

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES A FRECUENCIA
INDUSTRIAL EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Pérez V., Carlos L.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES A FRECUENCIA
INDUSTRIAL EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE**

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda
Tutor Industrial: Ing. Horacio Caraballo Jaén

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Pérez V., Carlos L.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2008


CONSTANCIA DE APROBACIÓN

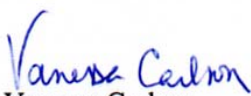
Caracas, 21 de mayo de 2008


Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Carlos L., Pérez V., titulado:

“ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAFE”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Vanessa Carlson
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía



DEDICATORIA

A Dios por mostrar siempre la salida en los momentos más difíciles.

A mis padres Carlos y Eugenia quienes siempre me apoyaron incondicionalmente así como por sus sabios y oportunos consejos.

A mis hermanos José y Fabricio que siempre estuvieron atentos del progreso del presente trabajo.

A todos mis familiares, que a pesar de la distancia, siempre me acompañaron durante todo este tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece enormemente al Ing. Horacio Caraballo Jaén por depositar en mi persona toda la confianza necesaria para llevar a cabo este proyecto.

Al Departamento de Construcción de S/E I de CADAPE, por su constante apoyo e interés en la investigación.

Al Departamento de Ingeniería de Operaciones, en especial a la Ing. Verónica Ponce Herrera, por el espacio y ayuda prestados que permitieron la finalización de este trabajo.

A todos mis amigos y compañeros de la Escuela de Ingeniería Eléctrica que siempre creyeron en que lograría las metas establecidas.

A los profesores del Departamento de Potencia que inculcaron el interés por aprender e investigar.

Un agradecimiento muy especial a Zorany Cruz, quien nunca dejó de mostrar un gran interés por el desarrollo de este trabajo y además por su incondicional apoyo, confianza y fe en la exitosa finalización de esta investigación.

Pérez Viejo, Carlos Luis

**ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES A FRECUENCIA INDUSTRIAL
EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CADAPE**

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Horacio Caraballo Jaén. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CADAPE, 2008, 106 hojas + anexos.

Palabras Claves: Sobretensión, Sistema de Puesta a Tierra, Corto circuito, Simulación de Sistemas de Potencia.

Resumen: Se plantea realizar un análisis de las sobretensiones que presentan un sector importante del sistema eléctrico nacional al momento de la ocurrencia de fallas y su vinculación con el sistema de puesta a tierra del neutro. Para lograr lo antes planteado se seleccionó el caso de estudio, una sección importante del sistema eléctrico nacional (región centro-occidental de Venezuela). Este sistema fue simulado mediante el software de simulación DIGSILENT-Power Factory. Los casos planteados son tres tipos de fallas en las barras del sistema bajo estudio, monofásica, bifásica y bifásica a tierra. Para realizar un análisis más completo y presentar un conjunto de recomendaciones, se procedió a realizar las simulaciones anteriores pero modificando el sistema de puesta a tierra. Como conclusión fundamental se tiene que las barras pertenecientes sistemas radiales son las que presentan aumento de tensión.

ÍNDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN.....	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	x
ÍNDICE DE TABLAS.....	xi
ABREVIATURAS.....	xiii
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO I.....	16
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.2.- JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN	18
1.3.- OBJETIVO GENERAL.....	19
1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
CAPÍTULO II	20
2.1.- FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	20
2.1.1.- Sobretensiones	20
2.1.1.1.- Definición	20
2.1.1.2.- Clasificación de las sobretensiones.....	21
2.1.1.2.1.- Clasificación según su duración	22
2.1.1.2.2.- Clasificación según su forma.....	23
2.1.1.2.3.- Clasificación según su origen	25
2.1.1.3.- Medidas preventivas contra las sobretensiones	28
2.1.1.3.1.- El corto circuito	29
2.1.1.3.2.- Sobretensiones temporales.....	32
2.1.2.- Sistema de puesta a tierra.....	34

2.1.2.1.- Neutro del sistema eléctrico.....	35
2.1.2.1.1.- Tipos de conexiones del neutro	35
2.1.3.- Fallas asimétricas.....	44
2.1.3.1.- Introducción	44
2.1.3.2.- Origen de las fallas	45
2.1.3.3.- Tipos de fallas.....	45
2.1.3.4.- Consecuencias de las fallas.....	46
2.1.3.5.- Análisis de fallas.....	47
2.1.3.5.1.- Fallas monofásicas.....	47
2.1.3.5.2.- Fallas bifásicas.....	50
2.1.3.5.3.- Fallas bifásicas a tierra.....	52
2.1.4.- Coordinación de aislamiento	53
2.1.4.1.- Definición	53
2.1.4.2.- Cálculo del nivel de aislamiento.....	55
CAPÍTULO III.....	58
3.1.- MARCO METODOLÓGICO	58
3.1.1.- Tipo de Investigación.....	58
3.1.2.- Método de investigación.....	58
3.1.3.- Fases de la Investigación	59
3.1.3.1.- Fase 1. Familiarización e investigación teórica.....	59
3.1.3.2.- Fase 2. Casos de estudio	60
3.1.3.3.- Fase 3. Simulaciones.....	61
3.1.3.4.- Fase 4. Análisis y posibles soluciones.....	61
CAPÍTULO IV.....	62
4.1.- RESULTADOS	62
4.1.1.- Descripción del caso de estudio.....	62
4.1.2.- Descripción del sistema bajo estudio.....	65
4.1.2.1.- Líneas de transmisión	65
4.1.2.2.- Equipos de transformación	66
4.1.3.- Niveles de aislamiento normalizados	67

4.1.4.- Características del software de simulación	68
4.1.4.1.- Norma IEC 90 y cálculo de corto circuito	68
4.1.4.2.- Ejecución de cálculos de corto circuito	70
4.1.5.- Resultados de las simulaciones.....	73
CAPÍTULO 5	91
5.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	91
5.1.1.- Normas base para el análisis.....	91
5.1.2.- Análisis	92
5.1.2.1.- Fallas monofásicas.....	92
5.1.2.2.- Fallas bifásicas.....	94
5.1.2.3.- Fallas bifásicas a tierra.....	96
5.1.3.- Simulación modificando la conexión a tierra	97
5.1.4.- Coordinación de aislamiento	99
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES.....	102
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	103
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de las sobretensiones	22
Figura 2. Causas y consecuencias de inconvenientes en sistemas eléctricos.....	29
Figura 3. Operación ante falla por apertura de barras.....	30
Figura 4. Conexiones usuales de las bobinas limitadoras	31
Figura 5. Sistema de compensación estática.....	34
Figura 6. Sistema con neutro flotante y falla a tierra monofásica.....	36
Figura 7. Circuito equivalente del circuito de la figura 6	37
Figura 8. Bobina Petersen marca SEA.....	42
Figura 9. Clasificación de las fallas	45
Figura 10. Representación gráfica del corto circuito monofásico.....	47
Figura 11. Circuito equivalente para el corto circuito monofásico.....	48
Figura 12. Representación gráfica del corto circuito bifásico.....	50
Figura 13. Circuito equivalente para el corto circuito bifásico.....	51
Figura 14. Representación gráfica del corto circuito bifásico a tierra	52
Figura 15. Circuito equivalente para el corto circuito bifásico a tierra.....	52
Figura 16. Procedimiento empleado durante la investigación	59
Figura 17. Localización geográfica del sistema bajo estudio	62
Figura 18. Sistema bajo estudio	63
Figura 19. Corriente de cortocircuito	69
Figura 20. Selección sobre la barra a fallar.....	71
Figura 21. Cuadro de opciones de cálculo de corto circuito	71
Figura 22. Comportamiento temporada lluviosa 2007.....	99

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distancias de las líneas involucradas en el caso de estudio	65
Tabla 2. Especificación de los transformadores.....	66
Tabla 3. Niveles de aislamiento normalizados.....	67
Tabla 4. Falla monofásica en Calabozo 230 kV	73
Tabla 5. Característica de falla. Calabozo 230 kV.....	74
Tabla 6. Falla monofásica en El Isiro 230 kV.....	76
Tabla 7. Falla monofásica en La Arenosa 230 kV	76
Tabla 8. Falla monofásica en La Horqueta 230 kV	77
Tabla 9. Falla monofásica en Planta Centro 230 kV.....	77
Tabla 10. Falla monofásica en El Tablazo 400 kV	78
Tabla 11. Falla monofásica en La Arenosa 400 kV	78
Tabla 12. Falla monofásica en La Horqueta 400 kV	79
Tabla 13. Falla monofásica en Planta Centro 400 kV.....	79
Tabla 14. Falla monofásica en Yaracuy 400 kV.....	80
Tabla 15. Falla bifásica en Calabozo 230 kV	80
Tabla 16. Falla bifásica en El Isiro 230 kV.....	81
Tabla 17. Falla bifásica en La Arenosa 230 kV	81
Tabla 18. Falla bifásica en La Horqueta 230 kV	82
Tabla 19. Falla bifásica en Planta Centro 230 kV.....	82
Tabla 20. Falla bifásica en El Tablazo 400 kV	83
Tabla 21. Falla bifásica en La Arenosa 400 kV	83
Tabla 22. Falla bifásica en La Horqueta 400 kV	84
Tabla 23. Falla bifásica en Planta Centro 400 kV.....	84
Tabla 24. Falla bifásica en Yaracuy 400 kV	85
Tabla 25. Falla bifásica a tierra en Calabozo 230 kV	85
Tabla 26. Falla bifásica a tierra en El Isiro 230 kV	86

Tabla 27. Falla bifásica a tierra en La Arenosa 230 kV.....	86
Tabla 28. Falla bifásica a tierra en La Horqueta 230 kV	87
Tabla 29. Falla bifásica a tierra en Planta Centro 230 kV	87
Tabla 30. Falla bifásica a tierra en El Tablazo 400 kV	88
Tabla 31. Falla bifásica a tierra en La Arenosa 400 kV.....	88
Tabla 32. Falla bifásica a tierra en La Horqueta 400 kV	89
Tabla 33. Falla bifásica a tierra en Planta Centro 400 kV	89
Tabla 34. Falla bifásica a tierra en Yaracuy 400 kV.....	90
Tabla 35. Tabla de conversión de tensión de operación	92
Tabla 36. Tabla de conversión de tensión máxima de servicio.....	92
Tabla 37. Tabla comparativa 1. Falla monofásica	93
Tabla 38. Tabla comparativa 2. Falla bifásica	95
Tabla 39. Tabla comparativa 3. Falla bifásica	96
Tabla 40. Tabla comparativa 4. Falla bifásica a tierra	97
Tabla 41. Comparación entre distintas conexiones a tierra.....	98

ABREVIATURAS

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico

SEA: Società Elettromeccanica Arzignaneze

RTT: Red Troncal de Transmisión

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

SVS: Static Var Systems

GPR: Ground Potential Rise

MAP: Máximo Alza de Potencial

DIgSILENT: DIgital SIMuLation and Electrical NeTwork

CVG EDELCA: Corporación Venezolana de Guayana – Electrificación del Caroní
C.A.

IEC: International Electrotechnical Commission

p.u.: por unidad

SMA: Servicio de Meteorología de la Aviación

INTRODUCCIÓN

CADAFE fue creada en 1958 por disposición del Gobierno de Venezuela para impulsar y fomentar la utilización de la energía eléctrica en todo el ámbito del territorio nacional, ha realizado obras de gran alcance para satisfacer adecuadamente las necesidades cada vez más crecientes del consumo eléctrico. En la actualidad CADAFE es filial de la Corporación Eléctrica de Venezuela, esta medida fue dictada por el Gobierno Nacional el 31 de julio de 2007. [1]

Para disponer de energía eléctrica abundante y barata y a su vez prestar a todos los usuarios un servicio de alta calidad, CADAFE debió realizar desde su fundación hasta el presente la planificación, los estudios y la ejecución de numerosas obras de electrificación de significativa importancia en el orden técnico y en las inversiones que demandaban la ejecución de esas obras.

Las instalaciones de transmisión para entrelazar las distintas fuentes de generación y consumo, ha requerido el tendido de grandes distancias de líneas de transmisión obteniéndose una sustancial economía en las reservas de generación y aumentando notablemente la seguridad del servicio. A su vez se han construido numerosas subestaciones o instalaciones de maniobras a la intemperie con una gran potencia instalada.

Es por esa razón que las subestaciones son parte integral de los sistemas de transmisión de energía eléctrica dado que en ellas se encuentran los equipos, entre los más importantes, de transformación e interrupción de las líneas de transmisión. Por esto las subestaciones deben poseer una adecuada coordinación de aislamiento, que esté ajustada a las condiciones en las que se presta o prestará el servicio eléctrico.

La investigación presenta el análisis del método de puesta a tierra del neutro utilizado en CADAPE.

El informe incluye también un estudio práctico, es decir, un conjunto de simulaciones a una parte específica del sistema eléctrico venezolano. El tipo de estudio presentado es de fallas en los terminales de los distintos transformadores que conforman el sistema estudiado.

El trabajo es presentado en cinco capítulos, realizados de forma secuencial según el avance de los objetivos del proyecto; en el Capítulo I se presenta el problema, se argumenta la realización de la investigación y se definen los objetivos. En el Capítulo II se exponen todas las referencias históricas y teóricas que servirán de argumento en los restantes capítulos. El Capítulo III nos explica los procedimientos que se siguieron en el proyecto. El Capítulo IV y V son una exposición de los resultados y sus respectivos análisis.

CAPÍTULO I

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

CADAFE, ha realizado desde su constitución como empresa eléctrica del estado numerosas obras, muchas de ellas de carácter estratégico para la nación. Como empresa de electricidad del Estado, motivada al logro de su objetivo primordial, el cual es suministrar energía eléctrica de forma continua, eficiente y confiable a un costo razonable, y debido al constante crecimiento de la carga originado por el desarrollo industrial y el aumento de la población, tiene el compromiso y la obligación de proteger, mantener y optimizar la operación de los elementos e instalaciones de su sistema. Entre estos elementos se encuentran las subestaciones y las líneas, las cuales son partes fundamentales para la prestación del servicio, es por ello que se debe estar prevenido de los eventos que puedan dañar a estas instalaciones, poner en peligro la vida del personal y causar interrupciones, las cuales se traducirían en pérdidas económicas y de prestigio para la empresa.

Por esta razón, CADAFE trata de mantener siempre, niveles óptimos de eficiencia y confiabilidad en la operación de las distintas subestaciones de su sistema, tomando en cuenta parámetros que puedan afectar la vida útil de los equipos. Entre los parámetros más importantes se tiene la función de aislamiento y la buena coordinación del mismo, el objetivo de éste es establecer valores mínimos de tensión que permitan proteger de sobretensiones peligrosas a los equipos como transformadores, disyuntores, reactores, etc., con el fin de evitar deficiencias en el servicio de energía eléctrica prestado (industrial, comercial y residencial).

El aislamiento de los componentes en una subestación queda permanentemente sometido a los esfuerzos producidos por la tensión en las

condiciones de operación normales de servicio y, no tan comúnmente, a tensiones anormales elevadas, originadas por las sobretensiones independientemente de las causas de estas. El material de los elementos expuestos debe estar en condiciones de resistir ciertos tipos de sobretensiones; esto dependerá de ciertos factores, que puedan ocurrir en toda su vida útil sin que su aislamiento sufra ningún cambio (debilitamiento, deterioro o daño), para que esto se cumpla se debe tener una adecuada coordinación de aislamiento, el cual se puede definir como *el conjunto de propiedades que caracterizan al aislamiento con relación a su rigidez dieléctrica*. [2]

La sobretensión que puede aparecer en cualquier punto de la red está vinculada directamente al aislamiento de la instalación y, a su vez, un aumento en éste representará mayores costos, por eso es de vital importancia limitar las sobretensiones y coordinar el nivel de aislamiento de manera que se satisfagan los requisitos técnicos con la mayor economía posible.

Una mala coordinación de aislamiento puede ser causa de los siguientes factores: una deficiente selección de los niveles de aislamiento, condiciones normales afectadas y una incorrecta selección y ubicación física de los equipos limitadores de sobretensiones.

No está demás mencionar que el sistema de transmisión de CADAFE maneja grandes bloques de energía ya que gran parte de este sistema pertenece a la Red Troncal de Transmisión (RTT), lo cual lleva a controlar de manera eficiente los parámetros que causan y previenen sobretensiones. Entre los parámetros o componentes más importantes se encuentra los distintos métodos de puesta a tierra del neutro de los equipos y torres.

Por las razones expuestas anteriormente surge la necesidad de realizar una profunda revisión de estos últimos parámetros, de esta manera nace una importante pregunta: *¿Las especificaciones de la puesta a tierra del neutro continúan siendo*

válidas independientemente de la vigencia de las normas actuales referentes, así como de los cambios realizados y que se realizarán en el sistema? La presente investigación pretende dar respuesta a esta interrogante, mediante el desarrollo de una metodología de revisión y análisis, que permitirá no sólo responder a la pregunta antes citada sino a los objetivos planteados más adelante.

1.2.- JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACIÓN

CADAFE siempre conserva una posición prudente en lo que se refiere a la aplicación de normas y especificación de aislamiento para los equipos e instalaciones que conforman el sistema eléctrico de potencia, así como también a la selección y ubicación de los dispositivos y elementos de protección contra sobretensiones dentro de una subestación. Todo esto lleva implícito la responsabilidad de ofrecer un servicio eléctrico de alta calidad a un costo económicamente razonable.

Todas las S/E's operadas por CADAFE presentan una configuración estrella-estrella y la conexión del neutro es el sólidamente puesto a tierra, desconociéndose los cálculos que validan que este método sea el más indicado para la empresa en el momento de adquirir los equipos que conforman las subestaciones.

Algunas gerencias y departamentos de CADAFE han observado que la malla de tierra y el método de puesta a tierra del neutro de algunas subestaciones importantes, como el caso de Arenosa, ubicada en las cercanías de la población de Tocuyito, Estado Carabobo, ya no cumplen con los requisitos de las normas más recientes, como es el caso de la IEEE Std 80-2000. Actualmente debido al incremento de los niveles de corto circuito de esta subestación producto del fortalecimiento de la red de transmisión de CADAFE a lo largo de su vida útil, se pidió efectuar un estudio detallado a los fines de especificar técnicamente aquellas mejoras que requiera la puesta a tierra de la subestación y la correspondiente malla de tierra. Una de las

conclusiones del estudio es el carácter incompleto de las normas internas referentes a estos temas. [3]

1.3.- OBJETIVO GENERAL

Analizar sobretensiones en el sistema de transmisión de CADAPE y caracterizar sus efectos en equipos de subestaciones y líneas así como en el método de puesta a tierra del neutro.

1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudiar el sistema de transmisión de CADAPE.
- Estudiar criterios de aislamiento en líneas y subestaciones.
- Identificar los métodos de puesta a tierra del neutro.
- Investigar acerca de los métodos de puesta a tierra utilizados en Venezuela y el mundo.
- Determinar las fallas en el sistema.
- Obtener los valores de tensión en las fases sanas.
- Establecer casos de estudio.
- Aplicar distintas técnicas de reducción de sobretensiones.
- Establecer criterios de selección.

CAPÍTULO II

2.1.- FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1.1.- Sobretensiones

2.1.1.1.- Definición

Generalmente se entiende por sobretensión toda onda de tensión variable en el tiempo cuyo máximo valor es superior a la tensión máxima de servicio [4]. Existen muchas causas de sobretensiones, por eso su estudio debe realizarse partiendo de una clasificación definida a partir de sus causas, al tipo de proceso transitorio y al tiempo de duración. Otros autores sólo consideran a la sobretensión como todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica. [5]

Las sobretensiones son capaces de producir descargas que, además de destruir o averiar severamente el material, pueden producir otras sobretensiones que posiblemente aunadas a ciertas condiciones especiales en el sistema, pudieran ser igual o más perjudiciales que las primeras. En algunos casos, lo perjudicial de las sobretensiones no se debe al valor de su magnitud, ya que esta situación podría durar muy poco tiempo, sino también a la forma de onda. El realizar una buena coordinación de aislamiento no asegura totalmente la protección del sistema, es por eso que debe asegurarse que la descarga a tierra se haga lo más rápido posible. Normalmente esta descarga se hace a través de los descargadores de sobretensión. Este dispositivo debe regularse a un factor de sobretensión que sea menor que el grado de seguridad de la instalación pero que, por otra parte no se aproxime al valor

de la tensión de servicio, de lo contrario entraría muchas veces en funcionamiento haciendo inestables las condiciones de servicio de las instalaciones.

Las sobretensiones aparecen en todos los sistemas eléctricos, independientemente de los niveles de tensión, es importante acotar que en baja tensión tienen menos importancia que en alta, ya que las condiciones de funcionamiento y de aislamiento de estas últimas favorecen a diversas situaciones, como inestabilidad en el sistema y sobretensiones.

La severidad que puede alcanzar cualquier sobretensión depende del tipo y, sobre todo, del nivel de tensión de la red; en redes de tensión nominal inferior a 230 kV las sobretensiones debidas al rayo son más peligrosas que las debidas a otra causa, mientras que por encima de 400 kV las sobretensiones de maniobra suelen ser más peligrosas. [5]

Las dos definiciones que se presentaron al comienzo de esta sección son igualmente válidas, lo que conlleva a realizar diferentes clasificaciones.

2.1.1.2.- Clasificación de las sobretensiones

En el presente trabajo sólo se consideran tres tipos de clasificaciones. De manera de mejorar el entendimiento de estas se hará uso del esquema representado en la figura 1.

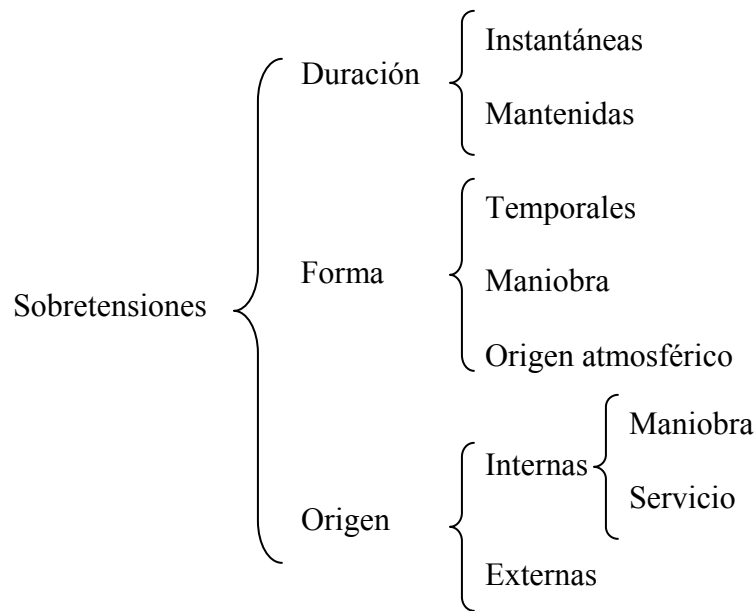


Figura 1. Clasificación de las sobretensiones

2.1.1.2.1.- Clasificación según su duración

Depende única y exclusivamente del tiempo de la sobretensión, ésta se puede catalogar en instantánea o mantenida. Es necesario acotar que esta clasificación es muy poco usada y sólo se usa en sistemas de distribución. Esta clasificación fue extraída del folleto Jornadas de Investigación, Telemulti, 1984. [6]

- **Sobretensiones instantáneas**

La sobretensión puede considerarse instantánea cuando su tiempo de duración es menor que un cuarto ($\frac{1}{4}$) del periodo de trabajo.

- **Sobretensiones mantenidas**

La sobretensión mantenida es para tiempos mayores a un cuarto ($\frac{1}{4}$) del periodo de trabajo.

2.1.1.2.2.- Clasificación según su forma

Se basa en la forma, es decir, la constitución de la onda y normalmente se divide sobretensiones temporales, de maniobra y de origen atmosférico. Esta clasificación se encuentra en el trabajo de grado *Evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones de origen externo*. [7]

- **Sobretensiones temporales**

Dentro de este grupo están aquellas sobretensiones de larga duración (varios milisegundos), poco amortiguadas y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación. Un ejemplo de sobretensiones temporales es la debida a un corto circuito entre una fase y tierra.

El valor de estas sobretensiones no suele superar 1,5 veces la tensión de servicio a frecuencia industrial [5]. Pueden originarse además por desconexión de cargas importantes, resonancias o ferorresonancias.

Un caso especial de sobretensiones temporales es el de los sistemas con neutro aislado, muy común en sistemas de distribución, y que pueden funcionar durante cierto tiempo con una falla en una fase, quedando así aplicada una sobretensión hasta que se normalice la falla.

- **Sobretensiones de maniobra**

Una sobretensión de este tipo es fuertemente amortiguada, de corta duración y puede presentar un rango de frecuencias que varía entre los 2 y 10 kHz. Su origen puede estar en una maniobra de conexión o de desconexión de cualquier componente de un sistema, sin embargo puede haber otras causas que den lugar a una sobretensión

de este tipo; por ejemplo, un corto circuito puede provocar transitoriamente una sobretensión que se clasificaría en este grupo. Este tipo de sobretensión entra también en otra clasificación, por lo que será explicada más adelante.

- **Sobretensiones de origen atmosférico**

Son las que se originan por una descarga atmosférica conocida como rayo, tienen una duración muy corta y una amplitud que puede ser varias veces la tensión de pico nominal. La importancia de estas sobretensiones crece a medida que disminuye la tensión nominal de los componentes afectados. El valor de las sobretensiones que se pueden alcanzar en una red de distribución originadas por un rayo es muy abrupto frente al valor de la tensión nominal de la red que, tanto el nivel de aislamiento de los componentes como la selección y coordinación de protecciones se realiza teniendo en cuenta el efecto de las sobretensiones atmosféricas.

La aparición de una sobretensión de origen atmosférico en un sistema de transmisión puede ser producida por una de las formas siguientes:

- La descarga cae sobre un cable de tierra o una torre, en ambos casos una parte de la corriente del rayo termina propagándose a tierra donde originará sucesivas reflexiones que pueden dar lugar a una tensión superior a la rigidez dieléctrica del aislamiento entre la torre y alguno de los conductores de fase.
- La descarga cae sobre un conductor de fase debido a un apantallamiento insuficiente del cable de tierra o a la inexistencia de éste; se produce una falla si la onda de tensión supera la rigidez dieléctrica del aislamiento.
- La descarga cae en las cercanías de una línea, pudiendo inducir en ésta tensiones superiores al nivel de aislamiento.

Existen diversas teorías del origen de las descargas atmosféricas, así como de su constitución física. Dado que las sobretensiones de origen atmosférico no son base de la investigación, no se profundizará el estudio de estas.

Como se observa en las clasificaciones anteriores no existe una frontera muy clara entre un tipo y otro de sobretensión; por ejemplo, una sobretensión originada por una falla eléctrica (corto circuito) es de tipo temporal, pero transitoriamente puede ser clasificada como una sobretensión de maniobra; es por esta razón que existe otra clasificación de las sobretensiones.

2.1.1.2.3.- Clasificación según su origen

Está referida al origen o causa y no por la forma de las sobretensiones y se dividen en: internas y externas. Esta clasificación se encuentra en el texto *Alta tensión y sistemas de transmisión*. [5]

- **Sobretensiones internas**

El nombre de estas sobretensiones obedece a que su origen o causa está dentro del propio sistema de transmisión de energía eléctrica. Estas sobretensiones denotan cierta dependencia del tratamiento del neutro del sistema; es decir no se observa el mismo comportamiento en un sistema conectado rígidamente a tierra o con el neutro flotando o con una conexión a tierra inductiva.

Estas sobretensiones se forman como consecuencia de las oscilaciones entre las energías de los campos eléctrico y magnético producidas por un arco intermitente, es decir, arcos que se apagan al pasar la corriente alterna por cero, pero se vuelve a encender cuando la sinusoide de la tensión toma mayores valores. También son las producidas al variar las propias condiciones de servicio de la instalación. Estas no se

producen solamente por arqueo de aisladores sino también en los disyuntores cuando desconectan altas intensidades de corriente.

A este grupo de sobretensiones pertenecen las oscilaciones por intensidad de corriente, las variaciones de carga, descargas a tierra, conexión o desconexión de líneas, etc. En todos estos procesos, la energía acumulada en los elementos inductivos o capacitivos puede llegar a descargar de tal modo que originan perjudiciales aumentos de la tensión. Esta clase de sobretensiones pueden evitarse en gran parte.

Las sobretensiones de origen interno pueden clasificarse a su vez en dos categorías conocidas como: sobretensiones de maniobra y sobretensiones de servicio.

➤ **Sobretensiones de maniobra**

Referentes a los fenómenos transitorios que acompañan a los bruscos cambios de estado de una red, por ejemplo, cierre o apertura de disyuntores, descargas a tierra, operación con disyuntores estando el sistema a plena marcha. Es decir, cuando un sistema con elementos resistivos, inductivos y capacitivos pasa bruscamente de un régimen permanente a otro régimen permanente distinto. Por lo tanto se trata de fenómenos transitorios y la transición de uno a otro estado permanente va siempre acompañada de ondas de tensión que tienen un carácter oscilatorio amortiguado, desapareciendo cuando han pasado algunos periodos, a causa de las resistencias óhmicas y las corrientes de Foucault, que actúan como amortiguadores de las ondas. Estas sobretensiones son de breve duración y están fuertemente amortiguadas, como se mencionó anteriormente.

Cuando se desconecta un circuito por medio de un disyuntor, las sobretensiones que aparecen no son peligrosas. Pero si se conectan y desconectan líneas funcionando en vacío, las cuales se comportan como condensadores, debido a la reactancia de dispersión de generadores y transformadores nacen sobretensiones

oscilantes que pueden alcanzar un valor de tres (3) veces la tensión nominal de servicio del sistema. Estas sobretensiones son debidas a reencendidos del arco cortado por el disyuntores. Efectivamente, en caso de desconexión de una línea, el disyuntor interrumpe en el momento en que la corriente es nula, es decir cuando la tensión alcanza su valor máximo. Mientras que la tensión de la línea seccionada conserva este valor, la tensión de alimentación comienza a oscilar a frecuencia industrial. Como consecuencia la tensión en los bornes del disyuntor aumenta de valor, primero lentamente y después más rápidamente. En sistemas de alta tensión normalmente se produce un reencendido del arco y por consiguiente, oscilaciones en la red. Teóricamente, las tensiones pudieran alcanzar valores muy elevados, pero en la practica esto no ocurre por los elementos amortiguadores propios del sistema.

También la desconexión de transformadores funcionando en vacío puede provocar sobretensiones que son debidas a la ruptura del arco en el disyuntor. En efecto, debido a su impedancia la corriente en el transformador no puede anularse inmediatamente después de la desconexión, ya que circula por la capacidad propia del transformador, cargándola. Teorías de orden energético demuestran que estas sobretensiones son más elevadas mientras más pequeña sea la capacidad del transformador. Las sobretensiones generadas pueden producir descargas hacia la cuba del transformador, generalmente, estas descargas son inofensivas ya que no circula ninguna corriente importante por haberse desconectado el transformador.

➤ **Sobretensiones de servicio**

Comprende los estados estacionarios que puedan resultar durante la puesta en servicio o fuera de servicio de una carga, sobretodo cuando la red comprende líneas de gran longitud; también pudieran incluirse en este grupo las sobretensiones permanentes provocadas por derivaciones a tierra.

- **Sobretensiones externas**

Son las producidas por descargas atmosféricas, como el rayo. En la sección 2.1.1.2.2, *Sobretensiones de origen atmosférico*, se explica este tipo de sobretensiones.

2.1.1.3.- Medidas preventivas contra las sobretensiones

En esta sección se tratará las técnicas más utilizadas para prevenir, minimizar y suprimir los efectos de las sobretensiones. Es necesario indicar que las diferentes medidas además de ser las más comunes, son las más utilizadas en Venezuela. La exposición se hará indicando la contingencia y posteriormente explicando las distintas formas de solventarla. Antes de enumerar y explicar las distintas medidas preventivas es menester observar la figura 2, que muestra las causas (izquierda) y las consecuencias (derecha) de los problemas más comunes que se presentan en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, en base a esta tabla se expondrán las soluciones contra las sobretensiones más comunes. Se puede observar que las tres primeras causas son comunes de los sistemas de baja tensión mientras el resto forma parte de los sistemas de alta tensión, a estas últimas hay que prestarles especial atención. La técnica más usada es la colocación de pararrayos en lugares estratégicos del sistema. Este conjunto de medidas se tomaron del texto *Alta tensión y sistemas de transmisión*. [5]

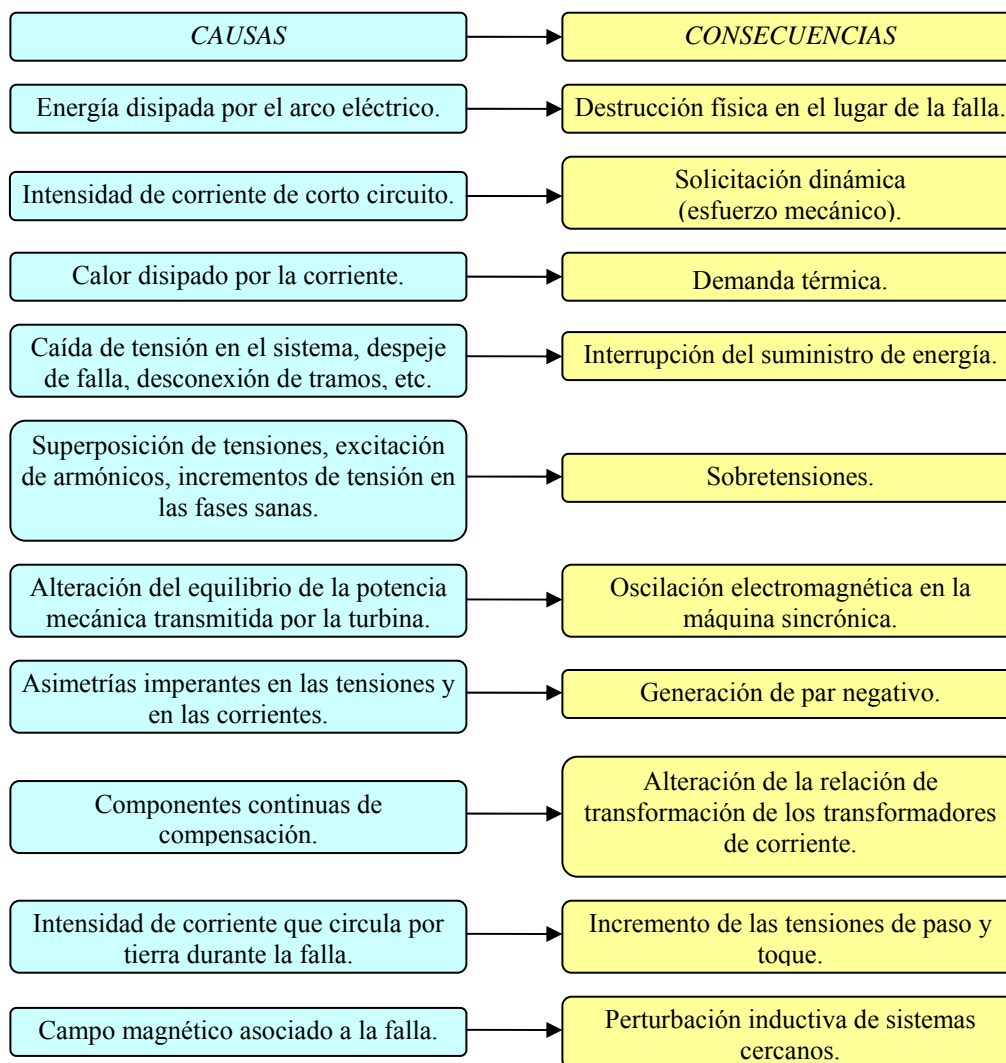


Figura 2. Causas y consecuencias de inconvenientes en sistemas eléctricos. [5]

2.1.1.3.1.- El corto circuito

El grado de afectación del corto circuito sobre el sistema eléctrico depende principalmente del punto donde ocurrió la falla, pero aun así, son determinantes también, la potencia involucrada y el tiempo de duración de la falla.

Todos los sistemas eléctricos deben ser diseñados para un óptimo funcionamiento mecánico y térmico. Ambos factores dependen de la máxima corriente de corto circuito del sistema. De no determinarse y limitarse correctamente esta corriente, el sistema estará expuesto a daños permanentes. Estos daños dependerán igualmente de la duración de la falla.

Con el fin de buscar que los daños que causa el corto circuito no sean graves, es necesario contrarrestar sus perjudiciales efectos, es decir, limitar en lo más posible la intensidad de la corriente de falla, su tiempo de duración o ambos. Desde el punto de vista teórico existirían infinidad de soluciones para restringir el tiempo y la intensidad de la contingencia, pero se debe tener en cuenta uno de los factores más importantes al momento de diseñar cualquier sistema, el económico; los métodos presentados a continuación son los más viables, tanto operativa como económicamente.

- **Apertura de barras**

Este método es muy particular, esto radica en que esta operación, depende de la topología de la subestación, también se puede usar en instalaciones en la que se tiene transformadores de capacidad firme operando en paralelo. En la figura 3 podemos observar este caso, además se observa que el suministro pierde confiabilidad, ya que si falla uno de los transformadores uno de los sectores de baja tensión queda sin servicio.

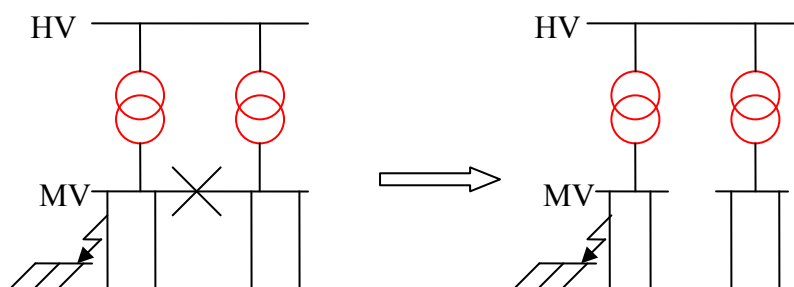


Figura 3. Operación ante falla por apertura de barras

Una posible forma de solventar el problema anterior es conectando en lugar del disyuntor una bobina limitadora, esta será considerada como una de las técnicas a estudiar y será analizada más adelante.

- **Operación de disyuntores**

Esta medida no amerita mayor discusión, los disyuntores por su versatilidad son capaces de desconectar circuitos con falla de altos valores de corriente. Es una técnica utilizada para suprimir los efectos de sobretensiones en el sistema eléctrico.

- **Bobina limitadora**

La primera medida expuesta conlleva a aplicar otra medida. Las bobinas limitadoras no poseen núcleo, o mejor dicho, poseen núcleo de aire, la bobina se diseña de esta manera pues de lo contrario los altos niveles de corriente saturarían el núcleo y por ende su reactancia disminuiría. Además el esfuerzo sobre los aisladores de soporte que sostienen a los arrollados es a base de compresión y no de tracción.

En la figura 4 se observa un sistema con bobinas limitadoras. La bobina B se usa para una compensación individual, la ventaja es que siendo su potencia de transferencia menor aumenta su reactancia, limitando más la intensidad de corriente de corto circuito. La bobina C se usa como compensación colectiva y su principal ventaja es ahorrar espacio.

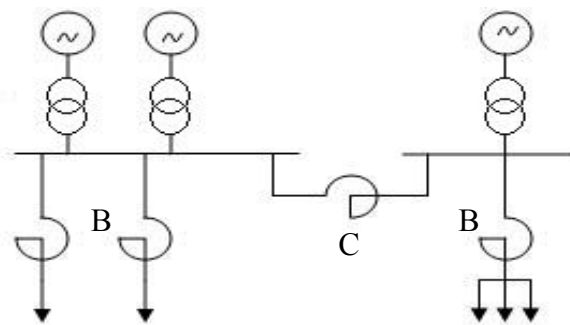


Figura 4. Conexiones usuales de las bobinas limitadoras

El análisis del funcionamiento de la bobina limitadora se debe realizar partiendo de que en condiciones normales de operación, la caída de tensión en la bobina y en la carga serán menores mientras menor sea su factor de potencia ($\cos \phi_1$). En caso de falla el ángulo ϕ_1 aumenta a ϕ_{cc} . La tensión en el sitio del corto circuito U_{Y2} desaparece, por lo cual un elevado porcentaje de la tensión de la fuente (U_{Y1}) se manifiesta como tensión sobre la bobina. El valor de esta tensión es:

$$U_B = X_B \cdot I_{CC} \cdot \text{sen} \phi_{CC} \quad (1)$$

Esta última ecuación nos muestra que existe una limitación en la intensidad de la corriente.

- **Otras alternativas**

Existen otras alternativas que permiten limitar la corriente de corto circuito y su tiempo de duración. A continuación se enumeran algunas de ellas:

- Uso de fusibles de alta y baja tensión.
- Relés de protección con características que permitan detección y acción de sobretensiones.
- Desconectar de tierra el neutro del sistema, con esto se disminuye la corriente de corto circuito, pero se incrementa la tensión en un factor de $\sqrt{3}$ de las fases sanas, esto es aplicable para sistemas de baja tensión.

2.1.1.3.2.- Sobretensiones temporales

Debemos tener en cuenta que estas sobretensiones se originan al tener lugar cambios en los parámetros del sistema o en la tensión que lo alimenta. A continuación se muestran diversas medidas para combatir estas sobretensiones.

- **Reactores en derivación**

Posiblemente esta sea la medida más utilizada para llevar a cabo la atenuación y minimización de las sobretensiones temporales así como sus efectos secundarios.

El efecto del reactor sobre un sistema eléctrico puede ser explicado de la siguiente manera: si la capacitancia reactiva del sistema (jX_c) se supone como una impedancia compuesta por su capacitancia original (jX'_c) y una reactancia inductiva (jX_i), ambas en paralelo, el valor efectivo de la misma estará dado por:

$$-jX_c = \frac{-jX'_c}{1 - \frac{X'_c}{X_i}} \quad (2)$$

El valor de X_c entra en la expresión anterior para el incremento de tensión, pero la acción de X_i disminuye a X_c , de esta manera la sobretensión temporal se ve reducida.

Generalmente los reactores en derivación se instalan en los extremos de la línea. Estos reactores no solo reducen las sobretensiones temporales sino también las sobretensiones transitorias, además permiten el drenaje a tierra de cargas acumuladas en el sistema, con lo cual el reenganche de líneas con neutro flotante se simplifica.

- **Sistemas de compensación estática**

Los SVS (por sus siglas en ingles de Static Var Systems) permiten regular la tensión haciendo variar la intensidad de corriente a través del reactor con la ayuda de tiristores conectados en antiparalelo. Esta configuración puede ser observada en la figura 5 y permite el paso de corriente en forma bidireccional, lo que se logra es

retrasar el ángulo de conducción de los tiristores respecto al paso natural por cero de la corriente y así se controla la onda fundamental de corriente.

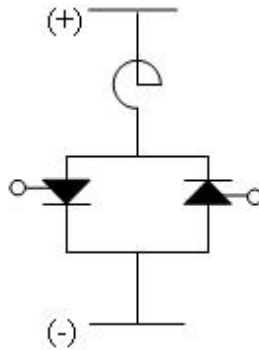


Figura 5. Sistema de compensación estática [5]

El rango de control del SVS oscila entre cero y U^2/X (MVar), siendo U la tensión nominal del sistema y X su reactancia. La velocidad de respuesta de estos dispositivos se ve limitada únicamente por las constantes de tiempo inherentes del circuito y ésta se puede mantener por debajo de 10 ms, tomando esto en cuenta, el SVS combate tanto las sobretensiones temporales como las sobretensiones dinámicas del propio sistema.

Este dispositivo resulta muy importante para el sistema eléctrico ya que permite un control continuo de la potencia reactiva, lo cual es muy beneficioso para el flujo de carga y la estabilidad del sistema, aumentando así la seguridad y confiabilidad en el suministro de energía.

2.1.2.- Sistema de puesta a tierra

Se conoce como sistema de puesta a tierra al conjunto de elementos que, en caso de una falla a tierra en alguna parte de un sistema de potencia con sus neutros puestos a tierra, constituyen junto con el suelo, el divisor de corrientes de retorno a los neutros de las fuentes de energía eléctrica contribuyentes a la falla. Entre los

elementos más comunes de un sistema de puesta a tierra se encuentran el suelo natural, cables de guarda, neutros corridos, pantallas de cables de potencia, y tuberías metálicas enterradas.

Además tiene como función limitar la tensión respecto a tierra que, debido a averías o fugas, puedan presentarse en partes metálicas de instalaciones como subestaciones, plantas de generación, etc.

2.1.2.1.- Neutro del sistema eléctrico

El neutro de un sistema de transmisión de energía eléctrica, transpuesto y con carga simétrica, tiene en régimen normal de operación, el potencial de tierra, es decir cero. Su conexión a tierra, en forma rígida o a través de una impedancia, no tiene influencia alguna en el volumen de energía que se desea transportar. No sucede lo mismo en régimen transitorio, en estas condiciones el tratamiento del neutro del sistema adquiere una importancia considerable.

Por lo citado anteriormente es importante analizar las diferentes formas de conectar el neutro, se presentarán cuatro tipos de conexiones: conexión a tierra inductiva, conexión a tierra rígida, conexión a tierra semirrígida y neutro flotante. Se considera al neutro flotante como una forma de conexión, ya que es una práctica muy utilizada

2.1.2.1.1.- Tipos de conexiones del neutro

- **Neutro flotante**

También se conoce como conexión a tierra flotante. Cuando ocurre una falla a tierra, solamente las capacitancias entre fase y tierra influyen en la intensidad de

corriente de falla, las capacitancias entre fase y fase sólo tienen una importancia secundaria. Para el análisis del efecto del neutro aislado se empleará la figura 6.

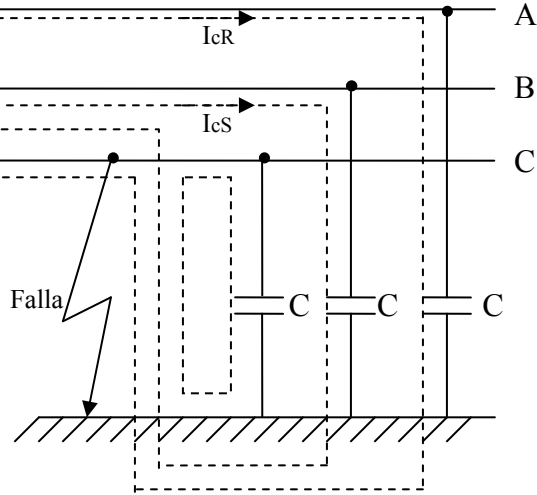


Figura 6. Sistema con neutro flotante y falla a tierra monofásica [5]

En condiciones normales de operación la tensión entre el neutro del sistema y tierra del sistema es cero. En caso de ocurrir una falla a tierra monofásica, el neutro adquiere el potencial:

$$U_o = \frac{U}{\sqrt{3}} \quad (3)$$

Mientras que las tensiones en las fases sanas incrementan su valor en $\sqrt{3}$. La tensión U_o obliga la circulación de corrientes capacitivas a través del circuito, las cuales se superponen en el lugar de la falla. Este comportamiento permite hacer uso de un circuito equivalente, figura 76, para determinar la corriente de falla:

$$I_f = U_o \cdot 3\omega C = \frac{U}{\sqrt{3}} \omega C \quad (4)$$

Donde U_o es la tensión de fase a tierra y U es la tensión reinante entre fase y fase del sistema.

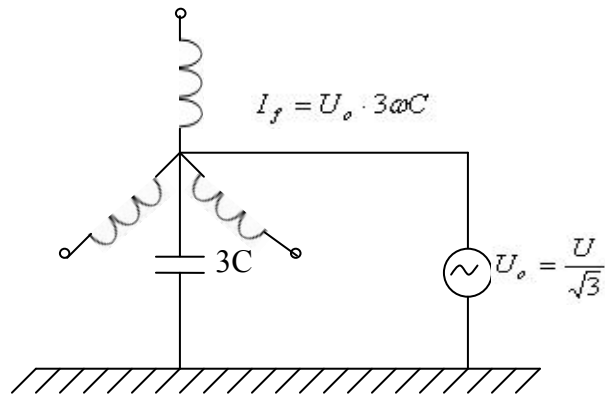


Figura 7. Circuito equivalente del circuito de la figura 6 [5]

Hasta ahora no se han considerado las resistencias involucradas en el circuito, esta consideración hace que el desplazamiento del neutro hacia la fase afectada sea total.

A continuación se realizará un análisis tomando en cuenta la resistencia de falla. Tomando como R_L la resistencia que caracteriza el arco eléctrico, esto permite obtener nuevas expresiones para la tensión y corriente de falla:

$$U_o = -U_R \frac{1}{1 + R_L 3j\omega C} \quad (5)$$

$$I_f = -U_R \frac{3j\omega C}{1 + R_L 3j\omega C} \quad (6)$$

El mayor valor de la corriente y tensión se da cuando la resistencia de falla es cero, esto da como resultado dos expresiones iguales a las establecidas anteriormente (3) y (4).

Todo lo expuesto anteriormente permite realizar una serie de conclusiones acerca del neutro flotante, estas serán expuestas como ventajas y desventajas.

Ventajas

- La conexión es económica, pues no requiere ningún equipo entre el neutro y tierra.
- La corriente de falla es de bajo valor lo que lleva a que la tensión de toque y paso no adquieran valores significativos.

Desventajas

- Cuando se presentan las fallas monofásicas la tensión en las fases sanas se incrementa en un factor de $\sqrt{3}$. Esto limita al uso de neutro flotante solo a sistemas de tensiones intermedias (69, 115 y raras veces 230 kV).
- La corriente de falla a tierra es de tipo capacitiva lo que conduce a reencendidos del arco y sobretensiones.
- Si la red no se encuentra debidamente transpuesta se requiere el uso de tres transformadores de corriente para medir la corriente de falla, debido a que esta es de naturaleza asimétrica.

• **Conexión rígida a tierra**

Este tipo de conexión permite la unión inmediata del neutro, sin intercalar ningún elemento reactivo o resistivo, con tierra.

Es necesario indicar que la denominación *conexión rígida a tierra*, según la IEC, es indebida y la nombra como *effectively grounded* o conexión a tierra a efectiva.

Una de las premisas de este tipo de conexión es que en caso de falla monofásica a tierra, la tensión en las fases sanas no debe incrementar su valor por encima de 80% de la tensión de operación entre línea y línea.

La relación existente entre la tensión fase tierra de las fases no afectadas y la tensión línea a línea se conoce como *coeficiente de puesta a tierra* y se le denota con la letra m , siendo:

$$m = \frac{U_1}{U_2} \quad (7)$$

Si m es menor que 0,8 se tiene un sistema efectivamente puesto a tierra de lo contrario el sistema no está efectivamente puesto a tierra o está conectado a tierra de forma no efectiva.

Este tipo de conexión es el más usado en los sistemas de alta tensión, ya que cuando se presenta una falla monofásica la tensión en las fases sanas no aumenta en $\sqrt{3}$.

El coeficiente de puesta a tierra m no es suficiente para mostrar lo que sucede en un sistema efectivamente puesto a tierra, por esta razón se analizan las relaciones entre las reactancias de secuencia cero y positiva (X_0/X_1) y sus valores óhmicos (R_0/R_1). Un sistema se considera efectivamente puesto a tierra cuando se cumple con las siguientes relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 3 \quad (8)$$

$$\frac{R_0}{R_1} \leq 1 \quad (9)$$

La condición (9) implica que no se tiene conectada entre el neutro y tierra ninguna resistencia óhmica.

A continuación se presentaran las ventajas y desventajas de este tipo de conexión:

Ventajas

- La tensión al ocurrir una falla a tierra monofásica, no incrementa su valor en $\sqrt{3}$. Debido a esto, esta técnica de puesta a tierra es para sistemas de alta tensión.
- La falla a tierra se despeja como un corto circuito, de esta manera el diseño de las protecciones es más sencillo.
- No se requieren equipos adicionales para llevar a cabo la conexión, por lo tanto es una ventaja económica.

Desventajas

- La intensidad de corriente de falla a tierra puede alcanzar valores elevados.
- Lo anterior causa que las tensiones de paso y toque alcancen valores muy altos, lo que exige la incorporación de conexiones a tierra con capacidad de regulación de potencial.

• **Conexión semirrígida a tierra**

De acuerdo con las nuevas ediciones de la IEC, se suele llamar, *non effectively grounded* o *no efectivamente puesta a tierra*. Este tipo de instalación implica la conexión mediante una resistencia de bajo valor óhmico entre neutro y tierra.

La finalidad es combatir el incremento de tensión en las fases sanas al ocurrir la falla monofásica a tierra, pero limitando al mismo tiempo la corriente de falla. Cuando se tiene una falla monofásica a tierra, el centro eléctrico del sistema (neutro) sufre un desplazamiento respecto a su posición en condición de operación normal, esto causa un ligero incremento de tensión en las fases sanas.

Esta modalidad de conexión a tierra del neutro conlleva a que la protección vea la falla como un corto circuito, así esta trabajará de forma selectiva. Una gran

ventaja es que el reencendido del arco eléctrico se dificulta porque el porcentaje óhmico se superpone en el lugar de la falla al porcentaje capacitivo de la corriente de falla.

Desde el punto de vista analítico, la conexión no efectivamente puesta a tierra se cumple cuando:

$$\frac{X_0}{X_1} > 3 \quad (10)$$

$$\frac{R_0}{R_1} > 1 \quad (11)$$

Ventajas

- Este forma de conectar el neutro a tierra permite la limitación de la corriente de falla y al mismo tiempo la tensión en las fases sanas no se incrementan en $\sqrt{3}$.

Desventajas

- En sistemas muy mallados donde la corriente de corto circuito es muy elevada, se imponen límites constructivos a la resistencia de puesta a tierra, ya que la alta disipación térmica implica especificaciones que hacen que la resistencia se vuelva muy grande y poco económica.

- **Conexión a tierra inductiva**

Consiste en la interconexión de una bobina o reactor entre el neutro del sistema y tierra. Este tipo de conexión fue desarrollado en Alemania. La bobina más utilizada es la bobina de Petersen. Esta bobina es altamente versátil ya que se opone rápidamente a la corriente de falla, esta bobina esta conformada por un entrehierro variable y múltiples tomas en el embobinado. A continuación veremos su funcionamiento.



Figura 8. Bobina Petersen marca SEA
Fuente: <http://www.elnord.se>

Cuando ocurre la falla monofásica el neutro del transformador adquiere rápidamente el potencial $U_0 = U/\sqrt{3}$ respecto a tierra, esto obliga a la circulación de una corriente inductiva, producida por la bobina, a través de la falla. Las diferentes tomas en la bobina y el entrehierro variable permiten una compensación automática muy eficiente entre la corriente inductiva generada por la bobina y la capacitiva suministrada por la falla.

La compensación no se logra completamente debido a la resistencia óhmica presente en todo equipo eléctrico con conductores metálicos y también por la falta de ajuste continuo por parte de la bobina. Esto permite que circule una corriente residual que será detectada por un relé de falla a tierra.

La reactancia inductiva de la bobina Petersen debe ser igual a la reactancia capacitiva de los conductores a tierra:

$$I_f = -U_0 \left(3j\omega C + \frac{1}{j\omega L} \right) \quad (12)$$

Dado que se requiere extinguir la corriente de falla, es decir, que sea cero:

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (13)$$

Al igual que neutro flotante se tiene un incremento en las fases sanas de $\sqrt{3}$. Es por esta razón que la bobina Petersen está limitada solo para sistemas con tensiones de hasta 230 kV.

Ventajas

- Rápida respuesta. Basta que el centro eléctrico se desplace a una de las fases para que inyecte una corriente inductiva al sistema. Por lo tanto un tiempo corto de extinción de la corriente de falla.
- Las tensión de toque y paso en el lugar de la falla no adquieren valores altos, debido a la compensación de la corriente.
- El sistema puede operar por horas, en condiciones de falla monofásica.
- Las tensiones en las fases sanas retornan a sus valores normales sin experimentar cambios bruscos, esto se debe a que el neutro retorna lentamente a su punto de operación normal.
- La bobina Petersen permite derivar a tierra cargas estáticas acumuladas.

Desventajas

- Durante la falla a tierra las tensiones en las fase sanas aumentan en $\sqrt{3}$.
- Incorporación de un equipo adicional, que no necesariamente es económico, además de ocupar espacio en la subestación.

2.1.3.- Fallas asimétricas

2.1.3.1.- Introducción

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos de potencia, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Los estudios típicos que se realizan son: flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de cortocircuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio en que se incluye la selección de voltaje, adecuado tamaño del equipamiento y selección apropiada de protecciones. La mayoría de los estudios necesita de un complejo y detallado modelo que represente al sistema de potencia, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de cortocircuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

Los resultados obtenidos del cálculo de cortocircuito son:

- La corriente en los diferentes componentes del sistema.
- Las tensiones después de la falla en todas las barras del sistema eléctrico.

El análisis mostrado a continuación está basado en el texto *Alta tensión y sistemas de transmisión* [5] y el trabajo especial de grado *Estudio de sobretensiones de energización mediante el programa digital para la simulación de transitorios electromagnéticos EMTP* [8].

2.1.3.2.- Origen de las fallas

Los cortocircuitos tienen distintos orígenes:

- Por deterioro o perforación del aislamiento: debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.
- Por problemas mecánicos: rotura de conductores o aisladores por objetos extraños o animales, ramas de árboles en líneas aéreas e impactos en cables subterráneos.
- Por sobretensiones debido a descargas atmosféricas, maniobras o a defectos.
- Por factores humanos: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, etc.
- Otras causas: vandalismos, incendios, inundaciones, etc.

2.1.3.3.- Tipos de fallas

Un cortocircuito se puede definir como la unión a través de una impedancia nula o de muy bajo valor de dos o más puntos que se encuentran a un potencial diferente. En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:

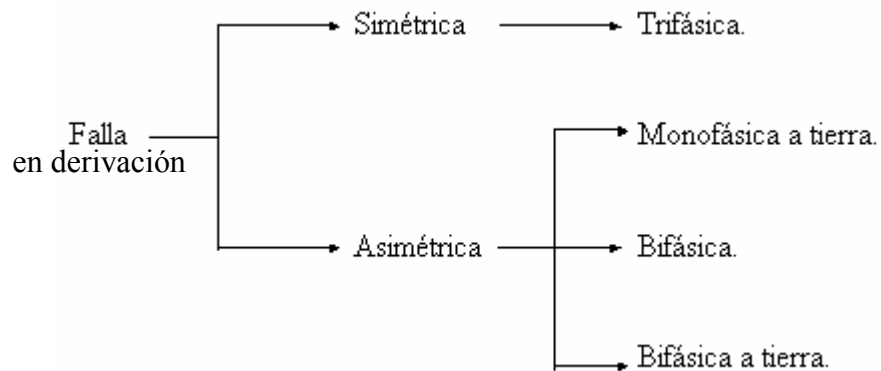


Figura 9. Clasificación de las fallas

Cada una de estas fallas genera una corriente de amplitud definida y características específicas. La razón de llamarse fallas asimétricas es debido a que las corrientes post-falla son diferentes en magnitudes y no están desfasadas en 120 grados. En el estudio de éstas corrientes, se utiliza generalmente el método de componentes simétricas, el cual constituye una importante herramienta para analizar sistemas desequilibrados.

En sistemas de distribución, para los efectos de evaluar las máximas corrientes de fallas, sólo se calculan las corrientes de cortocircuito trifásico y monofásico. Las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puede superar a la corriente de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando la falla se ubica cerca de la subestación. Es poco frecuente que la corriente de falla monofásica supere en amplitud la corriente generada por una falla trifásica. La magnitud de la falla monofásica puede superar a la generada por una falla trifásica en el mismo punto, en el caso de que la falla no involucre la malla de tierra.

2.1.3.4.- Consecuencias de las fallas

Las consecuencias de las fallas en derivación son variables dependiendo de la naturaleza y duración de los defectos, el punto de la instalación afectado y la magnitud de las corrientes. En general podemos considerar algunos de los siguientes efectos:

- En el punto de defecto: la presencia de arcos con deterioro de los aislantes, fusión de los conductores, principio de incendio y riesgo para las personas.

Para el circuito o equipo defectuoso:

- Esfuerzos electrodinámicos, con deformación de los juegos de barras, deformación de los cables, rotura de aisladores, averías en bobinados de transformadores o máquinas eléctricas rotativas.
- Esfuerzo térmicos, con sobrecalentamientos con riesgo de deterioros de los aislantes.

2.1.3.5.- Análisis de fallas en derivación

Para efecto de la investigación sólo se considerará para estudio, las fallas asimétricas en derivación, esto debido a la poca frecuencia con que suceden los corto circuitos trifásicos. Además se realizará con el neutro efectivamente puesto a tierra, es decir la impedancia de tierra se tomará nula. Serán consideradas solamente tensiones.

2.1.3.5.1.- Fallas monofásicas

También se conocen como falla simple línea-tierra. Este tipo de fallas son las más comunes, la incidencia de esta frente a otro tipo de contingencias está por el orden del 75 %. Para el análisis de este tipo de fallas se partirá de las condiciones de falla y del circuito resultante al aplicar componentes simétricas.

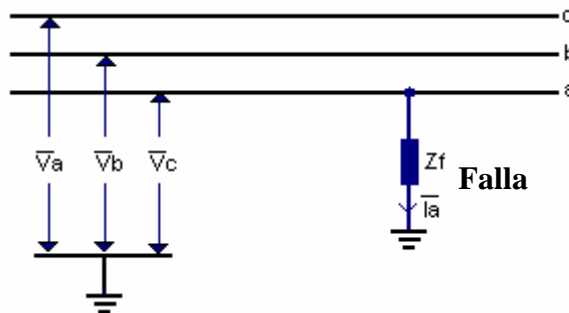


Figura 10. Representación gráfica del corto circuito monofásico

$$U_A = 0 \text{ V} \quad (14)$$

$$I_B = I_C = 0 \text{ A} \quad (15)$$

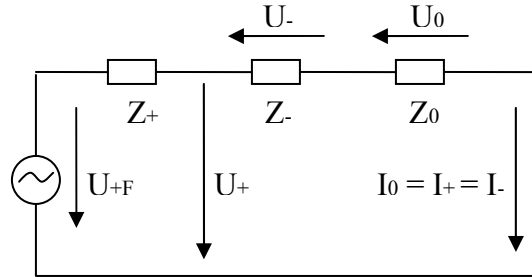


Figura 11. Circuito equivalente para el corto circuito monofásico

Donde:

Z_+ : Impedancia de secuencia positiva del sistema (vista desde el punto de falla).

Z_- : Impedancia de secuencia negativa del sistema (vista desde el punto de falla).

Z_0 : Impedancia de secuencia cero del sistema (vista desde el punto de falla).

U_{+F} : Tensión de prefalla.

Las tensiones de las fases, respecto a tierra, se deducen mediante:

$$\begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_0 \\ U_+ \\ U_- \end{bmatrix} \quad (16)$$

A partir de la ecuación matricial anterior se deduce:

$$U_A = U_0 + U_+ + U_- = 0 \quad (17)$$

$$U_B = U_0 + a^2 U_+ + a U_- \quad (18)$$

$$U_C = U_0 + a U_+ + a^2 U_- \quad (19)$$

El circuito de la figura 11 conduce a la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} U_0 \\ U_+ \\ U_- \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ U_{+F} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_+ & 0 \\ 0 & 0 & Z_- \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_0 \\ I_+ \\ I_- \end{bmatrix} \quad (20)$$

Esta última produce:

$$U_0 = -I_0 \cdot Z_0 \quad (21)$$

$$U_+ = U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ \quad (22)$$

$$U_- = -I_- \cdot Z_- \quad (23)$$

Sustituyendo las tres ecuaciones anteriores en (18):

$$U_B = -I_0 \cdot Z_0 + a^2 \cdot (U_{+F} - I_+ \cdot Z_+) + a \cdot (-I_- \cdot Z_-) \quad (24)$$

Dado que:

$$I_+ = I_- = I_0 \quad (25)$$

Y utilizando las condiciones de falla (14) y (15) la expresión (24) se puede expresar como:

$$U_B = -I_0 \cdot (Z_0 + a^2 \cdot Z_+ + a \cdot Z_-) + a^2 \cdot U_{+F} \quad (26)$$

$$U_0 + U_+ + U_- = -I_0 \cdot Z_0 + U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ - I_- \cdot Z_- = 0 \quad (27)$$

De esta última expresión se despeja:

$$I_+ = I_- = I_0 = \frac{U_{+F}}{Z_+ + Z_- + Z_0} \quad (28)$$

Sustituyendo esta última en (26):

$$U_B = -U_{+F} \cdot \left(\frac{Z_0 + a^2 \cdot Z_+ + a \cdot Z_-}{Z_+ + Z_- + Z_0} - a^2 \right) \quad (29)$$

De la expresión anterior y sustituyendo el correspondiente valor de a y realizando el mismo procedimiento para determinar la tensión en la fase C:

$$U_B = -\frac{\sqrt{3}}{2} U_{+F} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot Z_0 + j \cdot (Z_0 + 2Z_-)}{Z_+ + Z_- + Z_0} \right) \quad (30)$$

$$U_C = -\frac{\sqrt{3}}{2} U_{+F} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot Z_0 - j \cdot (Z_0 + 2Z_-)}{Z_+ + Z_- + Z_0} \right) \quad (31)$$

Como se aprecia en las ecuaciones anteriores (30) y (31) la tensión en las fases sanas deberían ser iguales, en módulo.

2.1.3.5.2.- Fallas bifásicas

Este tipo de fallas no es muy común pero al igual que la anterior resulta importante realizar su análisis al momento del diseño de un sistema eléctrico. A continuación se muestra una figura que representa una falla de este tipo.

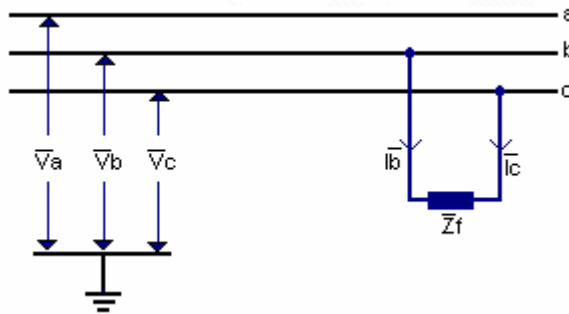


Figura 12. Representación gráfica del cortocircito bifásico

A continuación se muestran las condiciones de partida para el análisis:

$$U_B = U_C \quad (32)$$

$$I_B + I_C = 0 \quad (33)$$

$$I_A = 0 \quad (34)$$

Aplicando la matriz de conversión de componentes simétricas y con las condiciones anteriores se obtiene:

$$U_0 + a^2U_+ + aU_- = U_0 + aU_+ + a^2U_- \quad (35)$$

$$I_0 + a^2I_+ + aI_- + I_0 + aI_+ + a^2I_- = 0 \quad (36)$$

$$I_0 + I_+ + I_- = 0 \quad (37)$$

Sumando y considerando que $1 + a + a^2 = 0$, se deduce que:

$$U_+ = U_- \quad (38)$$

$$I_+ + I_- = 0 \quad (39)$$

$$I_0 = 0 \quad (40)$$

Estas últimas ecuaciones permiten realizar una representación circuital:

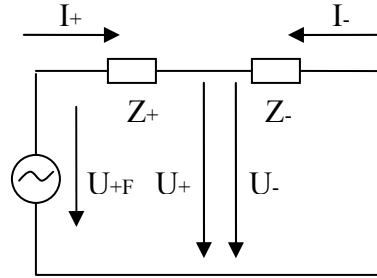


Figura 13. Circuito equivalente para el corto circuito bifásico

A partir del circuito anterior se deducen las siguientes expresiones:

$$U_{+F} - Z_{+}I_{+} = -Z_{-}I_{-} = Z_{-}I_{+} \quad (41)$$

$$I_{+} = \frac{U_{+F}}{Z_{+} + Z_{-}} = -I_{-} \quad (42)$$

$$U_{+} = U_{-} = U_{+F} - Z_{+} \cdot \frac{U_{+F}}{Z_{+} + Z_{-}} = Z_{-} \cdot \frac{U_{+F}}{Z_{+} + Z_{-}} \quad (43)$$

Las tensiones de las fases, respecto a tierra, se deducen mediante:

$$\begin{bmatrix} U_A \\ U_B \\ U_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_0 \\ U_{+} \\ U_{-} \end{bmatrix} \quad (44)$$

La expresión anterior produce los siguientes resultados:

$$U_A = U_0 + U_{+} + U_{-} = 2 \cdot Z_{-} \cdot \frac{U_{+F}}{Z_{+} + Z_{-}} \quad (45)$$

$$U_B = U_C = U_0 + a^2U_{+} + aU_{-} = -U_{+} = -Z_{-} \cdot \frac{U_{+F}}{Z_{+} + Z_{-}} \quad (46)$$

Las dos últimas ecuaciones permiten interpretar fácilmente que la tensión en la fase sana será el doble de la tensión en las fases falladas cuando se tiene un corto circuito bifásico.

2.1.3.5.3.- Fallas bifásicas a tierra

Se conocen como fallas doble línea-tierra. Es la menos común pero su estudio no deja de ser importante. El circuito en redes de secuencia y las condiciones en el punto de falla son los siguientes:

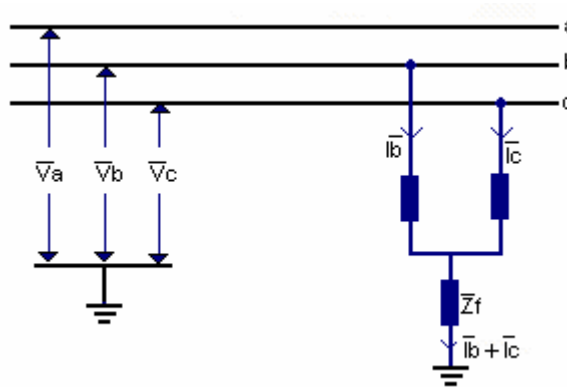


Figura 14. Representación gráfica del cortocircito bifásico a tierra

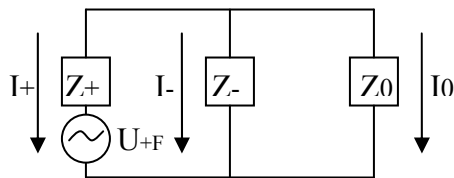


Figura 15. Circuito equivalente para el cortocircito bifásico a tierra

$$V_B = V_C = 0 \text{ V} \quad (47)$$

$$I_A = 0 \text{ A} \quad (48)$$

$$\begin{bmatrix} U_A \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_0 \\ U_+ \\ U_- \end{bmatrix} \quad (49)$$

$$U_A = U_0 + U_+ + U_- \quad (50)$$

$$U_+ = U_- = U_0 \quad (51)$$

$$U_A = 3 \cdot U_+ \quad (52)$$

$$U_+ = U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ \quad (53)$$

Sustituyendo esta última ecuación en (52):

$$U_A = 3 \cdot (U_{+F} - I_+ \cdot Z_+) \quad (54)$$

Sustituyendo U_+ , U_- y U_0 en (49) y multiplicando ambos miembros por Z^{-1} :

$$\begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_+ & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_- \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ \\ U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ \\ U_{+F} - I_+ \cdot Z_+ \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_+ & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_- \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ U_{+F} \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} I_0 \\ I_+ \\ I_- \end{bmatrix} \quad (55)$$

Resolviendo esta última matriz y aplicando las condiciones de falla se tiene:

$$I_+ + I_- + I_0 = I_A = 0 \quad (56)$$

$$\frac{U_{+F}}{Z_0} - I_+ \cdot \frac{Z_+}{Z_0} + \frac{U_{+F}}{Z_+} - I_+ + \frac{U_{+F}}{Z_-} - I_+ \cdot \frac{Z_+}{Z_-} = \frac{U_{+F}}{Z_+} \quad (57)$$

Al despejar I_+ de esta expresión se tiene:

$$I_+ = \frac{U_{+F}}{Z_+ + Z_- \cdot \frac{Z_0}{Z_- + Z_0}} \quad (58)$$

Sustituyendo (58) en (54):

$$U_A = 3 \cdot U_{+F} \cdot \left[\frac{Z_- \cdot Z_0}{Z_+ \cdot Z_- + Z_0 \cdot (Z_+ + Z_-)} \right] \quad (59)$$

Esta última expresión permite calcular la tensión en la fase sana cuando se tiene una falla bifásica a tierra. A partir de ella no se puede concluir de la característica que adoptará esta tensión.

2.1.4.- Coordinación de aislamiento

2.1.4.1.- Definición

La coordinación del aislamiento comprende la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema donde se van a utilizar dichos equipos, tomando en cuenta las características de los equipos de protección disponibles, para así obtener un nivel de probabilidad de daños a los equipos y de continuidad de servicio aceptable, desde el punto de vista operacional y económico.

Existe otra definición que es tomada por la mayoría de los autores de las bibliografías consultadas: “se entiende por coordinación de aislamiento al conjunto de medidas que tienen como objetivo evitar fallas en el sistema como consecuencias de las sobretensiones que se producen en el mismo, al igual que el confinamiento de estas sobretensiones en aquellos puntos del sistema donde causen el menor daño, siempre y cuando sea económicamente viable y tratando en lo posible de que el suministro eléctrico no sea interrumpido”. [5]

Es importante para la coordinación de aislamiento citar que las diferentes sobretensiones, a pesar de no tener los mismos tiempos de formación de cresta y semiamplitud, han sido normalizadas dependiendo de su naturaleza. Para las denominadas sobretensiones atmosféricas se ha normalizado un tiempo de formación de la onda de $1,2 \mu\text{s}$ y semiamplitud de $50 \mu\text{s}$, mientras que para las sobretensiones de maniobra el tiempo de formación del valor máximo o pico es de $250 \mu\text{s}$ y el tiempo de la semiamplitud $2500 \mu\text{s}$. La importancia de fijar un estándar es para realizar las respectivas pruebas de esfuerzo en los materiales.

Una buena coordinación de aislamiento debe garantizar cuatro aspectos fundamentales:

1. Garantizar que el aislamiento de los equipos que componen el sistema soportará todas las exigencias dieléctricas, tanto de operación como de contingencia.

2. Debe existir una eficiente derivación a tierra de las sobretensiones que afectan al sistema.
3. Garantizar que las rupturas dieléctricas solo ocurran en el aislamiento externo y no en el interno, de manera que los equipos importantes (costosos) no sufran daños significativos.
4. Si las tres exigencias anteriores no son cumplidas, entonces se debe diseñar el sistema para que las fallas ocurran en lugares del sistema donde el daño sea menor.

2.1.4.2.- Cálculo del nivel de aislamiento

Las expresiones siguientes sólo serán mostradas para el caso de sobretensiones a frecuencia industrial, sin contaminación y con aislamiento convencional. La tensión crítica disruptiva es la siguiente está determinada por la ecuación siguiente:

$$V_{FC} = \frac{V_{Linea}}{(1 - K_f \cdot \sigma_f) \cdot \sqrt{3}} \cdot K_{sv} \cdot K_F \cdot \frac{H_v}{\delta^n} \cdot \frac{1}{K_p} \cdot \frac{1}{K_r} \quad (60)$$

Donde:

V_{FC} : Voltaje crítico disruptivo a frecuencia industrial en condiciones estándar

V_{Linea} : Voltaje entre fases

K_{sv} : Sobrevoltaje a frecuencia industrial ($K_{sv} \approx 1,05$)

K_F : Incremento del voltaje en caso de fallas ($K_{F,cc1\phi} = 1,2 - 1,3$)

H_v : Factor de corrección por humedad del aire en función de la humedad absoluta del aire (H_a)

Este último factor se calcula mediante la expresión siguiente:

$$H_v = 1,2086 - 0,0214 \cdot H_a + 0,000943 \cdot H_a^2 - 2941 \cdot 10^{-5} \cdot H_a^3 \quad (61)$$

H_a : Humedad absoluta del aire en $\left[\frac{g}{m^3}\right]$

Este término se determina por la ecuación (62)

$$H_a = \frac{2,933071 \cdot P_v \cdot H_r}{273 + T_s} \quad (62)$$

P_v : Presión de vapor saturado, calculada en base a la expresión (63) en $\left[\frac{mm}{Hg}\right]$

H_r : Humedad relativa del aire en [%] ($H_r \approx 73\%$)

$$P_v = 4,580156 + 0,335833 \cdot T_s + 0,010325 \cdot T_s^2 + 0,000219375 \cdot T_s^3 + 1,71875 \cdot 10^{-6} \cdot T_s^4 + 2,291667 \cdot 10^{-8} \cdot T_s^5 \quad (63)$$

T_s : Temperatura a bulbo seco en [°C] ($T_s = 26,5$ °C)

K_p : Factor de corrección por tasa de precipitación

$$K_p = 0,993 - 0,1743 \cdot T_p + 0,0403 \cdot T_p^2 - 0,004899 \cdot T_p^3 + 0,000201 \cdot T_p^4 \quad (64)$$

T_p : Tasa de precipitación en $\left[\frac{mm}{min}\right]$

K_r : Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia

$$K_r = 0,6389 + 01264 \cdot \ln(\sigma_a) \quad (65)$$

σ_a : en $\left[\frac{k\Omega}{cm}\right]$ ($\sigma_a = 10 \frac{k\Omega}{cm}$)

K_f : Número de desviaciones estándar ($K_f = 2$)

σ_f : Desviación estándar ($\sigma_f = 3\%$)

$$n = 1 - 0,1 \cdot d_m \quad (66)$$

d_m : Distancia mínima a masa por oscilación de la cadena ($d_m = 0,28m$)

δ : Densidad relativa del aire

$$\delta = \frac{0,70667}{492 + \frac{9}{5} \cdot T_s} \cdot \frac{760}{10^{\left(\frac{h}{18400 \cdot (1 + \alpha \cdot T_s)}\right)}} \quad (67)$$

h: Altitud sobre el nivel del mar (h=200 m)

α : Coeficiente de expansión térmica del aire ($\alpha = 0,0036 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$)

CAPÍTULO III

3.1.- MARCO METODOLÓGICO

3.1.1.- Tipo de Investigación

De acuerdo al alcance del trabajo y a los objetivos planteados, se puede considerar que la presente investigación se enmarca en la conocida como investigación tipo descriptiva. Según Babbie [9]: *“los estudios descriptivos buscan desarrollar una imagen o fiel representación (descripción) del fenómeno estudiado a partir de sus características. Describir en este caso es sinónimo de medir. Miden variables o conceptos con el fin de especificar las propiedades importantes de comunidades, personas, grupos o fenómeno bajo análisis. El énfasis está en el estudio independiente de cada característica, es posible que de alguna manera se integren las mediciones de dos o más características con el fin de determinar cómo es o cómo se manifiesta el fenómeno. Pero en ningún momento se pretende de establecer la forma de relación entre estas características. En algunos casos los resultados pueden ser usados para predecir.”* Según esta clasificación se puede considerar al “fenómeno” como la sobretensión. Esta investigación se basó en un conjunto de simulaciones realizadas a partir del software de sistemas de potencia DIgSILENT-Power Factory.

3.1.2.- Método de investigación

La metodología empleada fue desarrollada en cuatro fases, estas fueron diseñadas de manera de llevar una secuencia según los objetivos planteados, familiarización con el sistema de transmisión de CADAFE y un conjunto de conocimientos previos, establecimiento de los casos de estudio, una parte práctica en

la que se utiliza el software de simulación y la incorporación de análisis y posibles soluciones al problema planteado. La metodología empleada puede ser observada fácilmente según el esquema siguiente:

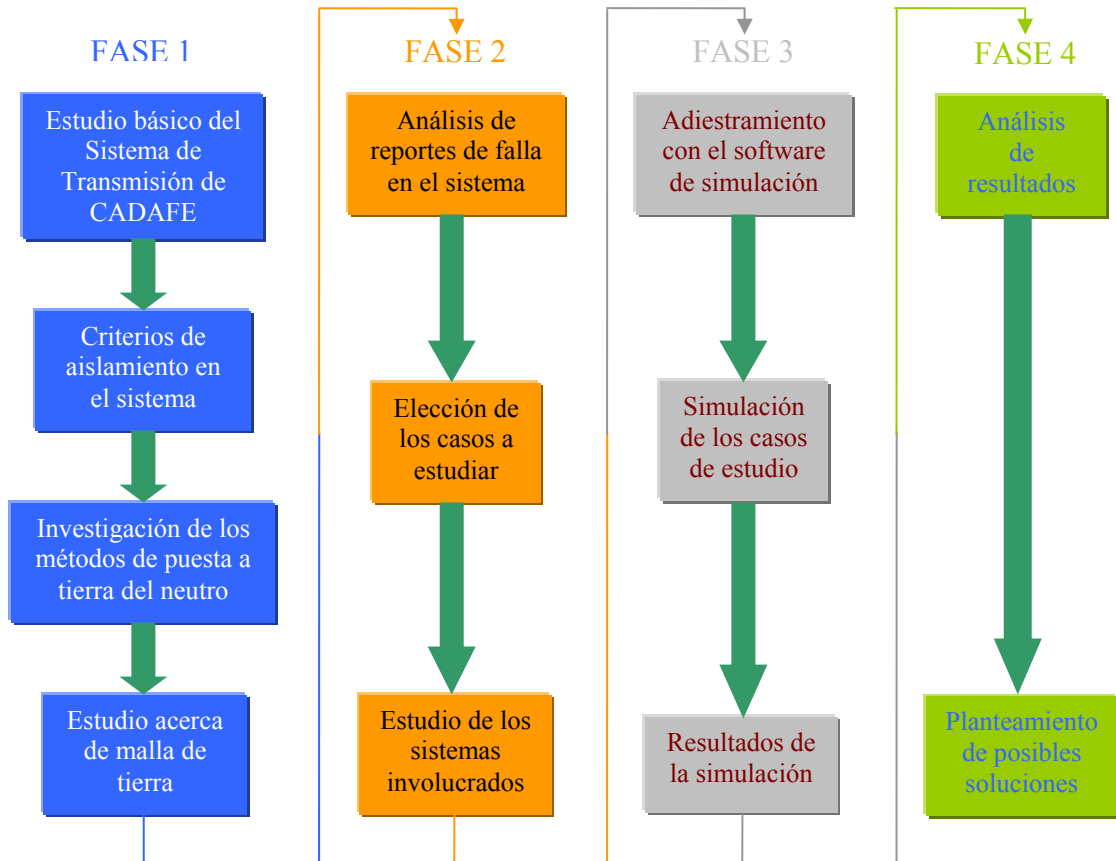


Figura 16. Procedimiento empleado durante la investigación

A continuación se enumeran y se explican brevemente las diferentes etapas de investigación.

3.1.3.- Fases de la Investigación

3.1.3.1.- Fase 1. Familiarización e investigación teórica

En esta primera etapa se considera toda la investigación teórica realizada, se consultó un grupo extenso de bibliografía especializada en los distintos temas tratados. Esta etapa también comprende el estudio de normas de carácter interno de CADAFE relacionadas con la temática involucrada.

El estudio básico del sistema de transmisión de CADAFE es un preámbulo a la fase dos, este estudio sólo comprendió aspectos técnicos y de operación del sistema, es decir, niveles de tensión, cantidad de subestaciones, clasificación y configuración de éstas, longitud de líneas de transmisión, subestaciones y líneas de mayor importancia en el sistema eléctrico nacional, etc. Es necesario acotar que para esta etapa se realizaron visitas a las subestaciones Yaracuy y Cabudare; ubicadas en los estados Yaracuy y Lara respectivamente.

3.1.3.2.- Fase 2. Casos de estudio

Esta etapa comprende un conjunto de acciones tomadas para la selección de los diferentes casos de estudio y la recolección de datos específicos e importantes de los sistemas involucrados, esto se refiere a las especificaciones de las subestaciones y líneas de cada caso, así como también la identificación de qué otros sistemas están involucrados con los sistemas principales (de estudio).

Para esta selección fue necesaria la participación de la Unidad de Operaciones de CADAFE perteneciente a la Gerencia de Operaciones, conjuntamente con Despacho de Carga ubicado en La Mariposa y el Departamento de Construcción de Subestaciones I. La elección se basó en los siguientes aspectos:

- Reportes de fallas que maneja la Unidad de Operaciones
- Informes de Despacho de Carga
- Poca robustez que presenta el sistema eléctrico centro-occidental de Venezuela

- Enormes cargas residenciales que se tienen tanto en los estados Zulia como Falcón.

Esta elección no podía ser aleatoria dado que la presente investigación es de interés para la empresa y no sólo para el departamento donde fue propuesta y realizada.

3.1.3.3.- Fase 3. Simulaciones

En base a la etapa anterior se procedió a recolectar la data necesaria para construir los casos propuestos en el programa de simulación. Dado que no se tenía conocimientos previos en este software se hizo necesaria una preparación previa, aproximadamente dos semanas, esta se hizo en base a flujos de carga y contingencias como fallas con resultados ya conocidos.

Después de construir los casos se comenzaron las distintas simulaciones no sin antes corregir los errores que estas presentaron.

Los resultados de estas simulaciones se presentan según el caso estudiado.

3.1.3.4.- Fase 4. Análisis y posibles soluciones

El análisis de los resultados obtenidos en la fase 3 de la investigación así como las posibles soluciones a los problemas planteados, se harán basados en la fase 1, investigación teórica.

Esta fase comprende también las conclusiones y recomendaciones presentadas al final de la investigación.

CAPÍTULO IV

4.1.- RESULTADOS

4.1.1.- Descripción del caso de estudio

Como se indicó en el capítulo anterior el criterio para la elección de los casos de estudio se basó en dos factores importantes tanto para la empresa como para el sistema eléctrico nacional.

El sistema a estudiar comprende el compuesto por las subestaciones: Yaracuy en la tensión de 400 kV, El Tablazo en 400 kV, La Horqueta en 230 y 400 kV, Planta Centro 230 y 400 kV, El Isiro en 230 kV y Arenosa 230 y 400 kV. Es menester indicar que este estudio también incluye a las líneas de transmisión involucradas. En las figuras 17 y 18 se observan tanto la localización geográfica y el sistema bajo estudio.

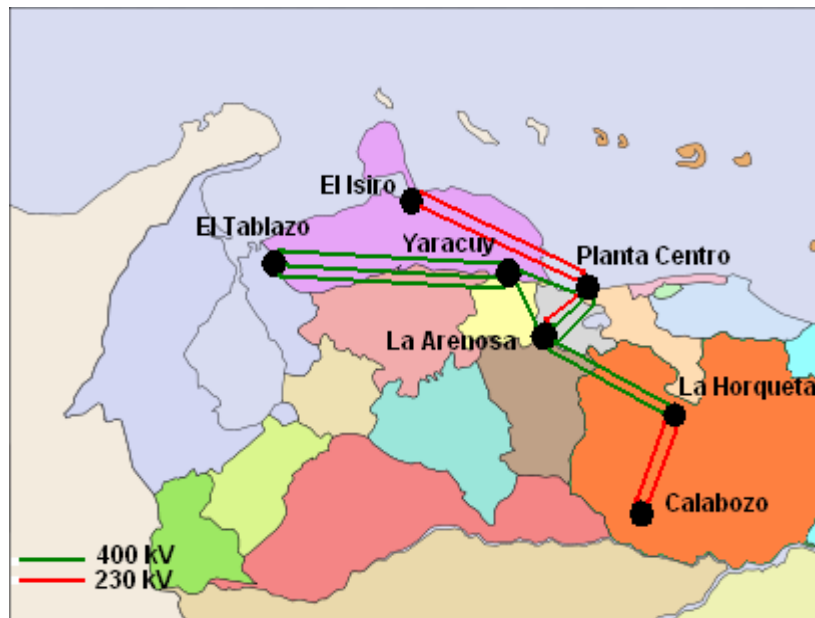


Figura 17. Localización geográfica del sistema bajo estudio

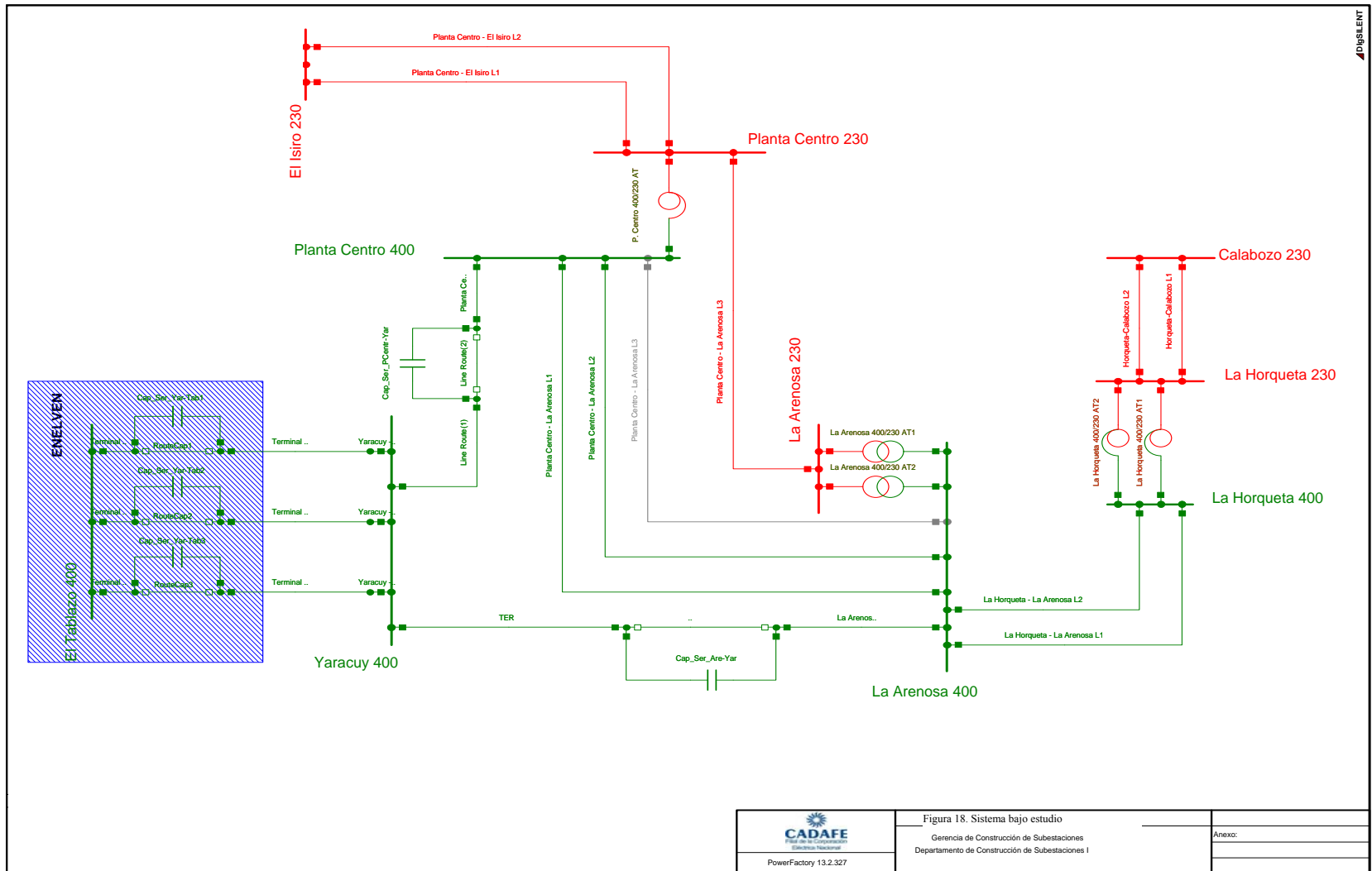


Figura 18. Sistema bajo estudio

	Figura 18. Sistema bajo estudio	
	Gerencia de Construcción de Subestaciones Departamento de Construcción de Subestaciones I	Anexo:

Como se observa el estudio se hará en una de las partes más importantes del sistema eléctrico nacional, además la mayoría de las subestaciones presentadas forman parte de la red troncal de transmisión. Yaracuy es considerada en el sector eléctrico como la subestación más importante del sistema, una falla importante en ella originaría enormes pérdidas, así como dejar sin servicio a la mayoría de la zona centro-occidental del país.

El estudio es un conjunto de simulaciones que comprenden fallas en las barras antes señaladas, las fallas introducidas son monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra.

Para mejorar el análisis que será mostrado en el siguiente capítulo, se decidió observar el efecto de las fallas en las subestaciones que rodean al sistema bajo estudio. Estas son las siguientes: Aragua 230 kV, Cabudare 230 kV, Diego Lozada 230 kV, El Macaro 230 kV, El Tablazo 230 kV, el sistema de Hidrocentro en 230 kV, San Diego 230 kV, Tiara 230 kV, Valencia 230 kV, Yaracuy 230 kV, Cuatricentenario 400, La Arenosa 765 kV, La Horqueta 765 kV y Yaracuy 765 kV.

Entre los resultados se tendrán a subestaciones que no pertenecen a la red de CADAFE, como la red de 765 kV que corresponde a CVG EDELCA y las pertenecientes a ENELVEN como Cuatricentenario 400 kV y El Tablazo 230 y 400 kV.

El unifilar del sistema bajo estudio con sus alrededores se encuentra en el anexo I.

4.1.2.- Descripción del sistema bajo estudio

A continuación se mostrará un resumen de las especificaciones de las líneas involucradas y las subestaciones del sistema bajo estudio.

4.1.2.1.- Líneas de transmisión

Tabla 1. Distancias de las líneas involucradas en el caso de estudio

Línea	Distancia (km)
El Tablazo-Yaracuy L1 (400 kV)	331,01
El Tablazo-Yaracuy L2 (400 kV)	326,01
El Tablazo-Yaracuy L3 (400 kV)	309,01
Yaracuy-Planta Centro (400 kV)	152,10
La Arenosa-La Horqueta L1 (400 kV)	68,00
La Arenosa-La Horqueta L2 (400 kV)	68,00
Calabozo-La Horqueta L1 (230 kV)	152,08
Calabozo-La Horqueta L2 (230 kV)	152,08
El Isiro-Planta Centro L1 (230 kV)	231,00
El Isiro-Planta Centro L2 (230 kV)	230,00
Planta Centro-La Arenosa L1(400 kV)	63,00
Planta Centro-La Arenosa L2(400 kV)	63,00
Planta Centro-La Arenosa L3(230 kV)	63,00
Yaracuy-La Arenosa (400 kV)	168,00

4.1.2.2.- Equipos de transformación

En todos los transformadores mostrados a continuación la conexión del neutro es el efectivamente puesto a tierra.

Tabla 2. Especificación de los transformadores [10]

Subestación	Relación del equipo	Equipos en paralelo	Potencia Nominal c/u (MVA)	Zcc (%)
Yaracuy	400/230	2	450	4,98
	765/400	1	1500	15,16
	765/230	1	1000	15,05
Planta Centro	400/230	1	450	5,20
	24/400	4	500	14,40
	230/115	3	100	7,45
	24/230	1	440	14,40
El Tablazo	400/230	3	450	5,04
La Horqueta	765/400	1	1500	15,00
	765/230	1	1000	15,17
	400/230	2	450	5,04
La Arenosa	765/230	2	1000	14,86
	230/400	2	450	5,04
	230/115	2	400	7,38
Calabozo	230/115	2	100	7,38
El Isiro	230/115	3	100	7,52

4.1.3.- Niveles de aislamiento normalizados

A continuación se presentan los niveles de aislamiento normalizados por CADAFE para los equipos de subestaciones de acuerdo a la tensión nominal del sistema. En base a esta tabla se realizarán las comparaciones con los resultados y su posterior análisis que serán mostrados en las secciones posteriores.

Tabla 3. Niveles de aislamiento normalizados. [10]

Tensión Nominal del Sistema (kV)	Tensión Máxima de Servicio (kV)	Nivel de Aislamiento a las Ondas de Choque de 1,2 x 50 μ s (kVcr)		Nivel de Aislamiento a Frecuencia Industrial (kV)		Nivel de Aislamiento a las Ondas de Maniobra de 250 x 2500 μ s (kVcr)	
		A la tierra y entre polos *	Entre terminales de un polo **	A la tierra y entre polos *	Entre terminales de un polo **	A la tierra y entre polos	Entre terminales de un polo **
13,8	17,5	95	110	38	45	-	-
34,5	36	170	195	70	80	-	-
115	123	550	630	230	265	-	-
230	245	1050	1200	460 395 ***	530	-	-
400	420	1425 1300* **	1425 (+240)	520	610	1050	900 (+430)
765	800	2100 1950* **	2100 (+435)	830	1100	1425 1550** *	1100 (+625)

* Entre terminales de un polo, para equipos con capacidad de interrupción.
 ** Los valores indicados entre paréntesis, corresponden al valor pico de la tensión a frecuencia de la red a ser aplicada al terminal opuesto.
 *** Para transformadores y reactores.

4.1.4.- Características del software de simulación

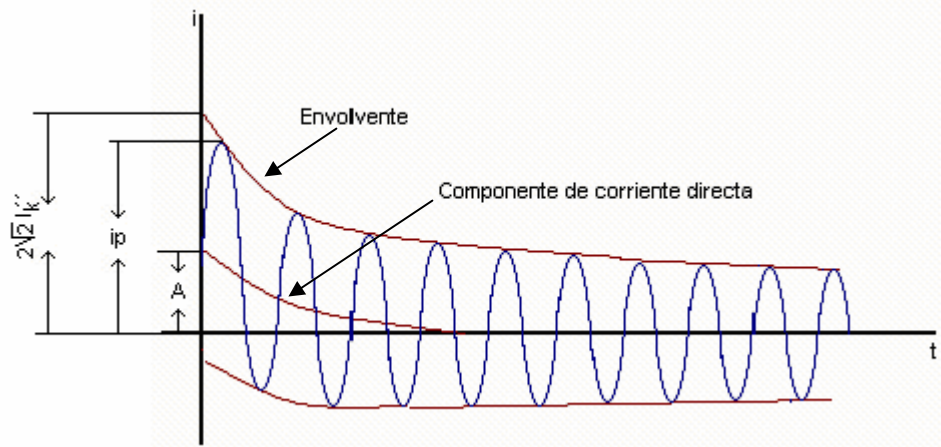
4.1.4.1.- Norma IEC 90 y cálculo de corto circuito

Por recomendación del departamento de Ingeniería de Operaciones se utilizó como método de cálculo de fallas el IEC 90. Es necesario mencionar que esta norma toma en cuenta la influencia de los motores y generadores. La norma IEC 90 determina los siguientes parámetros:

- **Factor C:** Se define como la relación entre la fuente de voltaje equivalente y el voltaje nominal del sistema dividido entre $\sqrt{3}$.
- **S_k'' (Potencia aparente de corto circuito simétrica Inicial):** Viene determinado por el producto de la corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k''), el voltaje nominal del sistema y el factor $\sqrt{3}$.
- **I_k'' (Corriente de corto circuito simétrica inicial):** Se define como el valor r.m.s. inicial de la componente simétrica a.c. de la corriente de cortocircuito.
- **i_p (Corriente de cortocircuito pico):** Se define como el valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito.
- **I_b (Corriente de interrupción de cortocircuito simétrica):** Es el valor r.m.s. de un ciclo integral de la componente a.c. simétrica de la corriente de cortocircuito en el instante de separación de los contactos del primer polo de un equipo de interrupción.
- **S_b (Potencia aparente de interrupción de cortocircuito simétrica):** Viene determinada por el producto de la corriente de interrupción de cortocircuito simétrica (I_b), el voltaje nominal del sistema y el factor $\sqrt{3}$.

- **I_k (Corriente de cortocircuito de régimen permanente):** Es el valor r.m.s. de la corriente de cortocircuito después que ha pasado el fenómeno transitorio.

Gráficamente tenemos:



A= Valor inicial de la componente DC.

Figura 19. Corriente de cortocircuito

La norma IEC realiza un mayor esfuerzo que la norma ANSI para distinguir entre las corrientes de cortocircuito que fluyen a través de redes malladas y redes radiales. En el caso de redes enmalladas se tienen los siguientes métodos:

Método B. Relación R/X o X/R en el punto del cortocircuito:

El factor K viene dado por:

$$k = 1,15 \cdot k_b \quad (67)$$

Donde 1,15 es un factor de seguridad. El factor k_b es determinado a partir de curvas de acuerdo a la relación R/X en el punto donde ocurre la falla.

Método C. frecuencia equivalente f_c : se usa $k=k_c$

El factor k_c es encontrado a través de curvas de acuerdo a la relación:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad (68)$$

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad (69)$$

Donde:

$$Z_c = R_c + jX_c \quad (70)$$

R_c : Resistencia efectiva equivalente para la frecuencia equivalente f_c de acuerdo a la ubicación del cortocircuito.

X_c : Reactancia efectiva equivalente para la frecuencia equivalente f_c de acuerdo a la ubicación del cortocircuito.

La impedancia equivalente Z_c es la impedancia vista por el cortocircuito si una fuente equivalente de voltaje con frecuencia $f_c=20$ hz (para una frecuencia nominal de 50 hz) o 24 hz (para una frecuencia nominal de 60 hz) es aplicada como la única fuente activa.

Una vez modelada la impedancia ante descrita el programa aplica un procedimiento similar al mostrado en la sección 2.1.3 para calcular un conjunto de variables definidas por el usuario.

Este factor k se utiliza para obtener la peor corriente de corto circuito pico:

$$i_{pico} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc1\phi}$$

4.1.4.2.- Ejecución de cálculos de corto circuito

El cálculo del cortocircuito sobre una barra puede ser iniciado haciendo click con el botón derecho del ratón sobre dicha barra y seleccionando la opción calcular corto-circuito como se muestra en la siguiente figura:

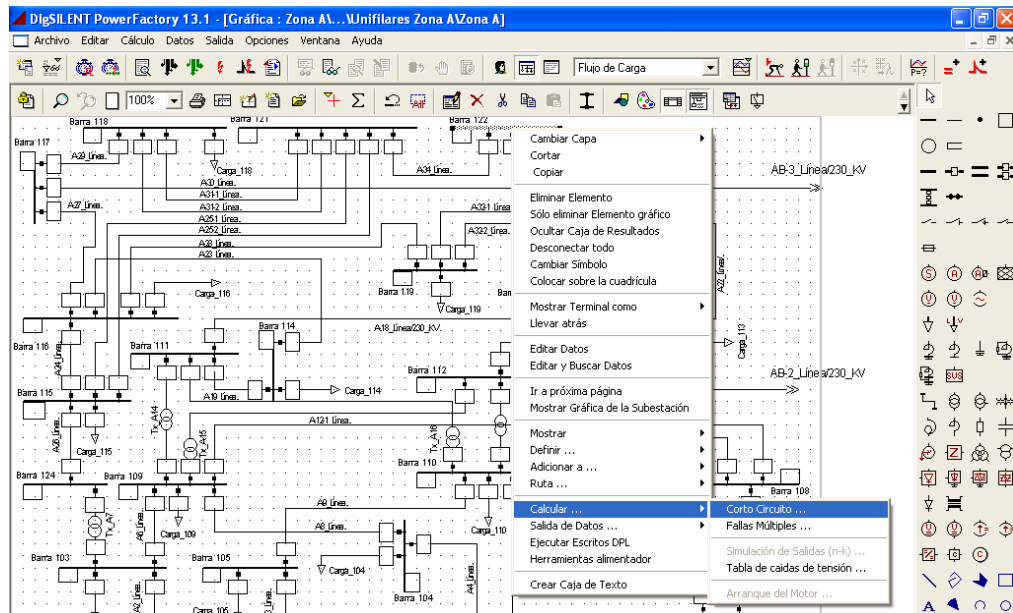


Figura 20. Selección sobre la barra a fallar

Opciones del cálculo de corto circuitos

Estas opciones están disponibles una vez seleccionada la barra con su respectiva falla y se pueden cambiar al aparecer un cuadro como el siguiente:

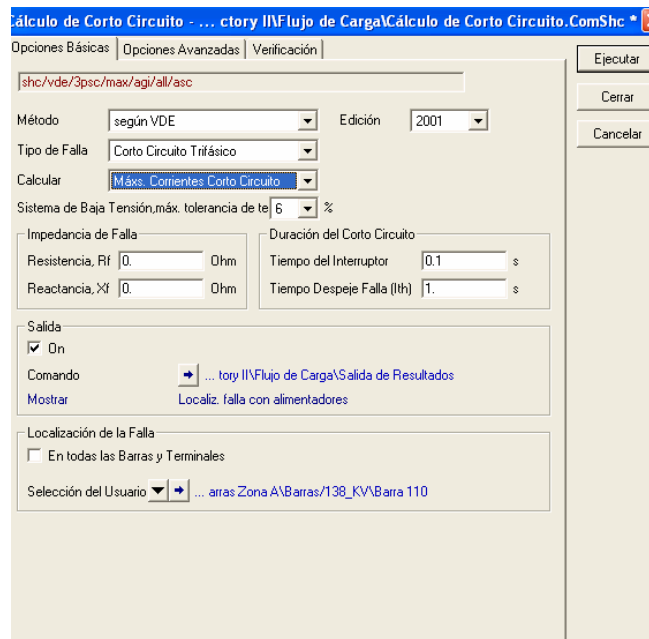


Figura 21. Cuadro de opciones de cálculo de corto circuito

- **Método de Cálculo**

Power Factory presenta una serie de métodos para el cálculo de corto-circuito:

- De acuerdo a la Norma Alemana VDE 0102/01013.
- De acuerdo a la Norma Internacional IEC 60909.
- De acuerdo a la Norma Americana ANSI/IEEE C37.
- Método “Completo” el cual considera un flujo de carga antes de la falla.

- **Tipo de Falla**

Los siguientes tipos de fallas están disponibles:

- Corto circuito trifásico.
- Corto circuito bifásico.
- Corto circuito monofásico a tierra.
- Corto circuito bifásico a tierra.
- Corto circuito monofásico al neutro.
- Corto circuito monofásico y neutro a tierra.
- Corto circuito bifásico al neutro.
- Corto circuito bifásico y neutro a tierra.
- Corto circuito trifásico y neutro a tierra.

Una vez seleccionadas las opciones requeridas se presiona ejecutar en el cuadro anterior y se obtienen las tensiones, corrientes o cualquier otro parámetro eléctrico o mecánico que se haya elegido como salida.

4.1.5.- Resultados de las simulaciones

➤ Falla monofásica. Calabozo 230 kV

En la tabla 4 se muestran los resultados arrojados durante la simulación ante una falla monofásica en la barra de Calabozo 230 kV. Las tensiones indicadas en letras de color rojo señalan valores que excedieron la tensión máxima de servicio establecida por la tabla 3.

Tabla 4. Falla monofásica en Calabozo 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kVfase]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kVfase]	Magnitud [kVfase]	Magnitud [kVfase]
Aragua 230	141,45	134,73	143,43	143,67
Cabudare 230	141,45	140,71	144,53	144,85
Calabozo 230	141,45	0,00	154,98	145,56
Diego Lozada 230	141,45	139,08	144,23	144,58
El Isiro 230	141,45	141,41	144,64	145,07
El Macaro 230	141,45	136,05	143,50	143,88
El Tablazo 230	141,45	142,95	145,09	145,36
Hydrocentro	141,45	138,83	144,13	144,49
La Arenosa 230	141,45	138,83	144,13	144,49
La Horqueta 230	141,45	133,30	143,40	143,60
Planta Centro 230	141,45	140,73	144,50	144,91
San Diego 230	141,45	138,27	143,94	144,33
Tiara 230	141,45	136,28	143,83	144,10
Valencia 230	141,45	139,06	144,10	144,51
Yaracuy 230	141,45	140,65	144,54	144,83
Cuatricentenario 400	242,49	248,46	252,27	252,80
El Tablazo 400	242,49	248,18	252,20	252,73
La Arenosa 400	242,49	241,36	250,76	251,27
La Horqueta 400	242,49	236,79	250,25	250,54
Planta Centro 400	242,49	244,24	251,22	251,90
Yaracuy 400	242,49	244,42	251,31	251,86
La Arenosa 765	461,88	463,00	480,09	480,89
La Horqueta 765	461,88	460,54	480,07	480,74
Yaracuy 765	461,88	465,65	480,31	481,28

La S/E Calabozo es considerada como parte de un sistema radial, es decir que no existe después de ella, una conexión con el sistema estudiado. Los resultados arrojados en esta primera simulación muestran que existe un aumento de tensión al ocurrir una falla monofásica en la barra involucrada.

Entre los resultados posibles del software de simulación se tienen las impedancias de secuencia y las corrientes de falla, en el cuadro siguiente se muestran estos valores para la falla estudiada:

Tabla 5. Característica de falla. Calabozo 230 kV

Resistencia (Ω)			Reactancia (Ω)			Corriente de falla (kA)
Positiva	Negativa	Cero	Positiva	Negativa	Cero	
4,561	4,469	3,743	35,460	35,386	42,296	3,751

Como se observa en la tabla 5 las impedancias de secuencia en el punto de falla son altas, comparadas con respecto a las mostradas en el Anexo 6, bajo ciertas excepciones que serán mostradas en capítulo V. Esto demuestra que a partir de la S/E Calabozo se tiene un sistema prácticamente radial. Estas impedancias de secuencia son altas debido a que los sistemas radiales son prácticamente circuitos en serie, todo lo contrario ocurre en la parte central del sistema bajo estudio donde se tiene un circuito altamente mallado, en el que las impedancias de secuencia son bajas por los numerosos divisores de corriente que se presentan.

Cuando se tiene una falla monofásica la corriente de corto circuito está determinada por la relación siguiente:

$$I_{Falla} = \frac{3 \cdot U_{+F}}{Z_+ + Z_- + Z_0} \quad (71)$$

Al tener las impedancias de secuencia valores altos, esta corriente adquiere valores bajos (tabla 5). Ahora bien, escribiendo la ecuación (30) de la forma siguiente:

$$U_B = -\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_{+F}}{Z_+ + Z_- + Z_0} \cdot [\sqrt{3} \cdot Z_0 + j \cdot (Z_0 + 2Z_-)] \quad (72)$$

Creando el término M :

$$M = \sqrt{3} \cdot Z_0 + j \cdot (Z_0 + 2 \cdot Z_-) \quad (73)$$

Reescribiendo la relación (72) y utilizando (73) y (71) se tiene:

$$U_B = -\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{Fallas}}{3} \cdot M \quad (74)$$

Como se observa en la ecuación (73) el término M depende exclusivamente del valor que tengan las impedancias de secuencia por lo que los valores que obtendrán las tensiones de fase (ecuación 74) dependerán de estas impedancias.

Los aumentos de tensión que se presentan en el restos de las barras son debidos a que la corriente de corto circuito de Calabozo 230 kV toma un valor bajo (comparado con La Arenosa 230 kV, anexo 6), por lo que existirá una circulación mayor de corriente en el sistema con un consecuente aumento de tensión.

Tabla 6. Falla monofásica en El Isiro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	141,99	144,85	145,18
Cabudare 230	141,45	141,78	144,78	145,14
Calabozo 230	141,45	142,33	144,93	145,26
Diego Lozada 230	141,45	143,43	145,26	145,50
El Isiro 230	141,45	0,00	138,35	134,47
El Macaro 230	141,45	141,64	144,75	145,12
El Tablazo 230	141,45	143,53	145,24	145,52
Hidrocentro	141,45	140,90	144,62	144,96
La Arenosa 230	141,45	140,90	144,62	144,96
La Horqueta 230	141,45	142,00	144,87	145,19
Planta Centro 230	141,45	131,89	143,08	143,38
San Diego 230	141,45	141,20	144,63	145,04
Tiara 230	141,45	142,74	145,07	145,35
Valencia 230	141,45	141,09	144,61	145,00
Yaracuy 230	141,45	141,79	144,80	145,14
Cuatricentenario 400	242,49	249,48	252,53	253,07
El Tablazo 400	242,49	249,25	252,47	253,02
La Arenosa 400	242,49	244,45	251,49	251,96
La Horqueta 400	242,49	246,47	251,82	252,40
Planta Centro 400	242,49	240,98	251,15	251,31
Yaracuy 400	242,49	246,15	251,70	252,34
La Arenosa 765	461,88	472,60	482,06	482,96
La Horqueta 765	461,88	473,90	482,37	483,22
Yaracuy 765	461,88	471,80	481,75	482,78

Tabla 7. Falla monofásica en La Arenosa 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	57,22	130,51	129,75
Cabudare 230	141,45	71,38	131,64	131,91
Calabozo 230	141,45	70,48	130,89	131,24
Diego Lozada 230	141,45	91,87	134,15	134,69
El Isiro 230	141,45	78,57	131,20	133,04
El Macaro 230	141,45	52,92	129,60	129,43
El Tablazo 230	141,45	105,11	135,88	136,91
Hidrocentro	141,45	0,00	130,72	132,16
La Arenosa 230	141,45	0,00	130,72	132,16
La Horqueta 230	141,45	61,52	131,08	131,27
Planta Centro 230	141,45	66,13	131,48	131,95
San Diego 230	141,45	37,30	128,66	128,96
Tiara 230	141,45	77,19	132,58	132,97
Valencia 230	141,45	24,04	129,34	127,38
Yaracuy 230	141,45	72,79	132,19	132,12
Cuatricentenario 400	242,49	180,81	235,58	237,97
El Tablazo 400	242,49	176,92	235,09	237,29
La Arenosa 400	242,49	57,75	229,77	233,68
La Horqueta 400	242,49	100,21	228,77	228,18
Planta Centro 400	242,49	112,99	230,19	229,54
Yaracuy 400	242,49	123,35	229,91	229,71
La Arenosa 765	461,88	167,92	441,84	450,57
La Horqueta 765	461,88	225,08	443,40	442,30
Yaracuy 765	461,88	216,68	440,22	438,16

Tabla 8. Falla monofásica en La Horqueta 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	41,04	130,95	128,36
Cabudare 230	141,45	93,91	134,45	134,85
Calabozo 230	141,45	32,18	130,12	127,37
Diego Lozada 230	141,45	80,22	133,87	133,79
El Isiro 230	141,45	100,73	134,80	136,60
El Macaro 230	141,45	42,29	130,79	128,64
El Tablazo 230	141,45	115,90	138,11	139,10
Hydrocentro	141,45	73,86	132,72	132,99
La Arenosa 230	141,45	73,86	132,72	132,99
La Horqueta 230	141,45	0,00	132,71	132,63
Planta Centro 230	141,45	93,69	134,35	135,36
San Diego 230	141,45	68,35	131,76	131,06
Tiara 230	141,45	41,40	133,31	133,24
Valencia 230	141,45	77,36	132,16	132,40
Yaracuy 230	141,45	93,04	134,74	134,74
Cuatricentenario 400	242,49	200,06	239,60	241,80
El Tablazo 400	242,49	197,27	239,14	241,25
La Arenosa 400	242,49	124,44	232,30	231,50
La Horqueta 400	242,49	63,02	232,23	233,01
Planta Centro 400	242,49	157,29	233,51	234,50
Yaracuy 400	242,49	159,57	234,01	234,19
La Arenosa 765	461,88	252,32	447,88	446,62
La Horqueta 765	461,88	212,61	449,49	454,60
Yaracuy 765	461,88	286,74	446,73	445,17

Tabla 9. Falla monofásica en Planta Centro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	110,60	137,63	138,13
Cabudare 230	141,45	108,68	137,17	137,90
Calabozo 230	141,45	113,71	138,03	138,77
Diego Lozada 230	141,45	123,22	140,15	140,79
El Isiro 230	141,45	38,68	130,25	128,62
El Macaro 230	141,45	107,39	137,05	137,65
El Tablazo 230	141,45	124,02	139,98	141,01
Hydrocentro	141,45	99,67	136,91	136,90
La Arenosa 230	141,45	99,67	136,91	136,90
La Horqueta 230	141,45	110,47	137,86	138,27
Planta Centro 230	141,45	0,00	135,34	134,16
San Diego 230	141,45	103,19	136,49	137,20
Tiara 230	141,45	117,06	139,02	139,56
Valencia 230	141,45	102,41	136,32	136,81
Yaracuy 230	141,45	108,51	137,45	137,92
Cuatricentenario 400	242,49	214,58	242,98	245,13
El Tablazo 400	242,49	212,52	242,62	244,72
La Arenosa 400	242,49	166,29	239,01	237,64
La Horqueta 400	242,49	187,48	239,28	239,75
Planta Centro 400	242,49	124,02	240,37	239,37
Yaracuy 400	242,49	184,40	238,57	239,33
La Arenosa 765	461,88	367,92	460,75	461,44
La Horqueta 765	461,88	380,86	462,16	462,70
Yaracuy 765	461,88	362,00	458,46	459,20

Tabla 10. Falla monofásica en El Tablazo 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	126,66	140,34	141,82
Cabudare 230	141,45	110,15	137,35	138,26
Calabozo 230	141,45	127,88	140,60	142,09
Diego Lozada 230	141,45	132,68	142,01	143,08
El Isiro 230	141,45	127,52	140,18	142,26
El Macaro 230	141,45	126,11	140,12	141,76
El Tablazo 230	141,45	18,82	136,32	134,69
Hydrocentro	141,45	123,15	139,65	141,15
La Arenosa 230	141,45	123,15	139,65	141,15
La Horqueta 230	141,45	126,31	140,32	141,75
Planta Centro 230	141,45	124,83	139,68	141,66
San Diego 230	141,45	125,50	139,87	141,71
Tiara 230	141,45	129,60	141,19	142,44
Valencia 230	141,45	124,54	139,74	141,44
Yaracuy 230	141,45	106,39	137,34	137,95
Cuatricentenario 400	242,49	27,46	237,14	229,50
El Tablazo 400	242,49	0,00	239,54	237,10
La Arenosa 400	242,49	211,41	241,91	245,15
La Horqueta 400	242,49	217,59	243,39	246,22
Planta Centro 400	242,49	212,25	241,63	245,56
Yaracuy 400	242,49	176,65	238,58	238,81
La Arenosa 765	461,88	410,34	466,12	469,38
La Horqueta 765	461,88	421,99	468,00	471,67
Yaracuy 765	461,88	373,02	461,71	463,05

Tabla 11. Falla monofásica en La Arenosa 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	71,08	132,03	131,98
Cabudare 230	141,45	78,63	131,98	133,36
Calabozo 230	141,45	77,09	132,00	132,60
Diego Lozada 230	141,45	98,41	135,31	136,16
El Isiro 230	141,45	80,97	131,95	133,63
El Macaro 230	141,45	68,70	131,49	131,71
El Tablazo 230	141,45	106,41	135,65	137,62
Hydrocentro	141,45	43,70	132,93	135,61
La Arenosa 230	141,45	43,70	132,93	135,61
La Horqueta 230	141,45	67,01	132,62	132,86
Planta Centro 230	141,45	67,33	132,89	132,98
San Diego 230	141,45	64,33	131,34	132,13
Tiara 230	141,45	83,22	133,95	134,52
Valencia 230	141,45	58,70	131,78	131,53
Yaracuy 230	141,45	77,13	132,31	133,41
Cuatricentenario 400	242,49	183,13	235,13	239,22
El Tablazo 400	242,49	179,32	234,63	238,59
La Arenosa 400	242,49	0,00	235,75	242,64
La Horqueta 400	242,49	97,57	230,51	230,25
Planta Centro 400	242,49	96,92	231,61	230,41
Yaracuy 400	242,49	126,28	229,53	231,60
La Arenosa 765	461,88	230,03	445,48	455,00
La Horqueta 765	461,88	256,29	447,77	449,09
Yaracuy 765	461,88	245,93	442,31	443,96

Tabla 12. Falla monofásica en La Horqueta 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	58,41	132,20	130,05
Cabudare 230	141,45	90,00	133,80	134,26
Calabozo 230	141,45	55,81	131,83	129,72
Diego Lozada 230	141,45	88,32	134,95	134,56
El Isiro 230	141,45	96,58	134,06	135,89
El Macaro 230	141,45	58,59	131,86	130,28
El Tablazo 230	141,45	113,40	137,45	138,65
Hidrocentro	141,45	68,96	133,00	132,65
La Arenosa 230	141,45	68,96	133,00	132,65
La Horqueta 230	141,45	33,96	133,40	133,72
Planta Centro 230	141,45	88,58	133,83	134,57
San Diego 230	141,45	71,76	132,11	131,60
Tiara 230	141,45	62,00	134,20	134,16
Valencia 230	141,45	74,83	132,30	132,01
Yaracuy 230	141,45	88,84	134,09	134,14
Cuatricentenario 400	242,49	195,60	238,41	241,02
El Tablazo 400	242,49	192,55	237,93	240,43
La Arenosa 400	242,49	103,38	231,98	230,18
La Horqueta 400	242,49	0,00	233,10	234,49
Planta Centro 400	242,49	145,47	232,34	232,90
Yaracuy 400	242,49	151,27	232,75	233,08
La Arenosa 765	461,88	239,54	448,24	446,43
La Horqueta 765	461,88	199,88	450,01	455,97
Yaracuy 765	461,88	273,65	445,58	443,46

Tabla 13. Falla monofásica en Planta Centro 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	92,60	134,04	134,94
Cabudare 230	141,45	87,53	132,85	134,41
Calabozo 230	141,45	96,63	134,33	135,69
Diego Lozada 230	141,45	111,28	137,27	138,48
El Isiro 230	141,45	63,77	132,14	131,05
El Macaro 230	141,45	89,93	133,51	134,62
El Tablazo 230	141,45	109,98	136,23	138,38
Hidrocentro	141,45	77,90	133,95	133,91
La Arenosa 230	141,45	77,90	133,95	133,91
La Horqueta 230	141,45	91,32	134,30	135,05
Planta Centro 230	141,45	37,69	134,89	134,83
San Diego 230	141,45	86,38	133,16	134,38
Tiara 230	141,45	101,63	135,78	136,78
Valencia 230	141,45	83,77	133,16	133,71
Yaracuy 230	141,45	85,27	133,10	134,31
Cuatricentenario 400	242,49	189,48	236,17	240,55
El Tablazo 400	242,49	186,04	235,67	239,95
La Arenosa 400	242,49	108,16	233,34	231,32
La Horqueta 400	242,49	149,39	232,66	233,75
Planta Centro 400	242,49	0,00	237,76	238,31
Yaracuy 400	242,49	138,57	230,57	232,68
La Arenosa 765	461,88	304,91	449,99	451,99
La Horqueta 765	461,88	324,14	451,60	453,06
Yaracuy 765	461,88	288,00	445,62	447,76

Tabla 14. Falla monofásica en Yaracuy 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	93,26	133,96	134,98
Cabudare 230	141,45	45,24	132,04	129,32
Calabozo 230	141,45	96,73	134,32	135,61
Diego Lozada 230	141,45	109,76	137,08	138,03
El Isiro 230	141,45	95,54	133,25	136,12
El Macaro 230	141,45	91,78	133,49	134,90
El Tablazo 230	141,45	78,87	133,66	132,64
Hydrocentro	141,45	81,89	133,37	134,17
La Arenosa 230	141,45	81,89	133,37	134,17
La Horqueta 230	141,45	91,74	134,19	135,02
Planta Centro 230	141,45	87,18	133,01	134,88
San Diego 230	141,45	89,89	133,04	134,90
Tiara 230	141,45	101,05	135,64	136,54
Valencia 230	141,45	87,09	133,01	134,28
Yaracuy 230	141,45	26,31	133,31	133,06
Cuatricentenario 400	242,49	134,15	231,54	230,19
El Tablazo 400	242,49	126,21	231,61	229,74
La Arenosa 400	242,49	133,6	230,59	232,75
La Horqueta 400	242,49	153,38	232,34	234,20
Planta Centro 400	242,49	136,79	229,73	232,99
Yaracuy 400	242,49	0,00	235,09	234,30
La Arenosa 765	461,88	267,79	449,98	448,32
La Horqueta 765	461,88	308,03	450,44	449,96
Yaracuy 765	461,88	124,83	451,82	455,59

Tabla 15. Falla bifásica en Calabozo 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,90	133,30	131,75
Cabudare 230	141,45	145,95	139,61	138,91
Calabozo 230	141,45	144,75	74,12	74,12
Diego Lozada 230	141,45	145,91	138,16	136,92
El Isiro 230	141,45	145,95	140,43	139,69
El Macaro 230	141,45	146,03	134,10	133,04
El Tablazo 230	141,45	145,97	142,12	141,80
Hydrocentro	141,45	145,97	137,54	136,57
La Arenosa 230	141,45	145,97	137,54	136,57
La Horqueta 230	141,45	145,98	132,01	130,38
Planta Centro 230	141,45	145,95	139,61	138,86
San Diego 230	141,45	145,95	136,77	135,80
Tiara 230	141,45	145,95	135,17	133,75
Valencia 230	141,45	145,96	137,69	136,74
Yaracuy 230	141,45	145,96	139,52	138,88
Cuatricentenario 400	242,49	253,87	247,02	246,36
El Tablazo 400	242,49	253,87	246,66	245,98
La Arenosa 400	242,49	253,83	239,18	237,56
La Horqueta 400	242,49	253,84	234,76	232,67
Planta Centro 400	242,49	253,83	242,20	240,88
Yaracuy 400	242,49	253,86	242,41	241,24
La Arenosa 765	461,88	485,50	459,25	456,40
La Horqueta 765	461,88	485,50	457,24	454,20
Yaracuy 765	461,88	485,49	461,74	459,20

Tabla 16. Falla bifásica en El Isiro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	146,00	142,21	141,81
Cabudare 230	141,45	145,97	142,07	141,59
Calabozo 230	141,45	146,00	142,52	142,14
Diego Lozada 230	141,45	146,00	143,62	143,30
El Isiro 230	141,45	145,68	72,86	72,86
El Macaro 230	141,45	145,95	142,00	141,45
El Tablazo 230	141,45	145,99	143,57	143,34
Hydrocentro	141,45	145,96	141,33	140,77
La Arenosa 230	141,45	145,96	141,33	140,77
La Horqueta 230	141,45	145,99	142,26	141,84
Planta Centro 230	141,45	145,87	134,22	132,68
San Diego 230	141,45	145,96	141,62	141,00
Tiara 230	141,45	145,99	142,96	142,59
Valencia 230	141,45	145,96	141,48	140,89
Yaracuy 230	141,45	145,97	142,06	141,61
Cuatricentenario 400	242,49	253,90	249,59	249,13
El Tablazo 400	242,49	253,90	249,37	248,89
La Arenosa 400	242,49	253,83	245,38	244,38
La Horqueta 400	242,49	253,88	246,98	246,17
Planta Centro 400	242,49	253,75	242,88	241,64
Yaracuy 400	242,49	253,88	246,65	245,82
La Arenosa 765	461,88	485,56	473,54	472,22
La Horqueta 765	461,88	485,58	474,68	473,48
Yaracuy 765	461,88	485,54	472,71	471,28

Tabla 17. Falla bifásica en La Arenosa 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,34	80,96	80,83
Cabudare 230	141,45	144,83	89,09	87,50
Calabozo 230	141,45	145,32	86,95	86,24
Diego Lozada 230	141,45	145,24	101,94	100,28
El Isiro 230	141,45	144,82	92,95	89,80
El Macaro 230	141,45	144,84	80,80	77,84
El Tablazo 230	141,45	145,00	109,76	109,71
Hydrocentro	141,45	144,84	72,55	72,55
La Arenosa 230	141,45	144,84	72,55	72,55
La Horqueta 230	141,45	145,21	84,03	83,35
Planta Centro 230	141,45	144,80	86,74	84,75
San Diego 230	141,45	145,05	76,88	72,58
Tiara 230	141,45	145,23	92,61	91,38
Valencia 230	141,45	144,96	73,34	72,24
Yaracuy 230	141,45	144,92	89,56	89,09
Cuatricentenario 400	242,49	252,20	189,70	188,65
El Tablazo 400	242,49	252,22	186,71	185,81
La Arenosa 400	242,49	251,92	134,19	135,99
La Horqueta 400	242,49	252,31	144,13	143,28
Planta Centro 400	242,49	251,74	150,59	148,67
Yaracuy 400	242,49	252,16	154,33	153,45
La Arenosa 765	461,88	482,58	276,14	278,01
La Horqueta 765	461,88	482,85	294,40	294,54
Yaracuy 765	461,88	482,33	287,08	286,21

Tabla 18. Falla bifásica en La Horqueta 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,39	75,75	75,44
Cabudare 230	141,45	145,22	101,91	100,85
Calabozo 230	141,45	145,45	73,40	73,60
Diego Lozada 230	141,45	145,20	95,62	92,70
El Isiro 230	141,45	145,17	107,05	104,86
El Macaro 230	141,45	145,50	74,89	76,09
El Tablazo 230	141,45	145,30	118,02	117,95
Hydrocentro	141,45	145,31	90,34	89,03
La Arenosa 230	141,45	145,31	90,34	89,03
La Horqueta 230	141,45	145,03	72,70	72,70
Planta Centro 230	141,45	145,15	101,88	100,27
San Diego 230	141,45	145,10	86,09	85,06
Tiara 230	141,45	145,12	79,94	78,06
Valencia 230	141,45	145,24	91,15	89,52
Yaracuy 230	141,45	145,25	101,28	100,79
Cuatricentenario 400	242,49	252,70	204,28	203,47
El Tablazo 400	242,49	252,73	201,88	201,18
La Arenosa 400	242,49	252,47	156,22	154,67
La Horqueta 400	242,49	252,35	135,40	136,31
Planta Centro 400	242,49	252,41	173,50	170,98
Yaracuy 400	242,49	252,71	174,72	173,55
La Arenosa 765	461,88	483,29	309,22	307,80
La Horqueta 765	461,88	483,20	297,23	297,95
Yaracuy 765	461,88	483,24	323,37	320,89

Tabla 19. Falla bifásica en Planta Centro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,50	112,95	112,74
Cabudare 230	141,45	145,31	111,90	111,03
Calabozo 230	141,45	145,51	115,46	115,18
Diego Lozada 230	141,45	145,54	124,59	123,90
El Isiro 230	141,45	144,88	75,78	72,41
El Macaro 230	141,45	145,20	111,32	110,01
El Tablazo 230	141,45	145,40	124,23	124,22
Hydrocentro	141,45	145,28	106,05	105,32
La Arenosa 230	141,45	145,28	106,05	105,32
La Horqueta 230	141,45	145,43	113,36	112,94
Planta Centro 230	141,45	144,94	72,57	72,57
San Diego 230	141,45	145,21	108,40	106,72
Tiara 230	141,45	145,49	119,09	118,52
Valencia 230	141,45	145,24	107,27	105,98
Yaracuy 230	141,45	145,32	111,77	111,28
Cuatricentenario 400	242,49	252,89	215,23	214,71
El Tablazo 400	242,49	252,90	213,33	212,88
La Arenosa 400	242,49	252,53	181,23	180,34
La Horqueta 400	242,49	252,84	193,77	192,74
Planta Centro 400	242,49	252,26	162,67	163,66
Yaracuy 400	242,49	252,79	191,20	190,12
La Arenosa 765	461,88	483,68	380,01	379,20
La Horqueta 765	461,88	483,84	389,33	388,49
Yaracuy 765	461,88	483,54	373,37	372,21

Tabla 20. Falla bifásica en El Tablazo 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,63	126,39	125,39
Cabudare 230	141,45	145,16	112,67	110,42
Calabozo 230	141,45	145,65	127,52	126,56
Diego Lozada 230	141,45	145,67	132,63	131,69
El Isiro 230	141,45	145,51	127,45	125,77
El Macaro 230	141,45	145,53	126,08	124,76
El Tablazo 230	141,45	143,99	71,98	74,07
Hydrocentro	141,45	145,48	123,52	122,07
La Arenosa 230	141,45	145,48	123,52	122,07
La Horqueta 230	141,45	145,59	126,23	125,12
Planta Centro 230	141,45	145,50	124,81	123,19
San Diego 230	141,45	145,53	125,61	123,98
Tiara 230	141,45	145,63	129,52	128,50
Valencia 230	141,45	145,51	124,61	123,16
Yaracuy 230	141,45	145,11	110,34	107,97
Cuatricentenario 400	242,49	250,34	126,54	125,19
El Tablazo 400	242,49	250,47	125,47	125,47
La Arenosa 400	242,49	253,10	212,15	209,05
La Horqueta 400	242,49	253,21	217,62	215,27
Planta Centro 400	242,49	253,08	212,59	209,11
Yaracuy 400	242,49	252,21	186,36	181,74
La Arenosa 765	461,88	483,91	412,58	408,41
La Horqueta 765	461,88	484,19	422,50	418,90
Yaracuy 765	461,88	483,14	383,26	377,73

Tabla 21. Falla bifásica en La Arenosa 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,21	83,49	83,63
Cabudare 230	141,45	144,90	88,47	86,68
Calabozo 230	141,45	145,22	86,37	86,00
Diego Lozada 230	141,45	145,18	102,90	101,26
El Isiro 230	141,45	144,70	90,41	87,29
El Macaro 230	141,45	144,88	82,96	81,68
El Tablazo 230	141,45	145,02	107,12	106,62
Hydrocentro	141,45	144,85	77,00	77,61
La Arenosa 230	141,45	144,85	77,00	77,61
La Horqueta 230	141,45	145,04	83,19	82,75
Planta Centro 230	141,45	144,66	84,10	82,45
San Diego 230	141,45	144,88	82,05	79,82
Tiara 230	141,45	145,11	92,58	91,43
Valencia 230	141,45	144,88	79,32	78,88
Yaracuy 230	141,45	144,97	87,69	86,52
Cuatricentenario 400	242,49	252,23	185,08	183,05
El Tablazo 400	242,49	252,27	181,92	179,99
La Arenosa 400	242,49	251,65	126,11	126,11
La Horqueta 400	242,49	252,15	138,53	135,70
Planta Centro 400	242,49	251,52	139,47	135,41
Yaracuy 400	242,49	252,29	149,06	145,63
La Arenosa 765	461,88	482,56	289,50	290,13
La Horqueta 765	461,88	482,67	299,27	298,81
Yaracuy 765	461,88	482,40	288,44	285,74

Tabla 22. Falla bifásica en La Horqueta 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,32	79,81	81,14
Cabudare 230	141,45	145,15	97,57	96,69
Calabozo 230	141,45	145,35	78,37	80,07
Diego Lozada 230	141,45	145,22	98,59	97,16
El Isiro 230	141,45	145,05	102,53	100,36
El Macaro 230	141,45	145,26	79,41	80,99
El Tablazo 230	141,45	145,23	114,76	114,77
Hydrocentro	141,45	145,15	86,37	86,01
La Arenosa 230	141,45	145,15	86,37	86,01
La Horqueta 230	141,45	145,07	75,25	77,25
Planta Centro 230	141,45	145,04	96,91	95,51
San Diego 230	141,45	145,08	86,43	85,67
Tiara 230	141,45	145,15	85,51	85,48
Valencia 230	141,45	145,14	87,99	87,22
Yaracuy 230	141,45	145,2	96,79	96,49
Cuatricentenario 400	242,49	252,6	198,5	197,73
El Tablazo 400	242,49	252,63	195,87	195,21
La Arenosa 400	242,49	252,3	144,51	142,74
La Horqueta 400	242,49	252,22	126,36	126,36
Planta Centro 400	242,49	252,25	163,43	160,68
Yaracuy 400	242,49	252,65	166,41	165,29
La Arenosa 765	461,88	483,03	297,89	298,55
La Horqueta 765	461,88	483,06	287,18	289,98
Yaracuy 765	461,88	483,04	309,81	308,44

Tabla 23. Falla bifásica en Planta Centro 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,19	96,84	96,02
Cabudare 230	141,45	144,92	93,86	91,63
Calabozo 230	141,45	145,22	99,67	98,70
Diego Lozada 230	141,45	145,25	112,97	111,51
El Isiro 230	141,45	144,55	82,46	80,23
El Macaro 230	141,45	144,87	95,79	93,73
El Tablazo 230	141,45	145,06	110,15	109,36
Hydrocentro	141,45	144,83	89,70	88,32
La Arenosa 230	141,45	144,83	89,70	88,32
La Horqueta 230	141,45	145,07	96,75	95,51
Planta Centro 230	141,45	144,53	76,21	76,90
San Diego 230	141,45	144,86	94,01	91,24
Tiara 230	141,45	145,16	104,85	103,48
Valencia 230	141,45	144,85	91,83	89,92
Yaracuy 230	141,45	144,97	92,62	90,72
Cuatricentenario 400	242,49	252,31	190,39	187,95
El Tablazo 400	242,49	252,34	187,44	185,02
La Arenosa 400	242,49	251,70	144,96	140,88
La Horqueta 400	242,49	252,24	162,65	159,15
Planta Centro 400	242,49	251,01	125,86	125,86
Yaracuy 400	242,49	252,26	156,01	150,91
La Arenosa 765	461,88	482,53	326,84	323,77
La Horqueta 765	461,88	482,77	338,84	335,80
Yaracuy 765	461,88	482,41	312,52	307,40

Tabla 24. Falla bifásica en Yaracuy 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	145,37	99,07	97,38
Cabudare 230	141,45	144,67	76,15	76,07
Calabozo 230	141,45	145,39	101,50	99,79
Diego Lozada 230	141,45	145,35	113,03	111,16
El Isiro 230	141,45	145,02	101,59	97,52
El Macaro 230	141,45	145,13	98,55	95,87
El Tablazo 230	141,45	144,43	90,49	89,49
Hydrocentro	141,45	145,07	93,28	90,67
La Arenosa 230	141,45	145,07	93,28	90,67
La Horqueta 230	141,45	145,28	98,76	96,79
Planta Centro 230	141,45	145,01	95,99	92,35
San Diego 230	141,45	145,13	97,70	94,11
Tiara 230	141,45	145,32	105,90	103,99
Valencia 230	141,45	145,11	95,50	92,64
Yaracuy 230	141,45	144,60	73,65	74,63
Cuatricentenario 400	242,49	251,17	156,10	152,23
El Tablazo 400	242,49	251,21	152,23	148,73
La Arenosa 400	242,49	252,48	157,53	150,81
La Horqueta 400	242,49	252,69	167,97	163,29
Planta Centro 400	242,49	252,34	158,69	150,15
Yaracuy 400	242,49	251,26	126,03	126,03
La Arenosa 765	461,88	482,63	313,10	307,64
La Horqueta 765	461,88	483,07	333,89	328,23
Yaracuy 765	461,88	481,63	261,36	261,43

Tabla 25. Falla bifásica a tierra en Calabozo 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	140,93	131,33	130,50
Cabudare 230	141,45	143,36	138,77	138,38
Calabozo 230	141,45	151,92	0,00	0,00
Diego Lozada 230	141,45	142,67	137,01	136,23
El Isiro 230	141,45	143,68	139,67	139,26
El Macaro 230	141,45	141,44	132,41	132,00
El Tablazo 230	141,45	144,46	141,61	141,50
Hydrocentro	141,45	142,61	136,35	135,83
La Arenosa 230	141,45	142,61	136,35	135,83
La Horqueta 230	141,45	140,98	129,55	128,84
Planta Centro 230	141,45	143,39	138,74	138,36
San Diego 230	141,45	142,24	135,52	135,01
Tiara 230	141,45	141,86	133,4	132,66
Valencia 230	141,45	142,60	136,57	136,05
Yaracuy 230	141,45	143,36	138,67	138,33
Cuatricentenario 400	242,49	251,16	246,10	245,83
El Tablazo 400	242,49	251,03	245,70	245,43
La Arenosa 400	242,49	248,07	237,07	236,24
La Horqueta 400	242,49	246,82	231,65	230,60
Planta Centro 400	242,49	249,16	240,61	239,95
Yaracuy 400	242,49	249,26	240,88	240,28
La Arenosa 765	461,88	475,28	455,43	453,96
La Horqueta 765	461,88	475,11	452,79	451,21
Yaracuy 765	461,88	475,92	458,51	457,17

Tabla 26. Falla bifásica a tierra en El Isiro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	143,63	141,48	141,26
Cabudare 230	141,45	143,49	141,29	141,02
Calabozo 230	141,45	143,82	141,84	141,65
Diego Lozada 230	141,45	144,46	143,14	142,95
El Isiro 230	141,45	120,61	0,00	0,00
El Macaro 230	141,45	143,38	141,20	140,87
El Tablazo 230	141,45	144,51	143,09	143,01
Hydrocentro	141,45	143,06	140,38	140,06
La Arenosa 230	141,45	143,06	140,38	140,06
La Horqueta 230	141,45	143,64	141,53	141,29
Planta Centro 230	141,45	139,21	131,15	130,36
San Diego 230	141,45	143,16	140,72	140,36
Tiara 230	141,45	144,06	142,36	142,15
Valencia 230	141,45	143,09	140,57	140,23
Yaracuy 230	141,45	143,51	141,28	141,04
Cuatricentenario 400	242,49	251,25	248,71	248,55
El Tablazo 400	242,49	251,12	248,45	248,28
La Arenosa 400	242,49	248,56	243,60	243,02
La Horqueta 400	242,49	249,54	245,61	245,17
Planta Centro 400	242,49	247,34	240,32	239,48
Yaracuy 400	242,49	249,36	245,19	244,77
La Arenosa 765	461,88	478,07	471,14	470,40
La Horqueta 765	461,88	478,73	472,54	471,86
Yaracuy 765	461,88	477,50	470,15	469,39

Tabla 27. Falla bifásica a tierra en La Arenosa 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	94,12	52,59	55,13
Cabudare 230	141,45	100,81	67,57	68,34
Calabozo 230	141,45	98,47	65,52	67,18
Diego Lozada 230	141,45	111,38	88,64	88,75
El Isiro 230	141,45	102,65	74,34	74,55
El Macaro 230	141,45	90,24	50,60	50,60
El Tablazo 230	141,45	119,03	100,01	101,87
Hydrocentro	141,45	98,93	0,00	0,00
La Arenosa 230	141,45	98,92	0,00	0,00
La Horqueta 230	141,45	98,66	57,53	58,91
Planta Centro 230	141,45	100,74	61,60	63,30
San Diego 230	141,45	87,41	35,91	35,44
Tiara 230	141,45	105,24	73,49	74,19
Valencia 230	141,45	84,19	24,14	25,02
Yaracuy 230	141,45	102,62	68,70	69,96
Cuatricentenario 400	242,49	205,64	171,95	174,84
El Tablazo 400	242,49	203,58	167,79	170,96
La Arenosa 400	242,49	185,67	59,11	54,87
La Horqueta 400	242,49	172,38	93,71	96,60
Planta Centro 400	242,49	178,15	105,52	109,13
Yaracuy 400	242,49	178,90	115,76	118,67
La Arenosa 765	461,88	367,30	166,64	160,50
La Horqueta 765	461,88	354,09	213,84	218,39
Yaracuy 765	461,88	339,52	203,35	209,47

Tabla 28. Falla bifásica a tierra en La Horqueta 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	92,12	37,72	39,95
Cabudare 230	141,45	113,25	89,48	90,00
Calabozo 230	141,45	87,23	30,46	32,09
Diego Lozada 230	141,45	109,28	77,38	76,85
El Isiro 230	141,45	116,83	96,34	96,43
El Macaro 230	141,45	93,00	37,22	41,10
El Tablazo 230	141,45	126,4	111,39	112,68
Hydrocentro	141,45	106,59	69,59	70,14
La Arenosa 230	141,45	106,59	69,59	70,14
La Horqueta 230	141,45	104,39	0,00	0,00
Planta Centro 230	141,45	113,80	88,76	89,65
San Diego 230	141,45	100,44	63,53	64,91
Tiara 230	141,45	106,98	39,95	39,66
Valencia 230	141,45	104,45	72,56	73,24
Yaracuy 230	141,45	113,56	88,44	89,40
Cuatricentenario 400	242,49	218,86	192,20	194,17
El Tablazo 400	242,49	217,26	189,12	191,28
La Arenosa 400	242,49	187,93	117,38	119,21
La Horqueta 400	242,49	189,63	62,41	60,12
Planta Centro 400	242,49	195,91	148,46	150,64
Yaracuy 400	242,49	196,99	151,16	153,18
La Arenosa 765	461,88	373,30	240,73	243,18
La Horqueta 765	461,88	389,50	210,68	204,55
Yaracuy 765	461,88	369,24	271,43	275,46

Tabla 29. Falla bifásica a tierra en Planta Centro 230 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	125,05	105,58	106,60
Cabudare 230	141,45	124,01	103,86	104,45
Calabozo 230	141,45	126,57	108,89	109,74
Diego Lozada 230	141,45	132,12	120,21	120,30
El Isiro 230	141,45	93,32	37,95	36,42
El Macaro 230	141,45	123,09	103,05	103,21
El Tablazo 230	141,45	132,50	119,73	120,83
Hydrocentro	141,45	121,88	94,91	95,81
La Arenosa 230	141,45	121,88	94,91	95,81
La Horqueta 230	141,45	125,43	105,81	106,66
Planta Centro 230	141,45	114,89	0,00	0,00
San Diego 230	141,45	121,71	98,61	98,79
Tiara 230	141,45	128,89	113,23	113,68
Valencia 230	141,45	120,90	97,40	97,95
Yaracuy 230	141,45	124,41	103,61	104,51
Cuatricentenario 400	242,49	229,75	207,05	208,75
El Tablazo 400	242,49	228,67	204,69	206,54
La Arenosa 400	242,49	212,49	158,77	160,72
La Horqueta 400	242,49	216,27	179,06	180,80
Planta Centro 400	242,49	217,18	123,41	120,90
Yaracuy 400	242,49	215,02	175,34	177,36
La Arenosa 765	461,88	422,42	354,15	356,75
La Horqueta 765	461,88	426,15	367,33	370,02
Yaracuy 765	461,88	416,20	346,12	349,61

Tabla 30. Falla bifásica a tierra en El Tablazo 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	134,88	122,57	122,87
Cabudare 230	141,45	126,18	105,03	104,73
Calabozo 230	141,45	135,56	123,94	124,23
Diego Lozada 230	141,45	138,23	130,08	130,01
El Isiro 230	141,45	135,23	123,60	123,53
El Macaro 230	141,45	134,48	122,11	122,19
El Tablazo 230	141,45	119,56	16,79	17,53
Hydrocentro	141,45	133,08	118,85	118,98
La Arenosa 230	141,45	133,08	118,85	118,98
La Horqueta 230	141,45	134,74	122,31	122,54
Planta Centro 230	141,45	133,88	120,35	120,54
San Diego 230	141,45	134,18	121,43	121,37
Tiara 230	141,45	136,54	126,32	126,39
Valencia 230	141,45	133,65	120,26	120,35
Yaracuy 230	141,45	125,67	101,29	101,19
Cuatricentenario 400	242,49	200,51	24,33	26,34
El Tablazo 400	242,49	215,25	0,00	0,00
La Arenosa 400	242,49	230,16	203,10	203,43
La Horqueta 400	242,49	233,25	210,21	210,56
Planta Centro 400	242,49	230,43	203,52	203,89
Yaracuy 400	242,49	216,42	167,43	167,88
La Arenosa 765	461,88	444,22	397,14	397,88
La Horqueta 765	461,88	449,48	409,93	410,45
Yaracuy 765	461,88	430,23	357,48	358,90

Tabla 31. Falla bifásica a tierra en La Arenosa 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	108,10	62,88	65,65
Cabudare 230	141,45	110,55	70,77	72,02
Calabozo 230	141,45	109,21	68,53	70,83
Diego Lozada 230	141,45	119,88	92,35	92,73
El Isiro 230	141,45	110,53	73,80	73,93
El Macaro 230	141,45	106,17	61,49	63,00
El Tablazo 230	141,45	123,56	98,21	100,33
Hydrocentro	141,45	115,20	39,64	40,11
La Arenosa 230	141,45	115,20	39,64	40,11
La Horqueta 230	141,45	110,28	59,69	62,03
Planta Centro 230	141,45	110,89	60,01	62,20
San Diego 230	141,45	106,91	57,71	58,53
Tiara 230	141,45	115,25	76,30	77,65
Valencia 230	141,45	106,54	52,01	54,09
Yaracuy 230	141,45	111,32	69,04	70,95
Cuatricentenario 400	242,49	213,76	168,86	171,96
El Tablazo 400	242,49	212,11	164,57	168,01
La Arenosa 400	242,49	216,68	0,00	0,00
La Horqueta 400	242,49	190,01	86,01	90,22
Planta Centro 400	242,49	192,12	85,04	89,78
Yaracuy 400	242,49	192,47	112,06	115,58
La Arenosa 765	461,88	395,85	213,13	213,59
La Horqueta 765	461,88	389,61	234,22	240,83
Yaracuy 765	461,88	373,72	220,11	227,74

Tabla 32. Falla bifásica a tierra en La Horqueta 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	101,30	52,74	55,61
Cabudare 230	141,45	112,76	84,09	85,13
Calabozo 230	141,45	99,73	50,08	52,83
Diego Lozada 230	141,45	114,36	84,28	84,30
El Isiro 230	141,45	115,83	90,89	91,24
El Macaro 230	141,45	101,25	52,33	55,51
El Tablazo 230	141,45	125,85	107,65	109,30
Hydrocentro	141,45	108,03	63,57	65,06
La Arenosa 230	141,45	108,03	63,57	65,06
La Horqueta 230	141,45	110,05	31,87	32,09
Planta Centro 230	141,45	113,07	82,23	83,74
San Diego 230	141,45	104,45	65,86	67,36
Tiara 230	141,45	112,32	58,93	58,91
Valencia 230	141,45	105,78	68,71	70,24
Yaracuy 230	141,45	113,10	82,73	84,30
Cuatricentenario 400	242,49	217,87	185,57	188,08
El Tablazo 400	242,49	216,26	182,15	184,9
La Arenosa 400	242,49	187,90	94,22	98,11
La Horqueta 400	242,49	196,63	0,00	0,00
Planta Centro 400	242,49	193,92	134,01	137,45
Yaracuy 400	242,49	195,94	140,16	143,24
La Arenosa 765	461,88	378,72	224,3	229,03
La Horqueta 765	461,88	397,10	194,94	190,62
Yaracuy 765	461,88	369,83	253,59	259,94

Tabla 33. Falla bifásica a tierra en Planta Centro 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	116,33	84,33	86,12
Cabudare 230	141,45	113,71	79,28	80,39
Calabozo 230	141,45	118,03	88,46	89,99
Diego Lozada 230	141,45	126,01	105,86	106,10
El Isiro 230	141,45	105,29	58,48	58,21
El Macaro 230	141,45	114,58	82,44	83,16
El Tablazo 230	141,45	125,25	102,06	103,92
Hydrocentro	141,45	114,00	70,62	72,30
La Arenosa 230	141,45	114,00	70,62	72,30
La Horqueta 230	141,45	116,65	83,45	85,09
Planta Centro 230	141,45	116,77	34,74	34,88
San Diego 230	141,45	113,79	79,00	79,46
Tiara 230	141,45	121,49	94,92	95,85
Valencia 230	141,45	112,60	75,96	77,18
Yaracuy 230	141,45	113,96	76,82	78,51
Cuatricentenario 400	242,49	216,78	175,66	178,35
El Tablazo 400	242,49	215,19	171,73	174,71
La Arenosa 400	242,49	196,09	96,25	100,37
La Horqueta 400	242,49	199,63	135,34	138,41
Planta Centro 400	242,49	212,75	0,00	0,00
Yaracuy 400	242,49	195,63	123,55	126,63
La Arenosa 765	461,88	397,32	281,28	286,49
La Horqueta 765	461,88	401,17	300,55	305,88
Yaracuy 765	461,88	384,84	260,73	267,39

Tabla 34. Falla bifásica a tierra en Yaracuy 400 kV

S/E	Tensión Máxima de Servicio [kV _{fase}]	Tensión Fase A	Tensión Fase B	Tensión Fase C
		Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]	Magnitud [kV _{fase}]
Aragua 230	141,45	115,10	86,24	87,45
Cabudare 230	141,45	99,50	41,06	42,84
Calabozo 230	141,45	116,78	89,79	90,85
Diego Lozada 230	141,45	124,22	105,18	105,18
El Isiro 230	141,45	115,83	88,95	88,80
El Macaro 230	141,45	113,94	85,20	85,67
El Tablazo 230	141,45	110,36	71,67	73,92
Hydrocentro	141,45	112,32	75,54	76,35
La Arenosa 230	141,45	112,32	75,54	76,35
La Horqueta 230	141,45	115,34	85,08	86,19
Planta Centro 230	141,45	113,27	79,92	80,88
San Diego 230	141,45	113,36	83,35	83,45
Tiara 230	141,45	119,94	95,39	95,94
Valencia 230	141,45	112,15	80,25	80,93
Yaracuy 230	141,45	109,18	24,28	24,42
Cuatricentenario 400	242,49	189,38	121,80	124,99
El Tablazo 400	242,49	188,51	113,92	117,70
La Arenosa 400	242,49	192,71	121,59	123,39
La Horqueta 400	242,49	198,09	141,40	143,29
Planta Centro 400	242,49	191,93	123,51	125,53
Yaracuy 400	242,49	199,87	0,00	0,00
La Arenosa 765	461,88	386,64	249,42	254,30
La Horqueta 765	461,88	390,42	288,23	292,51
Yaracuy 765	461,88	400,26	121,77	118,85

CAPÍTULO 5

5.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.1.- Normas base para el análisis

El basamento para realizar las comparaciones de los resultados presentados en el capítulo 4 se realizó a partir de las normas siguientes:

- NS-P-440. Especificación técnica para la coordinación de aislamiento.
- 137-05. Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico de subestaciones

Estas normas son internas de CADAFE y actualmente se encuentran en vigencia. La primera norma data de enero de 1984 mientras que la segunda de 2005. La norma NS-P-440 tiene por objeto establecer los criterios a cumplir para la coordinación de aislamiento de las subestaciones de CADADE.

La norma 137-05 sustituyó a la norma 137-88 *Transformadores de Potencia. Condiciones Generales*, y es referencia obligatoria para el diseño de todo el equipamiento eléctrico de las subestaciones. Esta (137-05) establece los parámetros básicos comunes para el diseño de los equipos eléctricos que se instalarán en las diferentes subestaciones pertenecientes a CADAFE y a sus empresas filiales.

A pesar de que los fines de estas normas son distintos, ambas son necesarias y serán tomadas en cuenta para el análisis siguiente.

En la tabla siguiente se muestra la conversión de valores de línea a valores de fase en las tres tensiones utilizadas:

Tabla 35. Tabla de conversión de tensión de operación

Tensión de línea (kV)	Tensión de fase (kV)
230	132,79
400	230,94
765	441,67

Tabla 36. Tabla de conversión de tensión máxima de servicio

Tensión de línea (kV)	Tensión de fase (kV)
245	141,45
420	242,49
800	461,88

5.1.2.- Análisis

Los análisis de resultados serán presentados de acuerdo al tipo de simulación realizada, y serán expuestos mediante un conjunto de tablas comparativas para su fácil visualización.

5.1.2.1.- Fallas monofásicas

La tabla 4 y desde la tabla 6 hasta la 14 se muestran las tensiones en las subestaciones cuando se presenta una falla monofásica en la fase A en una barra. En base a la tabla 3 se observa que una falla monofásica en las subestaciones Planta Centro 230 kV y 400 kV, La Horqueta 230 kV y 400 kV, Yaracuy 400 kV y La Arenosa 230 kV y 400 kV presentan valores de tensión en las fases sanas que no exceden la tensión máxima de servicio como se muestra en la tabla 37.

Tabla 37. Tabla comparativa 1. Falla monofásica

Subestación fallada	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensión Fase B (kV)	Tensión Fase C (kV)
La Arenosa 230 kV	141,45	130,72	132,16
La Horqueta 230 kV	141,45	132,71	132,63
Planta Centro 230 kV	141,45	135,34	134,16
La Arenosa 400 kV	242,49	235,75	242,64
La Horqueta 400 kV	242,49	233,10	234,49
Planta Centro 400 kV	242,49	237,76	238,31
Yaracuy 400 kV	242,49	235,09	234,30

De esta manera se considera que estas subestaciones presentan al momento de una falla monofásica un correcto diseño que permite asegurar un eficiente funcionamiento ante una contingencia de este tipo. El método de puesta a tierra se verifica rígidamente aterrado dado que no existió aumento de tensión en las fases sanas.

Cuando ocurre una falla monofásica en la fase A en la subestación El Isiro 230 kV tampoco existen problemas con las fases sanas. Pero se observa que en las otras subestaciones las tensiones en las tres fases superan los límites establecidos (tabla 4).

En Calabozo 230 kV se tiene en las fases sanas B y C, 154,98 kV y 145,56 kV respectivamente, esto muestra que supera el valor de tensión máxima de servicio de 141,45 kV y además se observa que en el resto de las subestaciones la tensión en todas las fases también supera la máxima de servicio (tabla 4).

El caso de falla monofásica en El Tablazo 400 kV permite mencionar que existe una abrupta disminución de la tensión en la fase A en las subestaciones

aledañas, Yaracuy 230 kV, 400 kV y 765 kV y Cuatricentenario 400 kV, esta última muestra el nivel de 27,46 kV. Además se manifiestan tensiones que superan a la de servicio máximo en las subestaciones de más alta tensión en las fases B y C, La Arenosa 400 kV y 765 kV, La Horqueta 400 kV y 765 kV, Planta Centro 400 kV y Yaracuy 765 kV.

Al comparar los resultados obtenidos con la teoría de fallas monofásicas presentada en 2.1.3.5.1 se puede observar que en algunas subestaciones al momento de ocurrir una falla de este tipo no se presentan diferencias de tensión entre las fases sanas, lo cual indica que se están comportando de manera esperada. Estas barras son: La Horqueta 230 y 400 kV, Planta Centro 230 y 400 kV y Yaracuy 400 kV.

Cuando ocurre una falla monofásica en Calabozo 230 kV se tiene una diferencia bastante amplia entre las tensiones de las fases sanas, esto también se visualiza en El Isiro 230 kV y La Arenosa 400 kV.

El análisis mostrado en el capítulo IV respecto a la tabla cuatro (4) es equivalente en este caso, dado que las subestaciones El Isiro y El Tablazo también pertenecen a sistemas radiales.

5.1.2.2.- Fallas bifásicas

En el caso de las fallas bifásicas entre las fases B y C se verifica que en todas las subestaciones la fase sana aumenta de tensión respecto al nivel máximo de servicio como se observa en la tabla 38. Cuando ocurre una falla bifásica en una subestación se observa que la tensión de la fase A está por encima de la tensión máxima permisible. Mientras que los voltajes en las fases B y C disminuyen en el resto de las subestaciones, con la excepción de fallas en El Isiro 230 kV y Calabozo 230 kV donde se produce un aumento de tensión en el resto de las subestaciones en estas fases (tablas 15 y 16). En caso de falla en El Tablazo se tiene también un

comportamiento diferente, la disminución de tensión en las subestaciones Yaracuy 230 kV, 400 kV, 765 kV, El Tablazo 230 kV y Cuatricentenario 400 kV es más abrupta que en el resto de las subestaciones (tabla 20). Es menester indicar que estas tres subestaciones también se observa un comportamiento no normal en el caso de fallas monofásicas.

Tabla 38. Tabla comparativa 2. Falla bifásica

Subestación fallada	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensión Fase A (Sana) (kV)
Calabozo 230 kV	141,45	144,75
El Isiro 230 kV	141,45	145,68
La Arenosa 230 kV	141,45	144,84
La Horqueta 230 kV	141,45	145,03
Planta Centro 230 kV	141,45	144,94
El Tablazo 400 kV	242,49	250,47
La Arenosa 400 kV	242,49	251,65
La Horqueta 400 kV	242,49	252,22
Planta Centro 400 kV	242,49	251,01
Yaracuy 400 kV	242,49	251,26

Al comparar los resultados arrojados en la simulación de fallas bifásicas con el apartado 2.1.3.5.2 se observa que son los esperados en lo que respecta a que la tensión en la fase sana es el doble de la tensión en las fases involucradas en la falla. Esto se observa en la mayoría de los casos con la excepción de Calabozo 230 kV, La Arenosa 400 kV y Yaracuy 400 kV (ver tabla 39).

Tabla 39. Tabla comparativa 3. Falla bifásica

S/E	Tensión Fase A (kV)	Tensión Fase B (kV)	Tensión Fase C (kV)	Tensión Esperada Fase C
Calabozo 230 kV	144,75	74,12	74,12	148,24
La Arenosa 400 kV	251,65	126,11	126,11	252,22
Yaracuy 400 kV	251,26	126,03	126,03	252,06

5.1.2.3.- Fallas bifásicas a tierra

Las simulaciones realizadas arrojan conclusiones que permiten aseverar que la tensión en la fase A (sana), en la mayoría de las subestaciones, disminuyen así como en las fases B y C pero en mayor grado, es decir las tensiones presentadas en estas fases disminuyen más con respecto al caso de fallas bifásicas.

La tabla comparativa 40 permite representar lo antes expuesto, se puede observar que cuando se presenta una falla bifásica a tierra en la subestación Calabozo 230 kV la fase A aumenta su tensión, mientras que las tensiones de las fases B y C en las barras del sistema se mantienen cercanas a la tensión máxima de servicio (tabla 25), lo importante de esto es que no ocurre lo mismo con las mayorías de las subestaciones del sistema bajo estudio.

Se visualiza además que la subestación El Isiro 230 kV disminuye su tensión en la fase sana cuando ocurre una falla bifásica a tierra, pero lo más importante acontece cuando la tensión en las fases B y C de las otras subestaciones se mantienen muy cercanas al valor de voltaje máximo de servicio (tabla 26). Algo similar se presenta en el caso de tener una falla bifásica a tierra en la subestación El Tablazo 400 kV donde los valores de tensión en las B y C de las otras subestaciones se mantienen por debajo de la tensión de servicio permitida y por encima de la tensión de operación del sistema (tabla 30).

Tabla 40. Tabla comparativa 4. Falla bifásica a tierra

Subestación fallada	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensión Fase A (Sana) (kV)
Calabozo 230 kV	141,45	151,92
El Isiro 230 kV	141,45	120,61
La Arenosa 230 kV	141,45	98,93
La Horqueta 230 kV	141,45	104,39
Planta Centro 230 kV	141,45	114,89
El Tablazo 400 kV	242,49	215,25
La Arenosa 400 kV	242,49	216,68
La Horqueta 400 kV	242,49	196,63
Planta Centro 400 kV	242,49	212,75
Yaracuy 400 kV	242,49	199,87

A partir de los análisis de resultados se concluye que las barras El Tablazo 400 kV, El Isiro 230 kV y Calabozo 230 kV son las que presentan características de pertenecer a un sistema radial, dado que en las simulaciones de falla monofásica, bifásica y bifásica a tierra, estas tres barras presentaron comportamientos distintos con respecto al resto de las barras del sistema bajo estudio y comportamientos similares entre ellas.

5.1.3.- Simulación modificando la conexión a tierra

Para poder realizar conclusiones así como recomendaciones que presenten una base más fuerte se realizaron las mismas simulaciones presentadas en el capítulo IV pero modificando el tipo de conexión del neutro de la subestación.

La modificación efectuada comprende una conexión semirrígida a tierra mediante una resistencia de un valor de dos (2) Ω . Los resultados más importantes de esta simulación se presentan en El Isiro 230 kV y Calabozo 230 kV. En la tabla 41 se muestran estos resultados.

Tabla 41. Comparación entre distintas conexiones a tierra

S/E	Tipo de falla	Conexión rígida a tierra			Conexión semirrígida a tierra		
		Tensión Fase A (kV _{fase})	Tensión Fase B (kV _{fase})	Tensión Fase C (kV _{fase})	Tensión Fase A (kV _{fase})	Tensión Fase B (kV _{fase})	Tensión Fase C (kV _{fase})
Calabozo 230 kV	Monofásica	0,00	154,98	145,56	0,00	150,13	144,88
	Bifásica	144,75	74,12	74,12	145,03	73,70	73,70
	Bifásica a tierra	151,92	0,00	0,00	147,09	0,00	0,00
El Isiro 230 kV	Monofásica	0,00	138,35	134,47	0,00	133,14	130,86
	Bifásica	145,68	72,86	72,86	145,68	72,86	72,86
	Bifásica a tierra	120,61	0,00	0,00	100,46	0,00	0,00

Como se observa en la tabla 41 existe una diferencia entre las dos conexiones mostradas. Los resultados arrojados demuestran que una posible solución implicaría la modificación del sistema de puesta a tierra de la subestaciones Calabozo 230 kV y El Isiro 230 kV. Existen disminuciones en las tensiones cuando se presentan fallas monofásicas y bifásicas a tierra, esto no ocurre en las fallas bifásicas, esto se debe a que cuando se tienen este tipo de fallas, la secuencia cero, que a su vez es la única componente que considera la resistencia de puesta a tierra, no actúa (2.1.3.5.2.). A pesar de que la tensión de la fase sana sobrepasa el máximo de servicio, permite comprobar lo expuesto al principio del presente párrafo. En el anexo 3 se exponen los resultados de estas simulaciones, en el resto de las subestaciones del sistema bajo estudio. Se puede observar que en fallas bifásicas no se presentan

cambios, mientras que en fallas monofásicas, la tensión en una de las fases sanas aumenta y en la otra disminuye. Mientras tanto en las fallas bifásicas a tierra aumenta la tensión en la fase sana cuando se aumenta la tensión de puesta tierra.

Al introducir una impedancia de puesta tierra, en este caso sólo una resistencia, se introduce un elemento que disminuye la corriente de falla (ver ecuación 71). En las redes de secuencia esta resistencia se modela en serie con la impedancia de secuencia cero, en el caso de sistemas con transformadores estrella-estrella. Al observar la ecuación (72) no es factible intuir el efecto que tiene esta resistencia de puesta a tierra en el resultado final de la ecuación. En la ecuación (59) del apartado teórico de fallas bifásicas a tierra, es sencillo verificar que al conectar una resistencia en el neutro existirá una disminución de la tensión en la fase sana.

5.1.4.- Coordinación de aislamiento

A partir de las expresiones presentadas en la sección 2.1.4 y con los datos suministrados por el Servicio de Meteorología de la Aviación, se procederá a calcular el nivel de tensión crítico disruptivo en El Isiro en la barra de 230 kV.

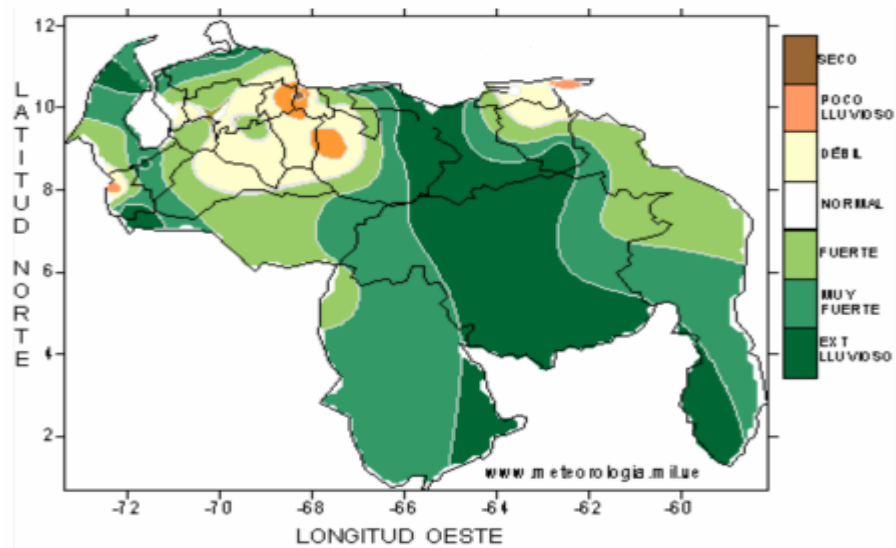


Figura 22. Comportamiento temporada lluviosa 2007

Fuente: <http://www.meteorologia.mil.ve>

Como se observa en la figura 22 la región en la que se localiza la subestación El Isiro se tienen condiciones entre muy fuerte y extremadamente lluvioso, según los datos aportados por el SMA se tiene que en agosto y octubre del 2007 se reportó un valor pluviométrico registrado de 407 mm, con estos datos se tiene que la tasa de precipitación en la zona corresponde a $T_p = 0,0047 \text{ mm}/\text{min}$. A partir de la ecuación (64) se calculó el factor de corrección por tasa de precipitación: $K_p = 0,9922$. Con estos dos últimos valores y con la expresión (60) se obtiene:

$$V_{FC} = 203,57 \text{ kV}$$

Al comparar esta tensión con la establecida por CADAFFE en la tabla 3 en lo que respecta a sobretensiones a frecuencia industrial se observa que el nivel de aislamiento es válido.

Otra comparación pertinente es dada por los resultados arrojados en la simulación en lo que respecta a falla monofásica en la barra El Isiro 230 kV, se puede observar que a pesar de existir sobretensión, esta es soportada por el nivel de aislamiento establecido.

CONCLUSIONES

Como conclusión fundamental se tiene que existen sobretensiones en las barras con características de pertenecer a sistemas radiales.

El análisis de sobretensiones en un sistema de transmisión tan complejo y extenso como el sistema eléctrico venezolano requiere de numerosas etapas que deben ser tratadas con especial dedicación para evitar el mínimo número de errores. Esta investigación es una primera aproximación a la estrecha relación que tienen las sobretensiones con el sistema de puesta a tierra.

La investigación se basó en las normas internas de CADAPE que aunque tienen una vieja data muchas de las aquí empleadas aún siguen vigentes y continúan siendo válidas, esto se demuestra al comparar estas normas con los resultados de la sección 5.1.5, además los resultados mostrados en el Capítulo 4 demuestran lo expresado anteriormente.

El método de puesta a tierra empleado por CADAPE es el efectivamente puesto a tierra, este es aplicado en todos los niveles de tensión utilizados por la empresa. Los resultados de las simulaciones demuestran que desde el punto de vista técnico es la mejor opción de conexión del neutro. Las subestaciones El Isiro 230 kV, Calabozo 230 kV y El Tablazo 400 kV presentan mejoras en cuanto a la tensión en las fases sanas al colocar una resistencia entre el neutro y tierra. Las condiciones de tensión máxima de servicio se cumplen en la mayoría de los casos ejecutados con la herramienta de simulación, lo que indica que muchas normas de la empresa aún siguen siendo válidas.

RECOMENDACIONES

Al momento del diseño o expansión de un sistema donde se tendrán subsistemas radiales, es pertinente tomar en cuenta como alternativa para evitar sobretensiones, la conexión del neutro eléctrico de forma semirrígida a tierra.

Se recomienda realizar estudios de sobretensiones de maniobra y las originadas por descargas atmosféricas, de manera de completar la verificación de los niveles de aislamiento normalizados de CADAFE.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Gaceta Oficial 38.736 de fecha martes 31 de julio de 2007 con decreto numero 5.330.

[2] Cavallotti, Jorge A. *Disposiciones constructivas de subestaciones a la intemperie en altas y muy altas tensiones*. Tomo 1. CADAFE. Caracas: Venezuela: Ed. Cromotip, 1968. p. 73

[3] Informe 18140-GT 002. Gerencia de Operaciones CADAFE. Inspección del sistema de Puesta a Tierra del Patio de la subestación La Arenosa

[4] Crespo, F., *Sobretensiones en las Redes de Alta Tensión*, Ed. Asinel, 1975.

[5] Siegert C., Luis A. *Alta tensión y sistemas de transmisión*, (Libro).--Caracas: Venezuela: Ed. Limusa, 1996

[6] Jornadas de Investigación (folleto de Telemulti). – Venezuela, 1984.

[7] González M., Francisco, *Evaluación estadística del comportamiento de líneas aéreas de distribución frente a sobretensiones de origen externo*. (Tesis). -- España, 2001.

[8] Rugeles P., Luis E., Estudio de sobretensiones de energización mediante el programa digital para la simulación de transitorios electromagnéticos EMTP. (Tesis). --Venezuela, 1998.

[9] Babbie, Earl. *Fundamentos de la investigación social*, (libro).--México: Ed. Thomson Paraninfo, S.A., 2000. p. 98.

[10] NS-P-440. *Especificación técnica para la coordinación de aislamiento*. -- Caracas: CADAFE. p. 23.

BIBLIOGRAFÍA

Tesis.

Martínez S., Jesús A. Estudio del régimen de coordinación de aislamiento del patio de 400 kV de la subestación Arenosa perteneciente a la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico CADAFFE./ Jesús Martínez (Tesis)--Maracay: Universidad Bicentenario de Aragua, 2000.

Bosa R., Gustavo. Estudio de métodos alternativos de disminución de la resistencia de puesta a tierra en torres de líneas de transmisión de CVG EDELCA./ Gustavo Bosa (Tesis)--Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2004.

Normas.

NS-E-110. *Normas para equipos de subestaciones. Especificación técnica para transformadores y reactores.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

NS-E-140. *Normas para equipos de subestaciones. Especificación técnica para pararrayos.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

NS-E-231. *Normas para equipos de subestaciones. Especificación técnica para cadenas de aisladores.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

NS-E-231. *Normas para equipos de subestaciones. Especificación técnica para cadenas de aisladores.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

NS-P-281. *Normas para proyectos de subestaciones. Especificación técnica para el diseño de enclavamientos y avisos de maniobras.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

NS-P-440. *Normas para proyectos de subestaciones. Especificación técnica para la coordinación de aislamiento.*-- Caracas: CADAPE, 1984.

NS-P-360. *Normas para proyectos de subestaciones. Especificación técnica para el sistema de puesta a tierra.*-- Caracas: CADAPE, 1984.

109-92. *Presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Sistema de puesta a tierra.*-- Caracas: CADAPE, 1992.

137-05. *Condiciones de servicio del equipamiento eléctrico de subestaciones.*-- Caracas: CADAPE, 2005.

IEEE (80:2000). *Guide for Safety in AC Substation Grounding.*- New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEEE (81:1983). *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground Systems.*- New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

IEEE (32:1972). *Standard Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices.*- New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers.

Libros.

de la Vega O., Miguel. *Ingeniería de Puesta a Tierra.* México: Editorial Limusa-Noriega, 1998.

Siegert C., Luis A. *Alta tensión y sistemas de transmisión.* Caracas: Editorial Limusa-Noriega, 1996.

Willheim, R., Waters, M. *Neutral Grounding in High-Voltage Transmission*.
Londres: Editorial: Elsevier Publishing Company, 1956.

Entrevistas.

Entrevista realizada al Ingeniero Fernando Oropeza en la subestación Cabudare
Estado Lara, CADAFE, septiembre 2007.

Entrevista realizada al Ingeniero Wilmer Malpica en la Escuela de Ingeniería
Eléctrica, Universidad Central de Venezuela, Caracas, enero 2008.

Entrevista realizada al Ingeniero Julio Molina en la Escuela de Ingeniería Eléctrica,
Universidad Central de Venezuela, Caracas, abril 2008.

Internet.

National Instruments, < <http://www.ni.com>> [Consulta: 2007]

Ruelsen Ingeniería Eléctrica, < <http://www.ruelsen.com>> [Consulta: 2008]

Elnord, < <http://www.elnord.se>> [Consulta: 2007]

ANEXOS