



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

**DISEÑO DEL MANUAL DE PLAN DE CONTINGENCIA
OPERATIVO DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I.**

Br. Alexander José Ramírez Newman

Mérida, Junio 2018.



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

**DISEÑO DEL MANUAL DE PLAN DE CONTINGENCIA
OPERATIVO DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I.**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título de Ingeniero
Electricista

Br. Alexander José Ramírez Newman

Tutor (es): Prof. Carlos Muñoz

Tutor industrial: Ing. Gerardo Aparicio

Mérida, Junio 2018.



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

**DISEÑO DEL MANUAL DE PLAN DE CONTINGENCIA
OPERATIVO DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I.**

Br. Alexander José Ramírez Newman

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. Jesús Abelardo Velázquez

Prof. María Angélica Salazar Molina

Prof. Carlos Muñoz

DEDICATORIA

A Dios por ser mi guía, acompañarme y protegerme en cada paso que doy

A mis padres, Dublis Ramírez y Gris Mary Newman, por ser los pilares fundamentales de mi familia y estar presentes en todo momento, apoyándome en cada una de mis metas y logros.

A mis abuelas Carmen, Olinda, y a toda mi familia, por su cariño y apoyo incondicional.

www.bdigital.ula.ve

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la capacidad y la fuerza para afrontar los retos académicos y profesionales que se presentan.

A mis Padres, Dublis Ramírez y Gris Mary Newman, por inculcarme valores de respeto, honestidad y solidaridad, brindándome su apoyo y buenos consejos en todo momento.

A mi familia, por sus buenos deseos y apoyarme en este camino.

A mis Amigos, Mariam, Michelle, Ángel, William, Génesis, compañeros de clase y de vida en los que siempre me he apoyado y con los que comparto gratos momentos.

A mi tutor industrial, el Ing. Gerardo Aparicio, por su disposición y colaboración para la elaboración de este trabajo, mostrando siempre interés, profesionalismo y amor por lo que hace.

Al profesor Carlos Muñoz, por ser mi tutor académico, brindarme su apoyo y valiosos conocimientos, por su paciencia y colaboración.

Al personal de CORPOELEC, especialmente a la Ing. Mauri Espinoza, al Operador del C.O.D Toto, el Ing. Ricardo, Gregorio, por su interés en la elaboración de este trabajo y su inmensa colaboración en las actividades realizadas.

A la ilustre Universidad De Los Andes, por ser mi casa de estudio y fuente de conocimiento, a cada uno de los profesores que formaron parte de mi desarrollo académico por su enorme vocación como educadores, siempre al servicio de las nuevas generaciones.

Br. Alexander José Ramírez Newman.

Br. Alexander José Ramírez Newman. Manual para el plan de contingencia operativo de la subestación Mérida I. Universidad de los Andes. Tutor: Prof. Carlos Muñoz. Mayo 2018.

RESUMEN

Mérida I es una de las principales subestaciones con que cuenta la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) para garantizar el suministro eléctrico de manera eficiente en buena parte del estado Mérida, tiene cargas asociadas a otras importantes subestaciones como lo son Mérida III, Ejido, 5 Águilas, San Jacinto y otros circuitos de respaldo. Ante eventuales cortes de suministro eléctrico, ya sean programados debidos a trabajos de mantenimiento o por fallas en el sistema, que afecten parcial o totalmente a la subestación, el operador del Centro de Operaciones de Distribución (COD) realiza una serie de maniobras y procedimientos que permiten el suministro alternativo de los circuitos críticos y la recuperación total o parcial de la carga asociada a la subestación. Las maniobras en la subestación Mérida I están basadas en la experiencia de cada operador y no se posee un documento técnico para la ejecución de planes de contingencia. En tal sentido, en este trabajo de grado se establecen a modo de manual, todos los procedimientos técnicos, administrativos y maniobras asociadas a ejecutar, para atender los planes de contingencia en la subestación Mérida I; dicho manual para plan de contingencia en la S/E Mérida I comprende el estudio de acciones tales como: transferencia de cargas, determinación de causa real de la falla, comprobación del funcionamiento de circuitos auxiliares, así como niveles de seguridad y flexibilidad de los circuitos. El manual permite unificar los criterios técnicos, de ingeniería, legales y la experiencia para garantizar el restablecimiento confiable del suministro eléctrico en la subestación.

Descriptor: Manual para planes de contingencia, transferencia de cargas, sistemas de distribución, subestaciones eléctricas.

INDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTO	iv
RESUMEN	v
INTRODUCCIÓN.....	1

Capítulo	PP
1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Justificación.....	4
1.3 Objetivos.....	5
1.3.1 Objetivos generales.....	5
1.3.2 Objetivos específicos.....	5
1.4 Alcances.....	6
1.5 Limitaciones.....	6
1.6 Metodología.....	7
1.7 Antecedentes.....	7
2 CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.	9
2.1 Subestaciones electricas.....	9
2.1.1 Clasificación de las subestaciones eléctricas.....	9
2.1.2 Elementos de las subestaciones eléctricas.....	11
2.1.3 Tipos de fallas en las subestaciones eléctricas.....	14
2.2 Sistema de distribucion electrico.....	15
2.2.1 Clasificación de los sistemas de distribución eléctricos.....	16
2.3 Calculo de demandas en subestaciones eléctricas.....	19
2.3.1 Carga Instalada.....	19
2.3.2 Capacidad instalada.....	20

2.3.3	Demanda.....	20
2.3.4	Demanda Promedio.....	20
2.3.5	Demanda máxima.....	20
2.3.6	Demanda coincidente.....	20
2.3.7	Demanda máxima coincidente.....	21
2.3.8	Demanda máxima no coincidente.....	21
2.3.9	Factor de potencia.....	21
2.3.10	Factor de demanda.....	22
2.3.11	Factor de utilización.....	22
2.3.12	Factor de carga.....	22
3	REVISIÓN DE DOCUMENTOS NORMATIVOS Y HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES.....	23
3.1	Normas, instructivos y leyes de procedimientos técnicos y administrativos en subestaciones eléctricas.....	23
3.1.1	Instructivo de operaciones de circuitos de 13,8 kV y 34,5 kV.....	25
3.1.2	Norma Venezolana, seguridad en la operación de redes de distribución aéreas.....	26
3.1.3	Manual de referencia para operaciones del sistema de distribución.....	26
3.1.4	Norma de permisos de consignación en sistemas de distribución.....	28
3.1.5	Normas generales del aspecto organizativo e integración de las cuadrillas.....	29
3.1.6	Normas generales de seguridad para trabajos en líneas energizadas.....	29
3.2	Software y herramientas utilizadas para el análisis de las topologías, flujos de carga y actualización de los circuitos.....	30
3.2.1	Programa de análisis de distribución de energía eléctrica (PADEE).....	30
3.2.2	Sistema de posicionamiento global (GPS).....	33
3.2.3	Programa computacional GOOGLE EARTH.....	33
4	DESCRIPCIÓN DE LA S/E MÉRIDA I, CONDICIONES DE OPERACIÓN DE SUS CIRCUITOS Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.....	34
4.1	Descripción de la subestación Mérida I.....	34
4.1.1	Análisis de las cargas asociadas a la subestación Mérida I.....	37
4.2	Descripción de los circuitos de la subestación Mérida I ..	41
4.2.1	Circuito D – 105 Av. Urdaneta.....	42
4.2.2	Circuito D – 205 Los corrales.....	45

4.2.3	Circuito D – 305 Av. 16 de septiembre.....	47
4.2.4	Circuito D – 405 La parroquia.....	49
4.2.5	Circuito D – 505 Los curos.....	51
4.2.6	Circuito D – 605 La Pedregosa.....	53
4.2.7	Circuito D – 705 Av. las Américas.....	55
4.3	Descripción de las subestaciones asociadas a la S/E Mérida I.....	58
4.3.1	Subestación Mérida III.....	59
4.3.2	Subestación Ejido.....	60
4.3.3	Subestación San Jacinto.....	62
4.3.4	Subestación 5 Águilas Blancas.....	63
5	SIMULACIÓN DE MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA, ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE DISEÑO DEL MANUAL DE OPERACIONES DE CONTINGENCIA.....	65
5.1	Análisis de transferencias de los circuitos de la subestación MÉRIDA I.....	65
5.1.1	Transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta.....	66
5.1.2	Transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales.....	67
5.1.3	Transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre.....	68
5.1.4	Transferencia del circuito D-405 La Parroquia.....	70
5.1.5	Transferencia del circuito D-505 Los Curos.....	71
5.1.6	Transferencia del circuito D-605 La Pedregosa.....	72
5.1.7	Transferencia del circuito D-705 Av. Las Américas.....	73
5.2	Funciones del Centro de Operaciones de Distribución en situaciones de contingencia en una subestación.....	75
5.3	Atención de fallas en la subestación Mérida I.....	76
5.3.1	Atención de fallas en líneas de distribución (Circuitos).....	76
5.3.2	Atención de fallas en la subestación (Transformadores).....	80
5.3.3	Fallas de generación (Centrales y S/E de transmisión).....	83
5.4	Propuesta de diseño de flujogramas para ejecutar maniobras de atención de fallas en el sistema.....	83
5.5	Consideraciones para la ejecución de maniobras de transferencia de circuitos de la S/E MÉRIDA I.....	89
5.6	Propuesta de maniobras de transferencia de carga de los circuitos de la S/E MÉRIDA I.....	91
5.6.1	Propuesta de transferencias de carga del Circuito D-105 Av. Urdaneta. ...	91
5.6.2	Propuesta de transferencias de carga del circuito D-205 Los Corrales. ...	92

5.6.3	Propuesta de transferencias de carga del circuito D-305 Av.16 de Septiembre.	93
5.6.4	Propuesta de transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia.....	94
5.6.5	Propuesta de Transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos.....	95
5.6.6	Propuesta de trasferencia de carga del circuito D-605 La Pedregosa.....	96
5.6.7	Propuesta de transferencia de carga del circuito D-705 Av. Las Américas	96
	CONCLUSIONES.....	99
	RECOMENDACIONES.....	101
	REFERENCIAS	102

www.bdigital.ula.ve

INDICE DE TABLAS

Tabla	PP
4.1 Demandas Máximas mensuales (A), de los circuitos de la subestación Mérida I	37
4.2 Características eléctricas del transformador 1 de la subestación Mérida I.....	38
4.3 Características eléctricas del transformador 2 de la subestación Mérida I.....	39
4.4 Análisis del circuito D-105 Av. Urdaneta	43
4.5 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-105 Av. Urdaneta.....	44
4.6 Análisis de puntos operativos del circuito D-105 Av. Urdaneta	44
4.7 Análisis del circuito D-205 Los Corrales	45
4.8 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-205 Los Corrales.....	46
4.9 Análisis de puntos operativos del circuito D-205 Los Corrales	47
4.10 Análisis del circuito D-305 Av. 16 de septiembre	48
4.11 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-305 Av. 16 de septiembre.....	48
4.12 Análisis de puntos operativos del circuito D-305 Av. 16 de septiembre	49
4.13 Análisis del circuito D-405 La Parroquia	50
4.14 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-405 La Parroquia.....	50
4.15 Análisis de puntos operativos del circuito D-405 La Parroquia	51
4.16 Análisis del circuito D-505 Los Curos	52
4.17 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-505 Los Curos.....	52
4.18 Análisis de puntos operativos del circuito D-505 Los Curos	53
4.19 Análisis del circuito D-605 La Pedregosa	54
4.20 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-605-La Pedregosa.....	54
4.21 Análisis de puntos operativos del circuito D-605 La Pedregosa	55
4.22 Análisis del circuito D-105 Av. Las Américas	56
4.23 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-705 Av. Las Américas.....	56

4.24	Análisis de puntos operativos del circuito D-705 Av. Las Américas.....	57
4.25	Análisis de los circuitos D-705, D-805, D-905 y D-1005 de la subestación eléctrica Mérida III	60
4.26	Análisis del circuito D-505 de la subestación Ejido.....	61
4.27	Análisis de los circuitos D-205 y D-305 de la subestación San Jacinto.....	62
4.28	Análisis del circuito D-205 de la subestación 5 Águilas	63
5.1	Análisis de transferencias de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta.....	66
5.2	Análisis de transferencias de carga del circuito D-205 Los Corrales.....	67
5.3	Análisis de transferencias de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre	69
5.4	Análisis de transferencias de carga del circuito D-405 La Parroquia.....	70
5.5	Análisis de transferencias de carga del circuito D-505 Los Curos.....	71
5.6	Análisis de transferencias de carga del circuito D-605 La Pedregosa.....	72
5.7	Análisis de transferencia de carga del circuito D-705 Av. Las Américas	73
5.8	Maniobras de transferencias de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta de la S/E Mérida I	92
5.9	Maniobras de transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales de la S/E Mérida I	93
5.10	Maniobras de transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre de la S/E Mérida I.....	94
5.11	Maniobras de transferencias de carga del circuito D-405 La Parroquia de la S/E Mérida I	95
5.12	Maniobras de transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos de la S/E Mérida I	95
5.13	Maniobras de transferencia de carga del circuito D-605 La Pedregosa de la S/E Mérida I	96
5.14	Maniobras de transferencia de carga del circuito D-705 Av. Las Américas de la S/E Mérida I.....	97

INDICE DE FIGURAS

Figura	PP
3.1. Paquetes de programas del PADEE [CORPOELEC, 2018]	31
3.2. Menú de opciones general del PARP [CORPOELEC, 2018].....	32
4.1. Diagrama unifilar de la subestación Mérida I.....	36
5.1. Propuesta de flujograma de procedimientos para atención de fallas en líneas de distribución de la S/E Mérida I.....	85
5.2. Propuesta de flujogramas de procedimientos para pruebas de reconector por parte del operador de la S/E Mérida I.....	87
5.3. Propuesta de flujograma de procedimientos asociados a fallas en el transformador de la S/E Mérida I.	88

www.bdigital.ula.ve

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones eléctricas, al forma parte de un sistema de distribución con características estructurales complejas, suelen sufrir de eventuales cortes de suministro eléctrico que se deben principalmente a dos razones, la primera, debida a trabajos de mantenimiento en cuyo caso los cortes suelen ser programados y son necesarios para mantener operativa la subestación y evitar posibles daños, la otra razón se debe a fallas en el sistema que a su vez se deben a múltiples factores que involucran elementos como: la carga conectada, la oferta y demanda eléctrica, la generación, entre otros. Sea cualquiera de las razones mencionadas anteriormente, estas afectan uno o más circuitos y en casos extremos saca de servicio en su totalidad a dicha subestación.

Ante eventos previamente mencionados y que se conocen como contingencias, la Corporación Eléctrica Nacional en función de cumplir con su objetivo de prestar y garantizar un servicio confiable, eficaz y seguro, cumpliendo con los estándares y las normas establecidas en la ley orgánica del sistema y servicio eléctrico y en las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad, así como también, respetando las bases técnicas establecidas en las normas CADAFE para las áreas de distribución; a través del operador del Centro de Operaciones de Distribución adscrito a la División de Control de Operaciones, realiza maniobras y procedimientos que permiten garantizar el suministro eléctrico a circuitos críticos y recuperar parcial o totalmente la carga asociada.

Este trabajo de grado tiene como principal objetivo establecer las bases para el diseño y desarrollo de un manual para planes de contingencia que permita unificar criterios para la ejecución de procedimientos y maniobras a llevar a cabo durante eventos que impliquen un corte parcial o total del suministro eléctrico en la S/E Mérida I, garantizando que lo establecido en dicho manual permitirá mejorar de forma sistemática y efectiva, la toma de decisiones y las operaciones que se realicen en conjunto.

El manual para planes de contingencia estará soportado por el estudio de los aspectos técnicos y entornos legales de la subestación Mérida I, como son las transferencias de carga asociadas a otras subestaciones, verificación de la normativa en cuanto a niveles de jerarquía para la realización de procedimientos, niveles de notificación estatal y nacional, registros de novedades, entre otra serie de maniobras que involucran a la subestación.

Este trabajo de grado consta de 5 capítulos:

El capítulo 1 comprende el planteamiento del problema, se describe la necesidad de realizar un análisis para diseñar planes de contingencia en la S/E Mérida I, se definen objetivos principales y específicos de este trabajo, así como los alcances y limitaciones que implican el desarrollo del mismo.

El capítulo 2 expone los conceptos básicos necesarios sobre los sistemas de distribución y las subestaciones eléctricas; así se garantiza una mejor comprensión de los elementos y análisis presentes en los capítulos posteriores.

En el capítulo 3 se hace una revisión de los elementos normativos y de ley por los que actualmente se rige la Corporación Eléctrica Nacional, con el fin de mantener los estándares de calidad y seguridad en la prestación de servicio; de igual forma, se analizan y describen las herramientas computacionales utilizadas para la actualización de los circuitos y realizar el estudio para determinar cada una de las maniobras y procedimientos contenidos en el manual de operaciones de contingencia.

El capítulo 4 define los elementos que conforman a la S/E Mérida I, partiendo de los parámetros eléctricos de sus transformadores, analizando el sistema de distribución a través del recorrido, actualización y simulaciones de cada uno de los circuitos.

El capítulo 5 presenta los resultados y el análisis del estudio de carga para establecer las maniobras de transferencias de los circuitos de la subestación, se definen las propuestas para las diferentes alternativas para la recuperación parcial o total de la carga asociada a la subestación Mérida I, contrastando los resultados de las simulaciones con la normativa de la compañía, profundizando en la descripción de cada paso técnico, administrativo y de las diferentes consideraciones que se deben tener para la ejecución de cualquier maniobra.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Este primer capítulo explica y detalla la problemática que se presenta actualmente en una de las subestaciones principales del estado como lo es la subestación Mérida I, se justifica la realización del estudio y análisis que se describe en este trabajo de grado como solución a dicha problemática y se definen los objetivos, la metodología de investigación utilizada, así como los alcances y limitaciones considerados.

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La interconexión de las distintas subestaciones del estado Mérida a través de sus circuitos asociados, permite a la Corporación Eléctrica Nacional darle respaldo al sistema para de esta forma contar con una mayor flexibilidad para la administración eléctrica de las cargas y en forma general poder garantizar el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios de una manera eficiente, segura y en forma ininterrumpida.

Actualmente la subestación Mérida I no cuenta con un documento técnico que permita a los operadores del Centro de Operación de Distribución realizar las acciones y maniobras más oportunas para lograr de manera eficaz y sistemática afrontar y solventar situaciones de contingencia.

La falta de procedimientos estandarizados basados en el análisis y el estudio tanto técnico, como de las condiciones eléctricas de distribución de la subestación, así como las normas legales y administrativas, dificulta la realización de prácticas eficientes y consecuentes con los objetivos de la corporación. Los operadores de la subestación Mérida I actualmente no cuentan con la suficiente información que les permita discernir en la toma

de decisiones para la ejecución de las distintas tareas que se deban realizar en situaciones de contingencia, teniendo que recurrir únicamente a su experiencia, no existe un criterio unificado acerca de los niveles de jerarquía para la ejecución de ciertas acciones, además de criterios claros sobre el control y registro de eventos, no se cuenta con un análisis técnico que defina las maniobras más eficientes para realizar las transferencias de carga en forma óptima, una normativa acerca de la realización de solicitudes de autorizaciones y demás problemas que se presentan durante una interrupción del servicio eléctrico en la subestación.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La Corporación Eléctrica Nacional y específicamente el Centro de Operaciones de Distribución en su interés de garantizar un suministro eléctrico eficiente y de calidad a cada uno de sus usuarios, tiene la necesidad de estandarizar las acciones y maniobras que realizan sus operadores en situaciones de contingencia, entendiéndose por estas, cortes del suministro eléctrico, ya sean programados para trabajos de mantenimiento o debidos a fallas en el sistema.

Establecer procedimientos y acciones en forma de manual para planes de contingencia, que estén basados en el análisis técnico, estudiando las condiciones en que se realiza la distribución de la carga eléctrica de la subestación a través de sus circuitos, representa una importante herramienta para que el operador tanto de la subestación como del Centro de Operaciones de Distribución realice las maniobras necesarias de una manera sistemática y efectiva, además un entorno legal definido en dicho manual, permite comprender de mejor forma, procedimientos legales y administrativos logrando así, tener mayor control y manejo de la subestación Mérida I, cubriendo los aspectos técnicos y administrativos en un mismo documento.

Una de las principales ventajas que se espera del desarrollo del manual de operaciones de la subestación Mérida I, es el de representar una herramienta para el entrenamiento del nuevo personal que se integre al Centro de Operaciones de Distribución, permitiendo dar a conocer de manera práctica las características del sistema y la operatividad del mismo.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivos generales.

- Diseñar y Realizar un manual de operaciones de contingencia donde se estandarice un plan de acciones que deben ser ejecutadas en caso de que ocurra una interrupción del suministro eléctrico, ya sea de manera parcial o total de la S/E Mérida I ,115/13,8 kV.

1.3.2. Objetivos específicos.

- Determinar los procesos actuales de respuesta ante corte parcial o total de suministro en la S/E Mérida I 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 I.
- Con el uso del software PADEE realizar estudio de carga de los circuitos en condiciones normales de las subestaciones Mérida I 115/13,8 kV, Mérida III 115/13,8 kV, Ejido 115/34,5/13,8 kV, Cinco Águilas 34,5/13,8 kV y San Jacinto 34,5/13,8 kV, para determinar caída de tensión, carga de los conductores, flexibilidad del sistema, entre otros.
- Con el uso de software PADEE realizar estudio de carga de los circuitos en condiciones de contingencia de las subestaciones Mérida I 115/13,8 kV, Mérida III 115/13,8 kV, Ejido 115/34,5/13,8 kV, Cinco Águilas 34,5/13,8 kV y San Jacinto 34,5/13,8 kV, para determinar caída de tensión carga de los conductores, flexibilidad del sistema.
- Conocer los procedimientos llevados a cabo por los operadores del Centro de Operaciones de Distribución para el registro de eventos.
- Elaborar manual para el plan de contingencia a ejecutar en caso de interrupción del suministro eléctrico parcial o total de la S/E Mérida I 115/13,8 kV.

1.4 ALCANCES

- Este trabajo de grado pretende reunir todos los elementos necesarios para diseñar un manual de operaciones de contingencia para la subestación Mérida I, que represente una herramienta para realizar diversas maniobras y procedimientos que permitan reestablecer el servicio eléctrico en cortos lapsos de tiempo y de una manera coordinada y sistemática, cumpliendo con todos los elementos presentes en la normativa por la que se rige la compañía y con base al estudio eléctrico actualizado del sistema, considerando las características normales de operación y las condiciones de contingencia.
- Todos los elementos descritos a lo largo de este trabajo de grado, facilitara la toma de decisiones para atender los diversos eventos que se presentan en los sistemas de distribución y brindar al personal de las áreas de operación del C.O.D y de la subestación Mérida I una descripción detallada de las características y condiciones del sistema y de los procedimientos a ejecutar en caso de fallas presentes en algún elemento.

1.5 LIMITACIONES

- Buena parte de los datos recopilados para realizar la actualización y descripción del sistema, no puede ser presentada explícitamente en este trabajo de grado por compromisos de confidencialidad.
- El número de muestras para establecer la demanda presente en cada circuito es limitado, ya que para realizar de manera exitosa el estudio de flujo de carga, se debe garantizar que los parámetros eléctricos correspondan a momentos en que la topología del circuito se encuentre en condiciones normales de operación y no en condiciones de carga transferida.
- El estudio de flujo de carga se realizó considerando las transferencias de carga al 100 %, este estudio es suficiente para establecer las maniobras a realizar, sin

embargo, no permite describir en detalle las características de transferencia para cada punto operativo.

- Inicialmente se contempló realizar el estudio de flujo de carga a partir de dos herramientas computacionales, posteriormente se consideró que este análisis era redundante, por lo que el estudio se realizó únicamente a través del PADEE ya que es el software con el que frecuentemente trabaja el personal del Centro de Operaciones de Distribución lo que facilitó su uso y compatibilidad con los planos ya elaborados del sistema de distribución del estado Mérida.

1.6 METODOLOGÍA

Investigación descriptiva y de campo, recorrido de los circuitos que conforman la subestación Mérida I para la actualización de planos, geo posicionamiento de puntos de operación y transferencia, estudio del flujo de carga utilizando programa de análisis de distribución de energía eléctrica (PADEE).

1.7 ANTECEDENTES

En busca de mantener los estándares de calidad en la prestación del servicio eléctrico, CORPOELEC a través de sus múltiples divisiones, mantiene como objetivo principal el constante mejoramiento de todas las fases del sistema, que contemplan la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. A nivel de distribución, el Centro de Operación de Distribución (COD) del estado Mérida, trabaja en la investigación y análisis de las subestaciones y redes de distribución a fin de contar con más herramientas y estrategias que le permitan atender los retos y desafíos que se presentan.

Mantener actualizados los planos con las condiciones de las distintas subestaciones que conforman la red de distribución del estado Mérida, es una tarea importante al igual que conocer la capacidad actual de los transformadores, demanda eléctrica, entre otros, ya que esto permite definir las potencialidades que tiene el sistema al igual que los aspectos vulnerables que se puedan mejorar.

En tal sentido, el Centro de Operación de Distribución a través de Tesistas, realizan trabajos de investigación para el mejoramiento de la subestación Mérida I, dentro de este tipo de investigaciones se encuentra la tesis realizada por el Tesista José Gerardo Moreno Rondón en el 2017.

De igual forma este tipo de trabajos se han desarrollado en otras subestaciones del estado, como la tesis realizada por Yonal Lorenzo Ramírez Salcedo en el 2017.

Trabajos de este tipo, permiten contrastar los procedimientos que se contemplan en este trabajo de tesis con los antecedentes previos que se tienen, permitiendo establecer relaciones en cuanto a la operatividad de las distintas subestaciones que forman parte del sistema.

www.bdigital.ula.ve

CAPITULO II

CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Se definen y describen en forma clara y concisa, los conceptos básicos relacionados con las subestaciones eléctricas y los sistemas de distribución; se establece una base teórica que permite comprender en una mayor medida todos los elementos presentes a lo largo de este trabajo de grado, tales como, tablas y diagramas que describen las condiciones del sistema en estudio.

2.1 SUBESTACIONES ELECTRICAS

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema. [Ibarra, 2013].

2.1.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas.

De acuerdo a la función que desempeñan. Desde el punto de vista de la función que realizan las subestaciones eléctricas, estas se pueden clasificar como:

- **Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas:** Este tipo de subestaciones tiene como principal característica, que se ubican adyacentes a las centrales eléctricas con la finalidad de modificar los parámetros de la potencia suministrados por los generadores, así permite la transmisión en alta tensión, elevando los niveles a los establecidos de acuerdo a los criterios de la compañía.

Los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 kV y la transmisión se puede efectuar a 69, 85, 115, 138, 230 o 400 kV. [Martin, 1990].

- **Subestaciones receptoras primarias:** Son alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen las tensiones para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que, dependiendo de la tensión de transmisión, se pueden tener en su secundario tensiones del orden de los 115, 69 y eventualmente 34,5;13,2;6,9 y 4,16 kV. [Martin, 1990].
- **Subestaciones receptoras secundarias:** Estas son por lo general alimentadas de las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34,5 y 6,9 kV, este tipo de subestaciones también puede ser considerada una subestación de distribución de acuerdo a los niveles de tensión que maneja. [Martin, 1990].

De acuerdo al tipo de instalación. Las subestaciones eléctricas también se pueden clasificar por el tipo de instalación o forma de construcción como:

- **Subestaciones tipo intemperie:** Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve e inclemencias atmosféricas diversas) por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra alta tensión, sin embargo, también se utilizan en diseños de subestaciones de distribución como es el caso de Mérida I. [Martin, 1990].
- **Subestaciones de tipo interior:** En este tipo de subestaciones definidas como tipo interior, los equipos eléctricos se encuentran totalmente protegidos del medio ambiente dentro de instalaciones o estructuras cerradas; las partes que soportan tensión están contenidas dentro de envolventes metálicos, el uso y tipo de materiales utilizados en estas estructuras varían de los utilizados en estructuras a la intemperie, precisamente para adecuar el sistema a las nuevas características que se presentan. [Martin, 1990].

2.1.2. Elementos de las subestaciones eléctricas.

Las subestaciones eléctricas cuentan con una serie de equipos que le permiten llevar a cabo todas sus operaciones en forma continua y que son importantes para su funcionamiento, dentro de los elementos que conforman a una subestación eléctrica tenemos:

Elementos principales. Se definen como elementos principales a los equipos que intervienen directamente en las operaciones eléctricas que realiza la subestación, de acuerdo a esto tenemos:

- **Transformador de potencia:** Es la maquina eléctrica encargada de transferir la potencia eléctrica del devanado primario al secundario, es de gran tamaño, estático y funciona bajo el principio de inducción electromagnética conservando la frecuencia; los circuitos eléctricos están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente. [Ibarra, 2013].
- **Transformadores de medida:** Su función es la de transformar los niveles de energía a valores aceptables para alimentar los equipos de medición en la subestación. [Ibarra, 2013].
- **Disyuntores o interruptores:** Es un dispositivo cuya función es la de cerrar e interrumpir el flujo de corriente en un circuito bajo condiciones de operación normales, se diseñan para soportar corrientes de falla y cortocircuito. [Ibarra.2013].
- **Seccionadores:** Son dispositivos de maniobra que permiten la apertura visible de un circuito, opera en forma general sin carga, dan seguridad en el aislamiento físico antes de realizar un trabajo y evitar que se presente la posibilidad de falsos contactos. [Ibarra, 2013].
- **Fusibles:** Es un dispositivo de protección que permite la desconexión automática del circuito que protege, al presentarse condiciones de cortocircuito o sobre corriente, solo permiten la apertura del circuito y deben reemplazarse una vez hayan

operado. Este elemento es el más básico dentro de la gama de dispositivos que cumplen con la misma función. [Ibarra, 2013].

- **Relés:** Los relés son equipos electrónicos que ordenan la desconexión de una parte de la instalación eléctrica, la principal función es la de proteger el sistema eléctrico, emiten señales de alarma en caso de presentarse condiciones anormales de operación. Dentro de los tipos de relés más utilizados se encuentran los de sobrecorriente y los relés de baja frecuencia. [Ibarra, 2013].
- **Relés de sobrecorriente:** Utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales. Suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado. Estos relés se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la In del circuito protegido, las señales de las unidades instantáneas y temporizadas en los relés, permite a los operadores de la subestación, percatarse de la existencia de una falla en el sistema ya sea en la línea de distribución o en los transformadores de potencia.
- **Relés de baja frecuencia:** Permiten detectar los niveles de frecuencia en los que se transmite la energía a la subestación eléctrica, si estos niveles están por debajo de los establecidos, actúa protegiendo los equipos y a través de sus señales indica al operador la existencia de niveles fuera de los establecidos.
- **Aisladores:** Proveen aislamiento a las líneas, además permiten la retención mecánica de los conductores de la subestación, existen comercialmente de diferentes materiales y tamaños, generalmente son diseñados con cerámica. [Ibarra, 2013].
- **Tablero de control:** Es el tablero donde están dispuestos los interruptores, señales y dispositivos de control manual de la subestación. [Ibarra, 2013].
- **Banco y cargador de baterías:** Los bancos de batería son dispositivos de almacenamiento de energía que permiten alimentar sistemas auxiliares como la

señalización, alarmas, entre otros. El cargador de batería consiste en un rectificador de onda completa con salida de voltaje regulada y se encarga de entregar la energía al banco de baterías. [Ibarra, 2013].

- **Instrumentos de medición:** Son todos los equipos que permiten monitorear los valores y medir todos los parámetros eléctricos involucrados en la subestación como voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, potencia; además de variables no eléctricas como presión, temperatura, entre otros [Ibarra, 2013].
- **Pararrayos:** Dispositivo que permite proteger las instalaciones contra sobre corrientes de origen atmosférico, canaliza la corriente eléctrica hacia la tierra. [Ibarra, 2013].
- **Sistemas de puesta a tierra:** Son elementos en contacto con la tierra que permiten la distribución de las corrientes eléctricas excedentes. [Ibarra, 2013].

Elementos secundarios. Son todos aquellos aparatos que complementan a los equipos principales en las distintas funciones que se realizan en la subestación, estos elementos le dan seguridad y confort a la instalación. Los equipos denominados como secundarios son [Ibarra, 2013].

- Cables de potencia.
- Cables de control.
- Alumbrado.
- Equipo contra incendio.
- Equipo de comunicación.
- Otros.

2.1.3. Tipos de fallas en las subestaciones eléctricas.

Tanto en las subestaciones eléctricas como en el sistema de distribución ocurren eventos, ya sean por causas internas o externas que interrumpen el suministro continuo de la energía eléctrica de manera parcial o total, generando problemas de operación. Entre los eventos o fallas más frecuentes se tienen:

- **Fallas en transformador:** Fallas en su funcionamiento conllevan a interrupción del sistema, estas fallas suelen estar relacionadas a altas temperaturas en los devanados o fallas de lubricación. [Dispac, 2015].
- **Fallas de aislamiento:** Esta falla se refiere a la disminución del aislamiento de los conductores u otros elementos eléctricos a causa de la humedad y el envejecimiento; suele causar fallas de fase a tierra. Para evitar este tipo de fallas, es importante la determinación del calibre y las características físicas del conductor. [Dispac, 2015].
- **Fallas en interruptor:** El funcionamiento de los interruptores, las aperturas y cierres mal ejecutados producen fallas asociadas al arco eléctrico. [Dispac, 2015].
- **Fallas de protección:** Estas fallas ocurren por un mal funcionamiento de los relés, dejando la zona de protección expuesta a sobre corrientes, sobretensiones transitorias y en general a sobrecargas. [Dispac, 2015].
- **Desbalance de carga:** Se debe a la distribución no balanceada de la carga en una barra, lo que genera a su vez desbalances en las corrientes. [Dispac, 2015].
- **Falla a tierra:** Se producen al generarse un contacto entre alguna de las fases y tierra, ya sea por caída de la fase al suelo o por contacto a través de elementos como árboles. [Dispac, 2015].
- **Línea rota:** Hace referencia a la ruptura de una línea por distintas razones lo que produce fallas a tierra o entre fases. [Dispac, 2015].
- **Fallas por rayos o descargas atmosféricas:** Se generan cuando rayos impactan sobre elementos del sistema eléctrico, suelen ser fallas transitorias. [Dispac, 2015].

- **Fallas por lluvia o tormenta:** Están asociadas a factores climatológicos como fuertes vientos que producen el acercamiento de los conductores generando posibles cortocircuitos. [Dispac, 2015].
- **Movimientos sísmicos:** Fenómenos naturales como temblores, terremotos y demás movimientos terrestres generan fallas estructurales en el sistema. [Dispac, 2015].
- **Cortocircuitos provocados por aves:** Se considera una falla recurrente, temporal, debido al contacto entre conductores a través de aves que se posan sobre estos. [Dispac, 2015].
- **Fallas provocadas por incendio:** Al quemarse los conductores de las líneas energizadas se suelen producir cortocircuitos eléctricos, por lo que incendios en las zonas cercanas a los elementos del sistema generan suspensiones del servicio. [Dispac, 2015].
- **Fallas en otras subestaciones:** Debido a la existencia de puntos de interconexión entre los circuitos de distintas subestaciones, las fallas ocurridas en circuitos cercanos afectan al sistema en general. [Dispac, 2015].

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCION ELÉCTRICO

Un sistema de distribución es un conjunto de equipos y conductores destinados a la distribución de energía eléctrica. Se consideran redes de baja tensión a aquellas con valores máximos de 500 voltios entre fases y alta tensión a aquellas con tensiones máximas de 23,9 kV entre fases. [CADELA, 2001].

Una de las actividades más importantes de las que forman parte las subestaciones eléctricas, es la distribución de energía, esta actividad si bien se sigue basando en principios teóricos y prácticos básicos desarrollados hace décadas, constantemente evoluciona y muestra un crecimiento relacionado a nuevas técnicas de planeación, metodologías de diseño y operaciones empleando computadoras. [CADELA, 2001].

2.2.1. Clasificación de los sistemas de distribución eléctricos.

Los sistemas de distribución eléctricos pueden clasificarse de acuerdo a varios factores, en función de esto tenemos las siguientes clasificaciones.

Según el tipo de construcción. En función de la forma en que se realiza el tendido eléctrico del sistema de distribución este se puede clasificar como un sistema aéreo o subterráneo.

- **Sistemas de distribución aérea:** Son los que están tendidos al aire libre y a vista directa ya sean de conductores desnudos aislados o protegidos. Estos conductores están soportados por postes de acero. Las partes que conforman a estos sistemas son: [CADELA, 2001]:
 - ✓ **Postes:** son los elementos que sirven de soporte a los conductores y los equipos de protección y transformadores, pueden ser de acero, madera o concreto. Estos elementos representan la base de las estructuras para los sistemas de distribución dispuestos en forma aérea. [CADELA, 2001].
 - ✓ **Aisladores:** son los dispositivos que permiten aislar eléctricamente al conductor del poste, además fijan los conductores al poste por lo que ofrecen un soporte mecánico a través de herrajes. [CADELA, 2001].
 - ✓ **Herrajes:** son piezas metálicas que se utilizan para unir al poste con los aisladores y a este con el conductor, se fabrican de hierro galvanizado [CADELA, 2001].
 - ✓ **Conductores:** son los encargados de transportar la energía eléctrica, son contruidos con núcleo de aluminio, revestidos con aleaciones de aluminio 6201 tipo ACAR, generalmente se emplean para 13,8 kV conductores # 3/0, 2/0, 1/0 y # 2; para líneas de 35,5 kV se utilizan conductores # 4/0 y 3/0 [CADELA, 2001].
 - ✓ **Transformadores de distribución:** disminuyen la tensión de la línea primaria a los valores de la red de distribución secundaria de 13,8 kV a 120 o 240 V [CADELA, 2001].

- ✓ **Seccionadores:** son los dispositivos que permiten el cierre y la apertura de los circuitos eléctricos dentro del sistema de distribución, su función se puede aprovechar ya sea para seccionar tramos de una misma línea o como elemento de interconexión para unir tramos de línea pertenecientes a diferentes circuitos. [CADELA, 2001].

Dentro de la red de distribución aérea se encuentran una serie de ventajas y desventajas cuyo análisis determinaran en que momento resulta más conveniente realizar este tipo de construcciones, estas se resumen en [Ramírez Castaño, 2009]:

Ventajas.

- ✓ Fácil localización de fallas.
- ✓ Se construyen en menor tiempo.
- ✓ Fácil mantenimiento.
- ✓ Costo inicial de construcción más bajo.
- ✓ Materiales más sencillos.

Desventajas:

- ✓ Son susceptibles de fallas debido a estar expuestas a condiciones climáticas adversas.
- ✓ Están expuestas a actos vandálicos por lo que disminuye su confiabilidad.
- ✓ Afectan la estética del urbanismo.
- ✓ La presencia de postes y tendido eléctrico a través de las vías representan un potencial peligro para los transeúntes.
- **Sistema de distribución subterránea:** Se consideran subterráneas todas las redes enterradas, tendidas en tubos, canales cubiertos, entre otros; con cables aislados, con o sin capa metálica y con o sin armadura [Harper, 1978].

Las redes de distribución subterránea sustituyen elementos como los postes e incorporan nuevos elementos a diferencia de las redes aéreas a fin de preservar los tendidos eléctricos bajo tierra, estos elementos se definen como: [Harper, 1978]:

- ✓ **Ductos:** son estructuras de cementó a través del cual se realiza el tendido eléctrico bajo tierra, el mantenimiento de estas debe ser de tal forma, que la acumulación de residuos, vegetación y demás, no obstruyan o deterioren los conductores. [CADELA, 2001].
- ✓ **Cámaras:** Son estructuras que se utilizan para realizar conexiones, pruebas y reparaciones, permite la inspección de los conductores, se suelen construir para poder alojar hasta dos operarios para la realización de trabajos. [CADELA, 2001].
- ✓ **Empalmes:** permiten realizar conexiones entre los equipos y el cableado. [CADELA, 2001].
- ✓ **Conductores:** se utilizan al igual que en las redes aéreas para transportar la energía eléctrica, en el caso de los conductores para sistemas subterráneos se suelen utilizar calibres de 500, 400, 350 y hasta 200 MCM. [CADELA, 2001].

Este tipo de redes ha tenido mayor auge en la actualidad ya que presenta una serie de ventajas entre las que se destacan, que son mucho más seguras, no están expuestas al vandalismo, Son más estéticas y más confiables ya que las mayorías de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas. [Ramírez Castaño, 2009].

Las redes de distribución subterránea presentan algunas desventajas vinculadas mayormente al hecho de encontrarse bajo tierra, entre las principales desventajas de este tipo de redes se tienen, el mantenimiento el cual es más complejo, el hecho de que el costo inicial de inversión es alto, además se dificulta la localización de las fallas y generalmente están expuestas a humedad y la acción de los roedores, si bien no están expuestas a tantos riesgos atmosféricos, la humedad suele representar uno de los principales problemas.

Según la ubicación geográfica. Dependiendo del territorio que cubre el sistema de distribución en cuestión, estas redes pueden clasificarse como redes urbanas, rurales suburbanas o turísticas. [Harper, 1978]:

Según el tipo de cargas. Dependiendo del tipo de carga que el sistema de distribución alimenta, estos se pueden catalogar como sistemas para cargas residenciales, industriales, comerciales, alumbrado público, cargas mixtas y cargas Hospitalarias o centros Médicos.

En el caso particular de la subestación Mérida I, los siete circuitos que la conforman alimentan cargas de tipo industrial, comercial, alumbrado público y demás por lo tanto se puede considerar que es un sistema de distribución para cargas mixtas.

Según la confiabilidad. De acuerdo a los daños que pueden sufrir los usuarios debido a fallas del sistema de distribución, estos pueden considerarse como [Harper, 1978]:

- Cargas de primera categoría: cuando las interrupciones del sistema ocasionan importantes perjuicios al consumidor.
- Cargas de segunda categoría: cuando los problemas del sistema representan pequeños problemas para el consumidor.
- Cargas de tercera categoría: las fallas del sistema no afectan a las cargas alimentadas.

2.3 CALCULO DE DEMANDAS EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Para determinar los parámetros eléctricos de los transformadores que conforman a la subestación Mérida I y establecer en qué condiciones se encuentran, es necesario dominar algunos conceptos básicos sobre demanda.

2.3.1. Carga Instalada.

Es la suma de las potencias nominales individuales de todos los elementos consumidores de energía de la instalación eléctrica en cuestión, se designa por C_i [Juárez Cervantes, 1995].

$$C_i = \sum P_i \quad (2.1)$$

C_i : Carga instalada.

P_i : Potencia del elemento i .

2.3.2. Capacidad instalada.

Representa la suma de las potencias nominales de los equipos (Transformadores, generadores) instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas. Se conoce también como la capacidad nominal del sistema [Ramírez Castaño, 2009].

2.3.3. Demanda.

La demanda de una instalación eléctrica es la carga media medida en los terminales receptores, durante un periodo de tiempo determinado [Juárez Cervantes, 1995].

2.3.4. Demanda Promedio.

Es la relación entre el consumo eléctrico obtenido en un periodo de tiempo, entre el número de unidades de tiempo de intervalo en que se midió dicho consumo. [Juárez Cervantes, 1995].

2.3.5. Demanda máxima.

La demanda máxima de una instalación o sistema, es el mayor valor de todas las demandas, el cual se ha medido durante un periodo de tiempo específico. [Juárez Cervantes, 1995].

2.3.6. Demanda coincidente.

Es la relación entre la sumatoria de las demandas individuales del conjunto en un tiempo (T_a), entre el número de cargas. [Juárez Cervantes, 1995].

$$D_{div} = \frac{\sum D_i(t_a)}{n} \quad (2.2)$$

D_{div} = Demanda diversificada o coincidente.

$D_i(t_a)$ = Demanda de la carga i en el intervalo t_a .

2.3.7. Demanda máxima coincidente.

Es la relación de las sumatorias de las demandas individuales del conjunto cuando se presenta la demanda máxima del mismo tiempo ($T_{m\acute{a}x}$) y el número de cargas. La demanda máxima coincidente es el que se obtiene para la demanda máxima del conjunto en un intervalo dado. [Juárez Cervantes, 1995].

2.3.8. Demanda máxima no coincidente.

Es la relación entre la suma de las demandas máximas de cada carga y el número “ n ” de cargas.

$$D_{mnc} = \frac{\sum D_{mi}}{n} \quad (2.3)$$

D_{mnc} = Demanda máxima no coincidente.

D_{mi} = Demanda máxima de la carga i .

2.3.9. Factor de potencia.

El factor de potencia, es la relación que hay entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA), determinada en algún tramo del sistema o en uno de sus componentes [Ramírez Castaño, 2009].

$$\cos \theta = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (2.4)$$

2.3.10. Factor de demanda.

Es factor de demanda de un intervalo de tiempo (t) de una carga, es la relación entre la demanda máxima y su carga instalada. [Juárez Cervantes, 1995].

$$F_d = \frac{DM(t)}{C_i} \quad (2.5)$$

2.3.11. Factor de utilización.

En un intervalo de tiempo (t) es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del elemento en cuestión. Es la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando en un periodo de carga dado. [Juárez Cervantes, 1995].

$$F_u = \frac{DM(t)}{P_{sis}} \quad (2.6)$$

2.3.12. Factor de carga.

Es la relación entre la demanda media D_m y la demanda máxima DM en un intervalo de tiempo dado. [Juárez Cervantes, 1995].

$$F_c = \frac{D_m}{DM} \quad (2.7)$$

La demanda media decrece a medida que se incrementa el intervalo considerado y por lo tanto también decrece el factor de carga.

CAPITULO III

REVISIÓN DE DOCUMENTOS NORMATIVOS Y HERRAMIENTAS COMPUTACIONALES

En este capítulo se hace una revisión general de las normas, leyes, bases técnicas, métodos y demás elementos que determinan el funcionamiento del sistema en estudio. Se describe, además, las herramientas computacionales de las que hace uso el Centro de Operaciones de Distribución del estado Mérida para realizar los análisis concernientes a los sistemas de distribución y a través de los cuales se desarrolló este trabajo de grado.

3.1 NORMAS, INSTRUCTIVOS Y LEYES DE PROCEDIMIENTOS TECNICOS Y ADMINISTRATIVOS EN SUBESTACIONES ELECTRICAS

Para el correcto funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional en sus fases de generación, transmisión y distribución, cada elemento, ya sean, centrales eléctricas, subestaciones y divisiones como el Centro de Operaciones de Distribución, Centro de Medición, Centro de Planificación y demás; cumplen y ejecutan sus funciones de acuerdo a una serie de normas, instructivos y leyes establecidos por la compañía, basados en criterios de seguridad, calidad y exigencias nacionales e internacionales.

En el caso particular de las subestaciones eléctricas, para garantizar el servicio eléctrico en forma eficiente y de manera ininterrumpida, se requiere de la oportuna participación y ejecución de funciones asignadas a los diferentes centros y cargos laborales que se describen y establecen en orden jerárquico de acuerdo al nivel de responsabilidades que se le asignan en las distintas fases de todo el sistema. Estos cargos o funciones están definidos como:

Despacho de carga: Es el ente encargado de coordinar el funcionamiento del sistema, asignando niveles de generación a centrales eléctricas para cubrir la demanda, verificando continuamente los parámetros eléctricos en los niveles de transmisión y distribución; gestionando con el C.O.D la repartición de la energía a través de los sistemas.

El despacho de carga de la zona sur-occidente representa el ente de mayor jerarquía para el sistema interconectado al que pertenece la Subestación Mérida I, ciertas maniobras y operaciones requieren de su autorización para poder ser ejecutadas. [MPPEE. 201].

Centro de Operaciones de Distribución (COD): Tiene como principal función la de coordinar las actividades inherentes a la operación del sistema de distribución de manera centralizada, además se encarga de la programación, supervisión y control de las maniobras que se realicen a la red eléctrica. [CADELA.2001].

Dentro de los procedimientos establecidos para el COD se tiene, que a través de las cuadrillas de operación resuelvan los distintos problemas que se presentan en el sistema de distribución, atendiendo fallas y reestableciendo en el menor tiempo posible el servicio.

Operador de la subestación: es la persona encargada de monitorear los parámetros eléctricos involucrados en el funcionamiento de la subestación, entre sus funciones se encuentra la de mantener en condiciones normales la operatividad de la misma, notificando y ejecutando maniobras en conjunto con el COD [CADELA, 2001].

Cuadrillas: se conforma por un equipo de linieros, encargados de realizar los procedimientos y maniobras establecido por el COD para reparar fallas a lo largo del sistema. Dentro de las funciones asignadas a las cuadrillas se tiene la notificación vía radio al Centro de Operaciones de Distribución, describiendo la causa de la falla, el sistema fallado, el material utilizado y la hora de reparación [CADELA, 2001].

Una vez definidos los diferentes actores que intervienen en las operaciones tanto de la subestación como de la red de distribución en forma general, se pueden describir las normas y leyes que rigen a cada uno de ellos.

3.1.1. Instructivo de operaciones de circuitos de 13,8 kV y 34,5 kV.

Este instructivo desarrollado por la dirección de operaciones de CADAPE el siete de agosto del 2003 y dirigido a los coordinadores de transmisión, distribución y mantenimiento de las regiones de Táchira, Trujillo, Mérida y Barinas; define las diferentes situaciones que se presentan en los sistemas que forman parte de las subestaciones y los procedimientos y pasos a seguir de acuerdo a las características del circuito y el evento ocurrido. Los casos que se presentan corresponden a tendidos eléctricos con una tensión nominal de 13,8 kV y 34,5 kV.

Los circuitos asociados a las subestaciones pueden contar o no con un sistema de reenganche, esto consiste en la conexión automática de un circuito luego de presentarse una falla, luego de este reenganche si el circuito vuelve a fallar se procede a ubicar y reparar la falla, y así posteriormente, bajo notificación del COD, se realiza un nuevo intento para reestablecer el servicio.

Sabiendo esto, la normativa establece procedimientos para circuito que cuenten con el sistema de reenganche y para aquellos que no; tanto en líneas de 13,8 kV como de 34,5 kV. En el caso de Mérida I, este cuenta con sistema de reenganche.

Los casos que se contemplan en este instructivo surgen a partir del disparo de un disyuntor y el estado en que se encuentren los relés de sobre corriente, específicamente en el número de estos que muestren la señal “temporizada” o “instantáneo”.

Este instructivo también define los procedimientos a seguir en caso de fallas consecutivas de los circuitos de las subestaciones ya sean de 13,8 o 34,5 kV, los procedimientos en caso de transferencias de carga entre subestaciones de transmisión y fallas en subestaciones no atendidas.

El material contenido en este instructivo desarrollado por CADAPE, representan una base importante para el desarrollo de esta tesis, en el capítulo 5 se detallan de manera más específica las situaciones que se suscitan y los diferentes procedimientos que se aplican particularmente a la subestación Mérida I.

3.1.2. Norma Venezolana, seguridad en la operación de redes de distribución aéreas.

Esta norma COVENIN 3394-1997, fue creada por la Comisión Venezolana de Normas Industriales, organismo encargado de coordinar y programar las actividades de normalización y calidad en el país; se diseñó en función de los lineamientos del Comité Técnico de Normalización CT-11 Electricidad y Electrónica y por el Subcomité Técnico SC-3, Aparatos Electrodomésticos y que fue aprobada por la COVENIN el 12 de noviembre de 1997.

En esta norma se definen los procedimientos de seguridad que deben ser llevado a cabo para las operaciones en los sistemas de distribución aéreas, en él se describen todos los elementos que forman parte de una red de distribución y los riesgos que existen tanto para la seguridad del personal encargado de ejecutar la maniobra como de los equipos que conforman al sistema.

También se establecen en esta norma los permisos de consignación para la ejecución de maniobras y procedimientos, enumera procesos administrativos y normas de seguridad para la ejecución de maniobras de transferencia de carga y otros procesos llevados a cargo a niveles de Despacho de Carga, C.O.D y operadores de subestación.

Esta norma proporciona una serie de tablas en donde se describen de acuerdo al procedimiento que se pretende realizar, cuáles son los elementos que se operan, cuáles son los riesgos implicados al maniobrar dichos elementos y cuáles son los equipos de seguridad que se deben utilizar, junto con los protocolos de comunicación y áreas de acceso que se tienen. Estas tablas vinculadas a los demás estudios y análisis realizados permiten enriquecer el contenido del Diseño de Manual de Operaciones de Contingencia planteado en este trabajo de grado.

3.1.3. Manual de referencia para operaciones del sistema de distribución.

Este manual fue planteado y discutido el 12 de junio del 2001 por el personal de CADELA, en él se describen en forma general, cuáles son las pautas que se deben seguir para la

elaboración de manuales en cada subestación dentro del sistema en donde el operador del Centro de Operaciones de Distribución interviene para coordinar y ejecutar las distintas maniobras y procedimientos que se ameriten para mantener la prestación del servicio de manera eficiente y segura.

El contenido de este documento es una referencia para el diseño del manual de contingencia para la subestación Mérida I que tiene como finalidad el desarrollo de este trabajo de grado, en él se enumeran una serie de recomendaciones sobre la descripción que debe llevar un manual, de la subestación que representa, se hace referencia a la necesidad de indicar elementos como puntos operativos y de interconexión, diagramas unifilares, demandas máximas, capacidad de los transformadores, distribución de los circuitos y otra serie de datos que sean de provecho para la toma de decisiones.

Tiene listas de los diferentes equipos y materiales con los que debe contar una Subestación Eléctrica. Se indican las funciones del operador del C.O.D, al momento de recibir y entregar las distintas guardias durante una jornada de trabajo, entre las que se destacan, la coordinación de maniobras de transferencia, la constante comunicación con las cuadrillas de trabajo y con los operadores de la subestación, y el registro de eventos y novedades que se susciten durante la guardia.

Si bien el contenido de este documento, se refiere mayormente a condiciones normales de operación y descripción del sistema, también cuenta con una serie de apartados en donde se exponen en forma genérica, los procedimientos que se suelen llevar a cabo en caso de fallas en una Subestación Eléctrica, clasificados de acuerdo a la actuación de las unidades instantáneas y temporizadas de los relés de protección, de las señales del disyuntor, transformador, relés de baja frecuencia y demás indicadores que permiten identificar el origen de la falla y las consecuencias de la misma, permitiendo de esta manera una rápida acción por parte de los operadores y cuadrillas de linieros, para la recuperación y puesta en marcha del sistema de distribución.

El manual de referencia brinda elementos generales para la operación en subestaciones por lo que para desarrollar el manual es necesario particularizar el sistema.

3.1.4 Norma de permisos de consignación en sistemas de distribución.

Desarrollada el 25 de mayo del 2009, esta norma establece los procedimientos administrativos que los responsables de las consignaciones deben llevar a cabo durante la ejecución de trabajos de mantenimiento preventivo o correctivo en el sistema de transmisión y distribución. [CADAFE. 2006].

Permite la coordinación entre el personal de los despachos de carga y los centros de operaciones (COD) para la unificación de criterios y condiciones de seguridad, estableciendo una serie de procedimientos sencillos para la gestión de permisos.

Recopila lo estipulado en una serie de documentos desarrollados por CADAFE en cuanto a la seguridad, realización de solicitudes y demás aspectos a considerar durante la realización de maniobras en el sistema, algunas de las normas que se relacionan en este material son:

- Norma CADAFE 321-06 procedimientos de solicitudes y ejecución de interrupciones programadas de servicio.
- Norma CADAFE 243-88 seguridad en el mantenimiento de líneas y redes de distribución aéreas.
- Norma CADAFE 340-91 verificación de ausencia de tensión.
- Norma CADAFE 337-91 seguridad en la operación de líneas y redes de distribución.

A partir de esta norma, se definen los pasos a seguir para la solicitud de cortes de la energía eléctrica ya sea por trabajos programados o situaciones de emergencia que se presentan, indicando principalmente los procedimientos administrativos que se deben realizar. Básicamente describe las diferentes planillas y formatos que deben llenarse y consignarse para poder realizar operaciones que a priori no están permitidas.

Esta norma, al igual que el instructivo de operaciones en subestaciones de 13,8 kV permitirá adaptar los procedimientos y maniobras contemplados en el desarrollo de este trabajo a la normativa vigente de la compañía y se detallaran los aspectos de interés en los capítulos 3 y 4.

3.1.5. Normas generales del aspecto organizativo e integración de las cuadrillas.

Esta norma descrita en el manual de líneas energizadas de CADAPE realizado en 1979, establece el número óptimo de miembros que deben conformar una cuadrilla de operación a fin de realizar cada maniobra que se amerite, esta norma considera que tres (3) debe ser el número de linieros que conforman a la cuadrilla, además esta debe incluir a un (1) supervisor o jefe y a un (1) chofer liniero para el vehículo cesta, de igual manera define algunos requisitos básicos que deben tener las personas que realicen estas funciones, como una estatura mínima de 1,60 m, que posea conocimientos generales de electricidad y otros criterios considerados. [CADAPE. 1979].

3.1.6. Normas generales de seguridad para trabajos en líneas energizadas.

Estas normas, también establecidas por CADAPE a través de su manual de líneas energizadas, describen los procedimientos que deben realizar tanto el jefe de cuadrilla como los linieros que la conforman, a fin de mantener la seguridad de todos los miembros.

Normas de seguridad básicas que deben ser tomadas en consideración por los miembros de las cuadrillas son descritas en esta norma junto con las consecuencias de no cumplirlas.

Entre las normas de seguridad se tienen, la inspección del brazo aislado del vehículo cesta, de las pértigas y materiales aislantes con cierta periodicidad a fin de garantizar el funcionamiento de estas herramientas. Se definen normas básicas como el uso de guantes, trabajar bajo condiciones climáticas favorables, y demás. Estas normas no corresponden a situaciones de emergencia y no se contemplan como tal en el manual de operaciones, sin embargo, conocerlas e identificarlas es de utilidad para la compañía. [CADAPE. 1979].

3.2 SOFTWARE Y HERRAMIENTAS UTILIZADAS PARA EL ANÁLISIS DE LAS TOPOLOGÍAS, FLUJOS DE CARGA Y ACTUALIZACIÓN DE LOS CIRCUITOS

3.2.1. Programa de análisis de distribución de energía eléctrica (PADEE).

PADEE es un conjunto de programas de análisis, cálculo de flujo de cargas y distribución de la energía eléctrica. [PADEE, 2012].

Esta herramienta utiliza la capacidad grafica 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. [PADEE, 2012].

Los programas de cálculo y el ambiente grafico están estrechamente vinculados, obteniendo resultados haciendo clic sobre el elemento de la red eléctrica contenida en el plano, lo que se traduce en una mejor interpretación y manipulación de la información, brindando una interfaz bastante cómoda para el usuario. [PADEE, 2012].

La base CAD le brinda un fácil y rápido manejo de la información geo-espacial proporcionando el sistema de información necesaria en el área de distribución. [PADEE, 2012].

Para establecer el potencial y las distintas opciones a nivel del análisis de los sistemas de distribución, el presente esquema nos muestra los distintos paquetes de programas que actualmente ofrece el PADEE y que la convierten en una importante herramienta de análisis dentro de la corporación, brindando múltiples alternativas para las diversas necesidades dentro del sistema.

Dentro de los distintos paquetes de programas que ofrece el PADEE. Nos concentraremos en describir y detallar es el programa de análisis de redes primarias conocido por sus sigas PARP.



Figura 3.1. Paquetes de programas del PADEE [CORPOELEC, 2018].

Uno de los programas que ofrece PADEE y que es de gran utilidad en el desarrollo de esta tesis, es el programa de análisis de redes primarias conocido por sus siglas como PARP, este programa toma la información contenida en los planos para realizar cálculos eléctricos, utilizando algoritmos inteligentes que simulan el razonamiento humano para realizar este tipo de tareas.

Para que el PARP realice de manera correcta el cálculo eléctrico de los diferentes circuitos de interés, se deben establecer una serie de lineamientos en el programa de planos inteligentes (PPI) que es otra herramienta del PADEE que permite incluirles características eléctricas a los planos realizados en AUTOCAD, una vez se definen los elementos de interés, el PARP a partir de estos, realiza los diferentes estudios que se requieran en el sistema de distribución.

Las características que deben ir contenidas en los planos para realizar el cálculo eléctrico en los estudios de flujo de carga y para que puedan ser interpretados correctamente por el PARP son la distancia, el calibre, la carga conectada y los datos de la subestación.

Al iniciar con el PARP, este dispone de un menú general donde podemos ver todas las opciones que ofrece, en la imagen 3,6 se observa este menú en donde podemos destacar los diferentes elementos que deben ser descritos para una correcta interpretación y análisis.



Figura 3.2 Menú de opciones general del PARP [CORPOELEC, 2018].

- Datos del circuito: permite seleccionar el circuito que se pretende analizar y establecer los parámetros eléctricos del mismo, en este punto se define la corriente o demanda con la que se pretende realizar el estudio de flujo de carga y se definen los diferentes calibres de los conductores a lo largo del tendido eléctrico en estudio.
- Id Conductores: a través de esta opción se establece el calibre y las distancias entre las fases de los conductores del circuito seleccionado. [PADEE, 2012].
- Repartir: esta opción estima la demanda en los bancos de transformación, haciendo una repartición de la carga a lo largo de tendido eléctrico. [PADEE, 2012].
- Analizar: esta opción ofrece la posibilidad de establecer parámetros máximos en cuanto a la caída de tensión y porcentaje de carga, de esta manera el programa identifica y muestra al usuario las regiones del tendido que superan los parámetros fijados previamente. [PADEE, 2012].

- Ver salida: arroja todos los resultados del análisis realizado, indicando parámetros como: calibre del conductor, caída de tensión, porcentaje de carga, impedancia de cada tramo que constituye al circuito. Además, indica el nombre del circuito, el factor de utilización y la potencia demandada ya sea en kVA, kVAR, kW. [PADEE, 2012].

Finalmente haciendo uso de los datos antes mencionados, el programa PARP es capaz de calcular la caída de tensión, la Carga en cada tramo, los niveles de cortocircuito en cada punto y el cálculo optimizado de condensadores.

3.2.2. Sistema de posicionamiento global (GPS).

Es un instrumento de medición a través del cual se pueden obtener las coordenadas geográficas de algún punto de interés a través del geoposicionamiento de satélites que ofrecen una gran exactitud, se utilizan en gran medida en trabajos topográficos, actualizaciones de planos, tendidos eléctricos y en cualquier caso donde se requiera conocer la ubicación geográfica de un punto, es una herramienta bastante práctica y a través de la cual se realizó todo el recorrido para la actualización de los circuitos eléctricos de la subestación eléctrica Mérida I. [Pérez, Porto, 2018].

3.2.3. Programa computacional GOOGLE EARTH.

Es un programa de escritorio en el que se puede observar con detalle un mapa del globo terráqueo, con imágenes 3D que permiten la exploración de calles y paisajes con gran exactitud.

Este programa funciona con uno de los sistemas de fotografía satelital más avanzados del planeta. A través del motor de búsqueda de Google, recopila información de los lugares a los que la satélite captura desde el espacio y superpone toda la información en el plano esférico que se observa. [Google Earth, 2014].

CAPITULO IV

DESCRIPCIÓN DE LA S/E MÉRIDA I, CONDICIONES DE OPERACIÓN DE SUS CIRCUITOS Y SUBESTACIONES ASOCIADAS

Se describen las características y los parámetros eléctricos del sistema de distribución de la S/E Mérida I, se definen los circuitos que lo conforman, detallando aquellos puntos que permiten realizar maniobras para restablecer la energía eléctrica. Se estudian y analizan los circuitos pertenecientes a las distintas subestaciones que forman parte del sistema de distribución y que permiten la interconexión directa con la subestación Mérida I.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I

Mérida I, es una S/E atendida, tipo radial, cubre carga de tipo residencial, urbana, comercial e industrial, se compone de tendidos eléctricos en estructuras tanto aéreas como subterráneas. Forma parte del sistema sur-occidente, uno de los sub-sistemas regionales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), tiene una capacidad nominal de 56 MVA obtenidos a partir de dos (2) transformadores con capacidades de 20 MVA y 36 MVA respectivamente, la subestación tiene una relación de transformación de 115 kV/ 13,8 kV.

Cada transformador de la S/E Mérida I, tiene asociados una serie de circuitos a través de los cuales surte la energía a los distintos sectores, se compone de siete (7) circuitos, cuatro (4) de ellos alimentados a través del transformador de 20 MVA, por otra parte, el transformador de 36 MVA alimenta a otros tres (3) circuitos, a continuación, establecemos la denominación que posee cada circuito para ser identificado fácilmente dentro del sistema de distribución y posteriormente registrar los parámetros eléctricos actuales que presenta cada uno de ellos.

- **Transformador 1.**

Este transformador con una relación de transformación de 115 kV/13,8 kV y una potencia nominal de 20 MVA alimenta a cuatro (4) circuitos conocidos como:

- ✓ D – 105 Av. Urdaneta.
- ✓ D – 205 Los corrales.
- ✓ D – 305 Av. 16 de septiembre.
- ✓ D – 405 La parroquia.

- **Transformador 2.**

Con una relación de transformación de 115 kV/13,8 kV y una potencia nominal de 36 MVA, alimenta a tres (3) circuitos denominados:

- ✓ D – 505 Los Curos.
- ✓ D – 605 La Pedregosa.
- ✓ D – 705 Av. las Américas.

En la figura 3.1 se tiene el diagrama unifilar que describe la topología de la subestación Mérida I y sus circuitos asociados. Este diagrama fue suministrado por el personal del Centro de Operaciones de Distribución del estado Mérida, en él se aprecian los diferentes elementos que se encuentran a lo largo de todo el sistema comprendido como Mérida I, se aprecian las salidas con las que cuenta cada transformador, de igual forma, los niveles de tensión que maneja la subestación, que como se indicó anteriormente, esta tiene una entrada de 115 kV los cuales transforma a 13,8 kV para alimentar cada uno de los circuitos de distribución antes mencionados.

En el diagrama unifilar de la subestación aparecen otros datos de interés, como lo es la ubicación de los bancos de compensación, los niveles de puesta a tierra y protecciones, y se indican en detalle los códigos y seriales para identificar cada uno de los transformadores.

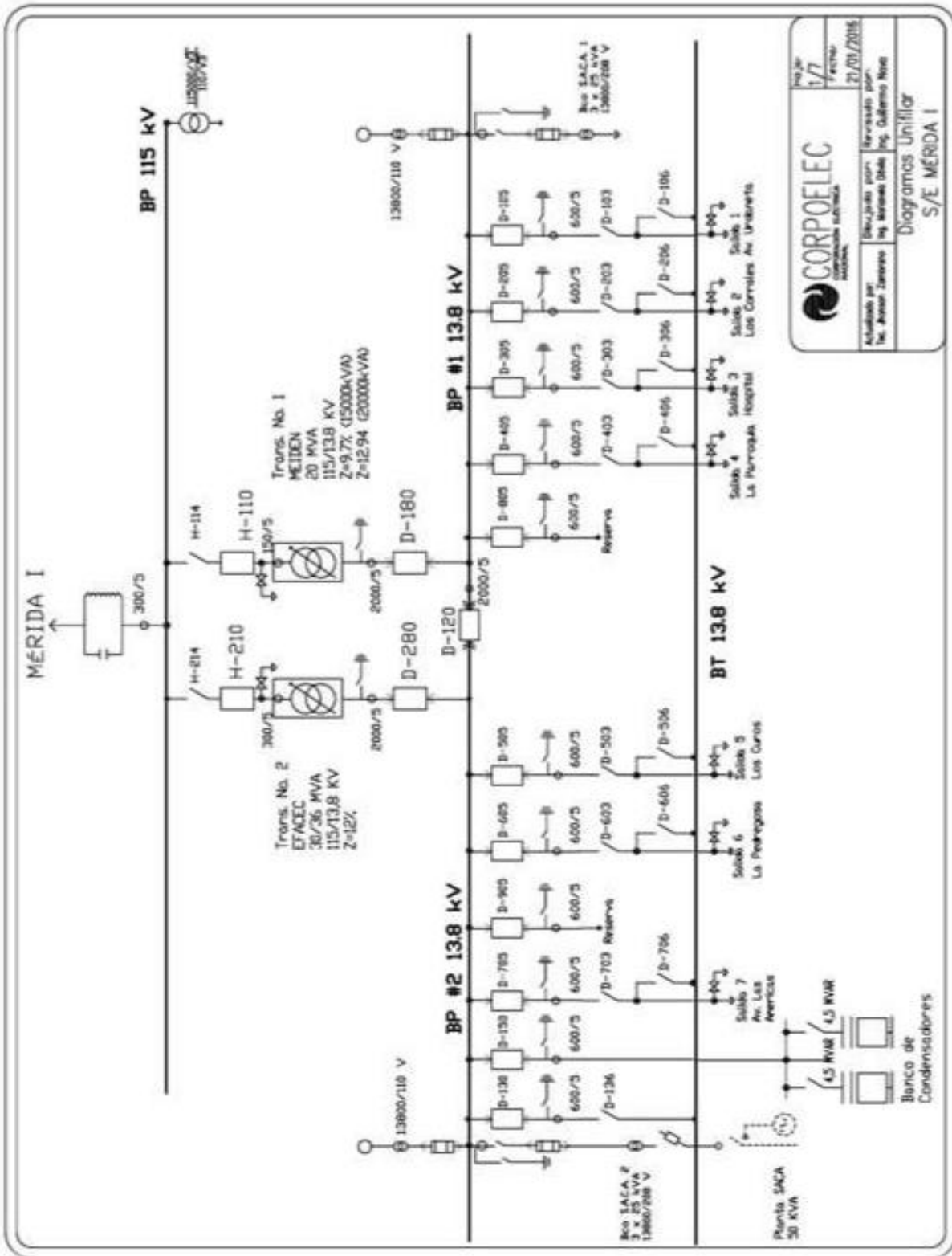


Figura 4.1. Diagrama unifilar de la subestación Mérida I.

4.1.1. Análisis de las cargas asociadas a la subestación Mérida I.

Para poder establecer en un manual, criterios y procedimientos a seguir al presentarse una situación de contingencia, primero es necesario conocer los datos eléctricos tanto de la capacidad de la subestación para atender las exigencias del sistemas, así como los datos referentes a las cargas conectadas a los distintos circuitos que conforman a la subestación; la demanda coincidente, demanda máxima, factor de utilización son algunos de los datos eléctricos suministrados por el Centro de Operaciones de Distribución y que permiten realizar un análisis más detallado y pertinente para el desarrollo de este trabajo de grado.

En la tabla 4.1 están registradas las demandas máximas mensuales que se presentan en los circuitos conectados a los dos transformadores de la subestación, estos valores corresponden a los meses de Enero a Abril del 2017 y los datos más recientes que se tienen de los meses de noviembre y diciembre del mismo año.

Tabla 4.1. Demandas Máximas mensuales (A), de los circuitos de la subestación Mérida I.

Subestacion Mérida I										
Tension	Transformador	Capacidad	Circuito	Nombre	2017					
					Enero	Febrero	Marzo	Abril	Noviembre	Diciembre
115 KV / 13,8 KV	1	20 MVA	D - 105	Av Urdaneta	120	128	132	144	40	40
			D - 205	Los corrales	120	120	232	128	124	122
			D - 305	Av 16 de septiembre	88	88	88	128	88	144
			D - 405	La Parroquia	154	152	152	160	160	160
	2	36 MVA	D - 505	Los Curos	168	304	168	176	176	236
			D - 605	La Pedregosa	198	184	184	192	196	198
			D - 705	Av las Americas	184	186	184	208	196	216

Si bien el Centro de Operaciones de distribución suministro los datos correspondientes a los meses de junio, julio, agosto y septiembre de las demandas máximas; tras un análisis se determinó que las demandas presentes en estos circuitos para estos meses no corresponden a sus parámetros normales de operación, durante estos periodos de tiempo se realizaron maniobras de transferencias entre los distintos circuitos y subestaciones que conforman el sistema por lo que considerar estos parámetros afectaría el análisis que se pretende realizar.

Se considerarán solo las demandas máximas que se presentan cuando se encuentran los circuitos operando en condiciones normales, con la extensión de línea y conexiones de cargas establecidas en la descripción de cada circuito.

El valor de 304 A en el mes de Febrero y de 236 A en el mes de Diciembre para el circuito D-505 Los Curos no corresponden a parámetros normales de operaciones ya que en ambos casos se han realizado maniobras de transferencia, aumentando el porcentaje de carga, es por ello que para el caso del circuito D-505 Los Curos se tomará como demanda máxima el valor de 176; de igual forma para los meses de Noviembre y Diciembre el circuito D-105 Av Urdaneta presenta 40 A de demanda lo que no corresponde a operaciones normales sin embargo este valor no afecta para determinar la demanda máxima del circuito.

A partir de estos valores y aplicando los conceptos y formulas vistos en el capítulo dos, podemos tener una mejor comprensión de la potencia demandada por la carga a la subestación a través de sus dos transformadores, en la tabla número 4.2 y 4.3, a partir de los cálculos realizados y datos suministrados por el COD reunimos los parámetros generales que describen el estado de los transformadores de 20 MVA y 36 MVA para el año 2017 y sus circuitos asociados.

Tabla 4.2. Características eléctricas del transformador 1 de la subestación Mérida I.

Transformador 1	
2017	
Capacidad (MVA)	20
Demanda Promedio (KVA)	11600,6
Demanda Maxima Coincidente (KVA)	14437
Demanda Maxima no coincidente (KVA)	16153,6
Demanda Maxima de D -105 (KVA)	3341,93
Demanda Maxima de D - 205 (KVA)	5545,33
Demanda Maxima de D - 305 (KVA)	3441,93
Demanda Maxima de D - 405 (KVA)	3824,37
Factor de Potencia (%)	0,9
Factor de Carga (%)	0,8035
Factor de Utilizacion (%)	0,7218

Para el año 2017, el transformador de 20 MVA manejo en promedio una potencia de 11600,6 kVA que representa el 58 % de su capacidad. Bajo las condiciones más desfavorables a considerar se tiene una demanda de 16153,6 kVA que representan el 80,76 %, lo cual deja una reserva de solo el 19,24 %, sin embargo, algunas de las muestras obtenidas para el cálculo de estos parámetros corresponden a condiciones de transferencia de carga en donde algunos circuitos de la subestación operaron con una mayor demanda de la que manejan habitualmente por lo que el margen de reserva se puede estimar hasta en un 20 % mayor.

A partir de los datos registrados en la tabla 4.2 vemos que el circuito que presenta mayor carga conectada es el circuito D- 205 Los Corrales, esto corresponde al hecho de que en buena parte del año a este circuito se le realizan transferencias de cargas que no corresponden a su topología en condiciones normales de operación. Bajo condiciones normales el circuito que representa una mayor demanda es el D-405 La Parroquia.

En forma general podemos ver que este transformador opera por debajo de su capacidad nominal cumpliendo con la norma establecida de mantener los niveles de operación inferiores al 80%, el factor de utilización muestra un margen de flexibilidad que tiene la operatividad del transformador y que permite realizar maniobras para asistir contingencias de subestaciones vecinas.

Tabla 4.3. Características eléctricas del transformador 2 de la subestación Mérida I.

Transformador 2	
2017	
Capacidad (MVA)	36
Demanda Promedio (KVA)	14158,1
Demanda Maxima Coincidente (KVA)	16110,2
Demanda Maxima no coincidente (KVA)	17161,9
Demanda Maxima de D -505 (KVA)	7266,3
Demanda Maxima de D - 605 (KVA)	4732,66
Demanda Maxima de D - 705 (KVA)	5162,9
Factor de Pontencia (%)	0,9
Factor de Carga (%)	0,87
Factor de Utilizacion (%)	0,447

En la tabla 4.3 podemos ver que en promedio el transformador 2 de la subestación Mérida I, que cuenta con una capacidad nominal de 36 MVA, tiene una demanda de 14158,1 kVA lo que representa un 39,32 % de la capacidad. Si analizamos el caso más desfavorable en el que la demanda es de 17161,9 kVA, el transformador opera al 47,67 % lo que representa menos de la mitad de su capacidad nominal. Si consideramos que algunas de las muestras obtenidas para el cálculo de estos parámetros corresponden a periodos de tiempo en el que alguno de los circuitos presentaba una mayor carga instalada debido a maniobras de contingencia vemos que el transformador aun operando fuera de su característica topológica normal cumple con mantener por debajo del 80 % de su capacidad, sus niveles de operación.

El circuito que presenta una mayor demanda es el circuito D-505 Los cueros, sin embargo este valor corresponde al mes de Febrero en donde el circuito se encontraba bajo condiciones de transferencia alimentando carga de las subestaciones con la que posee puntos de interconexión, esto se debe incluso a que este es uno de los circuitos con menor carga conectada bajo condiciones normales de operación y suele ser una alternativa para apoyar a las demás subestaciones del sistema en condiciones de contingencia. Tomando en cuenta solo los valores obtenidos en los periodos de tiempo en donde los circuitos operaron con sus niveles de carga establecidos, el circuito D-605 La Pedregosa presenta la mayor demanda. La proyección debido a las características de la ciudad, permite estimar que el circuito D-705 Av. Las Américas representa el circuito que tendrá un mayor crecimiento en la demanda eléctrica.

Para realizar las simulaciones que permiten determinar el comportamiento eléctrico de los circuitos que conforman a la S/E Mérida I a través del PADEE en condiciones normales de operación, es necesario definir un único valor de demanda para cada circuito, por ello, tomaremos el valor más alto que se tiene de los datos suministrados por el C.O.D contenidos en la tabla 4.1 obviando aquellos valores obtenidos durante periodos de tiempo en los que los circuitos operaron con mayor o menor porcentaje de carga debido a maniobras de transferencia, ya que estos están fuera de las condiciones normales de operación y alteran los resultados del análisis que se pretende realizar. El valor seleccionado como demanda máxima del circuito en condiciones normales de operación, se

fijará en este punto y permitirá el posterior análisis de las maniobras consideradas. Al ser este valor, el más alto que se presenta en el circuito (para cada una de las líneas) cualquier otro parámetro que se presente en estas condiciones, será viable y mucho más favorable, ya que precisamente estaremos realizando el estudio con la demanda más adversa que se presenta en el sistema.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I

Conocer en forma detallada cada uno de los circuitos que forman parte de la subestación, es importante para el análisis de las distintas alternativas que ofrece el sistema para cumplir el objetivo principal de mantener en forma continua el servicio eléctrico pese a situaciones de contingencia que se presenten.

Los distintos circuitos del sistema de distribución de Mérida I. cubren carga de tipo urbano, residencial, comercial, industrial, centros de atención médica, alumbrado público y algunas zonas rurales. El tendido eléctrico es de tipo mixto, es decir, se adapta a la topología y vialidad de la ciudad, teniéndose tramos de línea tanto en forma aérea como subterránea, utilizándose en la mayoría de los casos conductores #4/0 tipo ARV AWG y conductores # 350 MCM respectivamente.

De igual forma cada circuito cuenta con una serie de puntos definidos como puntos de operación (OP) y puntos de interconexión (IP) que consisten en la disposición ya sea en postes o casetas de seccionadores o cortacorrientes que permiten realizar las maniobras de apertura y cierre de tramos del circuito para atender fallas que se presentan a lo largo del tendido eléctrico o para realizar transferencias a circuitos de otras subestaciones respectivamente.

En las tablas que se observan en los numerales siguientes, vemos una descripción detallada de cada circuito que forma parte de la S/E Mérida I, se detallan las distancias que recorren, tipos de conductor, las disposiciones aéreas o subterráneas del tendido eléctrico y demás características. En el diseño de las tablas utilizadas en este trabajo de grado y que

son parte del manual, se incorpora el color representativo de cada circuito de acuerdo a como se muestran en AUTOCAD, esto con el fin de que el personal pueda relacionar fácilmente la información dispuesta en cada tabla, con su circuito asociado.

A fin de cumplir con el acuerdo de confiabilidad establecidos con la compañía, en las tablas presentadas, mostraremos el diseño con el cual se pretenden describir cada uno de los circuitos de la subestación Mérida I, sin embargo, los datos correspondiente a las coordenadas geográficas de los puntos operativos y de interconexión, así como la descripción física del lugar en donde estos se encuentran ubicados, serán ocultos para preservar la seguridad de la instalación y el funcionamiento del sistema.

A partir de los datos ofrecidos por el Centro de Operaciones de Distribución de las demandas máximas de cada circuito en el periodo de estudio, se realizan las simulaciones en el PADEE obteniéndose como resultado el porcentaje de carga y el porcentaje de caída de tensión que tiene cada circuito, los resultados obtenidos a partir de las simulaciones podemos apreciarlos en las tablas que describen las características de la línea en condiciones normales de operación, en estas tablas también se registran los datos eléctricos concernientes a los puntos de operación y de interconexión de cada circuito.

De acuerdo a la norma, el porcentaje de carga que alimenta un circuito no debe superar el 80 % de la capacidad del circuito en condiciones normales de operación, de igual forma se tiene el que máximo porcentaje permitido para la caída de tensión es del 6 %, por lo que a través de las simulaciones realizadas se pueden analizar las condiciones en que actualmente se encuentran los circuitos y el sistema de distribución de la subestación Mérida I en forma general y de esta manera ver si se cumple con la normativa establecida por la compañía para el correcto funcionamiento de los distintos elementos del sistema.

4.2.1. Circuito D – 105 Av. Urdaneta.

Este circuito se extiende desde su salida de la subestación en la av. Urdaneta frente a la polar, hasta metros arriba de la contraloría, en la esquina del cruce entre la av. 2 y el viaducto miranda, alimenta cargas de tipo urbano, comercial, industrial, alumbrado público

y centros médicos por lo que se considera un circuito prioritario, sus características y parámetros eléctricos obtenidos a partir de la simulación del circuito con el PADEE bajo condiciones normales de operación se muestran en la tabla 4.4, además se describen el número de puntos operativos y de interconexión con los que cuenta, así como la extensión de territorio que cubre, siendo este circuito uno de los más extensos de la S/E Mérida I.

Es uno de los circuitos más importantes de la subestación Mérida I, ya que buena parte de la carga corresponde a centros de salud tanto pública como privada por lo que la continuidad del servicio eléctrico a este circuito es una prioridad. Para garantizar el suministro a los circuitos prioritarios, se suele recurrir a maniobras de transferencia una vez presentada la falla.

Tabla 4.4. Análisis del circuito D-105 Av. Urdaneta.

D - 105 Av. Urdaneta	
Longitud de la línea (km)	3,2
Demanda Maxima (A)	144
Demanda Maxima (KVA)	3615
n° de puntos operativos	9
n° de puntos de interconexion	2
% Maximo de carga	42,19
% Maximo de caida de tension	0,93

El circuito D-105 Av. Urdaneta, presenta una caída máxima de tensión del 0.93 % y un porcentaje máximo de carga del 42,19 % cumpliendo con la norma establecida en el CEN, manteniendo los porcentajes máximos de caída de tensión y de carga por debajo del 6 % y el 80 % respectivamente. Este circuito cuenta con 9 puntos operativos y 2 de interconexión a lo largo de sus 3,2 km de longitud que se extiende mayormente en forma subterránea.

En la tabla 4.5 se indican que elementos que conforman a cada punto operativo y de interconexión, los puntos descritos como por ejemplo OP.4.1 corresponde a una salida secundaria del punto OP.4, representa al mismo punto operativo pero ubicado a unos pocos metros a fin de contar con un mejor acceso a los elementos de la línea.

Tabla 4.5 Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-105 Av. Urdaneta.

Cto D-105 Av Urdaneta				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.4.1	Seccionador	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Seccionador	—	—	—
OP.8	Seccionador	—	—	—
IP.1 / 9 - M3	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 10 - M3	Seccionador	—	—	—

Como se refleja en la tabla 4.5, el circuito D-105 Av. Urdaneta de la subestación Mérida I, cuenta con 8 puntos operativos que permiten atender fallas aislando la zona afectada. Los 2 puntos de interconexión permiten unir los tramos del circuito D-105 Av. Urdaneta con los circuitos D-905 El llanito y el D-1005 IAHULA de la subestación Mérida III respectivamente, este último por tener centros hospitalarios conectados se debe particularizar al momento de hacer transferencias.

En la tabla 4.6 se registran los datos eléctricos de cada uno de los puntos operativos del circuito D-105 Av. Urdaneta obtenidos a partir de la simulación realizada en el PADEE.

Tabla 4.6. Análisis de puntos operativos del circuito D-105 Av. Urdaneta.

D-105 Av. Urdaneta					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	143,1	3420,42	37,65	0,16
OP.2	350 MCM	142,9	3415,64	42,14	0,27
OP.3	350 MCM	133,5	3190,96	39,37	0,35
OP.4	4/0 ARV	115,1	2751,15	30,28	0,55
OP.5	350 MCM	106,7	2536,03	31,49	0,71
OP.6	350 MCM	89,3	2134,48	26,34	0,81
OP.7	350 MCM	27,2	650,14	8,04	0,88
OP.8	350 MCM	24,3	580,83	7,17	0,9

A partir de la distribución de la carga a través de todo el circuito D-105 Av. Urdaneta tomando como referencia la corriente que circula por cada punto operativo, se puede posteriormente determinar cuál de estos representa la mejor opción a la hora de querer realizar la transferencia de un porcentaje de carga del circuito determinado hacia las subestaciones interconectadas. Los Valores registrados en la tabla 4.6 permitirán establecer maniobras a partir de la carga que tiene el circuito.

4.2.2. Circuito D – 205 Los corrales.

Este circuito cubre carga de tipo urbana y residencial correspondiente al sector los corrales, la Carabobo, Campo de Oro y parte de Santa Juana, se extiende desde la salida de la S/E, frente a la polar, hasta los sectores mencionados. A través del PADEE se realizó la simulación del circuito en condiciones normales de operación, estos resultados se pueden visualizar en la tabla 4.7.

Tabla 4.7. Análisis del circuito D-205 Los Corrales.

D - 205 Los Corrales	
Longitud de la línea (km)	2,2
Demanda Maxima (A)	128
Demanda Maxima (KVA)	3214
n° de puntos operativos	9
n° de puntos de interconexion	4
% Maximo de carga	45,74
% Maximo de caida de tension	1,14

El circuito D-205 Los corrales presenta bajo condiciones normales de operación una corriente máxima de 128 A lo que representa 3214 kV, a partir de estos valores y las simulaciones realizadas en el PADEE del flujo de carga se estableció que el porcentaje máximo en su caída de tensión es del 1.14 %, muy por debajo de los establecido en la norma donde se establece como máximo una caída del 6 %. De igual forma cumpliendo con el reglamento, el máximo porcentaje de carga es del 45,74 % manteniéndose por debajo del 80%.

Este circuito posee el mayor número de puntos de interconexión, teniendo hasta cuatro que como veremos posteriormente permite transferir carga no solo a circuitos de otras subestaciones sino a circuitos de la misma subestación Mérida I, lo que le da flexibilidad al sistema.

Cuenta con puntos operativos y de interconexión a lo largo de los 2,2 km de territorio en que se extiende el tendido eléctrico, con los cuales, a través de elementos como seccionadores y cortacorrientes permite al Centro de Operaciones de Distribución del estado Mérida, por medio de sus linieros, realizar maniobras para garantizar la continuidad del servicio eléctrico. En la tabla 4.8 podemos ver los resultados obtenidos a partir del recorrido realizado en donde se geo posiciono y caracterizo cada punto de interés. En función de los acuerdos de confiabilidad establecidos con la compañía, obviamos los datos de las coordenadas y la ubicación de los puntos, reflejando estos solo en el manual entregado al personal del C.O.D. La descripción física de los lugares de referencia para la ubicación de los puntos operativos permitirá a las cuadrillas disminuir los tiempos de acción.

Tabla 4.8. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-205 Los Corrales.

Cto D-205 Los Corrales				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Seccionador	—	—	—
OP.8	Seccionador	—	—	—
OP.9	Cortacorriente	—	—	—
IP.1/ 3 - M1 (S/E)	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 3 - M1	Seccionador	—	—	—
IP.3 / 2 - San jacinto	Seccionador	—	—	—
IP.4 / 3 - San Jacinto	Seccionador	—	—	—

Este circuito se puede interconectar a los circuitos D-205 Facultad de Farmacia y D-305 Emisoras permitiendo solventar situaciones de contingencia que se presenten, además tiene

2 puntos de interconexión con el circuito D-305 Av. 16 de septiembre de la misma subestación Mérida I la escogencia de uno u otro para realizar maniobras dependerá de los resultados del análisis de flujo de carga que se realiza posteriormente.

En la tabla 4.9 se describen los parámetros eléctricos obtenidos de la simulación en el PADEE de los puntos operativos más importantes del circuito D – 205 Los corrales de la subestación Mérida I.

Tabla 4.9. Análisis de puntos operativos del circuito D-205 Los Corrales.

D-205 Los Corrales					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	128	3059,49	33,71	0,11
OP.2	350MCM	121,5	2904,13	35,85	0,18
OP.3	4/0 ARV	121,5	2904,13	35,85	0,22
OP.4	4/0 ARV	67	1601,45	17,63	0,69
OP.5	2 ARV	33,2	793,556	18,47	0,72
OP.6	1/0 ARV	44,8	1070,82	18,65	0,73
OP.7	1/0 ARV	33	788,776	13,74	0,75
OP.8	2 ARV	21,4	511,509	11,9	0,78
OP.9	2 ARV	14,6	348,874	8,09	0,85

Conocer las características eléctricas que se presentan en cada punto operativo permite definir el circuito en forma más detallada, esto a la hora de realizar maniobras representa una ventaja ya que a partir de estos valores se pueden establecer qué % de la línea en función de la carga que maneja puede ser transferido en caso de que se requieran atender situaciones de contingencia y de esta manera se ejecutan de manera más eficiente los distintos procedimientos que se ameriten, de acuerdo a esto, los datos reflejados en la tabla 4,9 representan una herramienta para la toma de decisiones y definir las posteriores maniobras planteadas en el manual de operaciones de la subestación.

4.2.3. Circuito D – 305 Av. 16 de septiembre.

Tiene su salida al igual que el circuito D-105 y D-205 frente a la polar en la Av. Urdaneta, se extiende por gran parte de la Av. 16 de septiembre alimentando carga de tipo urbana, residencial y comercial, las características obtenidas a través del recorrido del sistema y los valores determinados a través del PADEE se observan en la tabla 4.10.

Tabla 4.10. Análisis del circuito D-305 Av. 16 de septiembre.

D - 305 Av 16 De Septiembre	
Longitud de la línea (km)	2,8
Demanda Maxima (A)	144
Demanda Maxima (kVA)	3615
n° de puntos operativos	7
n° de puntos de interconexion	3
% Maximo de carga	51,43
% Maximo de caída de tensión	0,87

Con un porcentaje máximo de caída de tensión del 0,87 y un porcentaje máximo de carga del 51,43 %, el circuito D-305 Av. 16 de septiembre cumple con los parámetros establecidos en la norma eléctrica manteniendo en condiciones normales de operación estos valores por debajo del 6 % y el 80 % respectivamente.

Luego de realizar el recorrido del circuito, en la tabla 4.11 se registraron los puntos operativos y de interconexión con los que esta cuenta y que permitirán posteriormente a los lineros realizar los seccionamientos pertinentes para la atención de las fallas que se presenten.

Tabla 4.11. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre.

Cto D-305 Av. 16 de Septiembre				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Seccionador	—	—	—
IP.1 / 2 - M1 (S/E)	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 2 - M1	Seccionador	—	—	—
IP.3 / 10 - M3	Seccionador	—	—	—

Como ya vimos para el circuito anterior, los puntos IP.1 e IP.2 permiten la interconexión del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre con el circuito D-205 Los corrales, además, este circuito también puede interconectarse con el circuito D-1005 IAHULA de la subestación Mérida III, sin embargo, este último representa un circuito prioritario por alimentar centros de atención médica, por lo que las transferencias hacia este circuito se debe realizar bajo ciertas consideraciones que se analizarán posteriormente.

Las características eléctricas de cada punto de operación del circuito D – 305 Av. 16 de Septiembre, se registraron en la tabla 4.12, estos datos fueron obtenidos a partir de la simulación en el PADEE.

Tabla 4.12. Análisis de puntos operativos del circuito D-305 Av. 16 de septiembre.

D-305 Av. 16 de septiembre					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	144	3441,93	37,9	0,13
OP.2	350 MCM	112,1	2679,45	33,07	0,25
OP.3	350 MCM	112,1	2679,45	33,07	0,32
OP.4	4/0 ARV	91,3	2182,28	24,04	0,47
OP.5	4 /0 ARV	91,3	2182,28	24,04	0,51
OP.6	4/ 0 ARV	25	597,558	6,57	0,67
OP.7	4 CU	16	382,437	9,42	0,5

En la tabla 4,12 se establece en forma más detallada las características eléctricas en puntos operativos del circuito, si vemos los puntos OP.1, OP.2 y OP.3 representan del 80% al 100 % de la carga, los punto OP.4 y OP.5 permiten transferir alrededor del 63 % de la carga, mientras que el seccionamiento en los puntos OP.6 y OP.7 desconectaría del 10% al 18% de la carga.

4.2.4. Circuito D – 405 La parroquia.

Alimenta una carga rural, urbana, comercial y residencial; En la tabla 4.13 se especifican los parámetros eléctricos y características del circuito obtenidos a través de las simulaciones realizadas en el PADEE. Este circuito tiene su salida de la S/E a la altura del Acuario en la Av. La Urdaneta y finaliza en la plaza Bolívar de La Parroquia.

Tabla 4.13. Análisis del circuito D-405 La Parroquia.

D - 405 La Parroquia	
Longitud de la línea (km)	2,9
Demanda Maxima (A)	160
Demanda Maxima (kVA)	4015
n° de puntos operativos	9
n° de puntos de interconexion	3
% Maximo de carga	42,1
% Maximo de caída de tension	2,18

A lo largo de los 2,9 km de extensión de línea que tiene el circuito D-405 La Parroquia, se encuentran hasta 9 puntos operativos que permiten realizar maniobras para conectar y desconectar tramos del circuito y así atender fallas que se presentan en el sistema. Bajo condiciones normales de operación el circuito presenta una máxima caída de tensión del 2,18 % y un porcentaje de carga máximo del 42,1 % cumpliendo con los parámetros de operación establecidos.

Los puntos con los que cuenta el circuito D – 405 La parroquia, se observan en la tabla 4.14.

Tabla 4.14. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-405 La Parroquia.

Cto D-405 La Parroquia				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.3.1	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.4.1	Seccionador	—	—	—
OP.4.2	Seccionador	—	—	—
OP.4.3	Seccionador	—	—	—
OP5	Seccionador	—	—	—
IP.1 / 3 - San Jacinto	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 6 - M1	Seccionador	—	—	—
IP.3 / 2 - 5 Aguilas	Seccionador	—	—	—

El geo posicionamiento de todos los puntos tanto operativos como de interconexión con los que cuenta el circuito, permite la oportuna acción de las cuadrillas, atendiendo las fallas en menores lapsos de tiempo. El circuito D-405 La Parroquia puede interconectarse con tres circuitos pertenecientes a las subestaciones no atendidas de San Jacinto y de 5 Águilas además del circuito D-605 La Pedregosa de la subestación Mérida I, a la que también pertenece.

Una vez realizada la simulación del circuito en el PADEE, en la tabla 4.15 se registran los datos eléctricos de los puntos operativos bajo condiciones normales de operación.

Tabla 4.15. Análisis de puntos operativos del circuito D-405 La Parroquia.

D-405 La Parroquia					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	158,8	3795,69	41,79	0,5
OP.2	4/0ARV	155,3	3712,03	40,87	0,59
OP.3	4/0 ARV	118	2820,47	31,04	1,48
OP.3.1	4/0 ARV	26	621,46	6,84	1,48
OP.4	4/0 ARV	62	1481,94	16,32	1,76
OP.4.1	1/0 ARV	49,7	1187,94	20,7	1,6
OP.4.2	4/0 ARV	30,5	729,02	8,03	1,77
OP.4.3	4/0 ARV	29,9	714,679	21,68	1,78
OP5	4/0 ARV	20,6	492,387	5,42	1,83

La tabla 4.15 describe la distribución de la corriente a través de los distintos puntos de operación que posee el circuito, aquellos puntos donde la demanda no corresponde a niveles propios del troncal se deben a seccionadores ubicados en ramales que por su longitud o densidad de carga siguen considerándose puntos operativos, estos valores permiten conocer el porcentaje de carga que se estaría desconectando en caso de seccionar alguno de los puntos operativos descritos.

4.2.5. Circuito D – 505 Los cueros.

Se extiende por los sectores de los cueros, la mata y la panamericana, su salida se ubica al igual que el circuito D-405 a la altura del acuario en la Av. Urdaneta. Alimenta carga de tipo urbana y residencial. Simulando este circuito a través del sistema PADDE se obtuvieron las características eléctricas registradas en la tabla 4.16.

Tabla 4.16. Análisis del circuito D-505 Los Curos.

D - 505 Los Curos	
Longitud de la línea (km)	3,6
Demanda Maxima (A)	176
Demanda Maxima (kVA)	4419
n° de puntos operativos	11
n° de puntos de interconexion	2
% Maximo de carga	46,33
% Maximo de caida de tension	4,6

En condiciones normales de operación, el circuito D-505 Los Curos presenta una caída de tensión y carga máxima del 4,6 % y el 46,33 % cumpliendo satisfactoriamente con los niveles establecidos por el código eléctrico nacional que establece que estos valores deben estar por debajo del 6 % para la caída de tensión y el 80 % para la carga máxima. Este circuito cuenta con hasta 11 puntos operativos y 2 puntos de interconexión.

A partir del geo posicionamiento a través del recorrido del sistema utilizando GPS e identificando a los elementos que conforman al sistema, se definen los diferentes puntos que tiene el circuito, estos datos se registran en la tabla 4.17.

Tabla 4.17. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-505 Los Curos.

Cto D-505 Los Curos				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Cortacorriente	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Cortacorriente	—	—	—
OP.8	Seccionador	—	—	—
OP.9	Seccionador	—	—	—
OP.10	Seccionador	—	—	—
OP.11	Cortacorriente	—	—	—
IP.1 / 2 - 5 Aguilas	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 5 - Ejido	Seccionador	—	—	—

Los puntos IP.1 e IP.2, permiten al circuito D-505 Los Curos de la subestación Mérida I interconectarse a los circuitos D-205 y D-505 de las subestaciones 5 Águilas y Ejido respectivamente, de igual forma los 11 puntos operativos cuyas coordenadas y ubicación geográfica se describe en la tabla 4.17 permiten a través de elementos como seccionadores y cortacorrientes realizar maniobras y procedimientos para restablecer el servicio eléctrico.

Luego de la simulación realizada en el PADEE, se registran los parámetros eléctricos de cada punto operativo del circuito D -505 Los curos en la tabla 4.18.

Tabla 4.18. Análisis de puntos operativos del circuito D-505 Los Curos.

D-505 Los Curos					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	171,3	4094,46	45,08	0,64
OP.2	4/0 ARV	171,3	4094,46	45,08	1,65
OP.3	4/0 ARV	167,1	3994,07	43,98	2,5
OP.4	2/0 ARV	21,5	513,899	7,7	2,68
OP.5	4/0 ARV	140,2	3351,1	36,9	2,88
OP.6	4/0 ARV	103,5	2471,89	27,25	3,23
OP.7	4/0 ARV	100,5	2402,18	26,45	3,26
OP.8	4/0 ARV	94,9	2668,33	24,97	3,46
OP.9	4/0 ARV	42,5	1015,85	11,18	3,95
OP.10	4/0 ARV	31,4	750,532	8,26	4,38
OP.11	2 ARV	11,3	270,096	6,3	4,52

A partir de cada punto operativo, este circuito puede transferir desde el 97 % de la carga a través del OP.1 hasta el 6,4 % seccionando en OP.11 pasando por distintas opciones como la transferencia del 79,57, 24 % y las demás opciones que ofrecen cada punto en particular.

4.2.6. Circuito D – 605 La Pedregosa.

Se extiende por buena parte de la av. Los próceres y sectores como la urbanización los pinos, parque Humboldt y La Pedregosa media y alta, alimenta cargas de tipo rural, residencial e industrial. Los parámetros eléctricos y las características determinadas a partir del recorrido del sistema y el uso de la herramienta PADEE se registran en la tabla 4.19.

Tabla 4.19. Análisis del circuito D-605 La Pedregosa.

D - 605 La Pedregosa	
Longitud de la línea (km)	3,4
Demanda Maxima (A)	198
Demanda Maxima (kVA)	4969
n° de puntos operativos	11
n° de puntos de interconexion	3
% Maximo de carga	52,1
% Maximo de caída de tension	2,64

El circuito de 605-La Pedregosa es uno de los circuitos de la subestación Mérida I que maneja una mayor demanda, cuenta con 11 puntos operativos y 3 puntos de interconexión. Bajo condiciones normales de operación tiene una máxima caída de tensión de 2,64 % y un máximo porcentaje de carga del 52,1 % por lo que cumple con los parámetros establecidos en la ley.

En la tabla 4.20 se registran los datos de cada uno de los puntos de operación y de interconexión que tiene el circuito D-605 La Pedregosa.

Tabla 4.20. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-605 La Pedregosa.

Cto D-605 Pedregosa				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Seccionador	—	—	—
OP.8	Cortacorriente	—	—	—
OP.9	Seccionador	—	—	—
OP.10	Seccionador	—	—	—
OP.11	Seccionador	—	—	—
IP.1 / 4 - M1	Seccionador	—	—	—
IP.1 / 8 - M3	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 9 - M3	Seccionador	—	—	—

Se extiende a través de sectores ubicado por la Av. Los Próceres a la altura del antiguo santo niño, residencias trinidad, y recorre buena parte de La Pedregosa, tiene un punto de interconexión con el circuito D-405 La Parroquia; también se interconecta con la subestación Mérida III específicamente con los circuitos D-805 Santa Bárbara y D-905 El llanito, usa mayoritariamente seccionadores como elemento para la apertura y cierre de tramos del circuito. En la tabla 4.21, se registran los niveles de carga y caída de tensión que presenta cada punto operativo del circuito D -605 La Pedregosa.

Tabla 4.21. Análisis de puntos operativos del circuito D-605 La Pedregosa.

D-605 La Pedregosa					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	198	4732,66	52,1	0,11
OP.2	4/0 ARV	193,7	4629,88	50,99	0,36
OP.3	4/0 ARV	37,5	896,336	9,87	0,8
OP.4	4/0 ARV	20,1	480,436	5,29	0,92
OP.5	4/0 ARV	145,2	3470,61	38,2	0,82
OP.6	2/0 ARV	103,9	2483,45	37,11	0,91
OP.7	2/0 ARV	65,4	1563,21	23,34	1,36
OP.8	1/0 ARV	63,3	1513,02	26,36	1,55
OP.9	1/0 ARV	38,5	920,239	16,03	2,05
OP.10	1/0 ARV	19,9	475,656	8,28	2,32
OP.11	1/0 ARV	10,9	260,535	4,54	2,54

Como en los casos anteriores, vemos que el mayor porcentaje de carga se presenta en los primeros puntos operativos, de igual forma la mayor caída de tensión se ubica en los puntos operativos más lejanos a la subestación, efectivamente esto corresponde a la teoría, pues el porcentaje de caída de tensión aumenta al incrementar la distancia con la fuente de generación y lo propio pasa con el porcentaje de carga. Los datos registrados tras las simulaciones realizadas de las características eléctricas presentes en cada punto operativo permitirán predecir el comportamiento del sistema al momento de realizar maniobras de contingencia.

4.2.7. Circuito D – 705 Av. Las Américas.

Recorre toda la Av. Las Américas, desde la altura de los bomberos en el sector la Humboldt, hasta el seguro social; alimenta carga rural, comercial y centros médicos, los datos obtenidos a partir de la simulación en el PADEE se registran en la tabla 3.22.

Tabla 4.22. Análisis del circuito D-105 Av. Las Américas.

D - 707 Av Las Americas	
Longitud de la linea (kM)	3,5
Demanda Maxima (A)	196
Demanda Maxima (kVA)	4918
n° de puntos operativos	8
n° de puntos de interconexion	3
% Maximo de carga	78,16
% Maximo de caida de tension	2,32

Presentado el mayor porcentaje de carga con un 78,1 %, este circuito está cercano a los límites máximos permitidos por la norma, que establece que el porcentaje de carga no debe superar el 80 % en condiciones normales de operación, además, por las características urbanísticas de la zona que alimenta este circuito, sabiendo que representa una zona comercial, conformada de centros comerciales y grandes complejos habitacionales, se proyecta que este será uno de los circuitos con mayor aumento en la carga conectada.

La máxima caída de tensión es del 2,32 % cumpliendo con la norma y manteniéndose por debajo del 6 %. En la tabla 4.23, se observan los datos obtenidos a partir del recorrido realizado del circuito.

Tabla 4.23. Ubicación de puntos operativos y de interconexión del circuito D-705 Av. Las Américas.

Cto D-705 Av las Americas				
Punto	Elemento	Coordenadas		Ubicación
		X	Y	
OP.1	Seccionador	—	—	—
OP.2	Seccionador	—	—	—
OP.3	Seccionador	—	—	—
OP.4	Seccionador	—	—	—
OP.5	Seccionador	—	—	—
OP.6	Seccionador	—	—	—
OP.7	Seccionador	—	—	—
OP.8	Cortacorriente	—	—	—
IP.1 / 10 - M3	Seccionador	—	—	—
IP.2 / 7 - M3	Seccionador	—	—	—
IP.3 / 7 - M3	Seccionador	—	—	—

Si bien, este circuito tiene 3 puntos de interconexión, todos corresponden a circuitos asociados a la subestación Mérida III, dos de los puntos descritos en la tabla 3.23 corresponden a la interconexión con el circuito D.707 El Rodeo , el punto IP.1 permite la interconexión con el circuito D-1005 IAHULA, este al ser un circuito primordial de la subestación Mérida III por alimentar centros hospitalarios se deben tomar algunas consideraciones al momento de realizar maniobras de transferencia de carga.

Las características eléctricas de los puntos operativos en condiciones normales de operación obtenidos a partir de la simulación se describen en la tabla 4.24 para el circuito eléctrico D-707 Av. Las Américas, en ella se registra la corriente que circula a través de cada punto operativo además se indica el tipo de conductor de cada tramo y los porcentajes en la caída de tensión acumulada y el porcentaje de carga.

Tabla 4.24. Análisis de puntos operativos del circuito D-705 Av. Las Américas.

D-705 Av. Las Americas					
Punto	Conductor	Demanda (A)	Demanda (KVA)	% de carga	% caída de tensión acumulada
OP.1	4/0 ARV	196	4684,85	51,57	0,1
OP.2	4/0 ARV	188,8	4512,75	49,68	0,35
OP.3	1/0 ARV	186,3	4453	77,61	0,63
OP.4	2 ARV	58,4	1395,89	32,43	1,1
OP.5	1/0 ARV	102,8	2459,16	42,81	1,63
OP.6	4/0 ARV	18,5	442,193	4,86	1,8
OP.7	2/0 ARV	71,4	1706,62	25,5	1,9
OP.8	2/0 ARV	38,9	929,8	13,89	2,04

A través de sus puntos operativos, este circuito puede trasferir desde el 100 % de su carga hasta un 20 %, aquellos puntos que presentan valores de corriente que no corresponden a los niveles normales en el troncal, se debe a que dichos puntos operativos ya sean seccionadores o cortacorrientes se encuentran ubicados en ramales, que por la extensión o densidad de carga que poseen se siguen considerando puntos operativos, esta acotación se debe considerar al momento de establecer maniobras que involucren a estos puntos tanto en este circuito como en los demás que conforman a la subestación.

Como hemos visto en el análisis de las simulaciones realizadas para cada uno de los circuitos considerados anteriormente, la distribución de la corriente a través de los puntos

operativos que conforman al circuito, permitirá establecer los niveles de carga que se pretendan transferir a las subestaciones asociadas a cada circuito, de esta manera los procedimientos que se describirán posteriormente para atender situaciones de contingencia en la subestación, estarán soportados por un análisis técnico basando en los datos obtenidos en las simulaciones y registrados en estas tablas.

Actualmente, luego de analizar los resultados obtenidos de las simulaciones de los circuitos de la subestación Mérida I, todos ellos cumplen con los parámetros eléctricos establecidos en la norma, presentando caídas de tensión y porcentajes de carga por debajo del 6% y el 80 % respectivamente.

Considerando, además, que todos los análisis fueron realizados con la demanda máxima presente en el sistema para el periodo de estudio, se puede estimar que los resultados bajo condiciones de carga normales se encuentren en un porcentaje aún menor.

4.3. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES ASOCIADAS A LA S/E MÉRIDA I

La subestación Mérida I, como se ha descrito a lo largo del punto 4.2, cuenta a través de sus siete circuitos con una serie de elementos que permiten realizar la interconexión con otras subestaciones, de esta manera darle mayor rigidez y seguridad al sistema, permitiendo realizar maniobras de transferencias de carga y así afrontar situaciones de contingencia que se presentan.

Para proponer maniobras que permitan mantener la continuidad del servicio eléctrico en los circuitos que conforman a la subestación Mérida I mediante los procedimientos de transferencia de carga a otras subestaciones, es necesario conocer las características eléctricas de cada circuito perteneciente a las subestaciones asociadas.

Las subestaciones que cuentan con puntos de interconexión con la subestación Mérida I son:

- S/E Mérida III.

- S/E Ejido.
- S/E San Jacinto.
- S/E 5 Águilas Blancas.

4.3.1. Subestación Mérida III.

Esta subestación tiene una capacidad nominal de 72 MVA obtenidos a partir de dos transformadores de 36 MVA, la subestación cuenta con 8 circuitos, el primer transformador alimenta a los primeros cuatro denominados: D-305 Santa Ana, D-405 Teleférico, D-505 El Campito y D-605 Hospital Sor Juana. El segundo transformador alimenta a los circuitos D-705 El Rodeo, D-805 Santa Bárbara, D-905 El llanito y D-1005 IAHULA.

Los circuitos de interés para el desarrollo de esta tesis son aquellos que cuentan con puntos de interconexión con la subestación Mérida I. para el caso de la subestación Mérida III, los circuitos conectados al segundo transformador son los que permiten realizar dicha interconexión y permiten las maniobras de transferencias de carga con la S/E Mérida I, estos circuitos son:

- D-705 El Rodeo.
- D-805 Santa Bárbara.
- D-905 El llanito.
- D-1005 IAHULA.

En la tabla 4.25 se registran las características eléctricas de los circuitos de interés de la subestación Mérida III obtenidos a partir de las simulaciones realizadas en el PADEE bajo condiciones normales de operación. Para considerar los circuitos de esta subestación en maniobras de transferencia y así atender situaciones de contingencias que se presenten en los circuitos y subestaciones vecinas, se debe tomar en cuenta, que el circuito D-1005 IAHULA es considerado un circuito prioritario, ya que alimenta la carga del Hospital

Universitario y por esta razón no se debe someter a perturbaciones o maniobras que comprometan la continuidad en la prestación del servicio en este circuito.

Es importante recordar que los valores utilizados en el análisis de flujo de carga, corresponden a los valores máximos de demanda presentes en el circuito bajo condiciones normales de operación y se descartan aquellos valores que corresponde a medidas tomadas fuera de esta condición, de esta manera garantizamos que la demanda resultante durante una maniobra corresponda a la suma de cargas conectada de ambos circuitos.

Tabla 4.25. Análisis de los circuitos D-705, D-805, D-905 y D-1005 de la subestación eléctrica Mérida III.

Circuito	Nombre	Demanda Maxima (A)	% Maximo de carga	% Maximo de caída de tension
D-705	El Rodeo	128	33,68	1,54
D-805	Santa Barbara	78	20,52	1,03
D-905	El llanito	202	53,15	1,33
D-1005	IAHULA	199	54,68	2,59

De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación y registrados en a tabla 4.24, todos los circuitos de la subestación Mérida III cumplen con los parámetros establecidos en la norma en cuanto al porcentaje de carga y máxima caída de tensión, estando cada uno de ellos por debajo del 80 % para la carga instalada y 6 % en la caída máxima de tensión respectivamente. Los diferentes circuitos estudiados presentan flexibilidad en cuanto a la posibilidad de incrementarles la carga que actualmente poseen a través de maniobras de transferencia ya que como en el caso del D-705 El Rodeo y D-805 Santa Bárbara, ambos operan por debajo del 50 % de la capacidad del transformador y los circuitos D-905 y D-1005 se aproximan al 55 %, lo brinda una flexibilidad de hasta el 45, 50 % para atender situaciones de contingencia.

4.3.2. Subestación Ejido.

Para los niveles de tensión de 115 kV/ 13,8 kV, la subestación Ejido cuenta con dos transformadores de 36 MVA para sumar una capacidad nominal de 72 MVA que alimentan

a cinco circuitos, el primer transformador alimenta a los circuitos D-105 Aguas Calientes, D-205 Centenario y D-305 El Manzano; por otro lado, el segundo transformador alimenta a los circuitos D-405 Centro y D-505 El Salado.

En cuanto a la interconexión con la subestación Mérida I, esta se puede realizar a través de circuito:

- D-505 El Salado.

Las características eléctricas del Circuito D-505 de la S/E Ejido, bajo condiciones normales de operación se observan en la tabla 4.26, estos valores fueron obtenidos a través de la simulación realizada en el PADEE.

Tabla 4.26. Análisis del circuito D-505 de la subestación Ejido.

Circuito	Nombre	Demanda Maxima (A)	% Maximo de carga	% Maximo de caída de tension
D-505	El Salado	179	47,09	3,62

Con una demanda máxima registrada para los meses de estudio en condiciones normales de operación, el circuito D-505 El Salado de la subestación Ejido, presenta unos niveles máximos de porcentaje de carga de 47,09 %, cumpliendo efectivamente con la norma y manteniendo este valor por debajo del 80 %, de igual forma el porcentaje máximo en la caída de tensión es del 3,62 % inferior al 6 % que se establece como límite para operaciones en condiciones normales de operación.

Analizando los parámetros antes mencionados, podemos intuir que la transferencia de carga hacia este circuito es totalmente factible pues existe un margen del 52,91 % para alcanzar el máximo permitido que es del 100 % en condiciones de contingencia, lo propio pasa con los niveles en la caída de voltaje.

Hacia este circuito puede ser transferida la carga del circuito D-505 Los Curos, dicha maniobra se analiza posteriormente para establecer las condiciones en que puede realizarse.

4.3.3. Subestación San Jacinto.

A diferencia de las subestaciones Mérida III y Ejido, San Jacinto es una subestación no atendida. Posee un solo transformador con una capacidad nominal de 10 MVA, que alimenta a tres circuitos denominados: D-105 Cinco Águilas, D-205 Facultad De Farmacia y D-305 Emisoras.

Los circuitos a través de los cuales se puede interconectar la S/E San Jacinto a la S/E Mérida I son:

- D-205 Facultad De Farmacia.
- D-305 Emisoras.

Las características eléctricas de los circuitos de interés obtenidas a partir de las simulaciones realizadas en PADEE, bajo condiciones normales de operación se muestran en la tabla 4.27.

Tabla 4.27. Análisis de los circuitos D-205 y D-305 de la subestación San Jacinto.

Circuito	Nombre	Demanda Maxima (A)	% Maximo de carga	% Maximo de caída de tension
D-205	Facultad de farmacia	0	0	0
D-305	Emisoras	157	63,44	5,35

Como se observa en la tabla 4.27, el circuito D-205 Facultad de Farmacia de la subestación San Jacinto, no tiene actualmente carga conectada, esto la convierte en un circuito de respaldo para aquellos circuitos que se pueden interconectar a él como es el caso del circuito D-205 Los Corrales de la subestación Mérida I, este caso será analizado posteriormente pero por experiencia, los operadores del Centro de Operaciones de distribución, consideran esta, una maniobra común para atender situaciones de contingencia que se presentan en la subestación Mérida I y específicamente en el circuito de los Corrales.

En cuanto al circuito D-305 Emisoras, este presenta un porcentaje máximo de carga del 63,44 % y una caída de tensión Máxima de 5,35 %, cumpliendo con los parámetros permitidos para operaciones en condiciones normales. Si bien, estos valores se encuentran

cerca de los límites establecidos por la norma, considerando los parámetros en condiciones de contingencia, este circuito cuenta con un margen de operación que podría permitir la transferencia de un porcentaje de la carga del circuito D-205 o D-405 de la subestación Mérida I, con los que posee puntos de interconexión.

4.3.4. Subestación 5 Águilas Blancas.

Esta subestación alimenta a los circuitos D-105 Metropolitano y D.205 Los Naranjos, a través de su único transformador con una capacidad nominal de 5 MVA.

Se interconecta con la subestación Mérida I por medio del circuito:

- D-205 Los Naranjos.

En la tabla 4.28 se tienen los datos eléctricos del circuito D-205 Los Naranjos bajo condiciones normales de operación obtenidos a partir de la simulación del circuito realizada en el PADEE.

Tabla 4.28. Análisis del circuito D-205 de la subestación 5 Águilas.

Circuito	Nombre	Demanda Maxima (A)	% Maximo de carga	% Maximo de caída de tension
D-205	Los Naranjos	137	36,05	1,96

De acuerdo a los datos dispuestos en la tabla 4,28, el circuito D-205 Los Naranjos, de la subestación 5 Águilas, presenta una demanda máxima de 137 amperios, del análisis realizado se obtuvieron los niveles máximos que maneja el circuito en condiciones normales, Teniendo un % máximo de carga del 36,05 % y una máxima caída de tensión de 1,96 %, no solo cumpliendo con los parámetros establecidos en la norma, sino además, dejando un amplio margen de operación que permite utilizar este circuito para atender situaciones de contingencia que se presenten en los circuitos vecinos con lo que tiene puntos de interconexión como lo son los circuitos D-405 La Parroquia y el D-505 Los Curos, de la subestación Mérida I.

Analizando los resultados obtenidos a partir de las simulaciones en el PADEE, de los diferentes circuitos de las subestaciones Mérida III, Ejido, San Jacinto y 5 Águilas, vemos que cada uno de ellos se encuentran actualmente operando por debajo de los parámetros límites establecidos en el Código Eléctrico Nacional; esto precisamente es lo que le brinda al sistema una flexibilidad para atender situaciones de contingencia que se presenten en cada subestación en particular.

www.bdigital.ula.ve

CAPITULO V

SIMULACIÓN DE MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA, ANÁLISIS Y PROPUESTAS DE DISEÑO DEL MANUAL DE OPERACIONES DE CONTINGENCIA

En este capítulo se analizan los flujos de carga de las subestaciones asociadas a la S/E Mérida I una vez realizadas las maniobras de transferencia, identifican y describen los tipos de fallas en la S/E y procedimientos a realizar, se propone la incorporación de flujogramas diseñados para mejorar la comprensión y análisis de los mismos y finalmente se definen las maniobras de transferencia y las características y condiciones en que estas deben realizarse.

5.1 ANÁLISIS DE TRANSFERENCIAS DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN MÉRIDA I

Para analizar el circuito al cual se le ha hecho una transferencia de carga, es importante establecer el nivel de demanda con el que se realizara el estudio, en principio analizaremos la posibilidad de transferir en un 100 % la carga de cada circuito de la subestación Mérida I a los circuitos pertenecientes a las subestaciones vecinas, a partir de los resultados obtenidos determinaremos si es factible dicho procedimiento o si se requiere de disminuir el porcentaje de transferencia para cumplir con los parámetros establecidos en la norma eléctrica de la compañía.

Todos los procedimientos establecidos deben ir acorde a los distintos criterios vistos a lo largo de este trabajo de grado, el material documentado, así como los estudios y análisis eléctricos realizados, junto con las consideraciones propias de las características de cada circuito.

5.1.1. Transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta.

De acuerdo a los datos registrados en la tabla 5.1, el circuito D-105 Av. Urdaneta puede interconectarse a la subestación Mérida III, específicamente con los circuitos D-905 y D-1005 en los puntos de interconexión IP.1 e IP.2 respectivamente.

En la tabla 5.1. Vemos los resultados obtenidos de las simulaciones en el PADEE, considerando transferida al 100 % la carga del circuito D-105 de la subestación Mérida I, a los circuitos ya mencionados.

Tabla 5.1. Análisis de transferencias de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexion	Demanda (A)	% de carga	% caída de tension
Merida III	D-905	El Llanito	IP.1	342	94,33	3,06
Merida III	D-1005	IAHULA	IP.2	289	78,32	3,86

Los circuitos D-905 El Llanito y D-1005 IAHULA de la subestación Mérida III, representan una opción viable para realizar la transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta, ya que los resultados obtenidos del estudio realizado en el PADDE, considerando estas alternativas (tabla 3.29) indican que los parámetros eléctricos se mantendrían dentro de los establecidos en la norma de la compañía.

En el caso del circuito D-905 El Llanito, vemos que al plantear la posibilidad de transferirle en un 100% la carga del circuito D-105 Av. Urdaneta de la subestación Mérida I, este quedaría con un 94,33 % de carga y 3,06 % en la caída de tensión, manteniéndose inferiores a los establecidos para situaciones de contingencia de 100% y 8% respectivamente. Si bien el porcentaje de carga está cercano al máximo permitido, este tipo de maniobras se realizan para periodos de tiempo limitado, una vez solventada la falla, se recupera la carga, estableciendo de nuevo los parámetros normales de operación, sumado a esto, el cálculo realizado está basado en la condición de demanda más desfavorable por lo que en la realidad se estima que el porcentaje oscile en niveles más bajos a los críticos.

Por otra parte, la transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta al circuito D-1005 de la subestación Mérida III, también es posible desde el punto de vista eléctrico, ya

que los resultados arrojan que, de hacerse la transferencia, sería del 78,32 el % de carga y de 3,86 el % de caída máxima de tensión, lo que representan como ya indicamos valores inferiores a los máximos establecidos en el reglamento.

Para poder establecer cual maniobra de transferencia representa la mejor opción para atender situaciones de contingencia , además de los parámetros eléctricos ya analizados, es necesario tomar en consideración otros factores tales como: la facilidad de la maniobra, acceso a los puntos de transferencia, y un aspecto bastante importante es determinar si alguno de los circuitos a los que se pretende realizar una transferencia de carga es considerado un circuito prioritario, es decir, si alimenta carga de centros hospitalarios, o de algún centro o institución estratégico, en cuyo caso no se recomienda la transferencia de carga a más del 50 %, ya que pueden comprometer la seguridad y eficiencia del servicio eléctrico del circuito.

5.1.2. Transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales.

El circuito D-205 Los Corrales cuenta con hasta 4 puntos de interconexión (ver tabla 3.8), 2 de estos, le permiten realizar transferencias de cargas a la subestación San Jacinto a través de los circuitos D-205 Facultad de Farmacia y 305 Emisoras, los 2 puntos adicionales permiten transferir la carga al circuito D-305 Av. 16 de Septiembre de la propia subestación Mérida I. estos puntos representan una alternativa para atender fallas del circuito de los Corrales, manteniendo la continuidad en el servicio a través de la ejecución de dichas maniobras.

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en el PADEE se pueden observar en la tabla 5.2.

Tabla 5.2. Análisis de transferencias de carga del circuito D-205 Los Corrales.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interocnexion	Demanda (A)	% de carga	% caída de tension
Merida I	D-305	Av. 16 de Septiembre	IP.1	272	97,15	1,24
Merida I	D-305	Av. 16 de Septiembre	IP.2	272	97,14	4,54
San Jacinto	D-205	Fac. de Farmacia	IP.3	128	36,33	2,28
San Jacinto	D-305	Emisoras	IP.4	285	117,58	23,13

Analizando los resultados presentados en la tabla 5.2, obtenidos al considerar las distintas posibilidades que permiten transferir la carga del circuito D-205 Los Corrales, vemos que solo el circuito D-305 Emisoras no cumple con los parámetros eléctricos que permitan considerar la realización de esta maniobra, los niveles de 117,58 % y 23,13 % obtenidos en

Los porcentajes de carga y la caída de tensión que presentaría el circuito de realizarse esta transferencia, se encuentran por encima de los niveles máximos permitidos en caso de contingencias (100% y 8%).

En la tabla 5.2 vemos que la transferencia del circuito D-205 Los Corrales al circuito D-305 Av. 16 de Septiembre, se puede realizar desde dos (2) puntos de interconexión, ya sea desde el pórtico de la subestación, lo que a nivel de acceso y facilidad de maniobra la convierten en la mejor opción, o desde el punto de interconexión IP.2. Si bien el % de carga es prácticamente el mismo de 97,14 % y 97,15% para ambos casos, la interconexión a través del punto IP.1 en el pórtico de la subestación permite tener un menor porcentaje en la caída de tensión, solo del 1,24 %; este, junto con otros aspectos, deben ser considerados para establecer las condiciones y el orden de factibilidad de cada alternativa disponible.

La mejor alternativa para realizar la transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales desde el punto de vista eléctrico, es a través del punto de interconexión IP.3 con el circuito D-205 Fac. de Farmacia de la subestación San Jacinto, Ya que los valores de 36,33 % y 2,28 % obtenidos en los porcentajes de carga y de caída de tensión respectivamente, no solo están por debajo de los límites máximos permitidos en situaciones de contingencia, sino que incluso, una vez realizada la transferencia, se mantendrían por debajo de los límites establecidos para condiciones normales de operación (80% de carga y 6% de caída de tensión) permitiendo mantener esta maniobra por periodos de tiempo prolongados.

5.1.3. Transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre.

En la tabla 5.3 se registran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en el PADEE, al realizar la transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre a los circuitos D-1005 de la S/E Mérida III y el circuito D-205 Los Corrales de la subestación

Mérida I, a través de sus dos puntos de interconexión definidos en la tabla 4.11, a partir de estos datos, posteriormente se determinan las maniobras a realizar en caso de contingencia.

Una particularidad que presenta este circuito al igual que el anterior, es el hecho de contar con dos puntos de interconexión con un mismo circuito, esto representa una ventaja y como veremos posteriormente algunos parámetros eléctricos pueden verse modificados.

Tabla 5.3. Análisis de transferencias de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexion	Demanda (A)	% de carga	% caída de tension
Merida I	D-205	Los Corrales	IP.1	272	97,15	1,19
Merida I	D-205	Los Corrales	IP.2	272	97,14	4,23
Merida III	D-1005	IAHULA	IP.3	296	91,07	4,81

Todas las maniobras de transferencia con las que cuenta el circuito D-305 Av. 16 de septiembre a través de los puntos de interconexión IP.1, IP.2 e IP.3, con los circuitos D-205 Los Corrales y el circuito D-1005 IAHULA son factibles desde el punto de vista de las condiciones y parámetros eléctricos que se establecen en estos circuitos una vez realizada la maniobra, vemos que las caídas de tensión se mantienen incluso por debajo de los límites establecidos para operaciones normales lo cual permite mantener estándares de calidad en el servicio y la seguridad del sistema.

Si bien, los porcentajes de carga resultantes al realizar la transferencia, están cercanos al límite permitido, esta condición por ser de contingencia, se espera que no se mantenga por largos periodos de tiempo y que se reestablezca las condiciones normales de operación en el menor tiempo posible; además, al mantenerse por debajo del límite permitido, se garantiza no violar los parámetros de temperatura de los conductores ni sobrecargar el sistema.

Al momento de establecer cuál es el orden de ejecución en las operaciones de transferencia, se deberán considerar otros aspectos importantes como la facilidad de ejecución, también, de acuerdo al tipo de falla o zona en donde se presenta puede que alguna de las maniobras quede descartada y además se debe tener en cuenta si están involucrados, circuitos considerados prioritarios.

5.1.4. Transferencia del circuito D-405 La Parroquia.

En la tabla 5.4 se observan los nuevos parámetros eléctricos que se establecen al realizar la transferencia al 100 % de la carga del circuito D-405 La Parroquia a los circuitos D-305, D-605 y D-505 de las subestaciones San Jacinto, Mérida I y 5 Águilas respectivamente, los puntos que permiten dicha interconexión están descritos en la tabla 4,14. Como veremos, este circuito puede interconectarse hasta con tres subestaciones distintas incluyendo a la subestación Mérida I, junto con la S/E San Jacinto y 5 Águilas.

Tabla 5.4. Análisis de transferencias de carga del circuito D-405 La Parroquia.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexión	Demanda (A)	% de carga	% caída de tensión
San Jacinto	D-305	Emisoras	IP.1	317	171,33	14,93
Merida I	D-605	La Pedregosa	IP.2	358	94.19	4,72
5 Águilas	D-205	Los Naranjos	IP.3	297	93,67	5,49

El estudio de la maniobra de transferencia del circuito D-405 La Parroquia al circuito D-305 Emisoras al 100 % arroja que los parámetros eléctricos nuevos que presentan en este último son de 171,33 en el % de carga y 14,93 % en la caída de tensión, niveles que están muy por encima de los valores permitidos para situaciones de contingencia, por lo que en principio no se debería realizar este procedimiento, sin embargo se debe estudiar la posibilidad de transferir tramos menores del circuito, partiendo de los niveles de demanda de acuerdo a los puntos operativos que se describieron en la tabla 4.15.

La transferencia del circuito D-405 La parroquia al circuito D-605 La Pedregosa, ambos pertenecientes a la misma subestación representa una opción viable mientras la falla no repercute en ambos circuitos, como el caso de fallas en el transformador, los valores obtenidos de 94,19 en el porcentaje de carga y 4,72 en el porcentaje en la caída de tensión, cumple con la norma, manteniéndose por debajo del 80% y 8% respectivamente en caso de contingencias

Los valores obtenidos para la transferencia del circuito D-405 La Parroquia al circuito D-205 Los Naranjos de la subestación 5 Águilas arroja valores similares al caso anterior, 93,67 % y 5,49 % lo que la convierte en una buena alternativa, cumpliendo con los

parámetros normativos y considerando que el circuito a transferir y el circuito transferido pertenecen a subestaciones diferentes lo que permite atender fallas de cualquier tipo y brindar rigidez al sistema.

5.1.5. Transferencia del circuito D-505 Los Curos.

En la tabla 5.5 se registran los resultados obtenidos en el PADEE, donde se realizó la simulación, transfiriendo la carga del circuito D-505 Los Curos de la subestación Mérida I a los circuitos D-205 Los Naranjos, de la subestación 5 Águilas y D-505 El Salado de la subestación Ejido.

Tabla 5.5. Análisis de transferencias de carga del circuito D-505 Los Curos.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexión	Demanda (A)	% de carga	% caída de tensión
5 Águilas	D-205	Los Naranjos	IP.1	313	99,71	5,99
Ejido	D-505	El Salado	IP.2	355	105,34	9,25

Desde el punto de vista eléctrico, la maniobra de transferencia al 100% del circuito D-405 Los Curos al circuito D-205 Los Naranjos de la subestación 5 Águilas cumple con los parámetros tanto del porcentaje de carga como del porcentaje máximo de caída de tensión permitidos por la compañía para situaciones de contingencia.

Los resultados obtenidos en el estudio de transferencia del circuito D-505 Los Curos arrojan que para el caso de considerarse el punto IP.2 de interconexión con el circuito D-505 El Salado de la subestación Ejido, se viola ligeramente los parámetros límites permitidos, los valores de 105,34 % y 9,25% supera los 100% y 8% permitidos en los porcentajes de carga y caída de tensión del circuito a transferir. Considerando que estos valores se presentan para el caso más desfavorable de demanda, y que estas no ocurren frecuentemente, considerando algunos aspectos relacionados con el tiempo que dure el estado de contingencia y el momento en que se realice, se puede bajo ciertas circunstancias considerar esta maniobra como una alternativa para prestar servicio eléctrico al circuito perteneciente a la subestación Mérida I.

5.1.6. Transferencia del circuito D-605 La Pedregosa.

Los resultados obtenidos una vez realizadas las simulaciones en el PADEE, transfiriendo la carga de circuito D-605 La Pedregosa a los circuitos D-805 Santa Bárbara y D-905 El llanito de la subestación Mérida III, y la transferencia al circuito D-405 La Parroquia que pertenece a la propia subestación Mérida I se registran en la tabla 5.6, en ella se detallan las características eléctricas de caída de tensión y carga del circuito en estudio una vez realizada la maniobra, a partir de estos resultados se determinan las maniobras a realizar en caso de que se presente una falla que interrumpa el suministro eléctrico de este circuito.

Tabla 5.6. Análisis de transferencias de carga del circuito D-605 La Pedregosa.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexion	Demanda (A)	% de carga	% caída de tension
Merida I	D-405	La Parroquia	IP.1	358	113,29	6,5
Merida III	D-805	Santa Barbara	IP.2	269	70,77	7,38
Merida III	D-905	El llanito	IP.3	396	104,19	8,4

Los valores obtenidos de 70,77 % de carga y 7,38 % en la caída de tensión del circuito D-805 Santa Bárbara de la subestación Mérida III, al momento de transferirle la carga perteneciente al circuito D-605 La Pedregosa de la subestación Mérida I, representa la mejor opción para realizar esta maniobra al 100 %, ya que estos resultados cumplen con lo definido en la norma, estando por debajo de los límites permitidos fijados en 100% y 8% para los porcentajes de carga y caída de tensión respectivamente.

En cuanto a los resultados obtenidos al analizar las transferencias a los circuitos D-405 La Parroquia y D-905 El Llanito vemos que estas maniobras no deben realizarse al 100 %, ya que violan los límites permitidos para este tipo de contingencia. Dado que los resultados del estudio para el caso del circuito D-905 se encuentran cercano a los valores máximos, se puede considerar viable esta alternativa de transferencia solo si se cumplen con ciertos criterios, verificando, por ejemplo, que no se presenten demandas máximas del orden en el que se consideraron para el estudio realizado (Periodos de baja demanda), y de esta manera estimar que los parámetros eléctricos estarán por debajo de los límites establecidos.

Dado que las maniobras de transferencia a los circuitos D.405 y D-905 no cumplen con la norma al transferir la carga al 100 % del circuito D-605 La Pedregosa, debe entonces

analizarse a partir de las características de demanda definidas por los puntos operativos del circuito D-605 La Pedregosa de la subestación Mérida I, que cantidad de carga puede transferirse sin que se superen los parámetros máximos.

5.1.7. Transferencia del circuito D-705 Av. Las Américas.

A través del circuito D-705 Av. Las Américas, la subestación Mérida I solo se puede interconectar a los circuitos D-1005 IAHULA y D-705 de la subestación Mérida III. La interconexión con el D-1005 IAHULA se realiza en el punto definido en la tabla 3.23 en la entrada a Santa Bárbara ubicada por la avenida los próceres, en cuanto a la interconexión con el circuito D-705 esta se puede realizar en dos puntos, uno ubicado en la avenida los próceres frente a Escalante Motors y el otro ubicado también en la Av. Los Próceres cerca a la entrada de Santa Bárbara. Los resultados obtenidos al realizar las simulaciones en el PADEE de cada transferencia posible de la carga del circuito D-705 Av. Las Américas se registran en la tabla 5.7.

Este circuito es prioritario, ya que alimenta la carga eléctrica del seguro social, por lo que al ocurrir una falla deben ejecutarse en el menor tiempo posible las maniobras de transferencia que permitan reestablecer el servicio eléctrico a la carga asociada.

Tabla 5.7. Análisis de transferencias de carga del circuito D-705 Av. Las Américas.

Subestacion	Circuito	Nombre	Punto de interconexion	Demanda (A)	% de carga	% caída de tension
Merida III	D-1005	IAHULA	IP.1	348	91,57	5,64
Merida III	D-705	El Rodeo	IP.2	312	82,09	8,02
Merida III	D-705	El Rodeo	IP.3	312	82,1	6,33

Como se aprecia en la tabla número 5.7, el circuito D-705 Av. Las Américas puede transferir su carga al circuito D-705 El Rodeo de la Subestación Mérida III desde dos puntos de interconexión (IP.2 e IP.3), sin embargo el estudio muestra que en el caso de hacer la transferencia a través del punto IP.2, se estaría sobrepasando ligeramente la norma establecida de un máximo de 8% en la caída de tensión en la línea, considerando que este resultado está considerando la demanda máxima que se presenta en este circuito, y que este

valor no es frecuente, podría realizarse esta maniobra considerando una opción solo cuando se pretenda realizar en horas que se conoce, el circuito no maneja demandas máxima; en cualquier otro caso la mejor opción es la que representa la transferencia de carga del circuito D-707 Av. Las Américas al circuito D.707 El Rodeo a través del punto de interconexión IP.3 donde se manejan valores máximos de 82,1 % en la carga y 6,33 % en la caída de tensión lo cual está dentro de los límites permitidos en situaciones de contingencia (100 % y 8%).

En el caso de plantear la transferencia del circuito D-705 Av. Las Américas, al circuito D-1005 IAHULA, a través del punto de interconexión IP.1, vemos que si bien, los resultados están por debajo de los establecidos en la norma, 91,57 % y 5,64, esta debe ser considerada la última alternativa en caso de requerirse la maniobra de transferencia, considerando que el circuito D-1005 IAHULA alimenta carga de centros hospitalarios y eso lo convierte en un circuito prioritario, por lo que no debe ser sometido a condiciones de contingencia que podrían afectar el servicio eléctrico prestado a dichos centros. Para el desarrollo del manual de operaciones que se pretende, es necesario además considerar:

- Facilidad de ejecución de la maniobra.
- Personal necesario para ejecución de la maniobra.
- Sensibilidad de los circuitos considerados prioritarios.
- Tiempo en que se puede mantener la transferencia.
- Niveles de autorización para ejecución de maniobras.
- Requerimientos de protección.

Para determinar correctamente los aspectos antes señalados, debemos definir claramente cuáles son las funciones que tiene el operador del Centro de Operaciones de Distribución al momento de presentarse un evento y establecerse una condición de contingencia en la subestación afectada, ya que es este centro el ente principal en la coordinación de las maniobras y procedimientos para garantizar el servicio eléctrico.

5.2. FUNCIONES DEL CENTRO DE OPERACIONES DE DISTRIBUCIÓN EN SITUACIONES DE CONTINGENCIA EN UNA SUBESTACIÓN

Al momento de presentarse una falla en el sistema, es importante que el personal involucrado en la toma de decisiones y en la ejecución de maniobras, tenga claramente definida cuales son las normas y funciones que deben cumplirse durante esta situación, a fin de garantizar la cooperación oportuna para el restablecimiento de las condiciones normales de operación.

Las normas que el operador del Centro de Operaciones de Distribución debe cumplir están descritas en el manual de referencia para operaciones de sistemas de distribución de CORPOELEC, editado el 12/06/2001, extrayendo de este documento, las normas vinculadas a situaciones de contingencia, estas se definen como:

- Las situaciones de emergencia tendrán prioridad sobre los reclamos normales, es decir que al momento de ocurrir una falla, el operador del Centro de Operaciones de Distribución deberá primeramente ponerse en contacto con el operador de la subestación, a fin de determinar la causa de la falla, así como coordinar las maniobras y procedimientos a realizar para solventar dicha falla.
- Notificar al supervisor de operaciones cuando se produzcan fallas mayores, a fin de que estos determinen las maniobras a ejecutar.
- Informar al recepcionista de reclamos los sectores afectados por una falla y la reparación de la misma cuando sea reportada por la cuadrilla.
- Supervisar, coordinar y controlar todas las maniobras y trabajos que se realicen en la red de distribución.
- Cuando requiera pasar un mensaje a la unidad móvil y esta no contesta, insistir en intervalos de 10 minutos.
- Organizar adecuadamente las planillas de control y registro (cortes programados, control diario de carga de circuitos, reporte de interrupciones entre otros).

- Anotar en el libro de novedades diarias todo aquello que ocurra durante la guardia como: reporte de los supervisores, interrupciones de circuitos, causas de las mismas).

Una vez establecidas las funciones del personal involucrado en la atención de fallas y eventos de contingencia en una subestación, establecemos a partir de las bases normativas y técnicas que se citaron en el capítulo 3, como procede dicho personal a atender cada una de las fallas, partiendo de la necesidad de detección y clasificación de la misma, considerando la naturaleza y área afectada dentro del sistema, para ello se consideraran tres tipos de falla que involucran a la línea, al transformador y finalmente al sistema de transmisión.

5.3. Atención de fallas en la subestación Mérida I.

En el capítulo 2 se describieron una serie de fallas que comúnmente ocurren en un sistema de distribución de acuerdo a grupos que permiten identificar fácilmente la causa de la misma, sin embargo, las fallas que ocurren en cualquier parte del sistema antes mencionadas, al momento de establecer procedimientos y maniobras, pueden englobarse en tres principales categorías definidas como: Fallas en líneas (circuitos), fallas en la subestación (transformadores) y fallas de generación (centrales y sistemas de transmisión), la identificación del tipo de falla permite determinar cuál maniobra garantiza su despeje.

5.3.1. Atención de fallas en líneas de distribución (Circuitos).

La mayoría de las fallas que se presentan en un sistema y que se describieron el capítulo 2 pertenecen a esta categoría; las líneas de distribución o circuitos eléctricos de la subestación representan la parte más vulnerable del sistema, pues se extienden a lo largo de la ciudad expuestos a condiciones atmosféricas adversas, flora y fauna, accidentes de tránsito, vandalismo, entre otros, todos estos elementos conllevan al deterioro y daño en equipos, líneas y estructuras que derivan en fallas del sistema eléctrico, afectando la seguridad y calidad en la prestación del servicio.

La subestación Mérida I, por ser una subestación con salida de 13,8 kV, cuenta con un

sistema de reenganche, este sistema, permite que, al abrirse el disyuntor de un circuito por alguna falla, se realiza un reenganche automático 30 segundos después de dispararse dicho disyuntor, esto permite normalizar rápidamente el sistema cuando la falla es instantánea.

Cuando el reenganche automático resulta negativo, dependerá de las señales de los relés de sobrecorrientes los procedimientos a ejecutar por parte del operador de la subestación Mérida I y el personal del Centro de Operaciones de Distribución en conjunto.

Procedimientos asociados a la señal en relés de sobrecorriente. De acuerdo a las señales mostradas por los relés de sobrecorrientes ubicados en la subestación Mérida I y que son constantemente monitoreadas por el operador de la subestación, se pueden presentar 3 casos que se caracterizan por el número y tipo de relé que actúa al momento de presentarse una falla en el sistema: [COORPOELEC, 2001].

- **Caso 1: Cuando aparece solo la señal temporizada en máximo dos relés de sobrecorriente.**

El operador de la S/E se asegura de que el reenganche este bloqueado y luego en coordinación con el C.O.D. efectuará un primer intento de cierre al respectivo disyuntor, un (01) minuto después de haberse presentado la falla.

Si el intento de cierre es negativo, el operador de la S/E esperara la confirmación por parte del C.O.D, que fue seccionado el primer punto de operación (OP.1), procediendo entonces a cerrar el disyuntor.

Si el intento de cierre nuevamente es negativo, el circuito quedará fuera de servicio hasta que el C.O.D. afirme que la falla fue despejada, entonces el operador de la S/E procederá a cerrar el disyuntor y normalizar el circuito.

Si el intento de cierre hasta el punto de operación (OP.1) 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 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 punto operativo (OP.2), cuando este confirmado que no existen elementos de falla, se procede a seccionar este punto y luego se cierra el punto operativo (OP.1). En caso de que persista la falla se procede a abrir nuevamente el punto OP.1, se recupera la carga hasta OP.1 y se transfiere la carga desde el punto OP.2 a otro circuito o subestación, Esta acción se repetirá hasta el total despeje de la falla y recuperación del circuito.

- **Caso 2: Cuando aparece la señal “Temporizada” en los tres relés de sobrecorriente o “instantáneo” en dos de los relés de sobrecorriente.**

Cuando se presenta esta situación, se obvia el primer paso indicado en el procedimiento anterior, es decir, no se lleva a cabo el intento de cierre del disyuntor un (1) minuto después de ocurrida la falla, sino que se procede solo a verificar que el reenganche este bloqueado y esperar por parte del C.O.D. la confirmación de que el circuito fue revisado y seccionado hasta el punto OP.1, procediendo entonces a cerrar el disyuntor. A partir de aquí se realizan los mismos procedimientos indicados anteriormente.

- **Caso 3: Cuando Aparece la señal correspondiente a la “Unidad Instantánea” en máximo un relé de sobrecorriente.**

Para este tipo de situaciones, los operadores tanto de la subestación, como del C.O.D proceden ejecutar los procedimientos descritos para el primer caso.

- **Caso 4: Cuando aparece la señal correspondiente a la “Unidad Instantánea” en los tres relés de sobrecorriente.**

El circuito quedara 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 se procede a cerrar el disyuntor y normalizar el circuito.

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 normalización.

Procedimientos asociados a la actuación del relé de baja frecuencia. Valores irregulares en los parámetros eléctricos que se establecen en los niveles de generación y transmisión (voltaje, corriente, frecuencia), repercuten en el correcto funcionamiento de las líneas de distribución. En el instructivo de operaciones de circuitos de 13,8 kV y 34,5 kv de CADAFE editado el 14/7/2003 se establece el procedimiento a seguir cuando una línea de distribución sale de servicio debido a la actuación del relé de baja frecuencia; en él se menciona que en caso de que se produzca la actuación del relé de baja frecuencia en circuitos de 13,8 kV y 34,5 kV; la recuperación de estos circuitos solo se realizara cuando lo autorice el despacho de carga, ya que este es el organismo encargado de coordinar las operaciones en los niveles de transmisión donde ocurren este tipo de fallas.

Procedimientos propios del operador de la S/E. Cuando se dispara el reconectador de salida de algunas de las líneas (circuitos) y ocurre una apertura permanente, el operador de la S/E debe ejecutar en paralelo procedimientos para descartar si la falla se debe a problemas en la línea, en cuyo caso se procede de acuerdo a lo establecido en los puntos anteriores (señales de los relés de sobrecorriente), o si, por el contrario, la falla se debe al equipo (interruptor) propiamente; para identificar esto el operador debe: [COORPOELEC, 2001].

Inspeccionar cuidadosamente el reconectador, sobre todo sus partes aislantes, para verificar su buen estado físico. Cuando se realiza el intento de cierre, si este es negativo, se procede a probar el reconectador en vacío de la siguiente manera:

1. Abrir seccionadores de línea asociados al reconectador.
2. Realizar cierre de contactos del reconectador (manija amarilla arriba) si el reconectador es de tipo KF, se debe esperar un tiempo mínimo de 3 minutos después del último intento de cierre para cerrar los contactos.
3. Si la prueba en vacío es negativa (contactos no cierran) se procede a abrir los seccionadores de barra asociados al reconectador.
4. Se cierra el cortacorriente BY PASS asociado al reconectador verificando que la capacidad del fusible este acorde con la carga máxima.

5. Se notifica al personal encargado del mantenimiento de subestaciones para la reparación o reemplazo del reconectador fallado.

Si la prueba en vacío es positiva (contactos cerrados) la falla se encuentra entonces en la línea de 13,8 kV, se procede de acuerdo a los casos antes mencionados donde se inspecciona la línea y se coordinan maniobras de transferencia.

5.3.2. Atención de fallas en la subestación (Transformadores).

Desde el punto de vista operativo, esta falla corresponde al disparo de la protección principal del transformador, dicho disparo puede deberse a distintas causas, cada una de ellas debe ser considerada y verificada a fin de ejecutar las maniobras oportunas que permitan reestablecer el funcionamiento normal de la subestación. En esta categoría se incluyen los trabajos programados, ya sean por planes preventivos o de reparación que implique la salida del sistema de los transformadores, en cuyo caso se llevan a cabo procedimientos de transferencia de carga de los circuitos asociados a dicho transformador. [COORPOELEC, 2001]

De acuerdo a lo establecido en el manual de referencia para operaciones de sistemas de distribución de CORPOELEC, editado el 12/06/2001, se establece un procedimiento general a ejecutar por parte de los operadores de la subestación Mérida I y subestaciones del sistema de distribución en general, que se realiza cuando se dispara la protección principal del transformador, en él se establece:

- Cuando la protección actuante es un interruptor de potencia (Disyuntor).
 1. Verificar la apertura del interruptor (bandera de señalización verde en open (abierto) y abrir sus seccionadores de línea.
 2. Abrir contactos de los reconectadores de salida de línea 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 reconectadores tipo GVR y PMR3.

3. Inspeccionar cuidadosamente el transformador y barra de la S/E para verificar el estado físico.
4. 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 la señal de disparo, resetear y proceder de acuerdo al tipo de señal.

Según el tipo de señal detectado por los equipos y la inspección visual de los operadores se establecen maniobras determinadas para cada situación, entre ellas:

Si la señal de disparo es por Buchholz, masa cuba, protección diferencial, sobre presión, entre otras, se procede a la revisión del transformador por personal autorizado de transmisión y se considera la posibilidad de transferir la carga mientras se solventa la falla.

Si la señal es por imagen térmica, (sobre temperatura), se recomienda que el transformador no se cargue nuevamente con más del 50% de la carga conectada.

Si la señal es por sobre corriente, se revisan minuciosamente todos los elementos de la barra de 13,8 kV de la S/E y sus salidas de línea (aisladores, puentes, cortacorrientes, pararrayos, transformadores de medición, reconectores y seccionadores) y realizar los correctivos. En este caso si se conoce una falla en algunos de los circuitos sin haber disparado su protección principal, se procede a energizar el sistema dejando por fuera al circuito fallado.

Si no hay señal de disparo, se inspecciona y prueba el disyuntor en vacío para verificar su buena condición de operación, para ello, se abren los seccionadores de línea (entrada del transformador) y luego operar el conmutador del interruptor a la posición cerrada.

Una vez desaparecida la causa que ocasiono la señal de disparo se procede a energizar el disyuntor de potencia en vacío, cerrando primero los seccionadores de fuente (línea) del disyuntor y operar el conmutador del disyuntor a la posición cerrado; abrir el disyuntor de la S/E, cerrar seccionadores de barra, cerrar de nuevo el disyuntor para energizar el transformador en vacío.

En caso de que el interruptor este en falla se deben abrir los seccionadores línea (fuente)

y barra (carga) de disyuntor y luego cerrar sus cortacorrientes por Y= PASS, previo chequeo de que los fusibles tengan la capacidad adecuada a la carga de la S/E, se informa al personal de transmisión.

Recuperar la carga de la subestación:

1. Cerrar primero los seccionadores de línea asociados a los reconectores.
2. 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 el botón OFF, siempre empezando por la mayor carga.

Si hay una salida falla, esta queda abierta, se procede a solventar esta falla siguiendo los procedimientos para fallas en líneas, se debe notificar al personal de transmisión y revisarse la coordinación de la protección principal del circuito con la protección del transformador de la S/E.

- Cuando la protección actuante es una cuchilla de puesta a tierra.
 1. Verificar que los tres (3) cortacorrientes de entrada a la S/E están abiertos (fusibles fundidos), si alguno no lo está, proceder a abrirlo.
 2. Desconectar (contactos abiertos) la cuchilla de puesta a tierra.
 3. Abrir los contactos de los reconectores de salida de línea de 13,8 kV de la subestación eléctrica (manija amarilla hacia abajo), sin bloquear el reenganche y abrir sus seccionadores asociados.
 4. Repetir los procedimientos 3 y 4 realizados cuando la protección actuante es el interruptor de potencia a fin de detectar y solventar la falla.

Después de que desaparezca la causa que ocasiono la señal de disparo se procede a energizar el transformador de potencia en vacío, para ello se reponen los fusibles de los cortacorrientes de entrada a la S/E y se cierran los tres cortacorrientes.

Se recupera la carga de la S/E cerrando los seccionadores de línea (manija amarilla arriba) empezando por el de mayor carga.

5.3.3. Fallas de generación (Centrales y S/E de transmisión).

Este tipo de eventos, corresponde a fallas que se presentan en los niveles de generación (Plantas eléctricas) y en las redes de transmisión del sistema. Este tipo de fallas son atendidas directamente por el personal de despacho de carga de la zona suroccidente, quien es el ente de mayor jerarquía a nivel de la red regional y es el encargado de las operaciones a niveles de generación y transmisión, quedando de parte del personal operativo de la subestación eléctrica Mérida I y del personal operativo del Centro de Operaciones de Distribución, ponerse al servicio de los requerimientos que se ameriten y estar alerta a la ejecución de los procedimientos y maniobras que el despacho de carga convenga. [COORPOELEC, 2001].

5.4. PROPUESTA DE DISEÑO DE FLUJOGRAMAS PARA EJECUTAR MANIOBRAS DE ATENCIÓN DE FALLAS EN EL SISTEMA

A fin de poder visualizar claramente cada maniobra que se ejecuta para atender fallas eléctricas y reestablecer el servicio eléctrico, se propone la incorporación de flujogramas, que permitan determinar el problema e indicar como resolverlo, estableciendo las funciones de cada personal involucrado en la maniobra y permitiendo analizar el procedimiento a detalle teniendo la posibilidad de detectar errores y así poder optimizar los procesos.

El primer flujograma corresponde a los procedimientos que deben ejecutar el operador de la Subestación Eléctrica Mérida I y el personal (operador y cuadrilla) del C.O.D a partir de la actuación de las señales “temporizada” o “instantánea” de los relés de sobrecorriente o a la actuación del relé de frecuencia, definidos en los puntos 5.3.1.1 y 5.3.1.2.

El segundo flujograma corresponde a las funciones del operador para verificar el funcionamiento del interruptor o disyuntor de la S/E, cuando este se abre ante una falla.

El tercer flujograma define los procedimientos que se llevan a cabo cuando actúan la

cuchilla de puesta a tierra o el interruptor de potencia asociados a fallas en el transformador.

Para tener una mejor comprensión de los flujogramas, se indican brevemente el significado de los conectivos e identificadores utilizados a fin de poder desplegar el flujograma en diversas hojas sin que se pierda la secuencia y lógica de cada uno de los procedimientos definidos.

Conectivos: se utilizan para mantener la secuencia de eventos establecida cuando sea necesario pasar de una página a otra, estos conectivos son:



Identificadores: son utilizados para asignar una imagen a una persona o cargo y así identificar cuando este intervenga en algún procedimiento, los identificadores utilizados para las propuestas de flujogramas son:



Corresponde a identificar al operador de la subestación Mérida I.



Corresponde a identificar al operador del Centro de Operaciones de Distribución.

Los siguientes flujogramas corresponden a:

- ✓ Procedimientos para atención de fallas de distribución de la subestación eléctrica Mérida I
- ✓ Procedimientos para prueba de reconectador por parte del operador de S/E de Mérida I.
- ✓ Procedimientos asociados a fallas en el transformador de la S/E Mérida I.

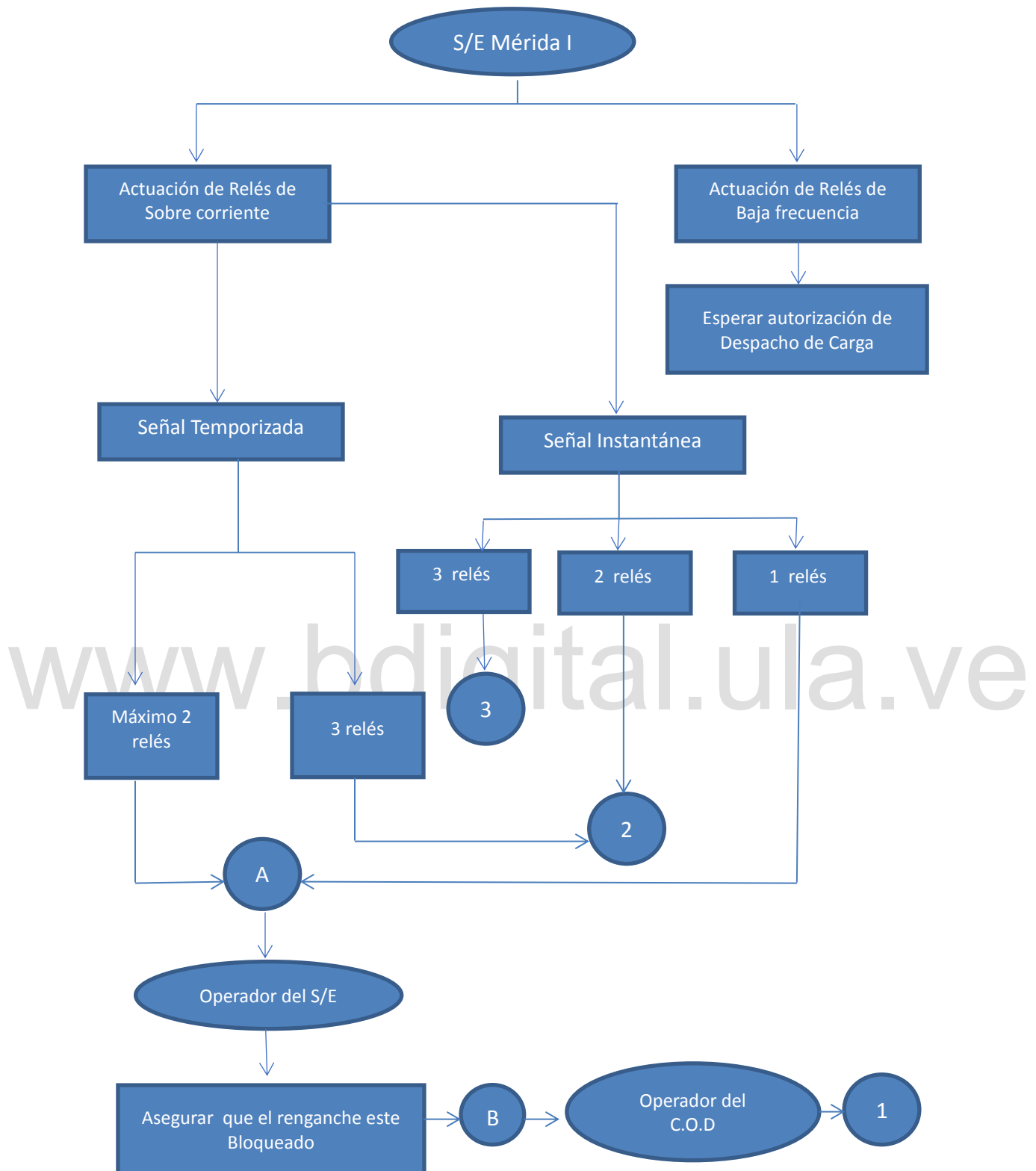
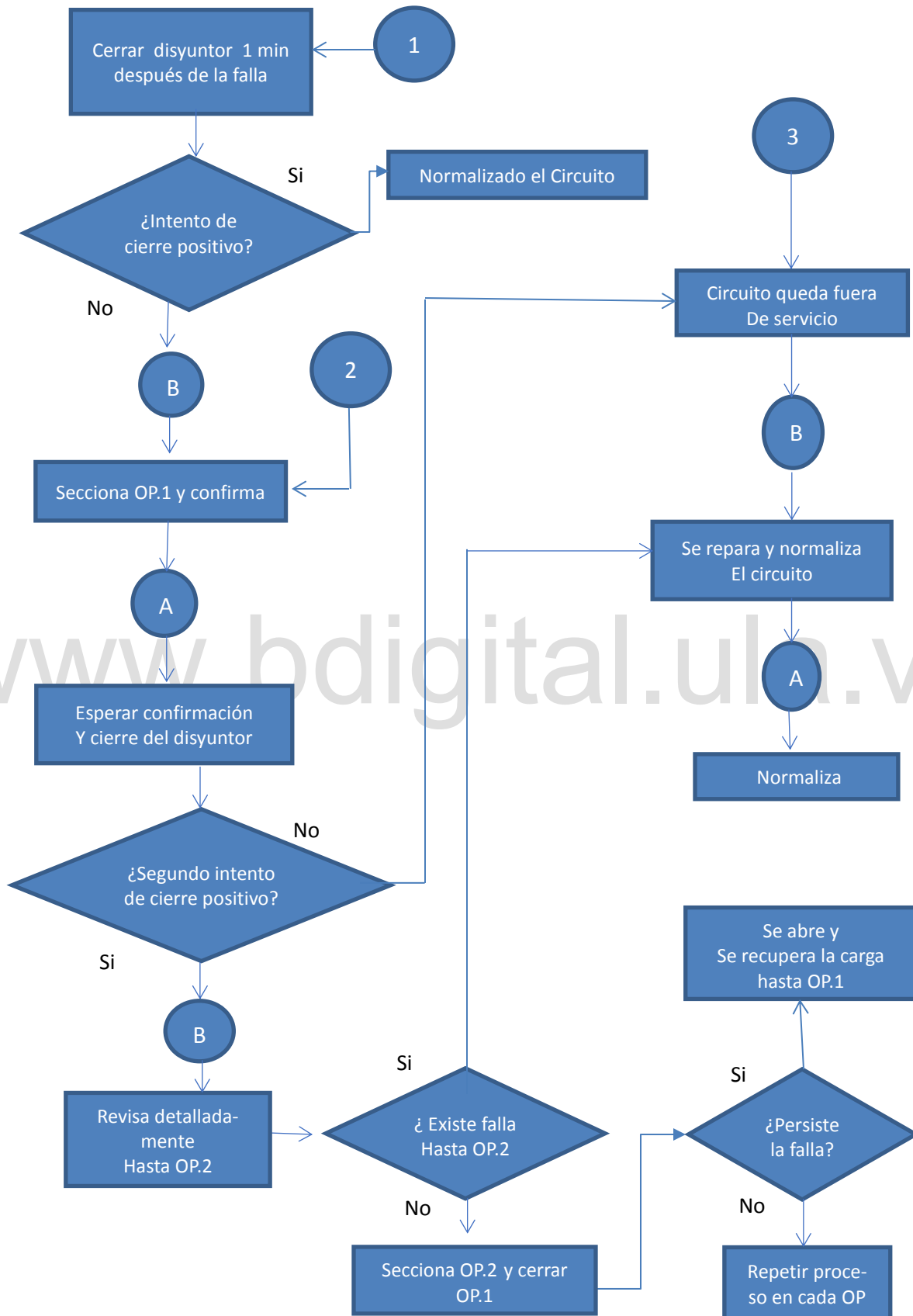


Figura 5.1. Propuesta de Flujograma de procedimientos para atención de fallas en líneas de distribución de la S/E Mérida I



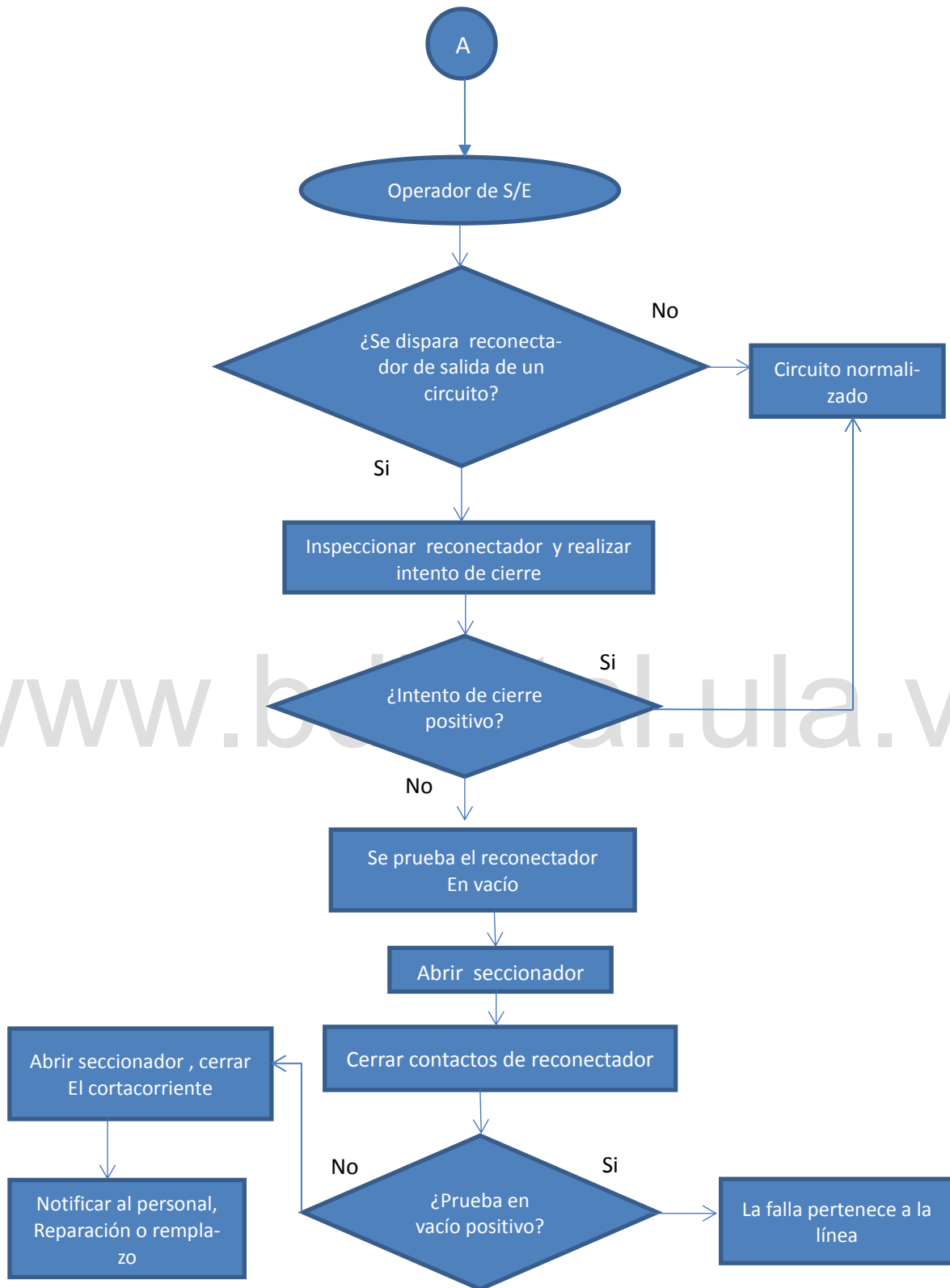


Figura 5.2. Propuesta de flujograma de procedimientos para prueba de reanectador por parte del operador de S/E de Mérida I.

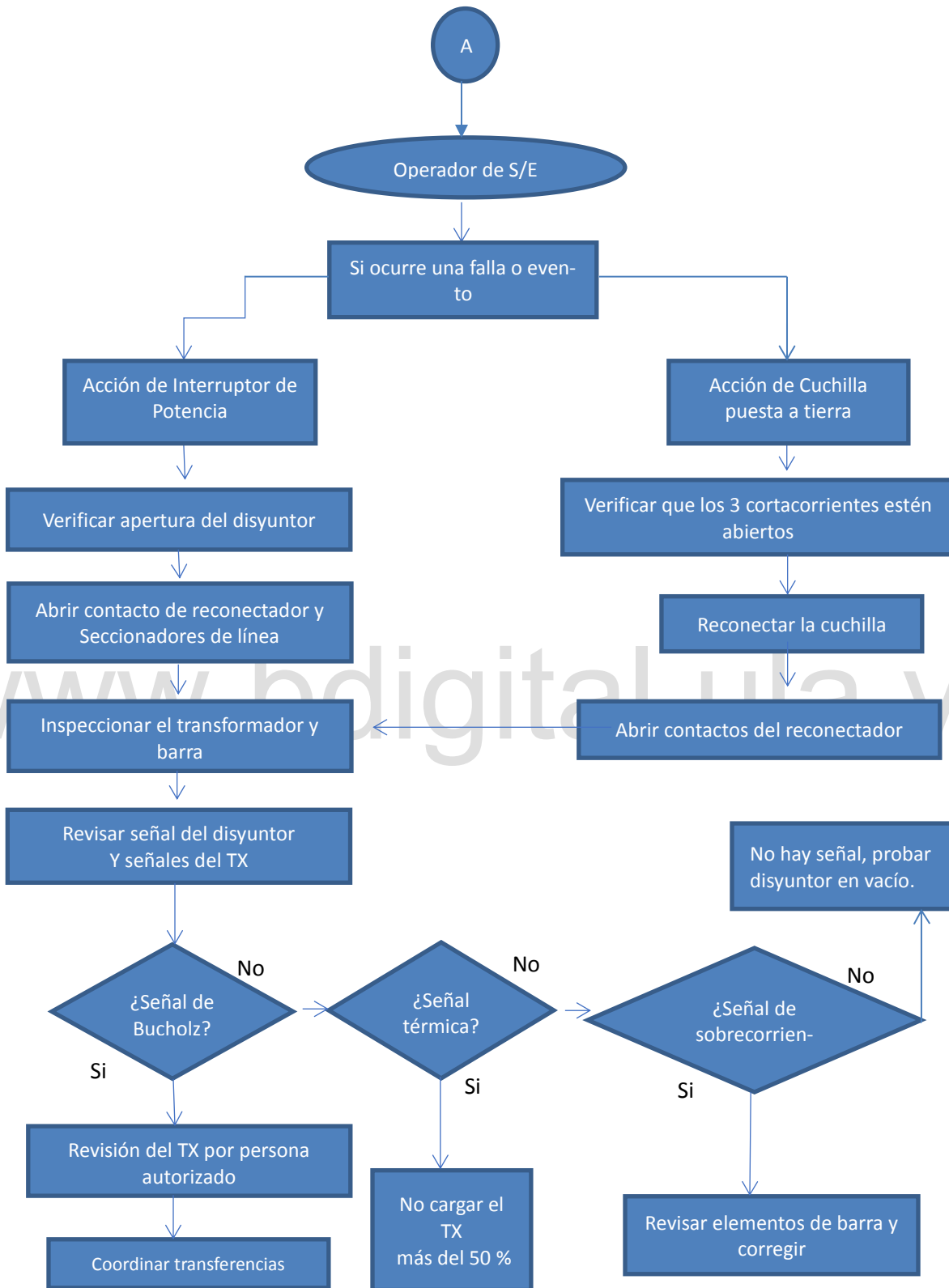


Figura 5.3. Propuesta de flujograma de procedimientos asociados a fallas en el transformador de la S/E Mérida I.

Como hemos visto en los distintos procedimientos que se llevan a cabo para el despeje de una falla y la posterior recuperación del sistema, los tiempos en que se logra este objetivo en ocasiones puede ser considerablemente largos, por ello, se recurre a la ejecución de maniobras de transferencias, que no es más, que aprovechar los puntos de interconexión que tiene cada circuito, para así transferir la carga de una línea afectada por una falla, a otros circuitos y subestaciones que tengan las condiciones requeridas para alimentar dicha carga y de esta manera reestablecer el servicio bajo condiciones de contingencia, mientras se normaliza el sistema, a fin de que el suscriptor no se vea afectado.

5.5 CONSIDERACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA DE CIRCUITOS DE LA S/E MÉRIDA I

El instructivo de operaciones de circuitos de 13,8 kV y 34,5 kV establece que, en caso de requerirse la ejecución de las maniobras de transferencia, el C.O.D. deberá coordinar previamente estas transferencias con el personal supervisor de guardia (de transmisión y distribución), quienes verificarán con los operadores de las subestaciones, 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 carga, el C.O.D. procederá a notificar a cada operador de cada subestación y estos informarán al despacho de carga.

En consecuencia, con los lineamientos de la compañía, establecidos en el manual de referencia para operaciones de sistemas de distribución, Los procedimientos de transferencia de carga de los circuitos de la subestación Mérida I se deben llevar a cabo cuando:

- Se produce una falla permanente en un circuito y el tiempo de reparación se considera largo.
- Ocurre una falla en la S/E quedando fuera de servicio varios circuitos.
- Se va a realizar un corte por cortes programados, ya sean por trabajos de mantenimiento, trabajos de reparación, ampliación, entre otros.

Al momento de realizar una transferencia de carga, se debe garantizar que en el circuito que adsorbe la misma no ocurra:

- Una violación de la capacidad térmica.
- Disparos de los equipos de protección suplementarios.
- Disparo de la protección principal o de la protección de la S/E al que pertenece.
- Que los porcentajes (%) en la caída de tensión y de carga se mantengan por debajo de los límites permitidos en situaciones de contingencia (8% y 100%) respectivamente.

Además de las consideraciones ya señaladas, para realizar eficientemente una maniobra de transferencia deben tener en cuenta:

- ✓ Si el tramo a transferir será alimentado en sentido contrario a como esta originalmente y existen reguladores de tensión, estos deben desconectarse para evitar la tensión disminuya más de lo previsto, se procede de igual forma si hay reconectores o seccionadores.
- ✓ Si la transferencia se va a realizar monopolarmente y el circuito emergente tiene reconector, se debe bloquear el disparo por tierra, ya que al abrir o cerrar monopolarmente se producen desbalance de cargas.
- ✓ Para hacer la transferencia se debe aislar eléctricamente el tramo a transferir del resto del circuito fallado, abriendo los seccionadores de transferencia, al terminar la eventualidad se recupera la carga, primero abriendo el seccionador de transferencia y cerrando después los seccionadores extremos del tramo.
- ✓ Cuando la transferencia se realiza por 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. Para esta maniobra se debe chequear el sincronismo entre las tensiones de los circuitos, es decir se debe tener certeza de que

ambos circuitos presenten los mismos niveles de tensión, en el caso de los circuitos de 13,8 kV se deberá entonces verificar que en los terminales de cada línea, ambos circuitos manejen una tensión alrededor de 13,8 Kv, con un margen no mayor al 5%.

5.6 PROPUESTA DE MANIOBRAS DE TRANSFERENCIA DE CARGA DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E MÉRIDA I

En este punto, una vez analizado cada uno de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones en el PADEE de las condiciones eléctricas a las que son sometidos los circuitos una vez se realizan las diferentes maniobras de transferencia, además de haber previamente recopilado, clasificado, estudiado y analizado los diferentes documentos de carácter organizativo, legal y normativo, elaborados por los organismos y entes diseñados para tal fin y que rigen los procedimientos y maniobras para garantizar el funcionamiento de manera eficiente y segura de la subestación y del sistema eléctrico nacional; podemos entonces establecer las propuestas para realizar maniobras de transferencia de carga de los circuitos pertenecientes a la subestación Mérida I.

En forma general, toda maniobra de transferencia de carga de un circuito a otro, implica la apertura y cierre de un punto operativo (OP) y un punto de interconexión (IP) respectivamente. A fin de no vulnerar la seguridad del sistema y atendiendo a los acuerdos de confiabilidad con la compañía CORPOELEC para la elaboración de este trabajo de grado, en las diferentes propuestas planteadas no se indicaran los puntos de operación ni de interconexión que intervienen en dichos procedimientos, solo se indicara el orden de prioridad entre las diferentes alternativas con la que cuenta cada circuito y se describirán las condiciones y características de cada maniobra y la justificación de las mismas basadas en todo lo desarrollado a lo largo de este trabajo.

5.6.1. Propuesta de transferencias de carga del Circuito D-105 Av. Urdaneta.

En la tabla 5.8 se describen las maniobras de transferencia propuestas con las que se puede recuperar la carga perteneciente al circuito D-105 Av. Urdaneta, el orden de prioridad en el

que se establecieron están fundamentadas en las siguientes características y consideraciones.

- Ambas alternativas poseen facilidad de maniobra, acceso a los puntos de interés.
- Al D-1005 solo se le puede transferir hasta un 50 % de la carga, por ser un circuito prioritario, al contener carga perteneciente a centros hospitalarios (Hospital Universitario) no debe operar en condiciones de contingencia.
- No se deben mantener por largos periodos de tiempo las maniobras propuestas y se deben reestablecer las condiciones del sistema una vez solventada la contingencia.

Tabla 5.8. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia de carga del circuito D-105 Av. Urdaneta de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Características	
En la Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caida de Tensión (%)	Transferencia Max	Limitaciones
	Opción 1	Mérida III	D-905	El Llanito	94,33	3,06	100%	Ninguna
	Opción 2	Mérida III	D-1005	IAHULA	78,32	3,86	50%	Circuito Prioritario

5.6.2. Propuesta de transferencias de carga del circuito D-205 Los Corrales.

En la tabla 5.9 se describen las propuestas de maniobras de transferencia para la carga del circuito D-205 Los Corrales, se fundamenta en base a las siguientes características y consideraciones:

- El circuito D-205 Fac. de Farmacia de la S/E San Jacinto representa la mejor opción, esta maniobra se puede prolongar por periodos largos de tiempo ya que no se alcanzan los limites eléctricos permitidos por la norma en condiciones normales.
- Las transferencias al circuito D-305 Av. 16 de Septiembre no se deben realizar si la falla pertenece al transformador ya que ambos circuitos están conectados al TX de 20 MVA.
- La transferencia de carga al circuito D-305 Av. 16 de Septiembre se puede realizar

desde dos puntos, sin embargo, desde la interconexión en la S/E Mérida I se reduce la caída de tensión a lo largo del tramo.

- La transferencia al circuito D-205 Emisoras viola los parámetros eléctricos establecidos por la norma, por lo que en principio no se considera una opción, sin embargo al existir la posibilidad de interconexión esta no se descarta del todo pero deben ser considerados los parámetros eléctricos descritos en las tablas del estudio de flujo de carga para determinar hasta donde es posible realizar la maniobra.

Tabla 5.9. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia de carga del circuito D-205 Los Corrales de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Características	
En Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caida de tensión (%)	Tansferencia Max	Limitaciones
Opción 1		San Jacinto	D-205	Fac. de Farmacia	36,33	2,28	100%	Ninguna
Opción 2	No opcional	Mérida I	D-305	Av. 16 de Septiembre	97,15	1,24	100%	Mismo transformador
Opción 3	No opcional	Mérida I	D-305	Av. 16 de Septiembre	97,14	4,54	100%	Mismo transformador
Opción 4	Opción 2	San Jacinto	D-205	Emisoras	117,58	23,13	80%	Parametros eléctricos

5.6.3. Propuesta de transferencias de carga del circuito D-305 Av.16 de septiembre.

En la tabla 5,10 se describen las maniobras propuestas para transferencias de carga del circuito D-305 Av. 16 de septiembre de acuerdo a las siguientes características y condiciones obtenidas a partir del análisis y estudio previo de los resultados obtenidos y las consideraciones descritas durante el desarrollo de este trabajo:

- Si la falla ocurre en el transformador, la única opción para despejar la carga del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre es a través del circuito D-1005 IAHULA, sin embargo puede hacerse solo hasta un 50 %, teóricamente se puede realizar el 100 % de la transferencia pero se debe evaluar comprometer la estabilidad del circuito D-1005 que es prioritario, por lo que de hacerse se debe coordinar y autorizar entre el Despacho de Carga, el Centro de Operaciones de Distribución y los operados de la

subestación eléctrica.

- Las transferencias al circuito D-205 Los Corrales representan la mejor opción si la falla afecta solo a la línea, si la falla es de transformador, esta maniobra no es posible ya que ambos circuitos quedarían fuera de servicio; la maniobra a través de la interconexión desde la S/E ofrece una menor caída de tensión en el circuito.

Tabla 5.10. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia de carga del circuito D-305 Av. 16 de Septiembre de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Características	
En la Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caída de tensión (%)	Transferencia Max	Limitaciones
Opción 1	NO opcional	Mérida I	D-205	Los Corrales	97,15	1,19	100%	Mismo transformador
Opción 2	NO opcional	Mérida I	D-205	Los Corrales	97,14	4,23	100%	Mismo transformador
Opción 3	Opción 1	Mérida III	D-1005	IAHULA	91,07	4,81	50%	Circuito prioritario

5.6.4. Propuesta de transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia.

Las maniobras de transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia que se proponen, se describen en la tabla 5.11 y están basadas en las siguientes consideraciones:

- La transferencia al circuito D-605 La Parroquia representa la mejor opción, considerando la facilidad de la maniobra, ya que ambos circuitos pertenecen a la misma subestación, pero son alimentados por diferentes transformadores.
- Si la subestación sale de servicio en su totalidad, la transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia debe hacerse a través del circuito D-205 Los Naranjos de la subestación 5 Águilas, esta puede hacerse hasta del 100 % de la carga.
- La maniobra que involucra al circuito D-305 Los Naranjos de la subestación San Jacinto, viola los parámetros eléctricos establecidos en la norma, no se considera una alternativa al 100 %, para realizarse debe considerarse no transferirse más del 20 % de la carga.

Tabla 5.11. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia de carga del circuito D-405 La Parroquia de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Caracteristicas	
En la Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caida de tensión (%)	Tansferencia Max	Limitaciones
	Opción 1	Mérida I	D-605	Pedregosa	94,19	4,72	100%	Ninguna
	Opción 2	5 Aguilas	D-205	Los Naranjos	93,67	5,49	100%	Ninguna
	Opción 3	San Jacinto	D-305	Emisoras	171,33	14,93	20%	Prámetros eléctricos

5.6.5. Propuesta de Transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos.

En la tabla se plantean las propuestas para realizar la transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos, la prioridad en las maniobras está basada en las siguientes consideraciones:

- La transferencia del 100 % del circuito puede realizarse a través del circuito D-205 Los Naranjos de la S/E 5 Águilas, no debe mantenerse dicha maniobra por largos periodos de tiempo y se debe restituir la normalidad del sistema una vez reparada la falla o realizado las maniobras de mantenimiento.
- La transferencia de carga del circuito D-505 Ejido viola ligeramente los parámetros máximos permitidos para situaciones de contingencia, por lo que se recomienda no transferir más del 80 % de la carga; sin embargo, teniendo en cuenta que el análisis está basado en condiciones de carga máxima, si esta se realiza en horas de baja demanda puede llevarse a cabo hasta en un 100 %.

Tabla 5.12. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia de carga del circuito D-505 Los Curos de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Caracteristicas	
En laLínea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caida de tensión (%)	Tansferencia Max	Limitaciones
	Opción 1	5 Aguilas	D-205	Los Naranjos	99,71	5,99	100%	Ninguna
	Opción 2	Ejido	D-505	El Salado	105,34	9,25	80%	Parametros eléctricos

5.6.6. Propuesta de transferencia de carga del circuito D-605 La Pedregosa.

Las propuestas de transferencia para la carga del circuito D-605 La Pedregosa se describen en la tabla basada en las siguientes consideraciones:

- Desde el punto de vista eléctrico, la transferencia al circuito D-805 Santa Bárbara, representa la mejor alternativa para atender contingencias en la línea, el transformador o por cortes programados en la subestación en la línea D-605 La Pedregosa de la subestación eléctrica Mérida I, ,
- Tanto la transferencia de carga al circuito D-905 El Llanito como al D-405 de las subestaciones Mérida III y Mérida I respectivamente, viola los parámetros máximos permitidos para las condiciones de contingencia, por lo que se deben realizar a no más del 80 % de la carga; dichas maniobras no se deben prolongar por largos periodos de tiempo y se debe restituir el sistema una vez solventada la falla o terminado los trabajos de mantenimiento, considerando los límites térmicos del conductor.
- El circuito D-905 El Llanito de Mérida III, tiene como limitación el hecho de violar los parámetros eléctricos, es decir, tanto el porcentaje en la caída de tensión como la carga son superiores a los ya establecidos anteriormente dentro de la corporación.

Tabla 5.13. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-605 La Pedregosa de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia del circuito D-605 La Pedregosa de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parámetros eléctricos máximos		Características	
En la Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caída de tensión (%)	Transferencia Max	Limitaciones
	Opcion 1	Merida III	D-805	Santa Barbara	70,77	7,38	100%	Ninguna
	Opcion 2	Merida III	D-905	El Llanito	104,19	8,4	80%	Parametros electricos
	Opcion 3	Merida I	D-405	La Parroquia	113,29	6,5	80%	Carga

5.6.7. Propuesta de transferencia de carga del circuito D-705 Av. Las Américas.

En la tabla 5.14 se muestran las propuestas de transferencia del circuito D-705 Av. Las

Américas, están basadas en el análisis de la documentación previamente recopilada y los resultados de las simulaciones, resumidas en las siguientes consideraciones:

- Las transferencias al 100 % de la carga al circuito D-705 El Rodeo de la S/E Mérida III, puede realizarse desde ambos puntos de interconexión al 100 %, se recomienda hacerla desde a el punto más cercano a la subestación Mérida I ya que se reduce la caída de tensión en el circuito.
- La transferencia al circuito D-1005 IAHULA no debe hacerse a más del 50 % ya que este circuito alimenta al Hospital Universitario y se considera un circuito prioritario, si se requiere transferir una mayor carga, esto se debe coordinar junto con el Despacho de carga, al momento de realizarla se deben tener en consideración el desbalance de carga que produce la apertura de los seccionadores de línea.

Tabla 5.14. Maniobras de transferencia de carga del circuito D-705 Av. Las Américas de la S/E Mérida I.

Maniobras de transferencia del circuito D-705 Av. Las Américas de la S/E Mérida I.								
Prioridad de acuerdo a la falla		Transferencia			Parametros electricos maximos		Características	
En la Línea	En el Transformador	Subestación	Circuito	Nombre	Carga (%)	Caída de tensión (%)	Tansferencia Max	Limitaciones
	Opcion 1	Mérida III	D-705	El Rodeo	82,1	6,33	100%	Ninguna
	Opcion 2	Mérida III	D-705	El Rodeo	82,09	8,02	100%	Caída de tensión
	Opcion 3	Mérida III	D-1005	IAHULA	91,57	5,64	50%	Circuito prioritario

Para el manual de contingencia elaborado para el personal del Centro de Operaciones de Distribución, se incluyen en el diseño de las tablas presentadas anteriormente, una columna con la maniobra a realizar, indicando que seccionadores o cortacorrientes aperturar o cerrar para realizar físicamente la operación, esta maniobra no se incluye en estas tablas para no comprometer la seguridad de los sistemas.

A lo largo de este trabajo de grado, se han unificado los diferentes parámetros normativos, dictados por las leyes por la cual se rige la compañía, con una serie de estudios y análisis de flujo de carga y de las condiciones actuales del sistema, además de las propuestas planteadas y experiencia recogida del personal operativo de la subestación, para dar forma al manual de operaciones de contingencia entregado al personal del Centro de

Operaciones de Contingencia del estado Mérida y que se espera, represente una herramienta que permita al personal que allí labora:

- Conocer las condiciones actuales del sistema, así como las características estructurales y eléctricas de la Subestación Mérida I.
- Ser una herramienta para la toma de decisiones en la ejecución de una maniobra o procedimiento, definiendo los pasos, consideraciones y funciones, en cada una de las situaciones de contingencia que se puedan presentar en la subestación Mérida I.
- Capacitar al personal nuevo en todo lo relacionado a las características y operaciones de la S/E Mérida I.

www.bdigital.ula.ve

CONCLUSIONES

Una vez diseñado el manual de operaciones de contingencia a partir de la actualización y descripción del sistema de distribución que involucra a la subestación Mérida I, revisado y determinado cada uno de los procedimientos y maniobras oportunos para reestablecer el servicio eléctrico; y finalmente realizado el estudio del flujo de carga para condiciones de transferencia y propuesto las características y condiciones en que deben ser realizadas, podemos concluir que:

- Actualmente, todos los circuitos de las subestaciones Mérida I, cumplen con los parámetros eléctricos establecidos en el código eléctrico Nacional que rige el funcionamiento de CORPOELEC, manteniendo el porcentaje de carga por debajo del 80 % y el punto máximo de caída de tensión por debajo del 6 %.
- En condiciones normales de operación, los circuitos pertenecientes a las subestaciones de Mérida III, Ejido, San Jacinto y 5 Águilas Bancas, que poseen puntos de interconexión con la S/E Mérida I y que fueron parte del estudio, cumplen actualmente con los parámetros eléctricos descritos en la norma, manteniéndose por debajo de los niveles máximos permitidos de 80 % y 6 % para los niveles de carga y caída de tensión respectivamente.
- El porcentaje del factor de utilización del transformador de 36 MVA es de 0,44 lo que representa un margen de flexibilidad en la capacidad para soportar la carga de circuitos pertenecientes a otras subestaciones, siendo una alternativa para atender contingencias en el sistema.
- Con un resultado de 78,16 % en el porcentaje de carga sobre el conductor, el circuito D-705 Av. Las Américas de la S/E Mérida I, está muy cerca los límites máximos permitidos por la norma.
- Todos los circuitos de la S/E Mérida I cuenta con al menos 2 puntos de interconexión para realizar maniobras de transferencia.

- El orden en que se establecen cada una de las opciones propuestas para realizar las maniobras de transferencia de la carga asociada a los circuitos de la S/E Mérida I, están basadas en los resultados obtenidos en el estudio de flujo de carga, contrastando dichos resultados con los elementos indicados en la documentación revisada y las características propias de cada circuito.
- las maniobras de transferencia al 100 % donde se violan los parámetros eléctricos contemplados en la norma, se consideran como última opción o como una alternativa siempre y cuando se realice en un tramo donde se transfiera solo hasta un 50 % de la carga.
- Los circuitos considerados prioritarios, por alimentar carga proveniente de centros hospitalarios o instituciones estratégicas representaran siempre la última opción para realizar maniobras de transferencia a dichos circuitos, y esta se realizará solo si es necesaria y una vez agotadas las demás alternativas.
- El manual de operaciones de contingencia permite unificar todos los criterios que deben ser manejados por los operadores del C.O.D y de subestación, personal administrativo, despacho de carga, linieros y demás centros o departamentos involucrados en las operaciones a niveles de distribución.
- Es necesaria la incorporación de flujogramas en los procedimientos y maniobras realizadas para la atención de fallas, con el fin de poder tener una mayor comprensión de los mismos y hacer futuros procesos de optimización.

RECOMENDACIONES

- Realizar periódicamente, en lapsos semestrales o anuales, actualizaciones de los circuitos y repetir los estudios de flujo de carga en condiciones normales y maniobras de transferencia a fin de verificar la vigencia de las condiciones establecidas en el manual de operaciones.
- Someter a discusión con los entes reglamentarios, la incorporación del manual de operaciones de contingencia para que sea utilizado por los operadores del C.O.D, operadores de la S/E Mérida I y demás áreas involucradas en las operaciones de a subestación, como una herramienta para conocer el sistema, los procedimientos y maniobras pertinentes para cada situación que se presente y tomar decisiones que permitan reestablecer el servicio de manera segura y eficiente.
- A fin de optimizar y complementar el manual de operaciones de contingencia de la S/E Mérida I, se recomienda realizar el estudio de flujo de carga en detalle para maniobras de transferencia de carga, en cada punto operativo del circuito para establecer con mayor precisión los parámetros eléctricos que puedan ser de interés.
- Al momento de registrar las muestras de demandas que presenta cada circuito, describir en qué condiciones se encuentra dicho circuito, a fin de distinguir los valores de demanda presentes en condiciones normales de operación y demandas con cargas ya sean incorporadas al circuito o transferida a otro punto del sistema.
- Considerar hacer un inventario de equipos con los que actualmente cuenta el personal del C.O.D para determinar suministros y dotaciones necesarias, para cumplir con lo establecido en el manual, en cuanto a protocolos de comunicación, maniobras y demás.

REFERENCIAS

- CADAFE. (1979). *Manual de líneas energizadas*. Caracas - Venezuela.
- CADAFE. (2006). *Normas permisos de consignación en sistemas de distribución*. Mérida-Venezuela.
- CADELA. (1970). *Normas generales para redes de distribución y líneas de alimentación*. Caracas-Venezuela.
- CADELA. (2003). *Instructivo de operaciones de circuitos de 13.8 kV y 34,5 kV*. San Cristóbal- Venezuela.
- CADELA. (1979). *Manual de líneas energizadas*. Caracas- Venezuela.
- COORPOELEC. (2001). *Manual de referencia para operación del Sistema de Distribución*. Mérida- Venezuela.
- DISPACAC. (2015). *Manual de mantenimiento para subestaciones eléctricas*. Choco-Colombia.
- Google Earth. (2014). *Definiciones y que es google earth*. Marketing digital. Consultado (20 de Febrero de 2018). Disponibilidad en: <http://definicionyque.es/google-earth/>
- Harper, G. (1978). *Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica*. Volumen I. México: Limusa.
- Harper, G (s/f). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. México. Limusa.
- Ibarra. (2013). *Manual de operación, subestación Alpachaca 69kV*. EmelNorte. Consultado. (10 de Abril de 2018) Disponibilidad en: <http://repositorio.utn.edu.ec/bitstream/123456789/4458/4/05%20FECYT%201599%20MANUAL%20DE%20OPERACI%C3%93N.pdf>
- Juárez, Cervantes. (1995). *Sistema de Distribución de energía*. Universidad Autónoma Metropolitana. México.
- Martin, J. (1990). *Diseño de subestaciones eléctricas*. México. Lago Chalco.

MPPEE. (2010). *Ley orgánica del sistema y servicio eléctrico*. Caracas- Venezuela.

PADEE. (2012). *Programa de análisis de redes distribución de energía eléctrica. Ingeniería y Construcción MARMOR*. Caracas- Venezuela.

Pérez, J (2018). *Definición de GPS*. Consultado (23 de Abril de 2018). Disponibilidad en: <https://definicion.de/gps/>.

Ramírez, S (2009). *Redes de Distribución de energía*. Universidad Nacional de Colombia. Colombia. 3era Edición Marizales.

www.bdigital.ula.ve