



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BAJA CALIFORNIA

**ESCUELA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y
TECNOLOGÍA**

“CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO DE UN SISTEMA IEEE DE 13 BUSES CONSIDERANDO TAPS NO NOMINALES”

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO**

PRESENTA:

MARIA NATALIA GALVAN OSUNA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. ALLEN A. CASTILLO BARRÓN

Tijuana, Baja California, Noviembre de 2018

“Debe evitarse hablar a los jóvenes del éxito como si se tratase del principal objetivo en la vida. La razón más importante para trabajar en la escuela y en la vida es el placer de trabajar, el placer de su resultado y el conocimiento de valor del resultado para la comunidad”

-Albert Einstein-

DEDICATORIA

*Con todo mi amor y cariño a mi familia por su incondicional apoyo.
En especial a mi madre, por su sacrificio, palabras de aliento y por creer siempre en mí.*

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por siempre estar ahí para a mí y alentarme cada día de mi vida.

A mi asesor de tesis el doctor Allen A. Castillo por todo el apoyo que me ha brindado durante mi carrera y haberme dado la oportunidad de trabajar con él. Por sus consejos y compartir sus conocimientos durante el desarrollo de esta tesis.

A todos mis profesores que compartieron su valioso tiempo y conocimientos en mi formación como ingeniero eléctrico.

A la Universidad Autónoma de Baja California por haberme permitido ser parte de ella y empezar mi carrera profesional.

A todos los que fueron mis compañeros y amigos que estuvieron presentes en todos estos años de estudio por su amistad, apoyo moral y motivación a seguir adelante.

A Luis Roel Espinoza por su apoyo y consejos brindados.

RESUMEN

El análisis de un sistema de potencia eléctrico operando con los taps de los transformadores en posición no nominal conduce a la necesidad de hacer una modificación al método analítico implementado. En la presente investigación se presentan las modificaciones requeridas en las matrices de conductancia y susceptancia para el cálculo analítico de cortocircuito trifásico en un sistema industrial con transformadores con taps no nominales. La modificación al método de la Z-bus es implementado en un sistema IEEE de 13 buses; los resultados analíticos son validados a través de simulación empleando el software ETAP. Se desarrollaron los cálculos pertinentes para determinar las corrientes de falla considerando dos condiciones de operación de los transformadores: tap nominal y tap no nominal.

Los resultados obtenidos demuestran que el método analítico que se presenta brinda una gran exactitud para el análisis de cortocircuito trifásico en cualquier sistema industrial, aun cuando los taps de los transformadores no estén en su posición nominal.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	v
ÍNDICE DE GENERAL	vi
ÍNDICE DE FIGURAS	viii
CAPÍTULO 1.INTRODUCCIÓN	1
1.1 Naturaleza del problema	1
1.2 Estado del arte	2
1.3 Objetivo general	3
1.4 Justificación	3
1.5 Metodología	4
CAPÍTULO 2.MARCO TEÓRICO	6
2.1 Introducción.....	6
2.2 Tipos de fallas	6
2.3 Cortocircuito	7
2.3.1 Transitorios en un circuito RL	8
2.3.1.1 Relación X/R	9
2.3.2 Reactancia transitoria y subtransitoria	9
2.4 Sistema de protecciones	9
2.5 Calculo de la corriente de falla trifásica	10
2.5.1 Modelado de elementos	11
2.5.2.1 Suministro	11
2.5.2.2 Motores	11
2.5.2.3 Líneas de distribución y transmisión	12
2.5.2.4 Transformadores	12
2.5.2.4.1 Cambiador de tomas	13
2.5.2 Métodos	14

2.5.2.1 Equivalente de Thevenin.....	14
2.5.2.2 Zbus	15
2.5.2.3 Calculo corriente de cortocircuito.....	16
2.6 Simulador ETAP	16
CAPITULO 3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO CON TAPS NOMINALES.....	17
3.1 Introducción.....	17
3.2 Planteamiento del problema.....	17
3.3 Cálculo de cortocircuito	18
3.4 Simulación ETAP	23
CAPÍTULO 4. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO CON TAPS NO NOMINALES.....	24
4.1 Introducción.....	24
4.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito.....	24
4.3 Simulación ETAP	27
CAPÍTULO 5.CONCLUSIONES	29
APÉNDICE	30
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	39

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 2.1</i>	Representación de falla (a) línea a tierra; (b) doble línea a tierra; (c) línea a línea; (d) trifásica	7
<i>Figura 2.2</i>	Representación gráfica de la corriente de cortocircuito	8
<i>Figura 2.3</i>	Algoritmo para el cálculo de cortocircuito trifásico basado en el método de Zbus	10
<i>Figura 2.4</i>	Circuito equivalente de la acometida considerado para el análisis de cortocircuito	11
<i>Figura 2.5</i>	Circuito equivalente de un motor considerado para el análisis de cortocircuito	12
<i>Figura 2.6</i>	Circuito equivalente de las líneas de transmisión y distribución considerado para el análisis de cortocircuito	12
<i>Figura 2.7</i>	Circuito equivalente de un transformador considerado para el análisis de cortocircuito	13
<i>Figura 2.8</i>	Esquema del cambiador de tomas de un transformador	13
<i>Figura 2.9</i>	(a) Representación del transformador con tap no nominal; (b) Circuito PI equivalente	13
<i>Figura 2.10</i>	(a) Diagrama unifilar del sistema; (b) Diagrama de impedancias	15
<i>Figura 2.11</i>	Matriz Ybus del sistema de la figura 2.10	16
<i>Figura 3.1</i>	Sistema industrial IEEE 13 bus	17
<i>Figura 3.2</i>	Transformador 69/13.2 kV conectado al bus 01:69-1 y 03:MILL-1	19
<i>Figura 3.3</i>	Diagrama de impedancias	20
<i>Figura 3.4</i>	Diagrama de admitancias	21
<i>Figura 3.5</i>	Matriz Gbus (susceptancias)	22
<i>Figura 3.6</i>	Matriz Bbus (conductancias)	22
<i>Figura 3.7</i>	Matriz Rbus (resistencias)	22
<i>Figura 3.8</i>	Matriz Xbus (reactancias)	23
<i>Figura 4.1</i>	Transformador 13.8/0.45 kV conectado al bus 50:GEN1 y 51:AUX, tap 13.45 kV	25
<i>Figura 4.2</i>	Matriz de conductancias, taps no nominales	26
<i>Figura 4.3</i>	Matriz de susceptancias, taps no nominales	26
<i>Figura 4.4</i>	Matriz Rbus (resistencias), taps no nominales	27

<i>Figura 4.5</i>	Matriz Xbus (reactancias), taps no nominales	27
<i>Figura 4.6</i>	Simulación de falla en el nodo 51:AUX	28
<i>Figura A.1</i>	Diagrama representativo del sistema de 13 nodos IEEE en ETAP	30
<i>Figura A.2</i>	Elementos básicos	31
<i>Figura A.3</i>	Editor de datos Power Grid	31
<i>Figura A.4</i>	Editor de datos Power Grid: rating	32
<i>Figura A.5</i>	Editor de datos Power Grid: shortcircuit MVA	32
<i>Figura A.6</i>	Editor de datos línea	33
<i>Figura A.7</i>	Editor de datos línea: impedancia	33
<i>Figura A.8</i>	Editor de datos transformador de dos devanados	34
<i>Figura A.9</i>	Editor de datos transformador: rating	34
<i>Figura A.10</i>	Editor de datos transformador: grounding	35
<i>Figura A.11</i>	Editor de datos transformador: impedancia	35
<i>Figura A.12</i>	Editor de datos carga estática	36
<i>Figura A.13</i>	ETAP: barra de herramientas de análisis	36
<i>Figura A.14</i>	Barra de herramientas ETAP del caso de estudio	37
<i>Figura A.15</i>	Nodo de falla	37
<i>Figura A.16</i>	Resultados de la simulación de una falla trifásica en el nodo 50:GEN 1	38

CAPÍTULO 1

INTRODUCCION

1.1 Naturaleza del problema

Los sistemas de potencia industriales requieren de estudios que consisten en técnicas usadas para dimensionar y seleccionar el equipo así como predecir o mejorar el rendimiento de un sistema de potencia existente o propuesto bajo determinadas condiciones. La optimización del sistema de potencia para una planta industrial puede ser alcanzada a través de la combinación de diferentes estudios, entre ellos se encuentra el estudio de cortocircuito.

Por muchos años los transformadores con taps (tomas o derivaciones) han sido uno de los elementos principales en los sistemas de potencia industriales. Las constantes variaciones de voltaje a lo largo de la red eléctrica ocasionan que la relación de voltaje primario a secundario de un transformador no siempre sea fija, para compensar estas condiciones de operación, se emplean tomas en los devanados para permitir cambios en la relación de transformación en el transformador después de haber sido fabricado. Esto lo hace un equipo muy útil en la regulación del voltaje. Típicamente cuentan con cuatro tomas además de la nominal (toma central), pudiendo ajustar el voltaje hasta un 5% por encima o por debajo del voltaje nominal [1,2].

Un cambio en la relación de vueltas de transformación, implica un cambio en el valor de la impedancia del transformador. Por lo que surge un problema al realizar cálculos con este tipo de transformadores, puesto que el tratamiento de su circuito equivalente difiere un poco del circuito que se considera en condiciones nominales. A esto se le suma el hecho de que los cálculos y la mayoría de los valores dados se encuentran en cantidades por unidad (p.u.). La determinación de los parámetros en cantidades por unidad del circuito equivalente de un transformador operando a su voltaje nominal es muy simple, ya que coincide con los valores base. Sin embargo, cuando el transformador opera con tap no nominal y, además, se tienen más transformadores en el sistema, los valores bases no serán iguales a los voltajes a los que operan los transformadores [3].

1.2 Estado del arte

El cortocircuito nace con la invención de la electricidad, la bombilla, las máquinas eléctricas y con la creación de la red eléctrica. A lo largo de la historia se ha hecho cada vez más presente la necesidad de conocer y entender la naturaleza dicho fenómeno.

La planeación, diseño y operación de todo sistema de potencia industrial y comercial requiere de numerosos estudios que aseguren su confiabilidad, seguridad y su habilidad para crecer cumpliendo los requerimientos de operación. El estudio de cortocircuito es uno de los más importantes comparado con otros estudios fundamentales para sistemas de potencia [4-6].

Este estudio se basa en principios, leyes y teoremas que explican el comportamiento de los circuitos eléctricos desarrollados por numerosos físicos y matemáticos desde finales del siglo XVII. Existen varios métodos analíticos fundamentales para la validación de técnicas en la solución de cortocircuito; los métodos más utilizados son el equivalente de Thevenin y la matriz Zbus. El primero es una de las herramientas de análisis circuital más eficaz, y se basa en el hecho de que cualquier circuito lineal puede ser representado por una fuente de voltaje en serie con una impedancia equivalente. Para sistemas de potencia, donde se tienen cargas no lineales, se usa el método por unidad para poder aplicar esta solución [7,8].

El método de la matriz Zbus es una herramienta de análisis de redes que ha sido ampliamente usada en la solución de problemas de flujos de potencia. Esta matriz brinda información importante relacionada con la red eléctrica, de manera que su aplicación se ha extendido a los cálculos de cortocircuito. Una de sus características más importantes para dicho estudio, es que la diagonal principal de la matriz de impedancias representa la impedancia de Thevenin vista en cada una de las barras del sistema [7,9].

Los parámetros de la matriz de la red son determinados en base al modelo de las componentes del sistema de potencia (impedancias o admitancias). Idealmente, para el estudio de cortocircuito, el modelo que se considera para generadores, motores, líneas de transmisión y distribución, y transformadores, es un circuito equivalente conformado por una resistencia y una reactancia inductiva en serie. Dicho circuito difiere para transformadores con tap no nominal.

Existen una gran cantidad de autores que han desarrollado el modelo matemático de un transformador considerando taps en el devanado primario y en el devanado secundario. Debapriya Das [10] para el análisis de flujos de potencia explica que, cuando el tap del transformador no se encuentra en su posición nominal, la admitancia propia del transformador cambia. En su metodología considera una admitancia en

serie con un transformador ideal, cuya relación de vueltas representa el tap del transformador, añadiendo un nodo ficticio al sistema entre la admitancia y la representación del tap.

Hadi Saadat [9], describe brevemente los tipos y aplicaciones de los transformadores con tomas, así como sus características y modo de operación. En su metodología propuesta, modela un caso en específico de una línea con un transformador elevador en el nodo de envío y un transformador reductor en el nodo de recepción, considerando el tap de ambos transformadores. En un apartado diferente, trata la modificación de la admitancia del transformador para incluir el efecto del tap, de una manera similar a como lo describe Das.

Anderson [11], basándose del modelo de admitancia en serie con un transformador ideal (representación del cambiador de tap), desarrolla un circuito pi equivalente. Este mismo modelo es abordado y desarrollado en una cantidad considerable de artículos y libros [1-3, 12,13].

Existe un gran número de bibliografía donde se encuentran casos detallados de estudios de flujos de potencia donde se considera transformadores con tap no nominal. Sin embargo, pese a que se cuenta con un modelo pi equivalente que represente el efecto del cambiador de tomas de un transformador en un sistema de potencia, resulta muy complicado encontrar bibliografía que contenga algún ejemplo directo de análisis de cortocircuito.

1.3 Objetivo general

Desarrollar una formulación detallada para el cálculo de cortocircuito trifásico a un sistema industrial en el cual los taps de los transformadores no están en su posición nominal. El estudio es realizado al sistema industrial IEEE de 13 buses empleando el método analítico de la Zbus para el cálculo de corrientes de cortocircuito. Los resultados teóricos deberán coincidir con las simulaciones realizadas en el software ETAP.

1.4 Justificación

El análisis de cortocircuito es importante para la selección de los dispositivos que protegerán al sistema de sobrecorrientes; tales como interruptores y fusibles, cuya función es aislar la zona de falla con los menores daños al circuito y al equipo. De igual manera, la magnitud de la corriente de cortocircuito es importante para realizar estudios de arc flash (arco eléctrico), con los cuales se determinan el equipo de protección personal y las distancias mínimas seguras a equipo energizado. Las magnitudes de corrientes de

cortocircuito son estimadas mediante cálculos, y el equipo es seleccionado en base a los resultados [4,5, 14-16].

Existen diversos métodos analíticos utilizados para el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásico, el método Zbus es uno de ellos. La matriz de impedancias (Zbus) es un equivalente del sistema, por lo tanto proporciona información de todos los buses. Tanto la construcción como la modificación de la Zbus resultan muy sencillo, lo que simplifica los cálculos de corrientes de cortocircuito.

En la literatura actual, ya sea en libros o artículos, existe una gran cantidad de información acerca del modelado de transformadores con derivaciones. Sin embargo, donde se habla acerca del cortocircuito, no existe un ejemplo detallado de un sistema que tenga transformadores con su tap no nominal y que, además, empleen el análisis teórico de la Zbus. Por lo tanto, el proporcionar una formulación explícita para el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas donde los transformadores operen con tap no nominal, resulta importante para toda aquella persona que desee profundizar en el tema de protecciones y cortocircuito.

1.5 Metodología

Comúnmente para el cálculo de la corriente de cortocircuito empleando el método de Zbus, se realizan ciertos pasos fijos:

Paso 1: Todos los valores de resistencias y reactancias del sistema se pasan al sistema en por unidad (p.u.)

Paso 2: Dibujar el diagrama de impedancias del sistema, a partir del circuito equivalente de cada uno de los elementos que lo conforman. Considerando que las maquinas rotatorias (generadores y motores) se aterrizan y las cargas estáticas se consideran como circuito abierto.

Paso 3: Se considera que Zbus se obtiene a partir de la matriz Ybus (matriz de admitancias), puesto que resulta más práctico manejar admitancias que impedancias en la construcción de la matriz. Dicho esto, se pasan los valores de impedancias a admitancias.

Paso 4: La matriz Ybus se divide en dos matrices: la Gbus (matriz de conductancias) y la Bbus (matriz de susceptancias). Para tomar en consideración el efecto del cambiador de tap en el sistema de potencia, habrá que emplear los modelos consultados [1-3, 11-13]

Paso 5: Invertir Gbus para encontrar Rbus e invertir Bbus para determinar Xbus.

Paso 6: Calculo de la corriente de falla tomando en cuenta solo los elementos de la diagonal principal de las matrices de R_{bus} y X_{bus} y aplicando la ley de ohm.

Paso 7: Los valores de corriente resultantes están en p.u., por lo que hay que pasarlos a ampere.

Cuando se tienen transformadores con un nivel de voltaje diferente al del bus al que están conectados el análisis necesita adaptarse a este cambio. Para atender a estas condiciones de operación es necesario hacer una modificación a los valores de la matriz de admitancias (G_{bus} y B_{bus}) previamente determinadas en el paso 4.

CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 Introducción

En este capítulo se incluyen los conceptos básicos de cortocircuito, la clasificación de las fallas que lo originan y el circuito equivalente de un transformador con taps, así como la descripción del método de la matriz de impedancias Z_{bus} para determinar las corrientes de falla en cualquiera de los nodos del sistema eléctrico.

2.2 Tipos de fallas

Una falla puede presentarse en cualquier punto del sistema eléctrico y se define como un evento de naturaleza aleatoria que altera el flujo normal de la corriente, ocasionando sobretensiones, caídas de voltaje o interrupciones. Estas pueden ser originadas por descargas atmosféricas en líneas de transmisión, dando como resultado el flameo de los aisladores, o por fallas en el aislamiento, fallas mecánicas, contaminación, vandalismo, operación de interruptores, incorrecta mano de obra, entre otras.

Se pueden clasificar en dos tipos de fallas: asimétricas y simétricas. Las primeras hacen referencia a fallas con uno o dos conductores abiertos, dichas condiciones originan un desbalance entre fases y por tanto, se les llama fallas asimétricas. Estas son: falla línea a tierra, doble línea a tierra y falla de línea a línea. Las fallas asimétricas son las más comunes, entre el 70 y 80 % de las fallas en la red eléctrica son fallas línea a tierra. [10, 19]

Las fallas simétricas o balanceadas, como se muestra en la figura 2.1 (d), son aquellas fallas donde intervienen las tres fases (fallas trifásicas simétricas), dando lugar a que la corriente de falla se reparta por igual en cada una de las fases [10, 19].

Tabla 2.1 Porcentaje de frecuencia con la que ocurren los distintos tipos de fallas

FALLA	% DE OCURRENCIA
Línea a tierra	70
Línea a línea	15
Doble línea a tierra	10
Trifásica	5

En los sistemas industriales, los estudios de fallas trifásicas son frecuentemente los únicos que son considerados, esto es debido a que aunque es la menos común, es el tipo de falla que produce la máxima corriente de cortocircuito. [14].

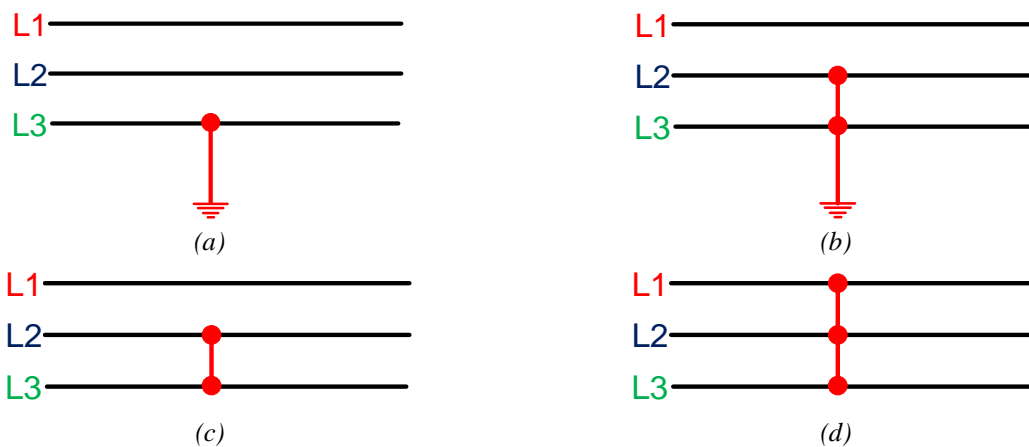


Figura 2.1 Representación de falla (a) línea a tierra; (b) doble línea a tierra; (c) línea a línea; (d) trifásica

2.3 Cortocircuito

Un cortocircuito puede aparecer incluso en sistemas de potencia bien diseñados, causando corrientes transitorias de magnitud mucho mayor que la corriente nominal del sistema. Esto da como resultado en perjudiciales esfuerzos electrodinámicos y térmicos en conductores y equipo, que pueden ocasionar incendios y explosiones. En un intento de limitar el cortocircuito a la zona de falla del sistema eléctrico, se emplean interruptores y otros dispositivos de protección capaces de operar bajo las condiciones de cortocircuito sin daños. Cuanto más rápida sea la operación de los dispositivos de detección e interrupción, menor serán los daños causados por la falla, y mejor será la respuesta del sistema sin perder el sincronismo. [10].

Las corrientes que fluyen en las diferentes partes del sistema eléctrico inmediatamente después de que ocurre una falla difieren de aquellas que fluyen unos ciclos más tarde justo antes de que los interruptores son operados para abrir la línea en el punto de falla. E igualmente, diferirán ampliamente de las corrientes que fluirán en condiciones de estado estable. [19]

La selección apropiada de los interruptores dependerá de la corriente que fluye inmediatamente después de que el cortocircuito ocurre y de la corriente que el interruptor debe interrumpir. En el análisis de cortocircuito se calculan los valores de estas dos corrientes para la falla en varios puntos del sistema. En base a estos cálculos se determinan los valores de operación de los relevadores que controlan a los interruptores.

2.3.1 Transitorios en un circuito RL

El análisis transitorio del cortocircuito de una resistencia e inductancia conectadas a una fuente de corriente alterna (*ac*) ofrece una percepción de la naturaleza de la corriente de cortocircuito. Al analizar dicho circuito en el tiempo, se llega a la conclusión de que la corriente de falla está conformada por una componente simétrica que varía sinusoidalmente con el tiempo, el cual representa el estado estable de la corriente en el circuito *RL*. En adición con esta, contiene una componente de corriente directa (*cd*) cuya magnitud es igual al voltaje pico inicial de la componente simétrica asumiendo que la falla ocurre en el punto en la onda de voltaje que crea esta condición, y aparece en la solución con el fin de satisfacer la condición física de corriente cero en el instante de cierre del interruptor [14, 19]. Esto se muestra en la figura 2.2.

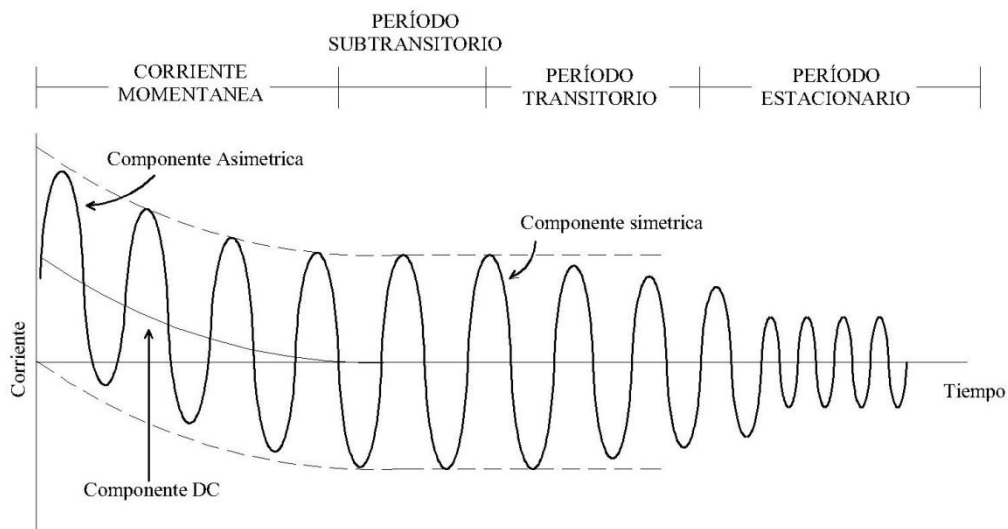


Figura 2.2 Representación gráfica de la corriente de cortocircuito

2.3.1.1 Relación X/R

Dado que la resistencia siempre está presente en el sistema, la componente de dc cae exponencialmente a cero, y la constante de tiempo se asume que es proporcional a la relación de la reactancia entre la resistencia (X/R) del sistema en el punto de falla. Conforme la componente de dc decae, la corriente gradualmente cambia de ser asimétrica a simétrica (figura 2.1) [14, 19].

2.3.2 Reactancia transitoria y subtransitoria

La magnitud de corriente de cortocircuito depende de la impedancia interna del generador y la impedancia característica de cables, motores y transformadores que componen al sistema. Sin embargo, la impedancia de las maquinas rotatorias (generadores y motores) no son constantes bajo condiciones de cortocircuito. El comportamiento de un generador síncrono varía con el tiempo y para el primer ciclo de falla se considera la reactancia subtransitoria para determinar las corrientes iniciales que fluyen cuando ocurre un cortocircuito, para periodos mayores de falla se usa la reactancia transitoria y en condiciones de estado estable se considera la reactancia nominal de la máquina. Lo anterior aplica para motores. [Grainger]

2.4 Sistema de protecciones

La protección de la vida humana y la preservación de los bienes son dos factores importantes en el diseño del sistema eléctrico. Un sistema eléctrico defectuoso o deficiente en las instalaciones de producción industrial, donde la continuidad de la producción es crítica, pueden llegar a ocasionar pérdidas financieras considerables a causa del tiempo de inactividad de los empleados y la maquinaria debido a una interrupción del sistema.

El sistema de protecciones juega un papel muy importante en los sistemas de potencia eléctrica, tiene como objetivo el minimizar los daños que pudieran sufrir el equipo y las personas ante la presencia de fallas, al mismo tiempo que aseguran el menor tiempo de interrupción posible. La combinación de diferentes estudios es requerida para la selección de los dispositivos que protegerán al sistema de sobrecorrientes; tales como interruptores y fusibles, cuya función es aislar la zona de falla con los menores daños al circuito y al equipo. Las demás partes del sistema, como cables e interruptores de desconexión, deben ser capaces de soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos debido al flujo de altas corrientes [20].

Los cálculos de cortocircuito son un requisito para los estudios de coordinación de protecciones. Los resultados de cortocircuito establecen los niveles máximos y mínimos de corriente a los cuales se debe llevar a cabo la coordinación y para la adecuada selección de equipo de protección. Esto es llevado a cabo mediante la elaboración de curvas tiempo-corriente de la operación de fusibles, dispositivos de disparo de interruptores, y relevadores, en conjunto curvas de daño de conductores y transformadores [14].

2.5 Calculo de la corriente de falla trifásica

El principio fundamental en el cual se basa el cálculo para determinar la magnitud de la corriente de cortocircuito es la ampliamente conocida ley de Ohm, $I = E/Z$ [20]. Y el procedimiento general que se sigue para aplicar dicho principio se puede resumir en los siguientes tres pasos:

1. Desarrollar el diagrama de impedancias representativo del sistema, con fuentes de voltajes simbólicas y circuitos equivalentes de los diferentes componentes.
2. Calcular el valor de la impedancia equivalente de Thevenin en el punto donde hipotéticamente la corriente de cortocircuito será calculada.
3. Conociendo el voltaje pre-falla, se aplica la ley de Ohm para calcular la magnitud de la corriente de cortocircuito.

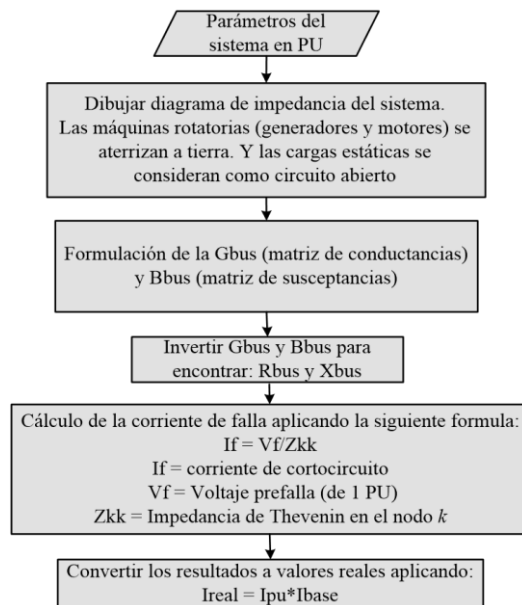


Figura 2.3 Algoritmo para el cálculo de cortocircuito trifásico basado en el método de Zbus

En la figura 2.3 se muestra la metodología que usualmente se sigue para el cálculo de corrientes de cortocircuito trifásico mediante el uso de la matriz Zbus. Los cálculos pueden ser hechos usando los valores en tiempo real de voltaje y corriente, sin embargo resulta más práctico hacer uso del sistema en por unidad.

2.5.1 Modelado de elementos

Existe una infinidad de configuraciones diferentes de sistemas de potencia, unas más complejas que otras; no obstante, en todos los casos es preciso el uso de modelos de los componentes del sistema eléctrico con el fin de realizar cualquier tipo de estudio, incluyendo el análisis de cortocircuito.

El primer paso es dibujar el diagrama de resistencias y reactancias del sistema objeto del análisis. Los elementos básicos que se encuentran en generalmente en un sistema eléctrico a nivel industrial son: el suministro (acometida), motores, líneas y transformadores.

2.5.2.1 Suministro

Un gran número de establecimientos industriales y comerciales se encuentran lejos de las plantas de generación, en estos casos se dice que el sistema de suministro es un sistema infinito. Es decir, el punto de conexión es un bus infinito, donde la compañía suministrada es modelada por una fuente de voltaje y una impedancia subtransitoria. Generalmente la compañía suministradora proporciona información acerca de su valor de potencia de cortocircuito.

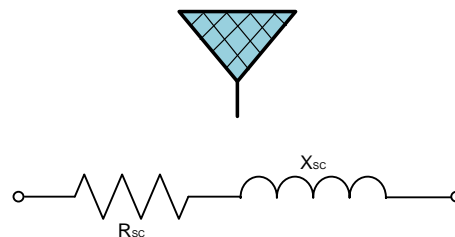


Figura 2.4 Circuito equivalente de la acometida considerado para el análisis de cortocircuito

2.5.2.2 Motores

Los motores inducción aportan corriente de cortocircuito, esta se genera por la inercia de la carga que mueve al rotor en presencia de flujo magnético producido por inducción desde el estator del

motor, comportándose como un generador. La aportación de este tipo de motores a la corriente de falla dura de 2 a 3 ciclos, esto es debido a que el flujo disminuye rápidamente después de ocurrida la falla.

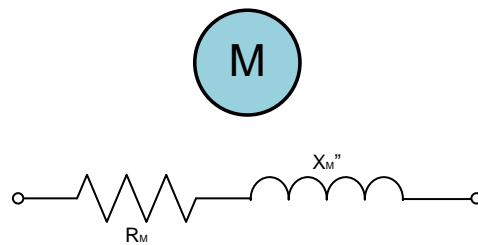


Figura 2.5 Circuito equivalente de un motor considerado para el análisis de cortocircuito

2.5.2.3 Líneas de distribución y transmisión

Las líneas en un sistema de potencia son representadas mediante cuatro parámetros: resistencia en serie, inductancia en serie, capacitancia en derivación y conductancia en derivación. Según la longitud de la línea existen tres modelos: línea corta (menores a 80 km), línea de longitud media (entre 80 km y 240 km) y línea de longitud larga (mayores a 240 km).

Los sistemas eléctricos industriales son pequeños en comparación con los sistemas de generación y transmisión, no suelen abarcar largas distancias. Por lo anterior, se toma el modelo de la línea de longitud corta (figura 2.6) para los cálculos de cortocircuito.

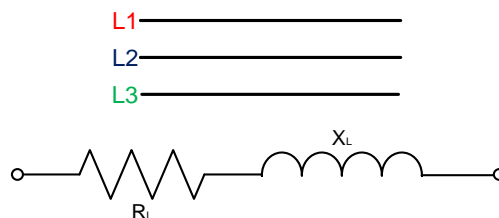


Figura 2.6 Circuito equivalente de las líneas de transmisión y distribución considerado para el análisis de cortocircuito

2.5.2.4 Transformadores

Para fines de estudios de cortocircuito se emplea el circuito equivalente simplificado del transformador: una resistencia en serie con una inductancia, cuyos valores representan las pérdidas en los devanados del transformador.

Siendo la falla trifásica una falla balanceada, no es relevante la conexión del transformador para fines de este estudio.

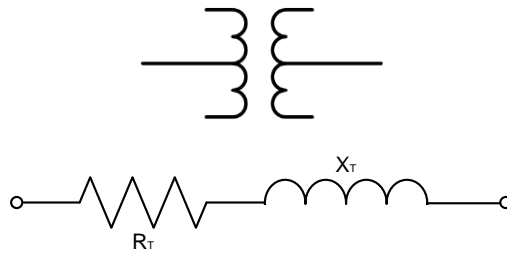


Figura 2.7 Circuito equivalente de un transformador considerado para el análisis de cortocircuito

2.5.2.4.1 Cambiador de tomas

Las tomas (taps) en un transformador permiten cambios en la relación de vueltas después de haber sido fabricado, con el fin de compensar las variaciones de voltaje. Normalmente, tiene cinco taps de derivaciones, siendo la tercera posición la nominal [2, 12, 13].

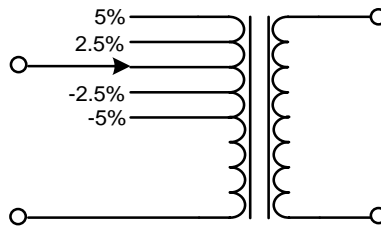
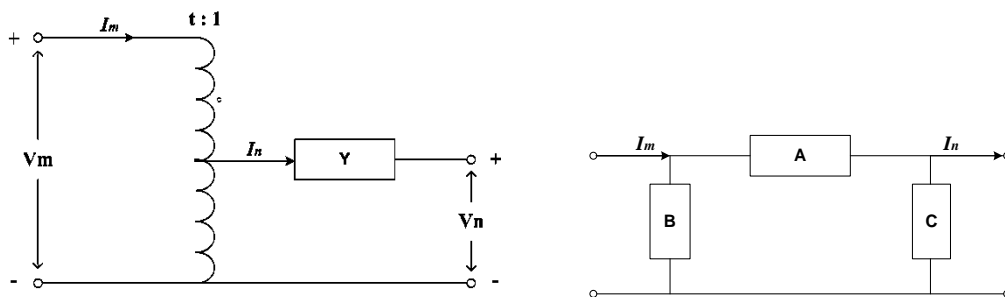


Figura 2.8 Esquema del cambiador de tomas de un transformador

Cuando se tienen transformadores con un tap por arriba o por debajo del nominal, el valor de su impedancia cambia. El circuito representativo de un transformador con tap fuera del nominal se presenta en la figura 2.9 (a).

El transformador se encuentra entre los nodos m y n y el cambiador de derivaciones está conectado al nodo m ; la admitancia Y es el recíproco de la impedancia propia del transformador y su relación de transformación es igual a t [2, 11, 12, 13]. El circuito Pi equivalente se encuentra en la figura 2.9 (b).



(a)

(b)

Figura 2.9 (a) Representación del transformador con tap no nominal; (b) Circuito PI equivalente

Del circuito Pi se deducen las ecuaciones para determinar los valores de A, B y C.

$$A = \frac{Y}{t} \quad B = \frac{1-t}{t^2}Y \quad C = \frac{t-1}{t}Y \quad (2.1)$$

A partir de (1) se definen las admitancias para los nodos m y n .

$$Y_{mm} = \frac{Y}{t^2} \quad Y_{nn} = Y \quad Y_{mn} = Y_{nm} \frac{Y}{t} \quad (2.2)$$

2.5.2 Métodos

Los métodos analíticos comúnmente utilizados para el cálculo de las corrientes de falla trifásica son: el método óhmico, el método de los kVA equivalentes, el método punto a punto y el método Zbus. Debido al tamaño y la complejidad de muchos sistemas industriales actuales, emplear los primeros dos métodos resulta poco práctico por el tiempo invertido en el cálculo y el método punto a punto es bastante impreciso. Por otro lado, la matriz de impedancias (Zbus) es un equivalente del sistema, por lo tanto proporciona información de todos los buses.

2.5.2.1 Equivalente de Thevenin

Con el fin de determinar las magnitudes de las corrientes de cortocircuito es necesario tomar como base la representación del sistema original como un circuito equivalente visto desde el punto donde se localiza la falla. De acuerdo al teorema de Thevenin cualquier sistema se puede reducir a una fuente de voltaje en serie con una impedancia equivalente. En la ecuación principal (3), el voltaje E representa el voltaje prefalla en el punto de cortocircuito. Usualmente, el voltaje prefalla se toma como el voltaje nominal del sistema en el punto de cortocircuito porque se acerca al voltaje máximo de operación bajo condiciones de plena carga. La impedancia Z es la reducción del sistema de potencia, de las impedancias que representan todos los elementos que lo componen. [14]

$$I = \frac{E}{Z} \quad (2.3)$$

En resumen, para obtener el equivalente de Thevenin del sistema se elabora el diagrama de impedancias del sistema de potencia. Todos los alimentadores (suministro), máquinas síncronas, motores de inducción, líneas, transformadores son remplazados por su impedancia interna. Se convierten todos los valores a por

unidad sobre una base seleccionada. Es importante mencionar que los elementos que aportan corriente de cortocircuito, generadores y motores, son aterrizados a tierra. Posteriormente se integran todas las impedancias en una única equivalente entre el punto de falla y tierra. Esta reducción de la red eléctrica requiere el uso de varios conceptos básicos de circuitos lineales y teorema de redes.

2.5.2.2 Zbus

Cuando se tienen sistemas de potencia complejos con “n” números de nodos, es conveniente calcular las magnitudes de corrientes de cortocircuito y tensiones de falla por medio de la matriz de impedancias “Zbus”. La construcción de la matriz de impedancias se realiza a partir de las ecuaciones nodales y del inverso de la matriz de admitancias “Y_{bus}”:

$$Z_{bus} = Y_{bus}^{-1} \quad (2.4)$$

En la construcción de la Ybus, los elementos de la diagonal principal equivalen a la suma de todas las admitancias que convergen en ese nodo, y los elementos fuera de la diagonal, son el negativo de la admitancia entre nodos. El sistema se modela basándose en la red de secuencia positiva y todas las resistencias y reactivas de cargas no rotatorias se desprecian, conservando los demás elementos. Como ejemplo en la figura 2.10 se presente el diagrama de un sistema sencillo.

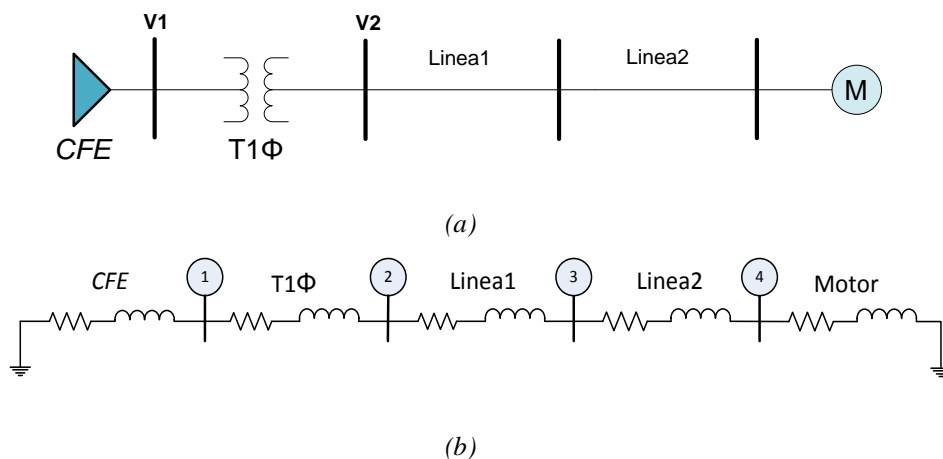


Figura 2.10 (a) Diagrama unifilar del sistema; (b) Diagrama de impedancias

Se identifican el número de nodos del diagrama unifilar del sistema de la figura 2.10 (a). Posteriormente se sustituyen los elementos del sistema por su circuito equivalente de resistencia y reactancia (figura 2.10 (b)). El siguiente paso es pasar los valores de impedancias a su recíproco, admitancias, y en valores por unidad refiriéndolas a voltaje y potencia bases, con el fin de simplificar los cálculos. Ahora se procede a la construcción de la Ybus y queda como se muestra en la figura 2.11.

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} CFE & -T_{1\phi} & 0 & 0 \\ -T_{1\phi} & T_{1\phi} + Linea1 & -Linea1 & 0 \\ 0 & -Linea1 & Linea1 + Linea2 & Linea2 \\ 0 & 0 & -Linea2 & -Motor \end{bmatrix}$$

Figura 2.11 Matriz Ybus del sistema de la figura 2.10

Una vez obtenida la matriz de admitancias del sistema, se encuentra la matriz Zbus aplicando (4). Una de las características principales de la matriz Zbus y que son de especial interés para el cálculo de cortocircuito, es que los valores ubicados en la diagonal principal de la matriz representan la impedancia de Thevenin de la red en cada nodo.

2.5.2.3 Calculo corriente de cortocircuito

La ecuación (3), es la relación utilizada para determinar I_k (corriente de cortocircuito simétrica en el nodo k), donde E es el voltaje prefalla y Z_{kk} es la impedancia de Thevenin en el nodo fallado.

La corriente de cortocircuito asimétrica se encuentra a partir de la relación X/R , donde R es la parte real y X es la parte imaginaria de la impedancia de Thevenin en el punto de cortocircuito.

2.6 Simulador ETAP

En el mercado existen programas computacionales que realizan estudios de cortocircuito, cuyo costo depende de su exactitud, sofisticación y limitantes en cuanto a las dimensiones del sistema. Entre ellos se encuentra el software ETAP. ETAP es la herramienta disponible más completa para el diseño y las pruebas de sistemas de potencia. Es un software diseñado y desarrollo por y para ingenieros, para manejar la diversidad de los sistemas de energía para una amplia gama de industrias, todo en un único paquete integrado que ofrece múltiples soluciones incluyendo estudios de flujos de potencia, cortocircuito, estabilidad, coordinación de protecciones, y más.

CAPITULO 3

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO CON TAPS NOMINALES

3.1 Introducción

En esta capítulo se detalla el procedimiento para realizar el cálculo de la corriente de cortocircuito para una falla trifásica en un sistema industrial IEEE de 13 nodos, asumiendo los taps de los transformadores como nominales.

3.2 Planteamiento del problema

El sistema a analizar se muestra en la figura 3.1 y sus datos están dados en las tablas 3.1-3.3 [4, 7].

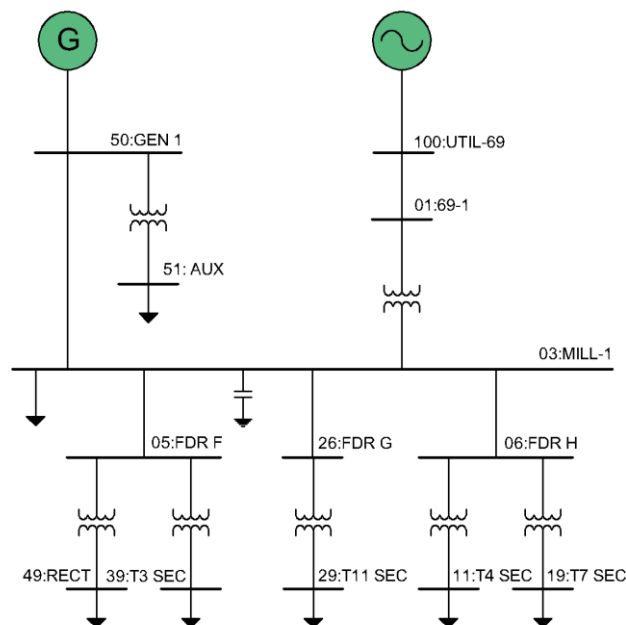


Figura 3.1 Sistema industrial IEEE 13 bus

El sistema es alimentado por dos fuentes principales: la compañía suministradora a 69 kV y una planta generadora a 13.8 kV. Dado que se trata de un sistema balanceado y de un estudio de falla trifásica, sólo es necesario tomar en cuenta la secuencia positiva.

Tabla 3.1. Datos de la compañía suministradora

Etiqueta	Bus	KV	MVA _{sc}	X/R
UTIL 1	100:UTIL-69	69	1000	22.2
GEN 1	50:GEN-1	13.8	139.46	37.3

Tabla 3.2. Impedancia de las líneas de transmisión en PU
(valores base: 13.8 kV, 10 MVA)

De	A	R	X
100:UTIL-69	01:69-1	0.00139	0.00296
03:MILL 1	50:GEN 1	0.00122	0.00243
03:MILL 1	05:FDR F	0.00075	0.00063
03:MILL 1	26:FDR G	0.00157	0.00131
03:MILL 1	06:FDR H	0.00109	0.00091

Tabla 3.3. Datos de transformadores

De	A	KV	Tap	MVA	% R	% X
01:69-1	03:MILL	69:13.8	69	15	0.4698	7.9862
50:GEN1	51:AUX	13.8:0.48	13.45	1.5	0.9593	5.6694
05:FDRF	49:RECT	13.8:0.48	13.45	1.25	0.7398	4.4388
05:FDRF	39:T3SEC	13.8:4.16	13.11	1.725	0.7442	5.9537
26:FDRG	29:T11SEC	13.8:0.48	13.45	1.5	0.8743	5.6831
06:FDRH	11:T4SEC	13.8:0.48	13.8	1.5	0.8363	5.4360
06:FDRH	19:T7SEC	13.8:2.4	13.11	3.75	0.4568	5.4810

3.3 Cálculo de cortocircuito

Tomando como base el algoritmo de la figura 2.3, el primer paso es pasar todos los valores dados de resistencias y reactancias al sistema por unidad bajo una misma base. Se tomaron como voltajes base 13.8 kV y 69 kV; y la potencia base de 10 MVA.

Para determinar la impedancia de la compañía suministradora en el bus 100: UTIL 69, en base a los datos dados en la tabla 3.1, se usó la fórmula:

$$Z'_{pu} = \frac{(V)^2}{(S_{SC})} * (Z_{base}) \quad (3.1)$$

La tabla 3.2 incluye todos los datos de resistencia y reactancia en serie para las líneas de transmisión del sistema. Si se observa con detenimiento, la tabla especifica que los valores base son de 13.8 kV y 10 MVA, por lo que están dentro de los valores nominales excepto la línea que parte de 100: UTIL-69 a 01:69-1 del suministro que está a un nivel de 69kV, por lo que tenemos que realizar un cambio de base, los demás valores no necesitan ser modificados.

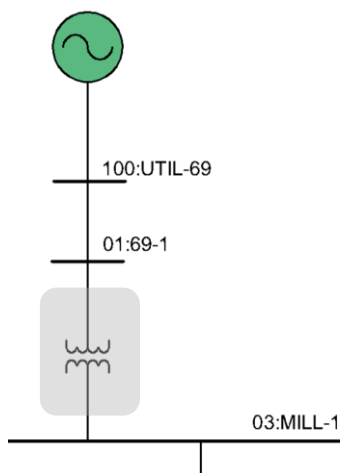
El cambio de base se realiza a partir de (1), donde la potencia trifásica nueva y vieja es de 10 MVA.

$$Z'_{pu_{new}} = \frac{(V_{LL,base\ old})^2 (S'_{3\phi,base\ new})}{(V'_{LL,base\ new})^2 (S_{3\phi,base\ old})} (Z_{pu\ old}) \quad (3.2)$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$Z'_{pu_{new}} = \frac{(13.8kV)^2}{(69kV)^2} (0.00139 + 0.00296j) = 0.0000556 + 0.0001184j$$

Para los transformadores, en la tabla 3.3 se muestran los valores de resistencia y reactancia en p.u., éstos están en un valor porcentual de la respectiva base del transformador, entonces es necesario realizar un cambio de base a 10 MVA tal y como se procedió con la línea de 69 kV. A modo de ejemplo se toman los datos del transformador de 01:69-1 a 03: MILL-1.



Dado que se considera que los tap de los transformadores está en su posición nominal la fórmula anterior simplemente se resume a la siguiente expresión

$$Z'_{pu_{new}} = \frac{(S'_{3\phi,base\ new})}{(S_{3\phi,base\ old})} (Z_{pu\ old})$$

Sustituyendo valores se obtiene:

$$Z'_{pu_{new}} = \frac{(10MVA)}{(15MVA)} (0.4698 + 7.9862j) = 0.3132 + 5.3241j$$

Figura 3.2 Transformador 69/13.2 kV conectado al bus 01:69-1 y 03:MILL-1

Para el resto de los transformadores el cálculo es similar, los resultados se muestran en la tabla 3.4.

Tabla 1.4 Valores porcentuales de los transformadores de R y X sobre la base de 10MVA

De	A	% R	% X
01:69-1	03:MILL-1	0.3132	5.32413333
50:GEN-1	51:AUX	6.395333333	37.796
05:FDR F	49:RECT	5.9184	35.5104
05:FDR F	39:T3 SEC	4.314202899	34.5142029
26: FDR G	29:T11 SEC	5.828666667	37.8873333
06: FDR H	11:T4 SEC	5.575333333	36.24
06: FDR H	19: T7 SEC	1.218133333	14.616

Una vez obtenidos todos los valores en p.u. y sobre una misma base de 10 MVA, se organizan los resultados en un diagrama de resistencias y reactancias, el cual se muestra en la figura 3.2.

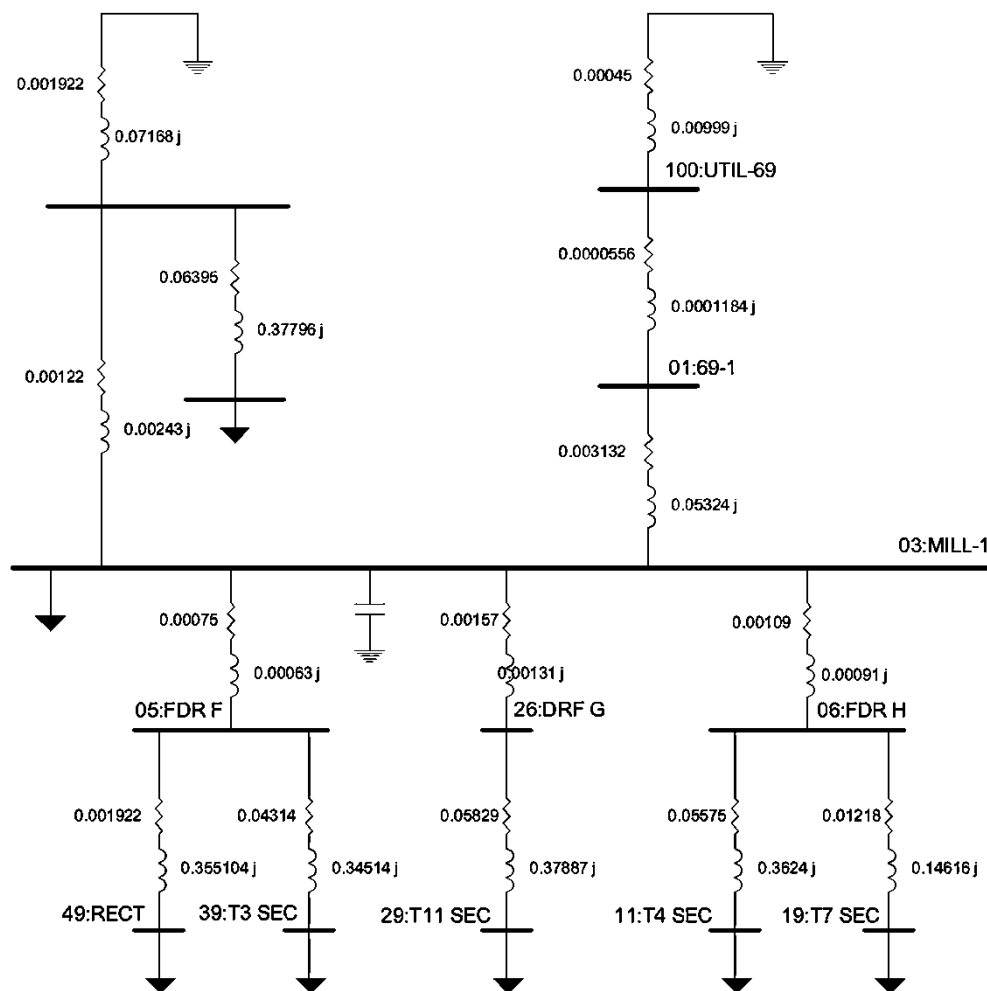


Figura 3.3 Diagrama de impedancias

Después de convertir todos los elementos del sistema a la base seleccionada, se obtienen los valores de la susceptancia y la conductancia de cada uno de los elementos; a partir de estos se construyen las matrices de admitancias (figura 3.4 y 3.5). Esto se logra elevando los valores de %R y %X al exponente -1:

Ejemplo:

Para el transformador de 01:69-1 a 03: MILL-1 el cálculo sería:

$$Z_{pu} = (0.003132)^{-1} = 319.2848$$

$$Z_{pu} = (0.05324133)^{-1} = 18.7823$$

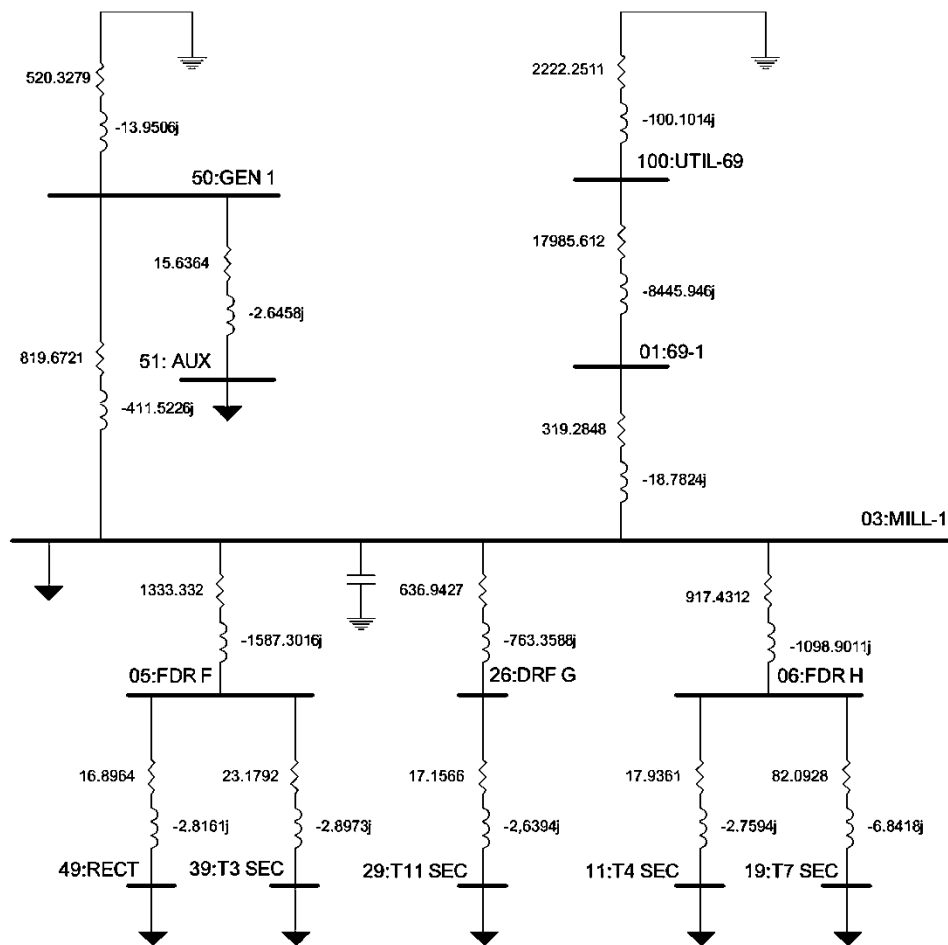


Figura 3.4 Diagrama de admitancias

Para fines de análisis de cortocircuito, la matriz Y_{bus} se divide en dos matrices: G_{bus} (matriz de conductancias) y B_{bus} (matriz de susceptancias).

	50: GEN1	51: AUX	03: MILL-1	100: UTIL-69	01: 69-1	05: FDR F	49: RECT	39: SEC	26: FDR G	29: T11SEC	06: FDR H	11: T4SEC	19: T7SEC
50: GEN1	1355.63	-15.63	-819.67	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
51: AUX	-15.63	15.63	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03: MILL-1	-819.67	0	4026.66	0	-319.28	-1333.33	0	0	-636.94	0	-917.43	0	0
100: UTIL-69	0	0	0	20207.86	-17985.61	0	0	0	0	0	0	0	0
01: 69-1	0	0	-319.28	-17985.61	18304.89	0	0	0	0	0	0	0	0
05: FDR F	0	0	-1333.33	0	0	1373.41	-16.89	-23.18	0	0	0	0	0
49: RECT	0	0	0	0	0	-16.89	16.89	0	0	0	0	0	0
39: SEC	0	0	0	0	0	-23.18	0	23.18	0	0	0	0	0
26: FDR G	0	0	-636.94	0	0	0	0	0	654.09	-17.15	0	0	0
29: T11SEC	0	0	0	0	0	0	0	0	-17.15	17.156	0	0	0
06: FDR H	0	0	-917.43	0	0	0	0	0	0	0	1017.46	-17.93	-82.09
11: T4SEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-17.93	17.93	0
19: T7 SEC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-82.09	0	82.09

Figura 3.5 Matriz Gbus (susceptancias)

	50: GEN1	51: AUX	03: MILL-1	100: UTIL-69	01: 69-1	05: FDR F	49: RECT	39: SEC	26: FDR G	29: T11SEC	06: FDR H	11: T4SEC	19: T7 SEC
50: GEN1	-428.12 j	2.64 j	411.52 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j
51: AUX	2.64 j	-2.64 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j
03: MILL-1	411.52 j	0j	-3879.86 j	0j	18.78 j	1587.30 j	0j	0j	763.35 j	0j	1098.90 j	0j	0j
100: UTIL-69	0j	0j	0j	-8546.04 j	8445.94 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j
01: 69-1	0j	0j	18.78 j	8445.94 j	-8464.72 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j
05: FDR F	0j	0j	1587.30 j	0j	0j	-1593.01 j	2.81 j	2.89 j	0j	0j	0j	0j	0j
49: RECT	0j	0j	0j	0j	0j	2.81 j	-2.81 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j
39: SEC	0j	0j	0j	0j	0j	2.89 j	0j	-2.89 j	0j	0j	0j	0j	0j
26: FDR G	0j	0j	763.35 j	0j	0j	0j	0j	0j	-765.99 j	2.63 j	0j	0j	0j
29: T11SEC	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	2.63 j	-2.63 j	0j	0j	0j
06: FDR H	0j	0j	1098.90 j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	-1108.50 j	2.75 j	6.84 j
11: T4SEC	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	2.75 j	-2.75 j	0j
19: T7 SEC	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	0j	6.84 j	0j	-6.84 j

Figura 3.6 Matriz Bbus (conductancias)

El siguiente paso es invertir las dos matrices resultantes por medio de los modelos matemáticos ya conocidos. El producto resultante está enmarcado en las dos matrices que se muestran en la figura 3.6.

	50: GEN1	51: AUX	03: MILL-1	100: UTIL-69	01: 69-1	05: FDR F	49: RECT	39: SEC	26: FDR G	29: T11 SEC	06: FDR H	11: T4 SEC	19: T7 SEC
50: GEN1	0.001377	0.001377	0.001031	0.000128	0.000143	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031
51: AUX	0.001377	0.065330	0.001031	0.000128	0.000143	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031	0.001031
03: MILL-1	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686
100: UTIL-69	0.000128	0.000128	0.000209	0.000420	0.000416	0.000209	0.000209	0.000209	0.000209	0.000209	0.000209	0.000209	0.000209
01: 69-1	0.000143	0.000143	0.000234	0.000416	0.000468	0.000234	0.000234	0.000234	0.000234	0.000234	0.000234	0.000234	0.000234
05: FDR F	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.002436	0.002436	0.002436	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686
49: RECT	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.002436	0.061620	0.002436	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686
39: SEC	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.002436	0.002436	0.045578	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686
26: FDR G	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.003256	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686
29: T11 SEC	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.003256	0.061542	0.001686	0.001686	0.001686
06: FDR H	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.002776	0.002776	0.002776
11: T4 SEC	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.002776	0.058529	0.002776
19: T7 SEC	0.001031	0.001031	0.001686	0.000209	0.000234	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.001686	0.002776	0.002776	0.014957

Figura 3.7 Matriz Rbus (resistencias)

	50:GEN 1	51:AUX	03:MILL-1	100:UTIL-69	01:69-1	05:FDR F	49:RECT	39:SEC	26:FDR G	29:T11 SEC	06:FDR H	11:T4 SEC	19:T7 SEC
R_{th}	50:GEN 1	j0.034302	j0.034302	j0.033035	j0.005209	j0.005271	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035
	51:AUX	j0.034302	j0.412262	j0.033035	j0.005209	j0.005271	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035	j0.033035
	03:MILL-1	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155
	100:UTIL-69	j0.005209	j0.005209	j0.005386	j0.009264	j0.009255	j0.005386	j0.005386	j0.005386	j0.005386	j0.005386	j0.005386	j0.005386
	01:69-1	j0.005271	j0.005271	j0.005450	j0.009255	j0.009365	j0.005450	j0.005450	j0.005450	j0.005450	j0.005450	j0.005450	j0.005450
	05:FDR F	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034785	j0.034785	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155
	49:RECT	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034785	j0.389889	j0.034785	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155
	39:SEC	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034785	j0.034785	j0.379927	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155
	26:FDR G	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.035465	j0.035465	j0.034155	j0.034155
	29:T11 SEC	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005526	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.035465	j0.414338	j0.034155	j0.034155
	06:FDR H	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.035065	j0.035065
	11:T4 SEC	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.035065	j0.397465
	19:T7 SEC	j0.033035	j0.033035	j0.034155	j0.005386	j0.005450	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.034155	j0.035065	j0.181225

Figura 3.8 Matriz Xbus (reactancias)

El objetivo de obtener las dos matrices anteriores es el de usar los valores de la diagonal principal de R_{bus} y X_{bus} en conjunto para obtener una Z_{th} (equivalente de Thevenin), obtenido esto es posible calcular la corriente de cortocircuito en cada uno de los nodos aplicando la ecuación 2.3:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{th}} \quad (3.3)$$

3.4 Simulación ETAP

En este estudio se asume un voltaje prefalla de 1 p.u. y no se consideran corrientes prefalla.

En la tabla 3.5 se da un resumen de los resultados del estudio de cortocircuito simulado en ETAP, y su comparación con el método analítico descrito en esta sección. Se observa un error porcentual no mayor al 1%.

Tabla 2.5 Resultados teóricos con taps nominales

No.	Bus	Zth	I _f teórica (kA)	I _f Etap (kA)	% error
1	50:GEN 1	0.0343	12.187	12.185	0.0164
2	51:AUX	0.4174	28.816	28.813	0.0104
3	03:MILL-1	0.0342	12.234	12.245	0.0898
4	100:UTIL-69	0.0093	9.023	9.024	0.0110
5	01:69-1	0.0094	8.924	9.020	1.0643
6	05:FDR F	0.0349	11.998	12.008	0.0832
7	49:RECT	0.3947	30.472	30.474	0.0065
8	39:SEC	0.3826	3.627	3.627	0
9	26:FDR G	0.0356	11.747	11.757	0.0850
10	29:T11 SEC	0.4188	28.715	28.716	0.0035
11	06:FDR H	0.0352	11.894	11.904	0.0840
12	11:T4 SEC	0.4018	29.939	29.941	0.0067
13	19:T7 SEC	0.1818	13.229	13.231	0.0151

CAPÍTULO 4

CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO CON TAPS NO NOMINALES

4.1 Introducción

En el capítulo anterior se obtuvo un error porcentual máximo del 1% con una desviación absoluta no mayor a los 100 amperes entre las magnitudes de corrientes de cortocircuito calculadas y la simulación. En este capítulo se continúa con la descripción de la modificación requerida a la matriz Ybus para tomar en consideración la operación del transformador con tap no nominal.

4.2 Cálculo de la corriente de cortocircuito

En la práctica en la mayoría de los sistemas de potencia eléctrica se encuentran transformadores operando a un nivel de voltaje diferente del nominal. Estas condiciones de operación del transformador presentan un problema matemático, puesto que su circuito equivalente es diferente del modelo estándar. Para transformadores con un nivel de voltaje diferente al del bus al que están conectados se emplea el modelo de la figura 2.9, que se analizó previamente en el capítulo 2.

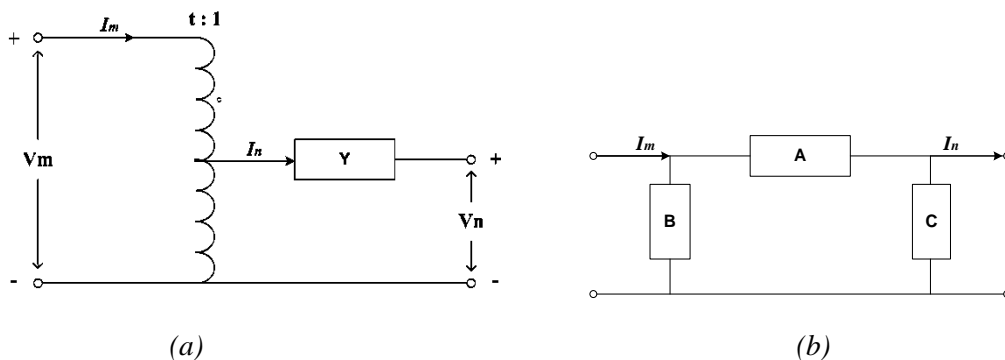
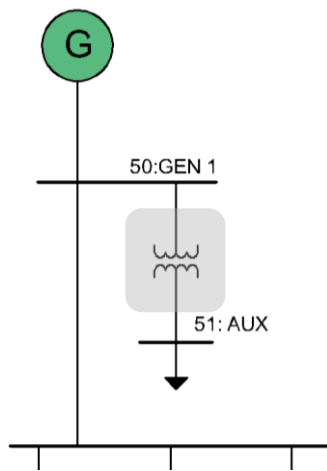


Figura 2.9 (a) Representación del transformador con tap no nominal; (b) Circuito PI equivalente

Teniendo en cuenta el nuevo circuito equivalente del transformador, es necesario hacer una modificación a los valores de las matrices de admitancias (G_{bus} y B_{bus}) previamente determinadas, usando las fórmulas 2.2: $Y_{mm} = Y/t^2$, $Y_{nn} = Y$, $Y_{mn} = Y_{nm} = Y/t$. Los valores de los elementos de las matrices que son modificados, son aquellos que involucran a los nodos donde se encuentra el transformador con tap no nominal.

El factor t está relacionado con el tap del transformador:

$$t = \frac{V_{tap}}{V_{nominal}} \quad (4.1)$$



A continuación se detallan las correcciones para el transformador situado entre los buses 50:GEN 1 (nodo 1) y 51:AUX (nodo 2).

Las matrices G_{bus} y B_{bus} originales son:

$$G_{bus} = \begin{bmatrix} 1355.43 & -15.43 & \vdots \\ -15.43 & 15.43 & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix} \quad B_{bus} = \begin{bmatrix} -428.12j & 2.64j & \vdots \\ 2.64j & -2.64j & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix}$$

Se definen las matrices nuevas como:

$$G_{bus}' = \begin{bmatrix} G_{11}' & -G_{12}' & \vdots \\ -G_{21}' & G_{22}' & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix} \quad B_{bus}' = \begin{bmatrix} B_{11}' & -B_{12}' & \vdots \\ -B_{21}' & B_{22}' & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix}$$

Figura 4.1 Transformador 13.8/0.45 kV conectado al bus 50:GEN1 y 51:AUX, tap = 13.45 kV

Donde

$$\begin{aligned} G_{11}' &= G_{gen} + G_{LT} + \frac{G_{tra}}{t^2} \\ G_{22}' &= G_{tra} \\ G_{12}' &= G_{21}' = \frac{G_{tra}}{t} \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} B_{11}' &= B_{gen} + B_{LT} + \frac{B_{tra}}{t^2} \\ B_{22}' &= B_{tra} \\ B_{12}' &= B_{21}' = \frac{B_{tra}}{t} \end{aligned} \quad (4.3)$$

Para el transformador entre los buses 50: GEN 1 y 51: AUX $t = 13.45 \text{ kV}/13.8 \text{ kV} = 0.9746$, lo que significa que el voltaje del transformador esta 2.54% por debajo del valor nominal. Como ejemplo numérico se calculan algunos términos de la matriz de conductancias:

$$G'_{11} = \frac{1}{0.0019} + \frac{1}{0.00122} + \left(\frac{1}{0.0639}\right) * \left(\frac{1}{0.9746^2}\right)$$

$$G'_{11} = 1356.5 \text{ PU}$$

$$G_{22}' = \frac{1}{0.06395} = 15.6372 \text{ PU}$$

$$G_{12}' = G_{21}' = \left(\frac{1}{0.06395}\right) * \left(\frac{1}{0.9746}\right) = 16.0447 \text{ PU}$$

Después de aplicar (4.2)-(4.3), las matrices G_{bus}' y B_{bus}' resultan como sigue:

$$G_{bus}' = \begin{bmatrix} 1356.5 & -16.0447 & \vdots \\ -16.0447 & 15.6372 & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix}$$

$$B_{bus}' = \begin{bmatrix} -428.2551j & 2.7147j & \vdots \\ 2.7147j & -2.6457j & \vdots \\ \dots & \dots & \ddots \end{bmatrix}$$

Las matrices de conductancias (G_{bus}) y susceptancias (B_{bus}) completamente modificadas se encuentran en las figuras 4.1 y 4.2, respectivamente. Son calculadas siguiendo el procedimiento previamente expuesto para todos los transformadores con tap no nominal.

$$G_{bus} = \begin{bmatrix} 1356.46 & -16.04 & -819.67 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -16.04 & 15.64 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -819.67 & 0 & 4026.66 & 0 & -319.28 & -1333.33 & 0 & 0 & -636.94 & 0 & -917.43 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 20207.86 & -17985.6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -319.28 & -17985.6 & 18304.9 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1333.33 & 0 & 0 & 1376.81 & -17.34 & -24.40 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -17.34 & 16.89 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -24.40 & 0 & 23.18 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -636.94 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 655.01 & -17.60 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -17.60 & 17.16 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -917.43 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1026.33 & -17.94 & -86.41 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -17.94 & 17.94 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -86.41 & 0 & 82.09 & 0 \end{bmatrix}$$

Figura 4.2 Matriz de conductancias, taps no nominales

$$B_{bus} = \begin{bmatrix} -j428.26 & j2.71 & j411.52 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ j2.71 & -j2.65 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ j411.52 & 0 & -j3879.87 & 0 & j18.78 & j1587.30 & 0 & 0 & j763.36 & 0 & j1098.90 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -j8445.95 & j8445.95 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j18.78 & j8445.95 & -j8464.73 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j1587.30 & 0 & 0 & -1593.58 & j2.89 & j3.05 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j2.89 & -j2.82 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j3.05 & 0 & -j2.89 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j763.36 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -j767.14 & j2.71 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j2.71 & -j2.64 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & j1098.90 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -j1109.24 & j2.76 & j7.20 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j2.76 & -j2.76 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & j7.20 & 0 & -j6.84 & 0 \end{bmatrix}$$

Figura 4.3 Matriz de susceptancias, taps no nominales

El siguiente paso es invertir las dos matrices resultantes por medio de los modelos matemáticos ya conocidos. El producto resultante está enmarcado en las dos matrices que se muestran en la figura 3.6.

$$R_{th} = \begin{bmatrix} 0.001377 & 0.001413 & 0.001031 & 0.000128 & 0.000143 & 0.001031 & 0.001058 & 0.001085 & 0.001031 & 0.001058 & 0.001031 & 0.001031 & 0.001085 \\ 0.001413 & 0.065403 & 0.001058 & 0.000131 & 0.000147 & 0.001058 & 0.001086 & 0.001114 & 0.001058 & 0.001086 & 0.001058 & 0.001058 & 0.001114 \\ 0.001031 & 0.001058 & 0.001686 & 0.000209 & 0.000234 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001775 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001686 & 0.001686 & 0.001775 \\ 0.000128 & 0.000131 & 0.000209 & 0.000420 & 0.000416 & 0.000209 & 0.000214 & 0.000220 & 0.000209 & 0.000214 & 0.000209 & 0.000209 & 0.000220 \\ 0.000143 & 0.000147 & 0.000234 & 0.000416 & 0.000468 & 0.000234 & 0.000240 & 0.000247 & 0.000234 & 0.000240 & 0.000234 & 0.000234 & 0.000247 \\ 0.001031 & 0.001058 & 0.001686 & 0.000209 & 0.000234 & 0.002436 & 0.002499 & 0.002564 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001686 & 0.001686 & 0.001775 \\ 0.001058 & 0.001086 & 0.001730 & 0.000214 & 0.000240 & 0.002499 & 0.061748 & 0.002631 & 0.001730 & 0.001775 & 0.001730 & 0.001730 & 0.001821 \\ 0.001085 & 0.001114 & 0.001775 & 0.000220 & 0.000247 & 0.002564 & 0.002631 & 0.045841 & 0.001775 & 0.001821 & 0.001775 & 0.001775 & 0.001868 \\ 0.001031 & 0.001058 & 0.001686 & 0.000209 & 0.000234 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001775 & 0.003256 & 0.003341 & 0.001686 & 0.001686 & 0.001775 \\ 0.001058 & 0.001086 & 0.001730 & 0.000214 & 0.000240 & 0.001730 & 0.001775 & 0.001821 & 0.003341 & 0.061714 & 0.001730 & 0.001730 & 0.001821 \\ 0.001031 & 0.001058 & 0.001686 & 0.000209 & 0.000234 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001775 & 0.001686 & 0.001730 & 0.002776 & 0.002776 & 0.002922 \\ 0.001031 & 0.001058 & 0.001686 & 0.000209 & 0.000234 & 0.001686 & 0.001730 & 0.001775 & 0.001686 & 0.001730 & 0.002776 & 0.058529 & 0.002922 \\ 0.001085 & 0.001114 & 0.001775 & 0.000220 & 0.000247 & 0.001775 & 0.001821 & 0.001868 & 0.001775 & 0.001821 & 0.002922 & 0.002922 & 0.015257 \end{bmatrix}$$

Figura 4.4 Matriz Rbus (resistencias), taps no nominales

$$X_{th} = \begin{bmatrix} j0.034302 & j0.035196 & j0.033035 & j0.005209 & j0.005271 & j0.033035 & j0.033896 & j0.034773 & j0.033035 & j0.033896 & j0.033035 & j0.033035 & j0.034773 \\ j0.035196 & j0.414073 & j0.033896 & j0.005345 & j0.005409 & j0.033896 & j0.034779 & j0.035680 & j0.033896 & j0.034779 & j0.033896 & j0.033896 & j0.035680 \\ j0.033035 & j0.033896 & j0.034155 & j0.005386 & j0.005450 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035952 & j0.034155 & j0.035045 & j0.034155 & j0.034155 & j0.035952 \\ j0.005209 & j0.005345 & j0.005386 & j0.009264 & j0.009255 & j0.005386 & j0.005526 & j0.005669 & j0.005386 & j0.005526 & j0.005386 & j0.005386 & j0.005669 \\ j0.005271 & j0.005409 & j0.005450 & j0.009255 & j0.009365 & j0.005450 & j0.005592 & j0.005737 & j0.005450 & j0.005592 & j0.005450 & j0.005450 & j0.005737 \\ j0.033035 & j0.033896 & j0.034155 & j0.005386 & j0.005450 & j0.034785 & j0.035691 & j0.036615 & j0.034155 & j0.035045 & j0.034155 & j0.034155 & j0.035952 \\ j0.033896 & j0.034779 & j0.035045 & j0.005526 & j0.005592 & j0.035691 & j0.391725 & j0.037570 & j0.035045 & j0.035958 & j0.035045 & j0.035045 & j0.036889 \\ j0.034773 & j0.035680 & j0.035952 & j0.005669 & j0.005737 & j0.036615 & j0.037570 & j0.383685 & j0.035952 & j0.036889 & j0.035952 & j0.035952 & j0.037844 \\ j0.033035 & j0.033896 & j0.034155 & j0.005386 & j0.005450 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035952 & j0.035465 & j0.036389 & j0.034155 & j0.034155 & j0.035952 \\ j0.033896 & j0.034779 & j0.035045 & j0.005526 & j0.005592 & j0.035045 & j0.035958 & j0.036889 & j0.036389 & j0.416211 & j0.035045 & j0.035045 & j0.036889 \\ j0.033035 & j0.033896 & j0.034155 & j0.005386 & j0.005450 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035952 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035065 & j0.035065 & j0.036910 \\ j0.033035 & j0.033896 & j0.034155 & j0.005386 & j0.005450 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035952 & j0.034155 & j0.035045 & j0.035065 & j0.397465 & j0.036910 \\ j0.034773 & j0.035680 & j0.035952 & j0.005669 & j0.005737 & j0.035952 & j0.036889 & j0.037844 & j0.035952 & j0.036889 & j0.036910 & j0.036910 & j0.185013 \end{bmatrix}$$

Figura 4.5 Matriz Xbus (reactancias), taps no nominales

El objetivo de obtener las dos matrices anteriores es el de usar los valores de la diagonal principal de Rbus y Xbus en conjunto para obtener una Zth (equivalente de Thevenin), obtenido esto es posible calcular la corriente de cortocircuito en cada uno de los nodos aplicando la ecuación 2.3:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z_{th}} \quad (4.1)$$

4.3 Simulación ETAP

En este estudio se asume un voltaje prefalla de 1 p.u. y no se consideran corrientes prefalla.

En la tabla 4.1 se da un resumen de los resultados del estudio de cortocircuito simulado en ETAP, y su comparación con el método analítico descrito en esta sección para transformadores con tap en posición por debajo o por encima del nominal. Se observa un porcentaje de error no mayor al 1%.

Tabla 4.1 Resultados teóricos vs simulación con taps no nominales

No	Bus	Zth	I _k teórica (kA)	I _k Etap (kA)	% error
1	50:GEN 1	0.0343	12.186	12.185	0.0082
2	51:AUX	0.4192	28.692	28.689	0.0104
3	03:MILL-1	0.0342	12.234	12.245	0.0898
4	100:UTIL-69	0.0093	9.023	9.024	0.0110
5	01:69-1	0.0094	8.924	9.020	1.064
6	05: FDR F	0.0349	11.998	12.008	0.0832
7	49:RECT	0.3966	30.331	30.333	0.0066
8	39:T3 SEC	0.3864	3.592	3.592	0
9	26: FDR G	0.0356	11.747	11.757	0.0850
10	29:T11 SEC	0.4208	28.856	28.858	0.0069
11	06:FDR H	0.0352	11.894	11.904	0.0840
12	11:T4 SEC	0.4018	29.939	29.941	0.0067
13	19:T7 SEC	0.1856	12.958	12.961	0.0231

En la figura 4.6 se muestra la simulación de una falla trifásica en el nodo 51: AUX en el software ETAP.

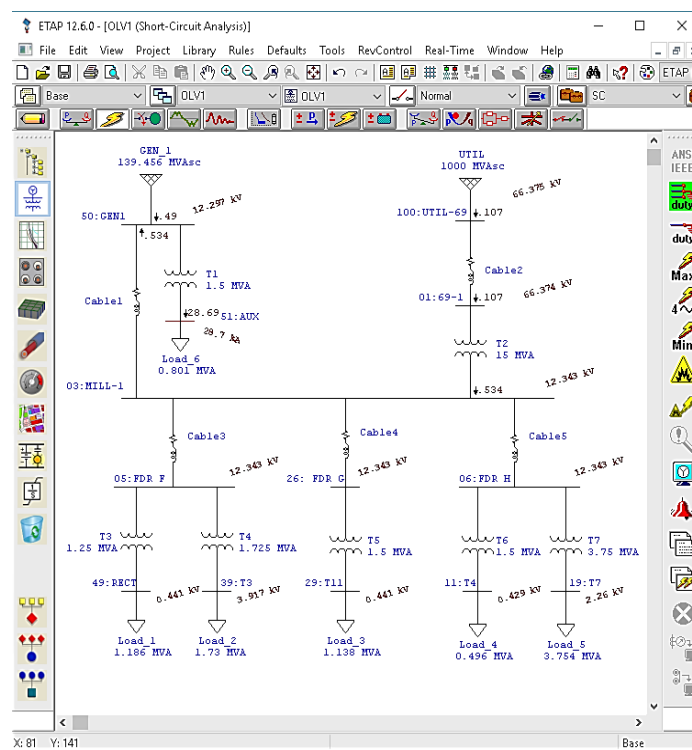


Figura 4.6. Simulación de falla en el nodo 51: AUX

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

En esta investigación se presentó una formulación detallada para el cálculo de la magnitud de la corriente de falla trifásica para un sistema eléctrico industrial en el cual algunos de los transformadores operan con los taps en posición no nominal. Este estudio se realizó a un sistema industrial IEEE de 13 nodos que ha sido empleado en otros trabajos de investigación. Para determinar las magnitudes de las corrientes de cortocircuito en cada uno de los nodos del sistema se utilizó el método analítico de la matriz de impedancias Zbus. Dentro del análisis se desarrollaron los cálculos para determinar las corrientes de falla asumiendo los taps de los transformadores como nominales, teniendo los resultados de esta primera parte, se procedió a representar al sistema tomando en cuenta la posición no nominal del tap de los transformadores.

Los resultados obtenidos por el método analítico fueron comparados con simulaciones realizadas en ETAP. Es importante mencionar que los métodos para los cálculos que utiliza el software están en conformidad con las normas de ANSI/IEEE.

El método analítico presentó un error porcentual máximo de 1% con un error absoluto no mayor a los 100 amperes, entre las magnitudes de corrientes de cortocircuito calculadas y la simulación. Este error se deriva fundamentalmente de errores que existen en los valores de los datos que se toman para la simulación a causa del número finito de dígitos después del punto decimal permisible en ETAP y en general en cualquier proceso computacional. Esto conlleva a redondear los valores a cinco cifras significativas después del punto decimal, introduciendo así un error por la omisión de términos.

Los valores de la magnitud de la corriente de cortocircuito obtenidos por el método analítico no difieren significativamente de los valores de la simulación. En este sentido, el método analítico descrito en la presente investigación brinda una gran exactitud para el estudio de cortocircuito trifásico en cualquier sistema industrial, aun cuando los transformadores no estén en su tap nominal.

APÉNDICE

En este apartado se describe la simulación de un estudio de cortocircuito en ETAP para un sistema eléctrico industrial de 13 nodos IEEE.

A.1 Dibujar diagrama

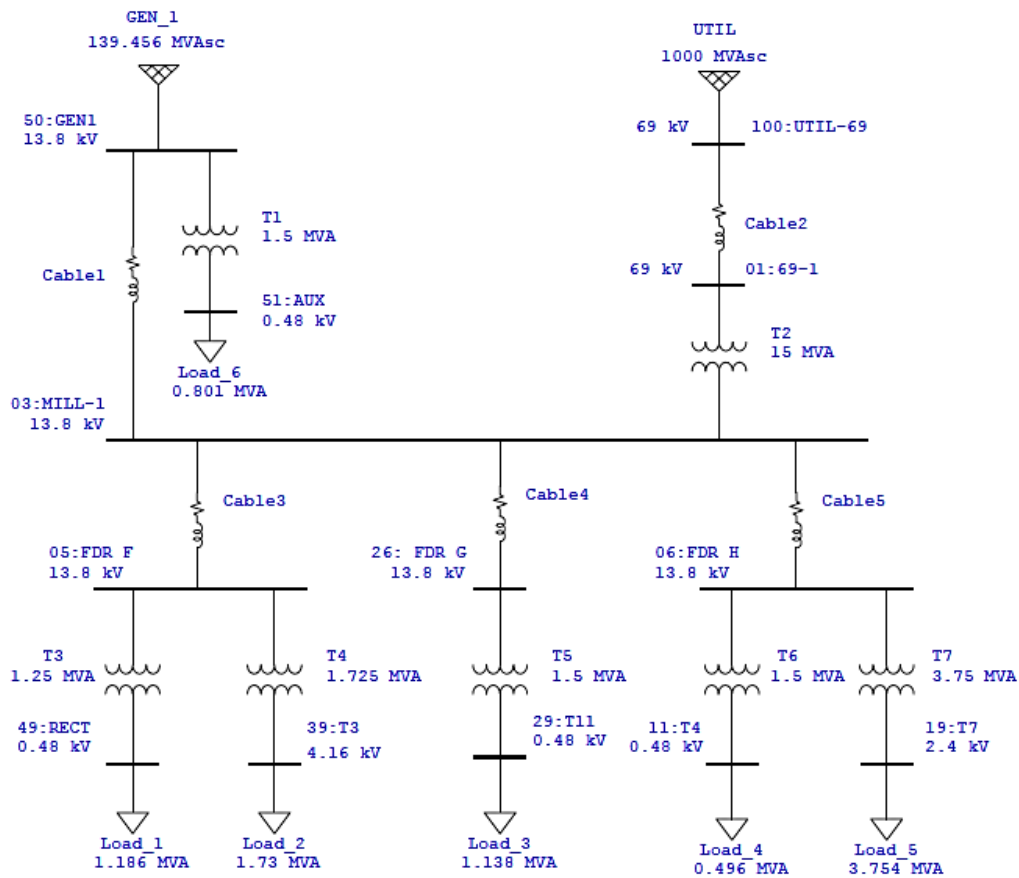


Figura A.1 Diagrama representativo del sistema de 13 nodos IEEE en ETAP

A.2 Introducir datos

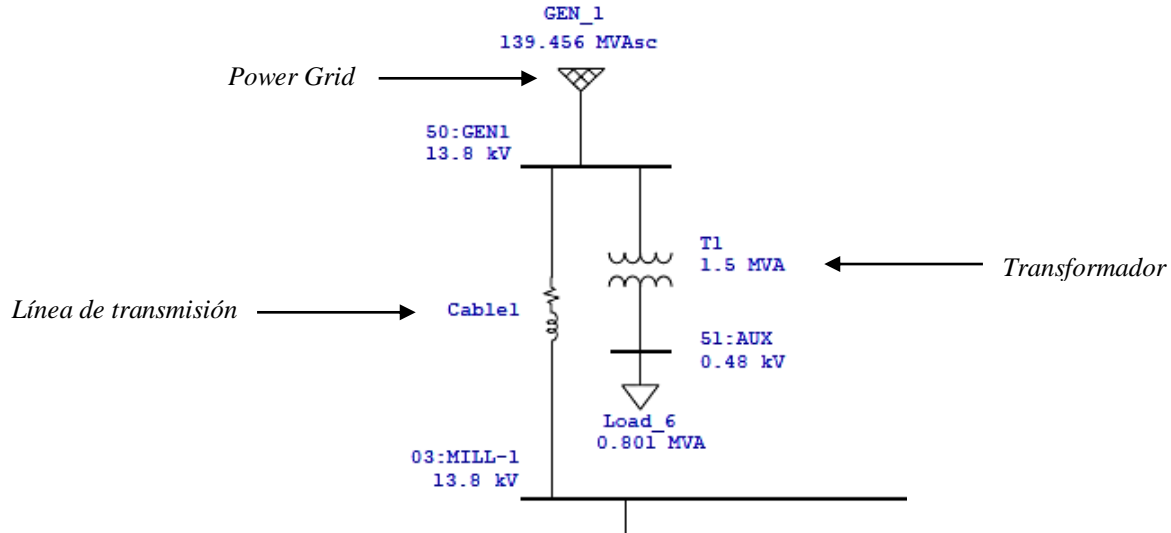


Figura A.2 Elementos básicos

Power Grid

Para obtener datos más exactos y lo más cercanos posibles a los cálculos, se ingresa el generador conectado al bus GEN 1 como *power grid*. Se hace doble clic al elemento; se despliega una nueva ventana en donde se ingresarán los datos correspondientes. En la pestaña *info* se asigna un nombre al elemento y se muestra el *bus* al cual está conectado.

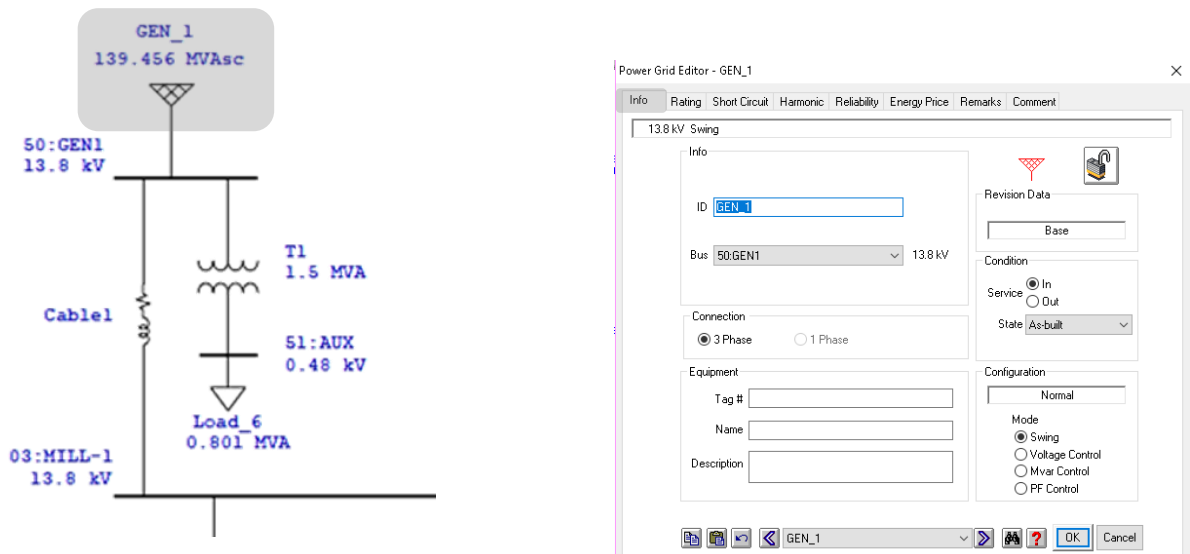


Figura A.3 Editor de datos Power Grid

En la pestaña de *rating* se pueden ingresar datos como: las características de generación, voltaje, ángulo, carga activa y carga reactiva. Sin embargo, para el estudio de cortocircuito solo es necesario especificar el voltaje nominal.

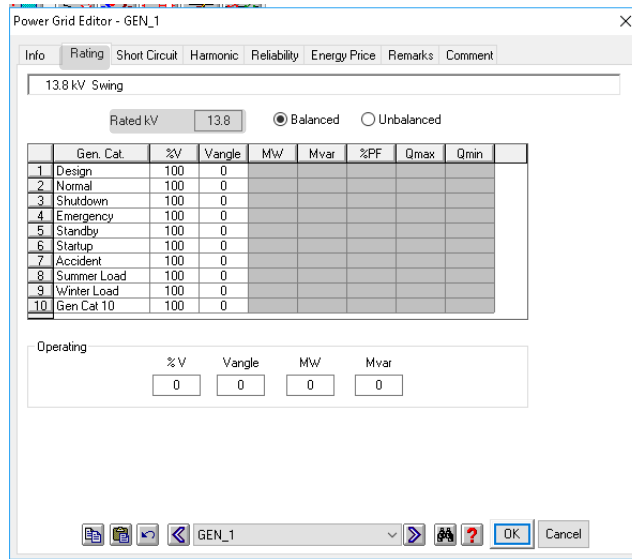


Figura A.4 Editor de datos Power Grid: *rating*

En la pestaña de *cortocircuito* se llenan los siguientes datos:

- Grounding
- Potencia trifásica de cortocircuito
- Valor de X/R

Al finalizar se da *clic* en el botón *ok*.

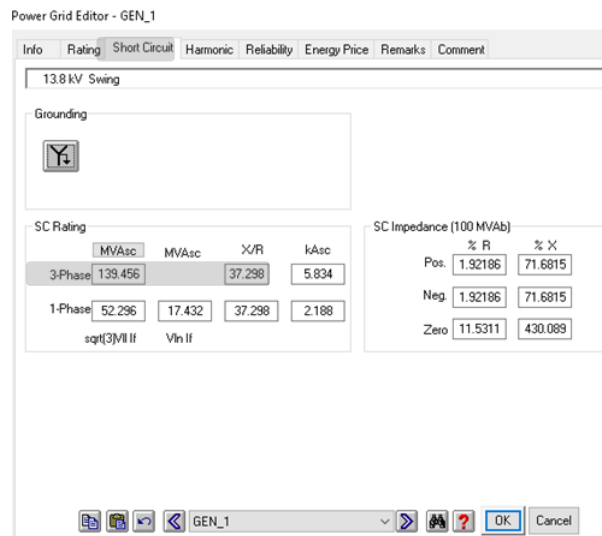


Figura A.5 Editor de datos Power Grid: *short circuit MVA*

Líneas

Para introducir las líneas de transmisión en *ETAP*, se utilizó el elemento *cab*.

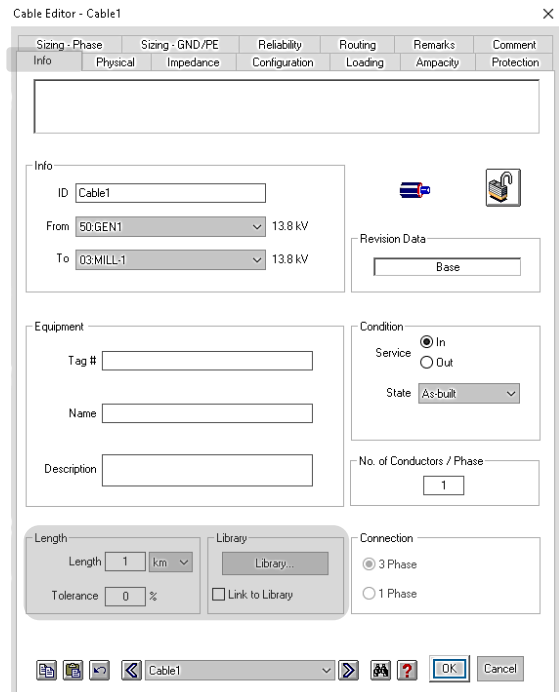
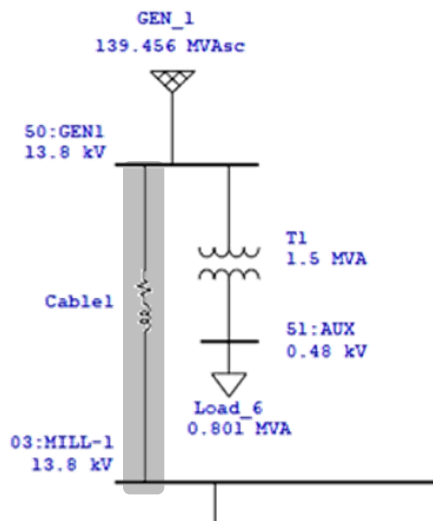


Figura A.6 Editor de datos línea

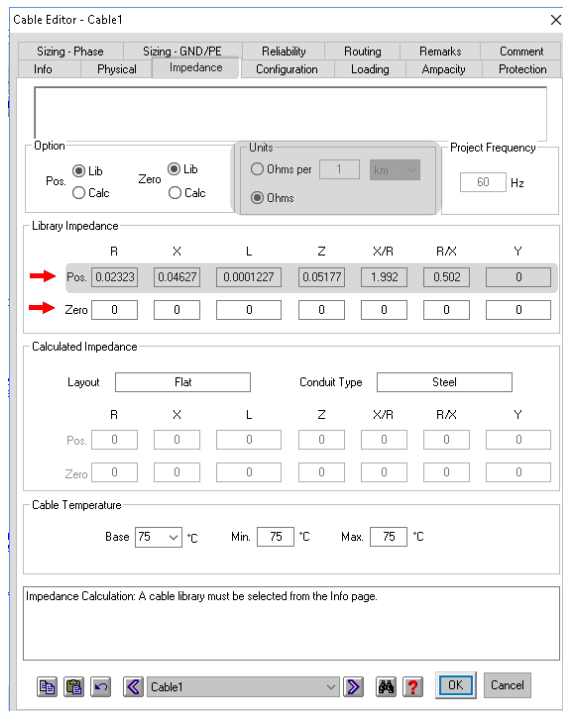


Figura A.7 Editor de datos línea: impedancia

En la pestaña de *info* se modifican los datos de *length* para definirla longitud de la línea. Se pueden introducir datos pre-establecidos con la opción de *library*.

En la pestaña de *impedance* se ingresan los valores de *R* y *X* en *ohms* de la línea. Así como también el valor de *X/R*. En la parte de *units* se especifica si los datos están dados en *ohms* o en *ohms por km* (*ft*, *mile*, *m*).

Transformador

Para el transformador se utilizó el elemento *Winding Transformer (transformador de dos devanados)* de ETAP.

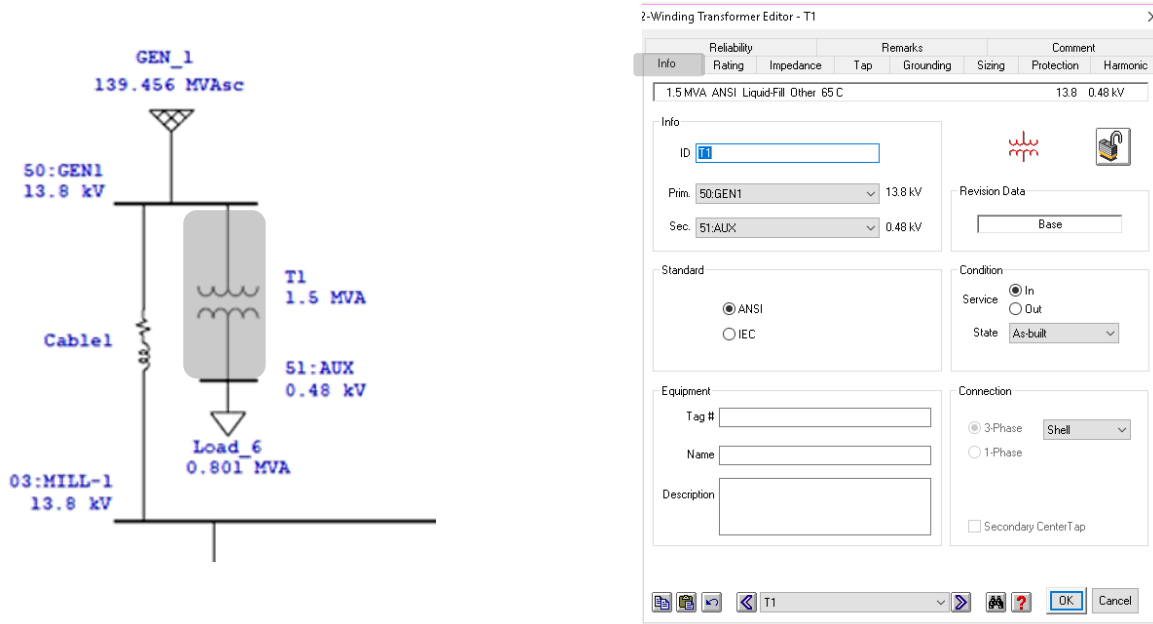


Figura A.8 Editor de datos transformador de dos devanados

En la pestaña de *rating* se ingresan los valores nominales de *voltaje* en *kV* del primario y secundario del transformador correspondiente, así como la potencia.

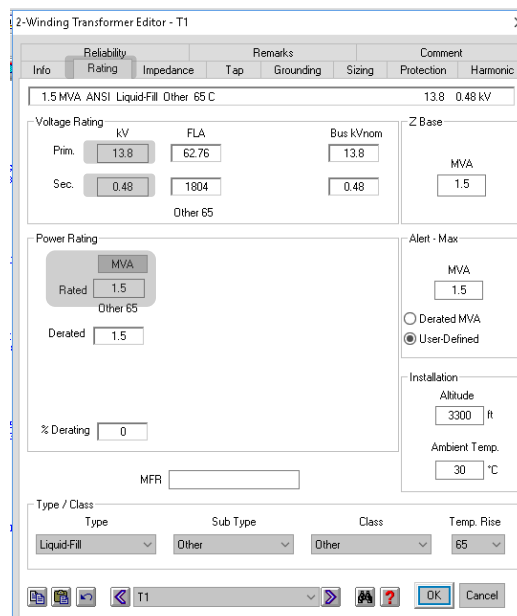


Figura A.9 Editor de datos transformador: rating



Figura A.10 Editor de datos transformador: *grounding*

En la pestaña de *Grounding* se deja la conexión típica $\Delta - Y$ aterrizada.

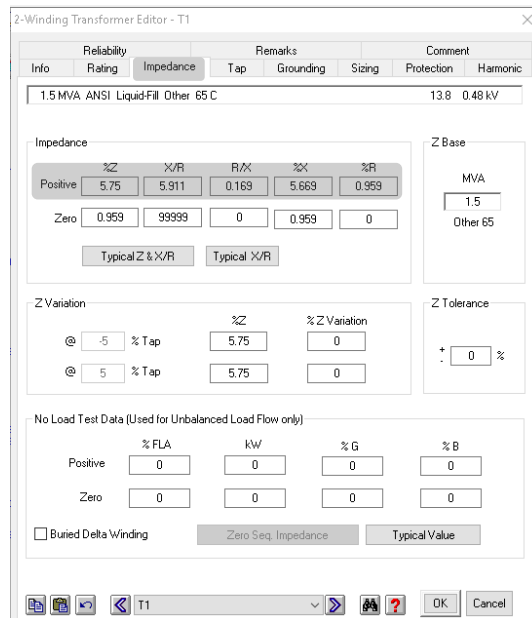


Figura A.11 Editor de datos transformador: *impedancia*

En la pestaña de *impedance* se ingresan los valores de R y X *por unidad* de acuerdo a los valores base del transformador.

Carga

Adicionalmente se ingresan las cargas en los nodos correspondientes, sin embargo, al tener solo cargas estáticas, estas no afectan para el cálculo de cortocircuito.

Lo único que se modifica en la ventana de *editor* de la carga, son los valores de *MW* y *MVAR*.

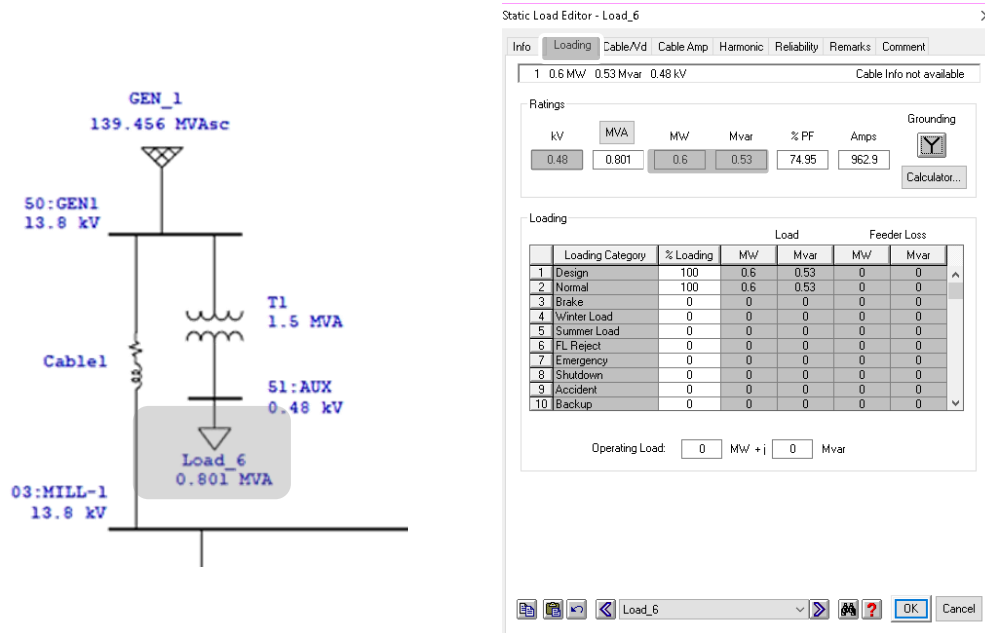


Figura A.12 Editor de datos carga estática

A.3 Simulación de la falla

Para simular una falla en el sistema, primero hay que ir a la esquina superior izquierda y seleccionar la pestaña de *Short – Circuit Analysis*.



Figura A.13 ETAP: barra de herramientas de análisis

Los ajustes del sistema para la simulación se presentan en la figura 14; donde el estudio se realiza conforme a los estándares ANSI/IEEE (Std. C37.010-1999).

Posteriormente, se selecciona el nodo donde ocurre la falla, se da *clic* derecho y se elige la opción de *falla*.

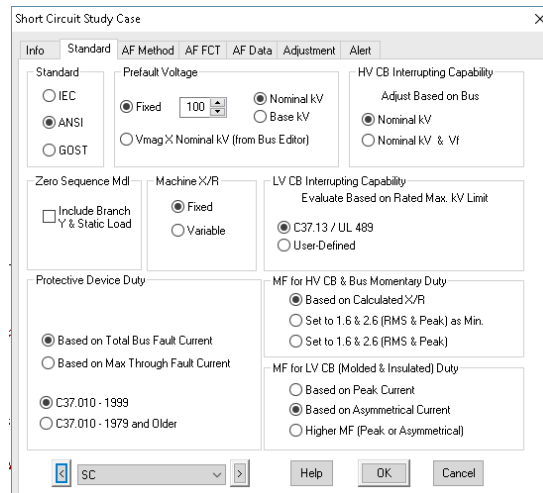


Figura A.14 Barra de herramientas ETAP del caso de estudio

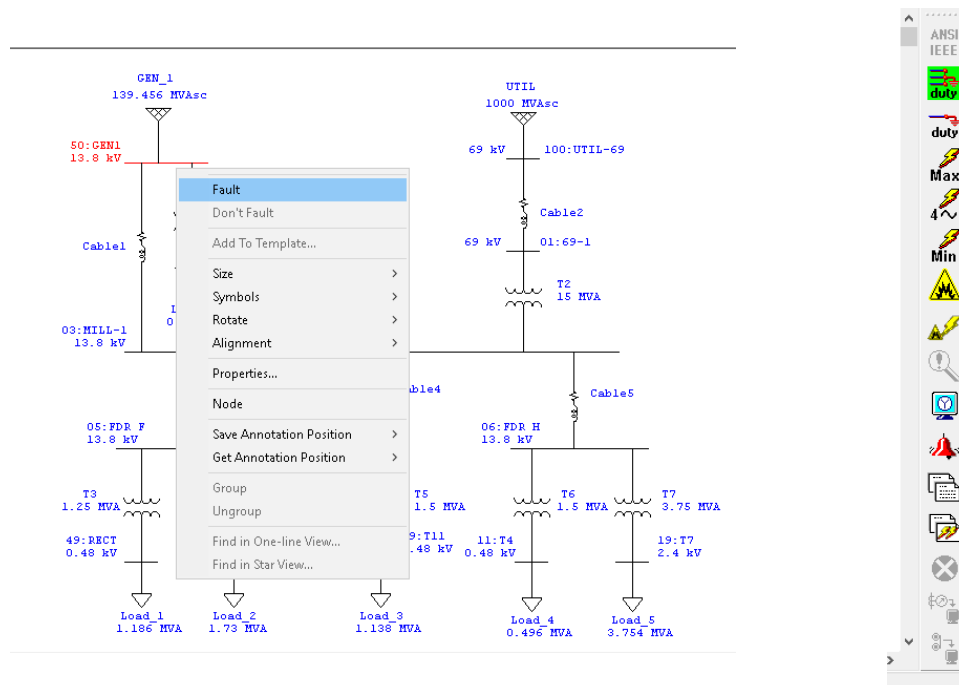


Figura A.15 Nodo de falla

En el lado derecho del programa se encuentra la barra de herramientas que se activa cuando se está en la opción de cortocircuito y el estándar por defecto es ANSI.

De arriba hacia abajo las opciones que presenta la barra de herramientas son:

- Falla trifásica
- Falla monofásica

- Fallas -1/2 ciclo: línea-tierra, línea-línea, doble línea-tierra y trifásica
- Fallas de 1/5 a 4 ciclos: línea-tierra, línea-línea, doble línea-tierra y trifásica
- Fallas -30 ciclos: línea-tierra, línea-línea, doble línea-tierra y trifásica
- Arco eléctrico
- Opciones de cortocircuito
- Alerta
- Reporte de cortocircuito

Se simula la falla trifásica en cada uno de los buses alternamente. Si se fallaran todos los buses simultáneamente, el programa tomaría como si las fallas ocurrieran al mismo tiempo.

El programa muestra la corriente de falla simétrica en *kA* del nodo fallado, además de mostrar la corriente que circula en las líneas y la aportación de cada uno de los buses.

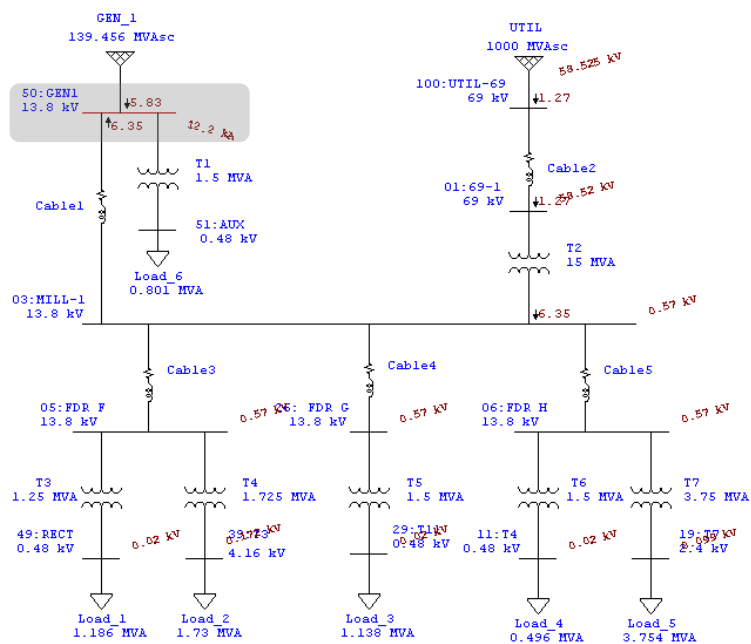


Figura A.16 Resultados de la simulación de una falla trifásica en el nodo 50: GEN 1

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] E. Romero-Ramos, A. de la Villa-Jaén and M. del P. Castillo-Gómez, "New insight into the possibilities of estimating secondary distribution transformer taps," 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, 2016, pp. 1-6.
- [2] B.A. Robbins et al. "Optimal Tap Setting of Voltage Regulation Transformer in Unbalanced Distribution", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no.1, pp. 256-267, 2016.
- [3] J. A. Martínez and F. De León. "Circuito Equivalente de un Transformador con Regulación", *Revista chilena de ingeniería*, vol. 19, no.1, pp. 93-109, 2011.
- [4] X. Liang; and O. Ilochonwu. "Power System Optimization for Industrial Facilities Using Power Studies", in *IEEE Transactions on Industry Applications* , vol. 48, no. 3, pp. 1095-1106, May-June 2012.
- [5] K.N. Hasan et al. "Analysis of load flow and short circuit studies of an offshore platform using ERACS software", in *Power and Energy Conference, IEEE 2nd International*, Johor Bahru, MYS, pp. 543-548. December 2008.
- [6] T. Neumann and I. Erlich, "Short circuit current contribution of a photovoltaic power plant," in *Proc. of Power Plant & Power System Control Symposium (PPPSC)*, September 2012, pp. 1-6.
- [7] *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE Standard 242, 2001.
- [8] A.R. Hambley. *Electrical Engineering: Principles and application*, 7th ed., Upper Saddle River, N.J: Pearson, 2008.
- [9] H. Saadat. *Power Systems Analysis*, 3rd ed., New York, NY: McGraw-Hill, 2011.
- [10] D. Das. *Electrical Power Systems*, 3rd ed., Daryaganj, New Delhi: New Age International, 2009.
- [11] P.M. Anderson. *Analysis of Power Faulted Systems*, 1st ed., New York, NY: IEEE Press Power Systems Engineering Series, 1995.

- [12] M. Todorovski. "Transformer Voltage Regulation: Compact Expression Dependent on Tap Position and Primary/Secondary Voltage", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, no.3, June 2014, pp. 1516-1517, 2016.
- [13] G. Joksimovil. "Transformer Voltage Regulation: an Alternative Expression", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no.2, pp. 1023-1024, 2012.
- [14] *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*, IEEE Standard 141, 1999.
- [15] V. Gevorgian and E. Muljadi. "Wind Power Plant Shortcircuit Current Contribution for Different Fault and Topologies", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no.2, pp. 1023-1024, 2012.
- [16] F Sulla., "Fault Behavior of Wind Turbines," Ph. D. Thesis, Dept. Meas. Tech. and Elec. Engr., Lund Univ., Lund, Suecia, 2012.
- [17] *IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*, IEEE Standard c37.010, 2016.
- [18] K. V. Natkar and N. Kummar. "Short Circuit Analysis of 220/132 kV Substation by Using ETAP", *in International Journal of Advanced Technology in Engineering and Science*, vol. 4, no. 2, pp. 122-129, March 2011
- [19] J. J. Grainger and W. D. Stevenson. "Power System Analysis". McGraw-Hill. New York. 1994. ISBN: 0-07-061293-5
- [20] *IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis*, IEEE Standard 399, 1997.