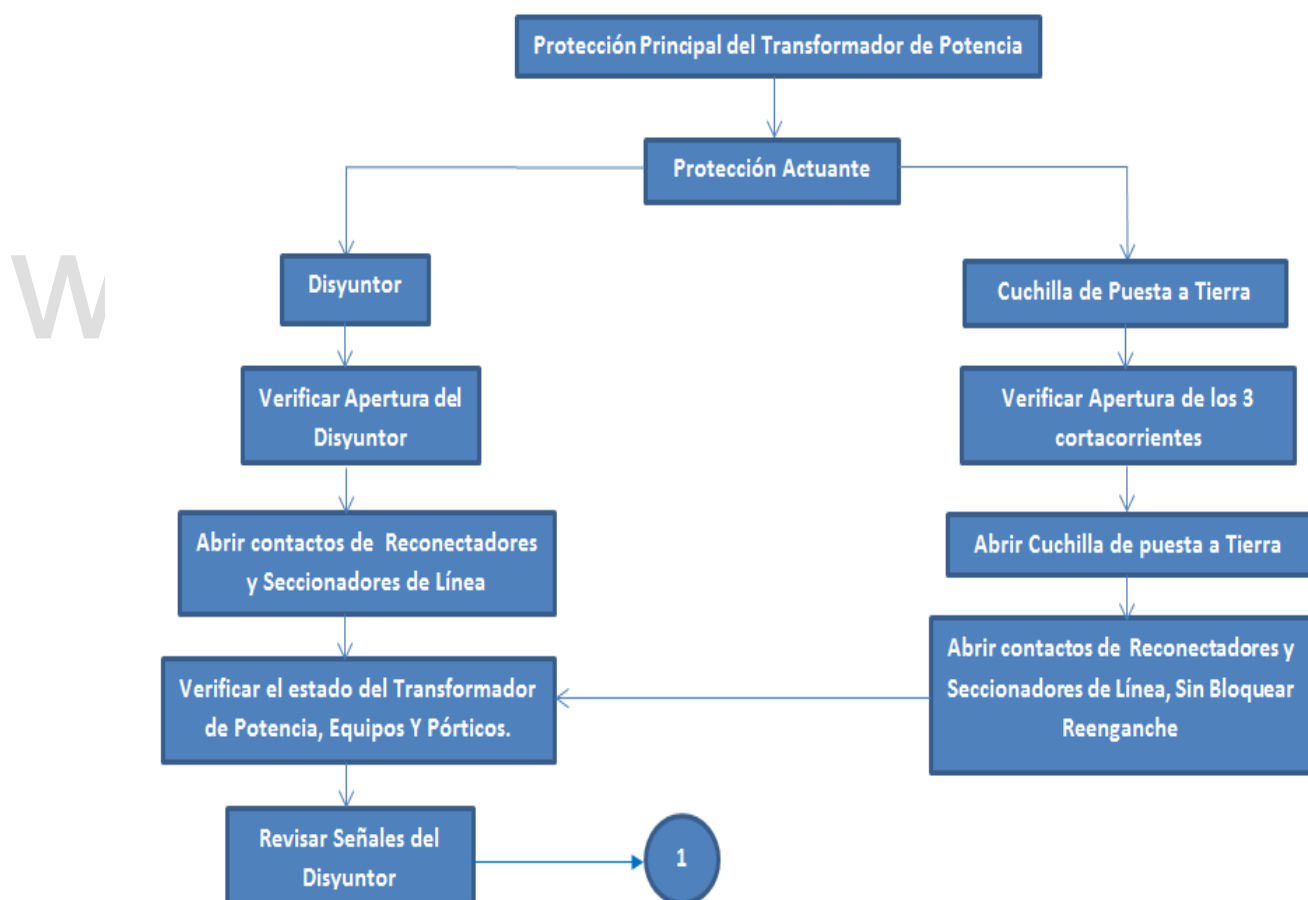


Figura 4.3. Maniobras a ejecutar por el Operador de la SE al disparar la protección principal del transformador de potencia.

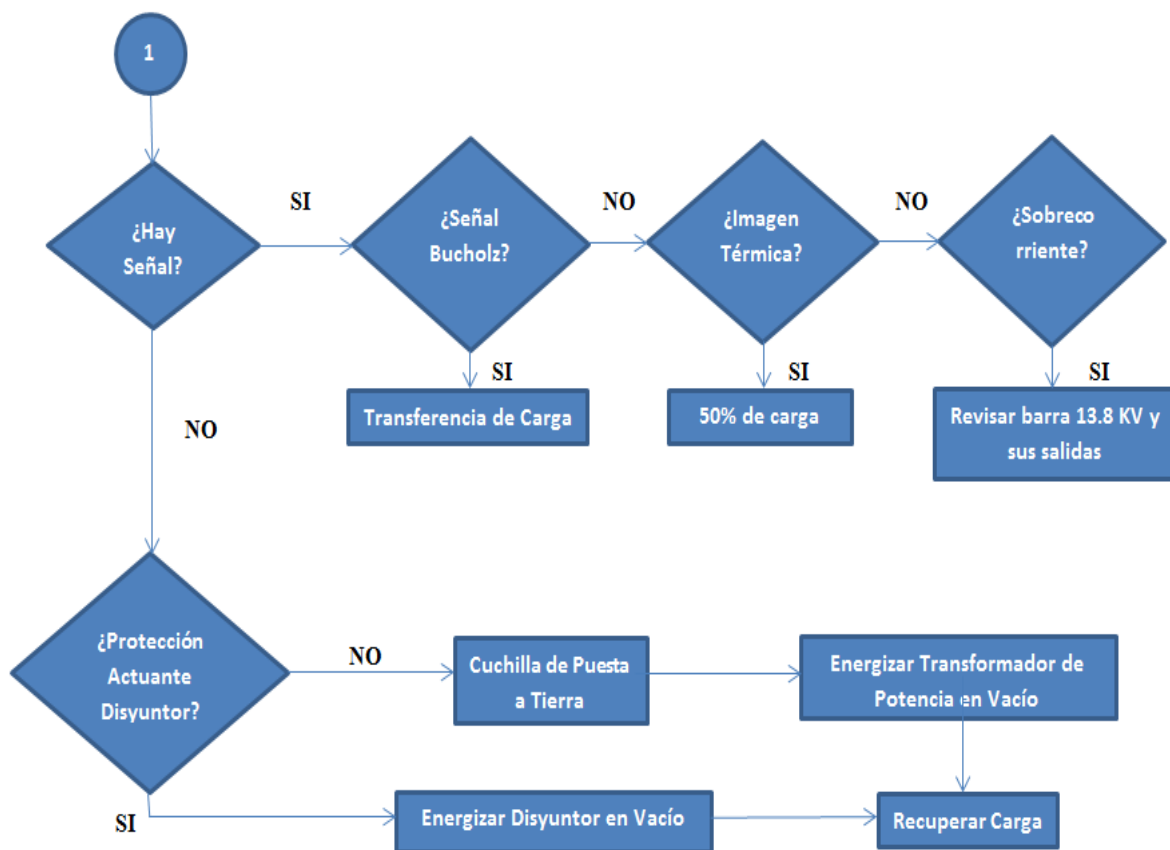


Figura 4.4. Maniobras a ejecutar por el Operador de la SE al disparar la protección principal del transformador de potencia.

Las figuras 4.3 y 4.4 se describen el procedimiento general que debe seguir el Operador de la Subestación Mérida II en caso de que falle alguna de las protecciones principales del Transformador de Potencia como lo son el Disyuntor y la Cuchilla de Puesta a Tierra

La figura 4.5 describe las acciones que debe seguir el Operador de la subestación para comprobar si la falla es en la línea 13.8 kV o en el reconectador, el descarte se hace realizando una prueba al vacío al reconectador (CASO B)

Finalmente siguiendo las sentencias indicadas en la figura 4.6 el Operador puede diferenciar si al ocurrir un disparo del interruptor de salida de línea de 34.5 kV esta es producida por una falla en la S/E de distribución o por una falla en la línea de 34.5 kV.

Flujograma Caso B: Disparo del Reconector de Salida de la línea 13.8 kV

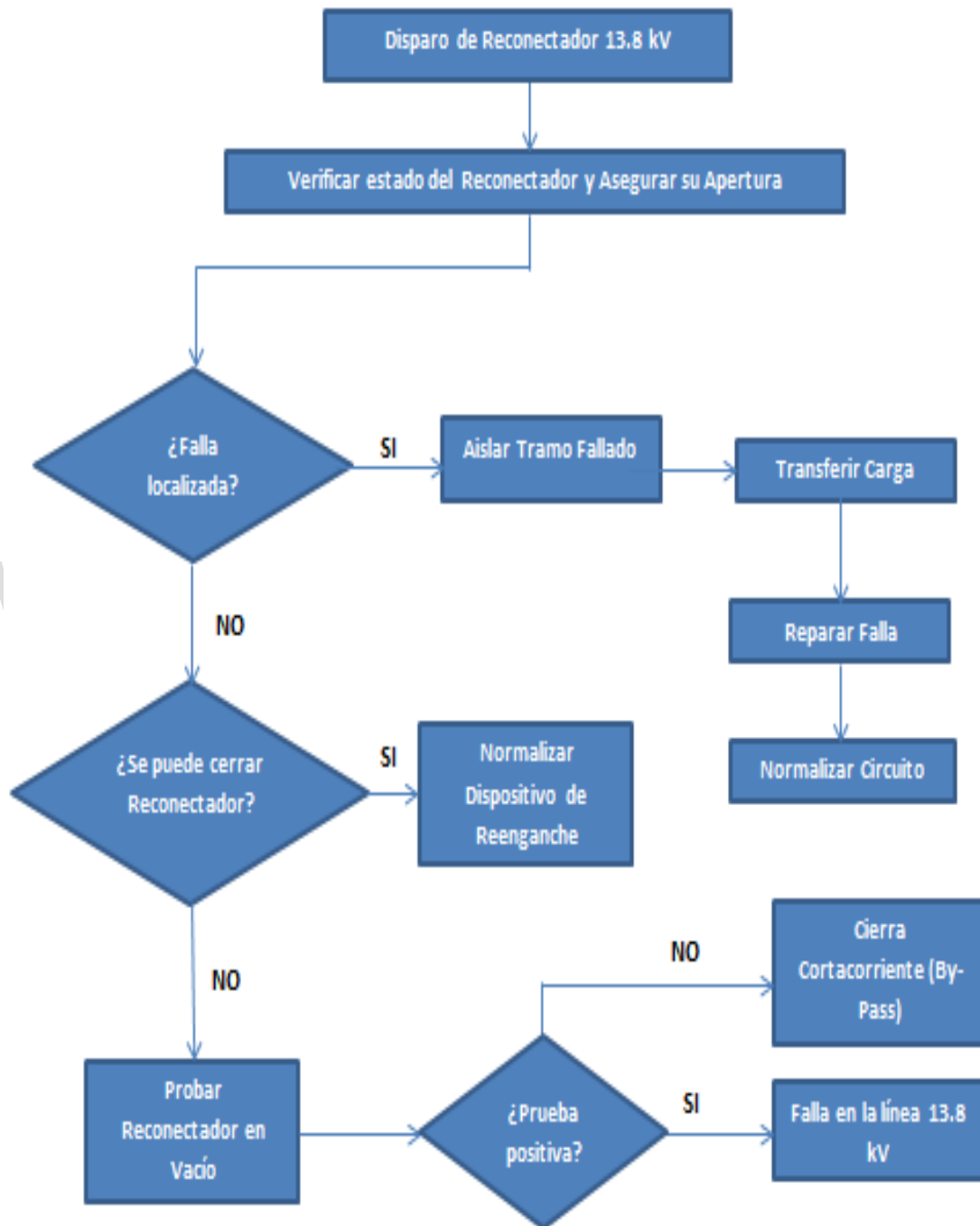


Figura 4.5. Maniobras que se deben cuando dispara el reconector de salida de línea 13.8 kV

Flujograma Caso C: Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV.

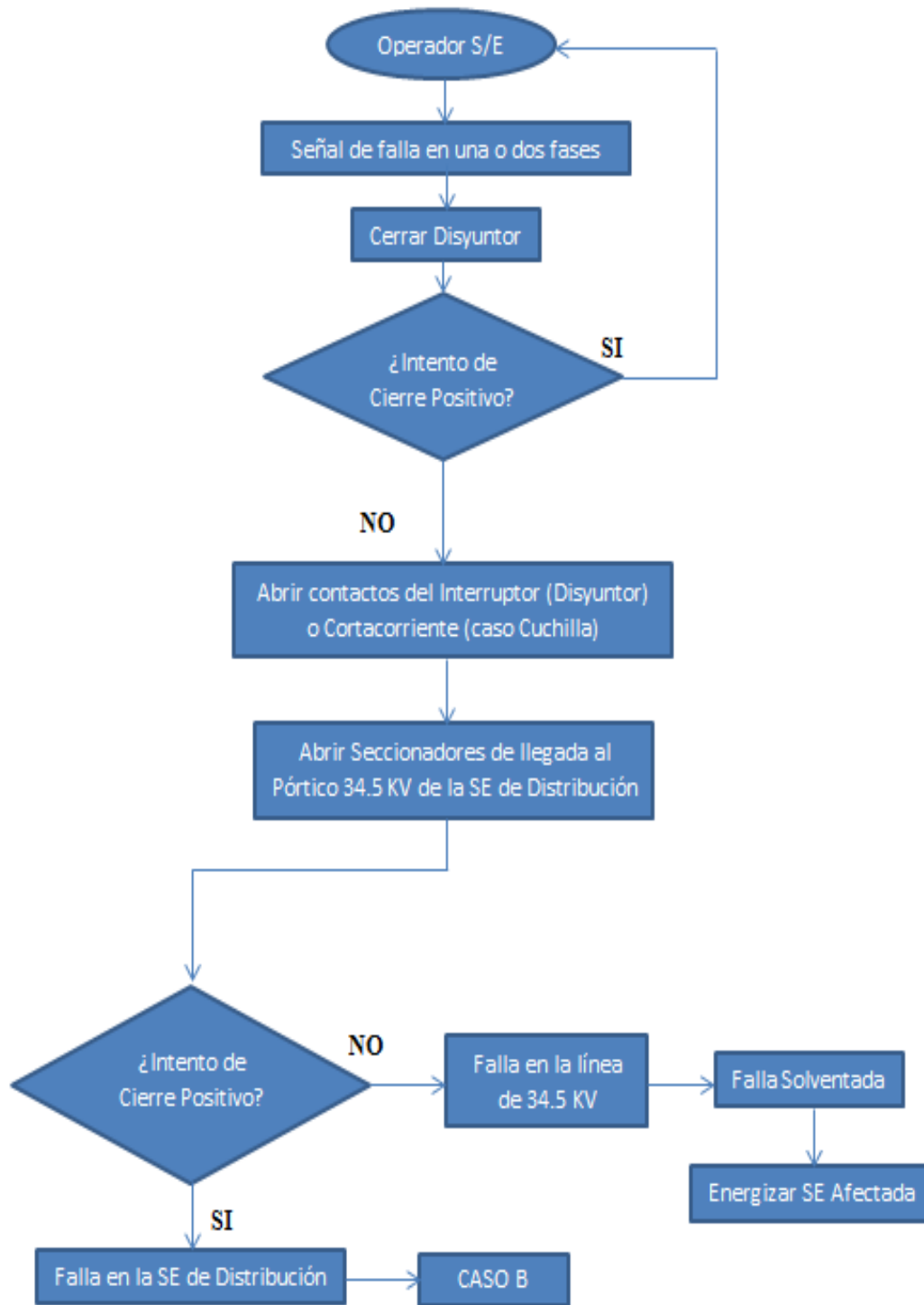


Figura 4.6. Maniobras ante Disparo del Interruptor de Salida de Línea 34.5 kV.

4.2 OPERACIÓN DE CIRCUITOS DE 13.8 kV CON REENGANCHE SEGÚN LAS SEÑALES EMITIDAS POR LOS RELES

La operación es descrita para los circuitos de distribución de la Subestación Mérida II, los cuales poseen un sistema de reenganche. En estos circuitos, debe implementarse un solo reenganche y operará a los treinta (30) segundos.

Si al disparar un Disyuntor la actuación del Reenganche es Negativo se procederá según las señales emitidas por los relés.

4.2.1 Primer Caso: Señal Temporizada en máximo dos (02) relés de sobrecorriente. [8]

Procedimiento a seguir:

- El operador de la subestación se asegurará de que el reenganche esté fuera de servicio y luego en coordinación con el C.O.D, efectuará el primer intento de cierre al Disyuntor, 1 minuto después de haberse presentado la falla.
- Si este intento de cierre es negativo, el Operador de la Subestación esperará la confirmación por parte del C.O.D. de que fue seccionado el primer punto de operación (OP1), procediendo entonces a realizar un segundo intento de cierre al circuito.
- Si nuevamente el intento de cierre es negativo, el circuito quedará fuera de servicio hasta que el C.O.D. confirme que la falla fue despejada, entonces el Operador de la subestación, procederá a cerrar el Disyuntor y normalizar el circuito.
- Si el intento de cierre hasta el primer punto de operación (OP1) es negativo, una vez que ha sido detectada la falla y se determina que no es posible su corrección inmediata, siempre que exista la posibilidad se transfiere el resto de la carga a otro circuito o subestación. El C.O.D. coordinará las pruebas y despeje de la falla y la posterior normalización y recuperación de la carga.

- Si el intento de cierre hasta el primer punto de operación (OP1) es positivo se procederá a realizar una revisión más detallada hasta el segundo punto de operación (OP2), cuando esté confirmado que en esta revisión no existen elementos de falla, se procede a seccionar este punto y luego se cierra el primer punto de operación (OP1) de no presentar falla se procede a realizar un intento de cierre con toda la carga; Si persiste la falla se procede a abrir nuevamente el OP1 para recuperar hasta este tramo, luego se revisa el siguiente tramo para localizar la falla, repararla y normalizar el circuito, de no ser posible su corrección inmediata se procede a aislar este tramo y se transfiere la carga desde el segundo punto de operación (OP2) a otro circuito o subestación hasta que se realicen las correcciones. Esta acción se repetirá hasta el total despeje de la falla y recuperación del circuito.

4.2.2 Segundo Caso: Señal Temporizadas en los tres (03) relés de sobrecorriente o Señal Instantánea en dos (02) de los relés de sobrecorriente. [8]

Procedimiento a seguir:

- El operador de la subestación se asegurará de que el reenganche esté fuera de servicio, y luego esperará la confirmación por parte del C.O.D. de que el circuito fue revisado y seccionado, hasta el primer punto de operación (OP1), procediendo entonces a cerrar el Disyuntor.
- Si nuevamente el intento de cierre es negativo, el circuito quedará fuera de servicio hasta que el C.O.D. confirme que la falla fue despejada, entonces el Operador de la subestación, procederá a cerrar el Disyuntor y normalizar el circuito.
- Si el intento de cierre hasta el primer punto de operación (OP1) es negativo y una vez que ha sido detectada la falla y se determina que no es posible su corrección inmediata, siempre que exista la posibilidad se transfiere el resto de la carga a otro circuito o subestación. El C.O.D. coordinará las pruebas y despeje de la falla y la posterior normalización y recuperación de la carga.

- Si el intento de cierre es positivo se procederá a la revisión detallada hasta el segundo punto de operación (OP2), cuando esté confirmado que en esta revisión no existen elementos de falla, se procede a seccionar este punto y luego se cierra el primer punto de operación (OP1) de no presentar carga se procede a realizar un intento de cierre con toda la carga; Si persiste la falla se procede a abrir nuevamente el OP1 para recuperar hasta este tramo, luego se revisa el siguiente tramo para localizar la falla, repararla y normalizar el circuito, de no ser posible su corrección inmediata se procede a aislar este tramo y se transfiere la carga desde el segundo punto de operación (OP2) a otro circuito o subestación hasta que se realicen las correcciones. Esta acción se repetirá hasta el total despeje de la falla y recuperación del circuito.

4.2.3 Tercer Caso: Señal Unidad Instantánea en máximo un (01) relé de sobrecorriente. [8]

Procedimiento a seguir:

- El operador de la subestación se asegurará de que el reenganche esté fuera de servicio y luego en coordinación con el C.O.D., efectuará el primer intento de cierre al Disyuntor, 1 minuto después de haberse presentado la falla.
- Si este intento de cierre es negativo, el Operador de la Subestación esperará la confirmación por parte del C.O.D. de que fue seccionado el primer punto de operación (OP1), procediendo entonces a cerrar el Disyuntor.
- Si el intento de cierre hasta el primer punto de operación (OP1) es negativo y una vez que ha sido detectada la falla y se determina que no es posible su corrección inmediata, siempre que exista la posibilidad se transfiere el resto de la carga a otro circuito o subestación. El C.O.D. coordinara las pruebas y despeje de la falla y la posterior normalización y recuperación de la carga.

- Si el intento de cierre es positivo se procederá a la revisión detallada hasta el segundo punto de operación (OP2), cuando esté confirmado que en esta revisión no existen elementos de falla, se procede a seccionar este punto y luego se cierra el primer punto de operación (OP1) de no presentar carga se procede a realizar un intento de cierre con toda la carga; Si persiste la falla se procede a abrir nuevamente el OP1 para recuperar hasta este tramo, luego se revisa el siguiente tramo para localizar la falla, repararla y normalizar el circuito, de no ser posible su corrección inmediata se procede a aislar este tramo y se transfiere la carga desde el segundo punto de operación (OP2) a otro circuito o subestación hasta que se realicen las correcciones. Esta acción se repetirá hasta el total despeje de la falla y recuperación del circuito.

4.2.4 Cuarto Caso: Señal Unidad Instantánea en los tres (03) relé de sobrecorriente. [8]

Procedimiento a seguir:

- El circuito quedará fuera de servicio hasta que el C.O.D. confirme al Operador de la Subestación, que el circuito fue revisado y la falla fue despejada, entonces el Operador de la subestación, procederá a cerrar el Disyuntor y normalizar la carga.
- Una vez que ha sido detectada la falla y se determina que no es posible su corrección inmediata, siempre que exista la posibilidad se transfiere el resto de la carga a otro circuito o subestación. El C.O.D. coordinará las pruebas y despeja de la falla y la posterior normalización y recuperación de la carga.

4.2.5 Flujograma de Operaciones en circuitos de 13.8 kV con reenganche, según las señales emitidas por los relés de sobrecorriente.

Si al disparar el disyuntor el reenganche automático es negativo, el circuito queda fuera de servicio. El Operador de la S/E debe informar al Operador del C.O.D vía radio, línea portadora, teléfono o en su defecto celular:

- Las señales de disparo de las líneas (emitidas por los relés de sobrecorriente)
- La corriente de disparo

Las sentencias que debe seguir el operador dependen de las señales que emitan los relés de sobrecorriente, mientras la corriente de disparo permite conocer a que altura de la troncal del circuito afectado ocurre la falla

El Operador del C.O.D puede ordenar un único intento de cierre al disyuntor previa desactivación del reenganche, siempre y cuando existan señales en máximo dos (02) relés de sobrecorriente tal como se indican en el primer y tercer caso de la figura 4.7.

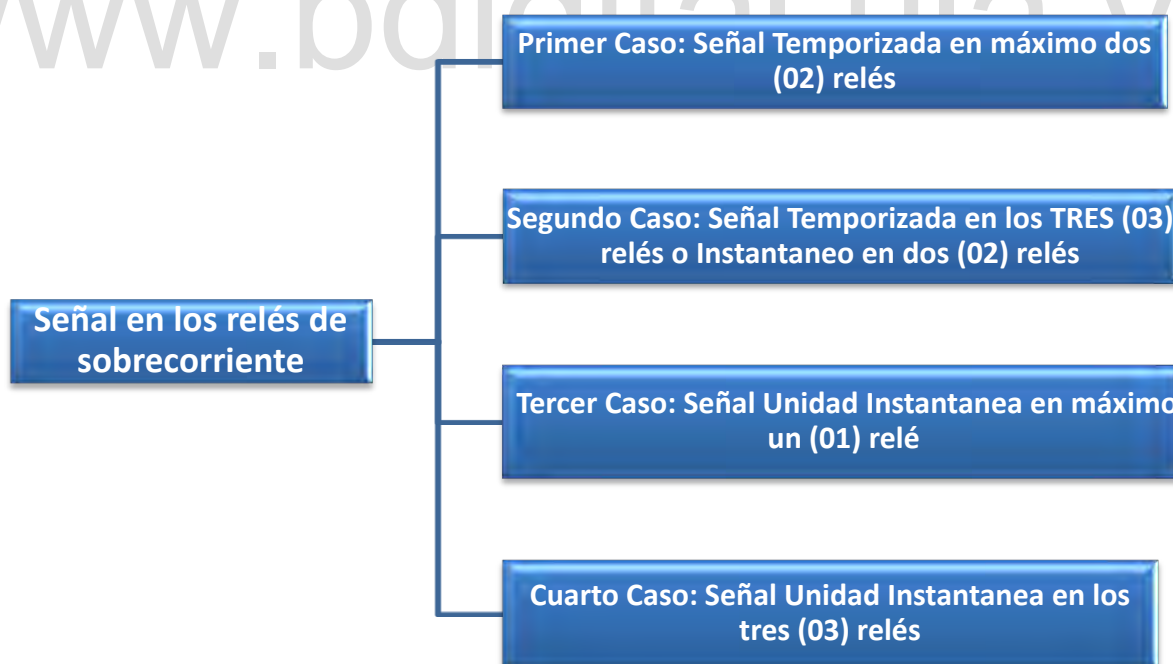


Figura 4.7. Casos de operación en circuitos de 13.8 kV con sistema de reenganche.

NOTA: Además de las señales emitidas por los relés de sobrecorriente, en los circuitos 13.8 kV también existe el disparo producido por la actuación del relé de baja frecuencia, en caso de presentarse dicha eventualidad la recuperación de estos circuitos solo se realizara bajo la autorización de Despacho de Carga.

Flujograma de Operaciones en circuitos 13.8 kV: Procedimientos según las señales emitidas por los relés de sobrecorriente.

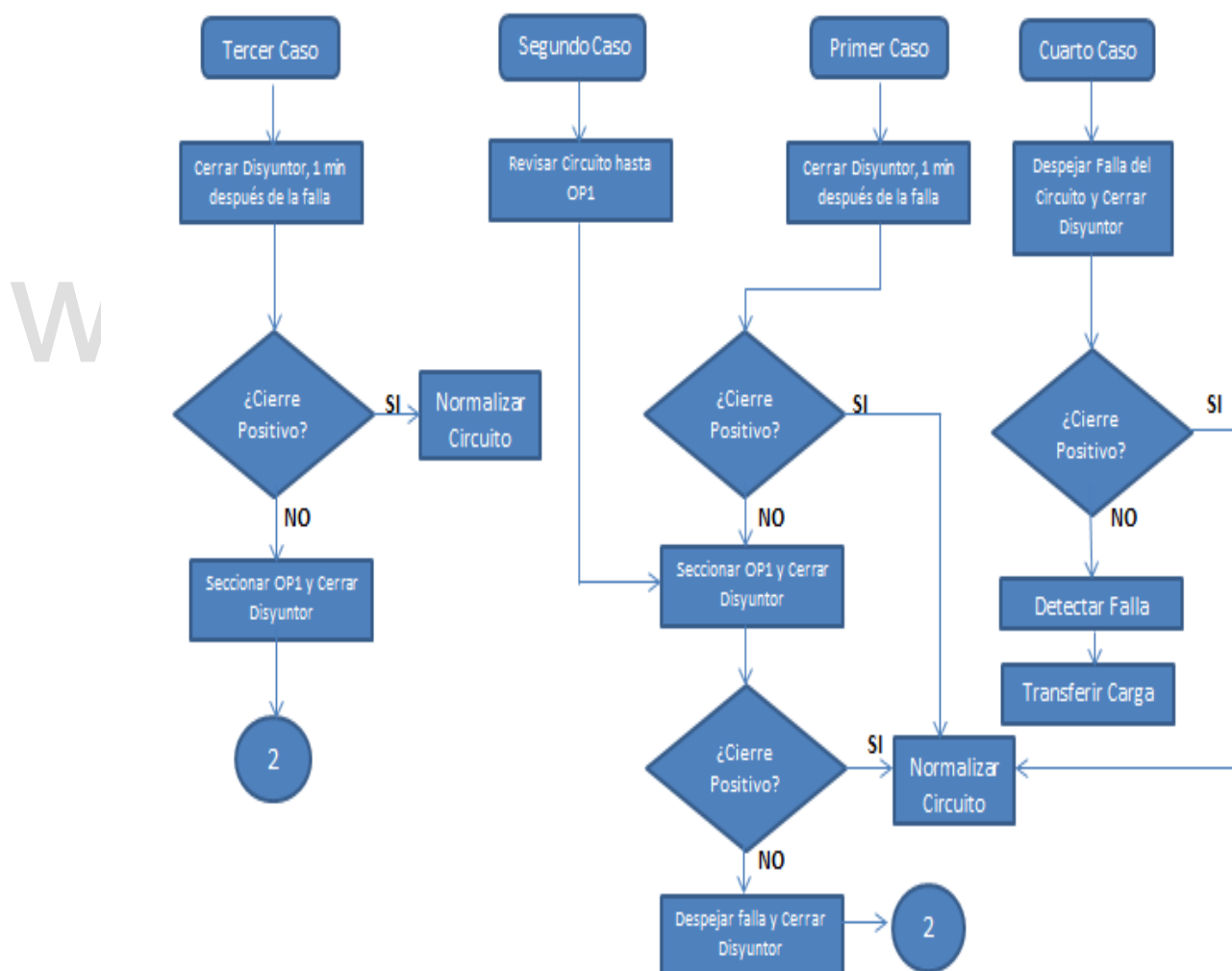


Figura 4.8. Operación de circuitos de 13.8 kV en subestaciones donde se encuentra implementado el sistema de reenganche.

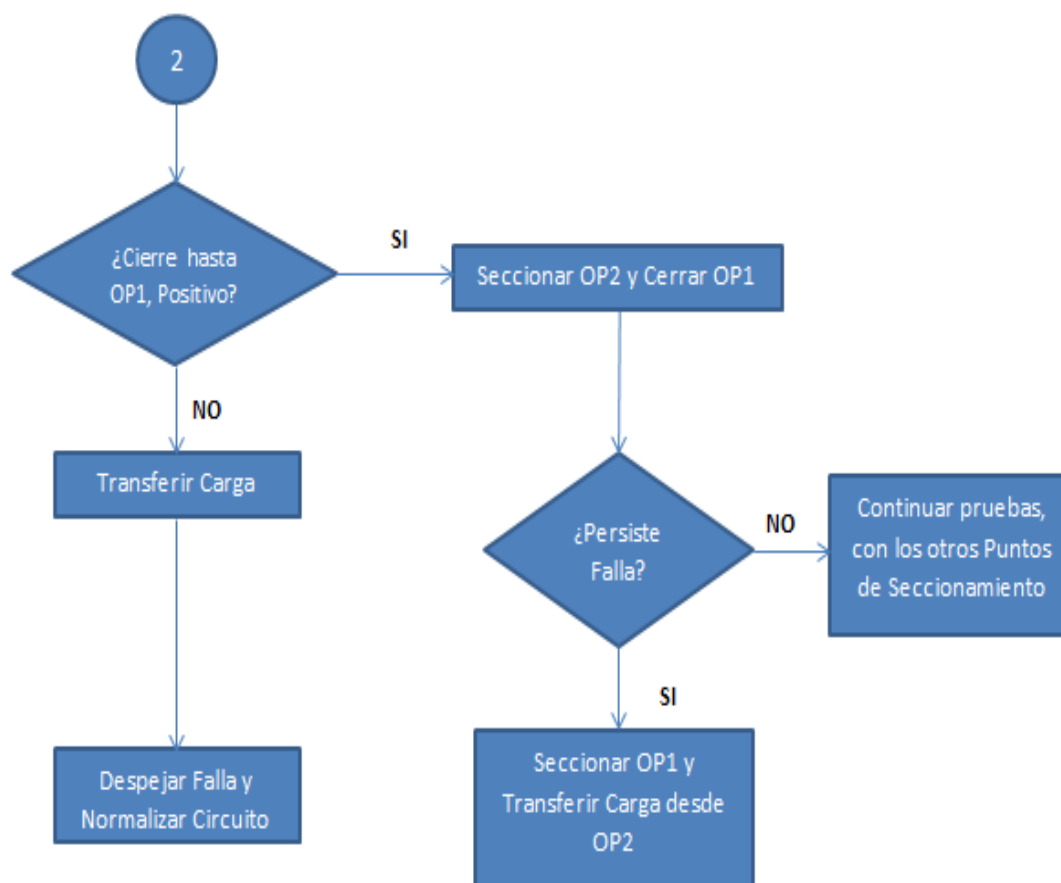


Figura 4.9. Operación de circuitos de 13.8 kV en subestaciones donde se encuentra implementado el sistema de reenganche.

Las figuras 4.8 y 4.9 describen las secuencias de acciones que deben realizar los operadores de la subestación Mérida II en los circuitos de distribución (13.8 kV) cuando se dispara el disyuntor y la actuación del reenganche a los treinta (30) segundos es negativo, las acciones a ejecutar depende de las señales que aparecen en los relés de sobrecorriente. En la figura 4.7 se describen los casos que se pueden presentar según la combinación de señales emitidas por los relés de sobrecorriente, también se indican las interacciones que deben tener los operadores de la S/E y del C.O.D. para realizar en caso de ser necesario seccionamientos, despejes y transferencias de cargas.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE SITUACIONES Y MANIOBRAS PARA REALIZAR TRANSFERENCIAS DE CARGA

Al realizar transferencias de carga de un circuito a otro, ya sea de la misma subestación o de otra con que tenga interconexión, se deben tomar en cuenta ciertos criterios establecidos por la empresa para la condición de emergencia, como lo son, el porcentaje de carga en el conductor al 100-110 %, y la caída de tensión al 8%.

5.1 PUNTOS DE INTERCONEXIÓN Y VALORES DE TRANSFERENCIAS DE CARGA DE LOS CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN DE LA SE MÉRIDA II.

En la figura 5.1 se muestra la tabla de transferencia de circuitos pertenecientes a la subestación Mérida II.

NOTA: El punto de interconexión se denota como PI, seguido del número de interconexiones que tiene con el circuito al cual se le transferirá la carga, ejemplo: PI.2, indica segundo punto de interconexión con el circuito al cual se le transferirá la carga. Mientras PI.U, indica Punto de Interconexión Único con el circuito al cual se le transferirá la carga.

La transferencia de carga en los circuitos de distribución de la Subestación Mérida II, se estudiará dependiendo del transformador de potencia al que pertenezcan.

S/E MERIDA II	INTERCONEXIONES	VALORES DEL CIRCUITO AFECTADO			VALORES DE LOS CIRCUITOS DE INTERCONEXION			VALORES AL REALIZAR LA TRANSFERENCIA						
		CIRCUITO RESPALDO	PI	I (A)	I (%)	ΔV (%)	I (A)	I (%)	ΔV (%)	I (A)	I (%)	ΔV (%)		
TP2	D-105	D-405 MERIDA II	PI.1							369.9	104.01	9.46		
			PI.2							369.9	104.03	9.66		
			PI.3					4.68			369.9	104.04	9.78	
			PI.4	162	56.48	5.9				369.9	104.06	10.19		
			PI.1							362	95.25	9.34		
TP1	D-205	D-205 MUCUCHIES	PI.U	176	65.18	10.12	56	23.1	3.34	234.2	97.37	33.77		
			PI.U	175	46.05	7.05	208	54.73	4.68	383	100.8	8.82		
	D-305	D-505 MERIDA II	PI.U				76	20	1.66	284	80.04	6.35		
			PI.1							369.9	134.7	14.05		
			PI.2							369.9	143.85	15.49		
			PI.3	208	54.73	4.68	162	56.48	5.9	369.8	142.69	16.25		
D-505	D-405 MERIDA II	PI.U				208	54.73	4.68	175	46.05	7.05	383	100.8	8.77
		PI.1	76	20	1.66				200	52.62	6.37	408	107.35	8.83
		PI.2							208	54.73	4.68	284	82.93	8.02
		PI.U							100	26.31	1.43	176	46.31	4.59
D-605	D-505 MERIDA III	PI.U	57	15	0.92	200	52.62	6.37	257	67.62	7.2			
		PI.1							98	33.34	2	155	40.78	2.6
		PI.2												

Figura 5.1. Tabla de transferencias de circuitos pertenecientes a la SE Mérida II.

A continuación serán descritas las maniobras a ejecutar para recuperar la alimentación de los circuitos de la subestación Mérida II en situaciones de emergencia, dichas maniobras están basadas en las simulaciones realizadas en el PADEE donde se estudia el caso más desfavorable para una demanda máxima, por tanto cualquiera de los escenarios presentados pueden tener una mejoría respecto a los valores presentados en la figura 5.1.

Independientemente de la causa que ocasione falla en los circuitos de distribución, se presentan los posibles escenarios que permiten llevar a cabo un plan de contingencia operativo de la subestación Mérida II:

- Salida de servicio del Transformador de Potencia N° 1.
- Salida de servicio del Transformador de Potencia N° 2.
- Salida de servicio de toda la Subestación.

5.1.1 Salida del Transformador de Potencia N° 1.

En caso de realizarse un mantenimiento preventivo o correctivo en el transformador de potencia N° 1 se verían afectados los siguientes circuitos de distribución:

- Circuito D-405
- Circuito D-505
- Circuito D-605

Circuito D-405: siendo el circuito prioritario, cuenta con 4 circuitos de respaldo, sin embargo en caso de fallar el transformador de potencia N° 1, solamente 3 de ellos pueden respaldarlo, ya que el D-505 pertenece al mismo transformador de potencia.

Tabla 5.1. Transferencias de carga para el circuito D-405.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	Punto de Interconexión	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-405	D-105 MÉRIDA II	PI.1	369.9	134.7	14.05	Excede Criterios
		PI.2	369.9	143.85	15.49	
		PI.3	369.8	142.69	16.25	
		PI.4	369.8	134.7	16.56	
	D-305 MÉRIDA II	PI.U	383	100.8	8.77	-
	D-505 MÉRIDA II	PI.U	284	80.04	6.35	No es factible. Mismo TP
	D-405 MÉRIDA III	PI.U	408	107.35	8.83	-

- Transferencia de carga al Circuito D-105 Mérida II: pertenece a la misma Subestación pero es alimentado por el transformador de potencia N° 2, por tanto es factible tomar en cuenta esta interconexión. En la tabla 5.1, se puede observar que este circuito de respaldo posee 4 interconexiones con el circuito afectado y todas ellas, fueron simuladas en el caso más desfavorable (donde la demanda es máxima), exceden los criterios de carga en el conductor y caída de tensión. Sin embargo se puede transferir parte de la carga estudiando los puntos de seccionamiento. En caso de no exceder dichos criterios, porque la demanda en el momento del mantenimiento por prevención o corrección sea menor que la simulada, el punto de interconexión más factible es el PI.1 ya que presenta valores más bajos de carga y caída de tensión que los otros puntos de interconexión.
- Transferencia de carga al Circuito D-305 Mérida II: pertenece a la misma Subestación pero es alimentado por el transformador de potencia N° 2, por tanto es factible tomar en cuenta esta interconexión. El circuito de respaldo posee una interconexión única (PI.U) con el circuito afectado. Se observa en tabla 5.1, como esta interconexión excede por muy poco, en el peor escenario, los criterios establecidos por la empresa.
- Transferencia de carga al Circuito D-405 Mérida III: el circuito de respaldo D-405 pertenece a la Subestación Mérida III, al igual que el caso anterior, este circuito mediante

un punto de interconexión único, puede respaldar en su totalidad al circuito afectado D-405.

Circuito D-505: en la tabla 5.2 se observa como los circuitos D-305 y D-505 correspondiente a la Subestación Mérida III, pueden respaldar en su totalidad al circuito afectado, sin exceder ningún criterio. Mientras el D-405 de Mérida II queda descartado por pertenecer al mismo Transformador de Potencia.

Tabla 5.2. Transferencias de cargas para el circuito D-505.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	Punto de Interconexión	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-505	D-405 MÉRIDA II	PI.U	284	82.93	8.02	No es factible. Mismo TP
	D-305 MÉRIDA III	PI.U	176	46.31	4.59	-
	D-505 MÉRIDA III	PI.U	211	55.52	5.06	-

La transferencia de carga a los circuitos D-305 y D-505 de Mérida III puede realizarse en su totalidad sin exceder ningún criterio.

Circuito D-605: presenta dos interconexiones proporcionadas por la subestación Mérida III, ninguna excede los criterios en condición de emergencia, así se indica en la tabla 5.3.

Tabla 5.3. Transferencias de cargas para el circuito D-605.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	Punto de Interconexión	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-605 MUCUMBARILA	D-405 MÉRIDA III	PI.U	257	67.62	7.2	-
	D-605 MÉRIDA III	PI.U	155	40.78	2.6	-

La transferencia de carga a los circuitos D-405 y D-605 Mérida III puede realizarse en su totalidad sin exceder ningún criterio.

5.1.2 Salida del Transformador de Potencia N° 2.

En caso de realizarse un mantenimiento preventivo o correctivo en el transformador de potencia N° 2 se verían afectados los siguientes circuitos de distribución:

- Circuito D-105
- Circuito D-205
- Circuito D-305

Circuito D-105: La tabla 5.4 indica los valores obtenidos en el PADEE al realizar la transferencia total del circuito afectado, a los circuitos D-405 de la misma Subestación Mérida II, pero de distinto transformador de potencia, y al D-405 de la Subestación Mérida III.

Tabla 5.4. Transferencias de carga para el circuito D-105.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	PUNTO INTERCONEXION	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-105	D-405 MÉRIDA II	PI.1	369.9	104.01	9.46	Excede Caída
		PI.2	369.9	104.03	9.66	
		PI.3	369.9	104.04	9.78	
		PI.4	369.9	104.06	10.19	
	D-405 MÉRIDA III	PI.1	362	95.25	9.34	Excede Caída
		PI.2	362	9.25	9.6	

- Transferencia de carga al Circuito D-405 Mérida II: se ha mencionado que el circuito D-405 Centro es el circuito Prioritario de la Subestación Mérida II, por ello si se desea que respalde al circuito D-105 Belén, se recomienda hacerlo mediante el PI.1 donde los valores de caída de tensión y de carga en el conductor son más bajos, además en caso de ser

necesario se debe estudiar las características eléctricas de los puntos de seccionamiento, de esta forma se evita sobrecargar el circuito D-405.

- Transferencia de carga al Circuito D-405 Mérida III: sin duda alguna esta es la opción más conveniente para respaldar la totalidad del circuito D-105 Belén, la transferencia es efectuada por un tiempo limitado, mientras se realizan las maniobras operativas de prevención o corrección en el circuito, por tanto a pesar de exceder el límite de caída de tensión el respaldo puede ser realizado en su totalidad.

Circuito D-205: este circuito cuenta con una sola interconexión proporcionada por el Circuito D-205 de la Subestación Mucuchies. Al presentarse cualquier eventualidad es evidente como el circuito D-205 Tabay no puede ser respaldado totalmente, ya que por sí solo presenta una gran caída de tensión. En caso de realizar una maniobra para transferir carga, solo puede respaldar una parte del circuito afectado, para ello se deben estudiar los parámetros eléctricos en los puntos de seccionamiento. Los resultados obtenidos en el PADEE para un respaldo total se indican en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Transferencias de carga para el circuito D-205.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	PUNTO DE INTERCONEXION	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-205	D-205 MUCUCHIES	PI.U	234.2	97.37	33.77	EXCEDE CAÍDA

Estudiando los parámetros eléctricos simulados en el PADEE se tiene para una demanda máxima, la posibilidad de respaldar el circuito hasta el punto de Operación 6 “OP.6” lo que representa aproximadamente el 50% del circuito D-205 Tabay, a pesar de presentar una caída de tensión elevada, no influye en el suministro eléctrico de los usuarios, ya que este circuito alimenta áreas con cargas moderadas. Los resultados de dicho respaldo se observa en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Transferencias de carga parcial para el circuito D-205.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	ABIERTO	CERRADO	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-205 TABAY	D-205 MUCUCHIE S	OP.6	PI.U	98.1	40.63	9	-

Las maniobras a realizar para respaldar parte de este circuito son:

- Notificar al Operador de guardia de la Subestación Mérida II, vía radio o telefónica, para que ejecute las acciones de:
 - Desactivar el Reenganche Automático
 - Abrir el juego de seccionadores de línea del circuito D-205 Tabay
- Enviar una cuadrilla a abrir los seccionadores del punto de Operación OP.6
- Enviar una cuadrilla a cerrar los seccionadores del punto de interconexión PI.U
- Al culminar la cuadrilla, debe informar vía radio o telefónica al Operador del C.O.D.

Circuito D-305: este circuito también tiene una sola interconexión con el circuito D-405 Centro de la misma Subestación Mérida II, pero de distinto transformador de potencia. En la tabla 5.7 se observa como el circuito D-405 puede respaldar en su totalidad al Circuito D-305, ya que este circuito no posee alta densidad de carga y por corto tiempo no existe el riesgo de sobrecargar al circuito prioritario D-405.

Tabla 5.7. Transferencias de carga para el circuito D-305.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	PUNTO DE INTERCONEXION	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Limitaciones
D-305 EL VALLE	D-405 MÉRIDA II	PI.U	383	100.8	8.8	-

5.1.3. Salida de servicio de toda la Subestación

Para este caso, se necesita analizar los casos presentados en los apartados 1.1 y 1.2 de este capítulo, donde se estudia la transferencia de carga a realizar para respaldar los circuitos de la Subestación Mérida II mediante circuitos de otras Subestaciones.

En la figura 5.1, se observa como la única interconexión que poseen los circuitos D-105 Belén y D-405 Centro con otra subestación se realiza mediante el circuito D-405 de la subestación Mérida III, en caso de salir de servicio toda la subestación Mérida II, según los valores empleados para realizar las simulaciones en el PADEE donde se considera el caso más desfavorable, es evidente como el circuito emergente no puede respaldar simultáneamente a los circuitos D-105 Belén y D-405 Centro.

Por tanto, se debe respaldar toda la carga del circuito D-405 Centro por ser el circuito prioritario y según las condiciones de carga que se tengan en el momento de la falla se debe considerar respaldar el circuito D-105 Belén, siempre que exista la posibilidad de repartir la carga del circuito emergente D-405 Mérida III entre los circuitos D-505 y D-905 de la misma S/E.

Ya se mencionó que el circuito D-205 Tabay posee una sola interconexión con el circuito D-205 de la subestación Mucuchies, también se dijo que por ser el circuito afectado “extenso” es probable que este, no pueda ser respaldado totalmente, por tanto, se recomienda estudiar las características eléctricas de los puntos de seccionamiento en el momento en que se deba realizar la transferencia.

El circuito D-305 El Valle queda desenergizado, ya que el único respaldo proviene del circuito D-405 perteneciente a la misma Subestación Mérida II.

El circuito D-505 La Milagrosa puede ser respaldado totalmente sin inconveniente por los circuitos D-305 y D-505 de la Subestación Mérida III. Las maniobras a realizar son descritas en la sección 1.1 de este capítulo.

En tabla 5.3, se observa que el circuito D-605 Mucumbarila cuenta con el respaldo total de los circuitos D-405 y D-605 de la Subestación Mérida III. Sin embargo, al presentarse una pérdida total de servicio de la subestación Mérida II, el circuito D-605 Mucumbarila solo puede ser respaldado por el circuito D-605 de Mérida III, puesto que el circuito D-405 de la misma subestación, debe respaldar a los circuitos D-405 Centro y D-105 Belén.

En la tabla 5.8 se indican los circuitos de distribución correspondiente a la subestación Mérida II, que pueden ser respaldados por circuitos de otras subestaciones.

Tabla 5.8. Interconexiones con otras subestaciones.

CIRCUITO AFECTADO	CIRCUITO DE RESPALDO	P.I	I (A)	I (%)	ΔV (%)	Observación
D-105	D-405 MDA III	PI.1	362	95.25	9.34	UNA VEZ RESPALDADO AL D-405 MDAII, SE CONSIDERA RESPALDAR ESTE CIRCUITO. ESTUDIAR PUNTOS DE SECCIONAMIENTO.
D-205	D-205 MUCUCHIES	PI.U	234.2	97.37	33.77	NO PUEDE SER RESPALDADO TOTALMENTE POR PRESENTAR GRAN CAIDA. ESTUDIAR PUNTOS DE SECCIONAMIENTO
D-405	D-405 MDA III	PI.U	408	107.35	8.83	CIRCUITO PRIORITARIO
D-505	D-305 MDA III	PI.U	176	46.31	4.59	RESPALDO TOTAL
	D-505 MDA III	PI.U	211	55.52	5.06	RESPALDO TOTAL
D-605	D-605 MDA III	PI.U	155	40.78	2.6	RESPALDO TOTAL

De forma general, en la figura 5.2 se presenta mediante un diagrama de bloques la coordinación de maniobras entre el Operador del C.O.D. y el Operador de la Subestación, en caso de transferir carga desde un circuito afectado a otro que pueda respaldarlo.

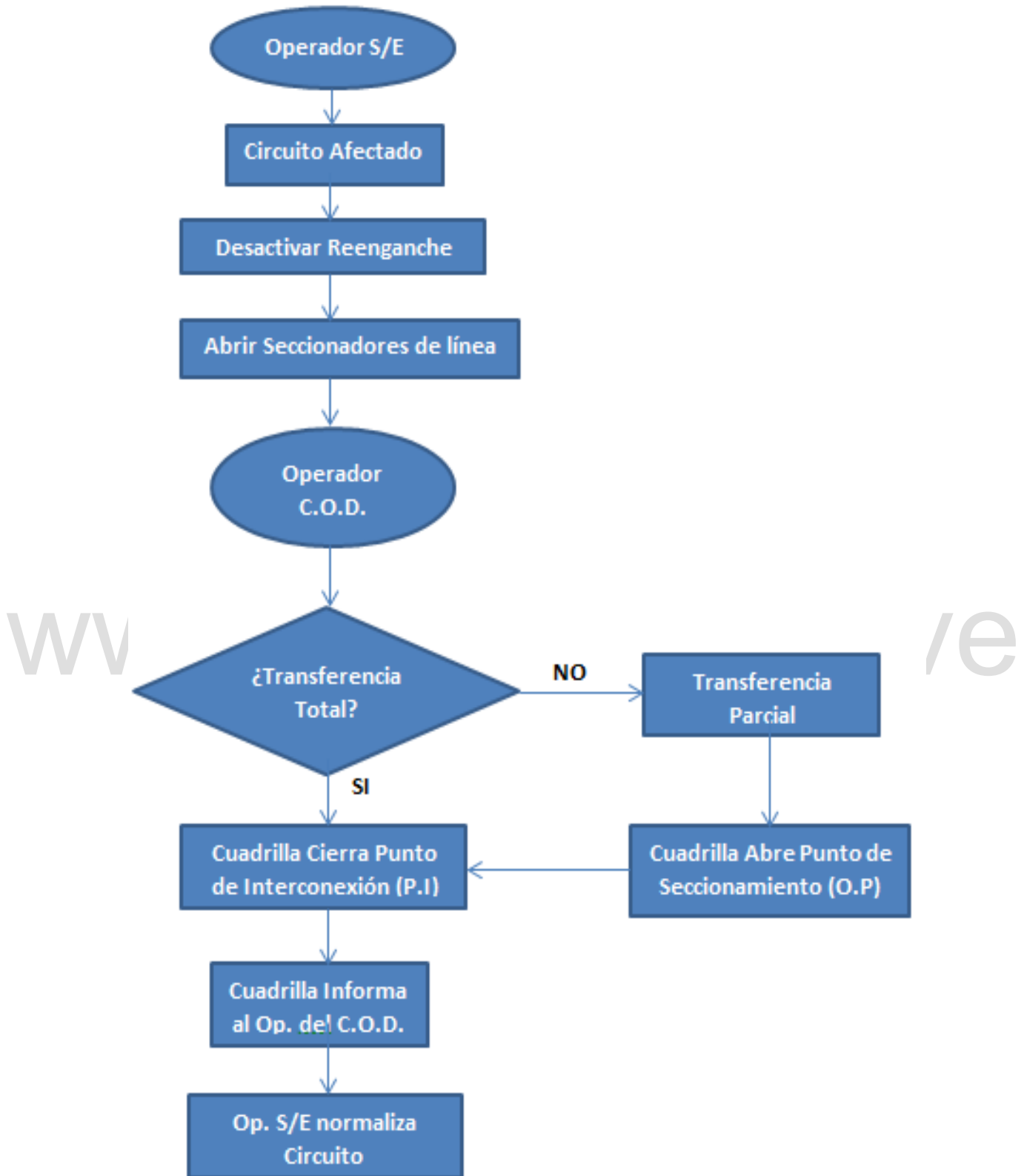


Figura 5.2. Maniobras para realizar transferencia de carga en circuitos de distribución.

5.2 CONSIDERACIONES QUE SE DEBEN TOMAR PARA LA REALIZACIÓN DE TRANSFERENCIAS DE CARGA EN CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN. [7]

En caso de requerirse transferencias de cargas entre dos o más subestaciones, el C.O.D. deberá coordinar previamente estas Transferencias con el personal supervisor de guardia (de Transmisión o Distribución), quienes verificarán con los operadores de las subestaciones de distribución, las cargas a transferir y los ajustes de protecciones de cada uno de los circuitos involucrados de cada subestación. Una vez aprobadas estas transferencias de cargas, el C.O.D. procederá a notificar a cada operador de cada subestación y estos informarán al Despacho de Carga.

Para mantener la continuidad del servicio eléctrico que se presenta al suscriptor, generalmente se realizan transferencias de toda o parte de la carga interrumpida de un circuito a otro cuando:

- Se produce una falla permanente en un circuito y el tiempo de reparación será largo.
- Ocurre una falla en una subestación, quedando fuera de servicio varios circuitos
- Se va a realizar un corte programado por mantenimiento o remodelación

Para realizar con éxito la transferencia, debe haberse determinado previamente para cada interconexión las secciones o tramos de carga que se pueden transferir al circuito emergente (tablas de transferencias). Estas secciones se determinan de acuerdo a la corriente o carga máxima que puede absorber el circuito emergente sin que haya:

- Violación de su capacidad térmica
- Disparo de sus equipos de protección suplementarios.
- Disparo de su protección principal o de la protección de la subestación de la cual depende.

- Violación de la caída máxima de tensión permitida en situaciones de emergencia.

Antes de realizar transferencias deben tomarse en cuenta las siguientes precauciones:

- Si el tramo a transferir será alimentado en sentido contrario a como esta originalmente y en el mismo existen reguladores de tensión, estos deben desconectarse para evitar que el voltaje disminuya más de lo previsto. Lo mismo debe hacerse si en el tramo a transferir hay reconectores o seccionadores.
- Si la operación de transferencia se va a realizar monopolarmente y el circuito emergente tiene reconector, se debe bloquear el disparo por tierra, ya que al cerrar o abrir monopolarmente se producen desbalances de carga.

Para hacer la transferencia se debe aislar eléctricamente el tramo a transferir del resto de circuito en falla o mantenimiento, abriendo los seccionadores de transferencias. Al cesar la eventualidad (falla reparada o trabajos de mantenimiento o remodelación culminados), se recupera la carga transferida abriendo primero el seccionador de transferencia y cerrando después los seccionadores extremos del tramo.

Cuando la transferencia se realiza debido a cortes programados, se puede realizar un paralelo de los circuitos emergente y emisor cerrando el seccionador de transferencia, luego se aísla la carga a transferir del circuito emisor, abriendo los seccionadores correspondientes.

Esta práctica tiene la ventaja de no interrumpir el servicio al suscriptor mientras se realiza la transferencia; sin embargo, para efectuarla debe chequearse previamente el sincronismo entre las tensiones de los circuitos emisor y emergente.

Una vez corregida la falla, o terminados los trabajos programados que dieron origen a la transferencia de carga, se debe normalizar el circuito (devolver transferencia) inmediatamente, de no ser posible esta debe ejecutarse en menos de 24 horas.

CONCLUSIONES

El desarrollo del presente trabajo permitió realizar un estudio de flujo de carga a los circuitos pertenecientes a la Subestación Mérida II y a sus circuitos emergentes. Es necesario acotar que los parámetros eléctricos que presentan los circuitos involucrados, son obtenidos de las simulaciones realizadas en el PADEE considerando el caso más desfavorable, donde todos los circuitos tienen una demanda máxima, por tanto, cualquier escenario que pueda presentarse en el momento de una falla real puede tener mejoría respecto a los valores presentados en las tablas de transferencias contenidas en el Manual. Aclarado este contexto, del estudio realizado para el manual de operaciones se puede concluir:

- Los circuitos D-205 Tabay y D-305 El Valle exceden los criterios de caída de tensión establecidos por la empresa por ser los circuitos más extensos alimentados por la subestación Mérida II, a pesar de no afectar el servicio eléctrico a sus suscriptores por alimentar zonas con cargas moderadas, estos circuitos son pocos flexibles y deben ser estudiados en caso de querer realizarse futuras ampliaciones.
- Actualmente la subestación Mérida III, es la única subestación emergente que puede auxiliar algunos circuitos de distribución de la subestación Mérida II, esto limita el plan de contingencia.
- Los circuitos emergentes correspondientes a la subestación Mérida III cumplen con los criterios de caída de tensión y carga en el conductor establecidos por la empresa.

- El circuito D-205 Tabay no puede ser respaldado en su totalidad, ya que posee una sola interconexión con el circuito D-205 de la subestación Mucuchies y excede por mucho la caída de tensión permitida, para esta transferencia se deben estudiar los puntos de seccionamiento del circuito, en el peor de los casos solo puede respaldarse el 50% del mismo.
- Al salir de servicio toda la subestación, el circuito D-305 El Valle queda fuera de servicio, ya que su única interconexión es proporcionada por el circuito D-405 perteneciente a la misma subestación.
- La subestación Mérida II no tiene capacidad firme, al fallar alguno de sus transformadores de potencia, se debe realizar interconexión con los circuitos provenientes de la subestación Mérida III.

www.bdigital.ula.ve

RECOMENDACIONES

- Facilitar el manual a los operadores del C.O.D. y al personal operativo de la subestación Mérida II.
- Actualizar el diseño de los flujogramas para continuar facilitando la comprensión de las maniobras que se deben realizar, según sea el caso.
- Proporcionar a la cuadrilla una data actualizada de los circuitos de distribución de la subestación, donde se indique la dirección exacta de los puntos de seccionamiento, tipo de conductor, elemento de protección, el porcentaje de carga y caída de tensión.
- Tomar las previsiones necesarias en caso de realizar ampliaciones de tendido eléctrico en los circuitos D-205 y D-305
- Promover la interconexión entre los circuitos de distribución, según el transformador de potencia al que pertenezcan. De esta manera al salir algunos de sus transformadores de potencia de servicio, el otro es capaz de suplir la demanda de la unidad fallada.
- Promover la interconexión con otras subestaciones que puedan ofrecer respaldo en condición de contingencia, actualmente su único respaldo con otra subestación proviene de Mérida III
-
- Realizar periódicamente actualizaciones y futuras mejoras en el manual.

REFERENCIAS

[1] CADAFE, Venezuela. *Programa de entrenamiento al Operador: Operaciones de las subestaciones de Transmisión de CADAFE.* (1995)

[2] CADAFE, Venezuela. *Presentación de Proyectos de Subestaciones de Transmisión: Nomenclatura de los Equipos.* (1987)

[3] CORPOELEC, Venezuela. *Manual de Operaciones normal y en emergencia para el sistema de distribución.* (2011)

[5] CORPOELEC, Venezuela. *Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica. Ingeniería y Construcción. PADEE.* (2012)

[6] S. Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía.* 3^{ra} Edición, Colombia: Manizales, 2004.

[7] CADAFE, Venezuela. *Operaciones sobre el Sistema de Distribución.* (2001)

[8] CADELA, Venezuela. *Instructivo de Operaciones en circuitos 34.5 KV y 13.8 KV.* (2003)

www.bdigital.ula.ve