

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

**“Análisis de Comportamiento en Transformador D-Y
debido a SAGS por falla f-T en lado Fuente ”**

POR

Ing. José Luis García Villalón

TESIS

PRESENTADA COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL
GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR DE TESIS

DR. Francisco Sergio Sellschopp Sánchez

CODIRECTOR DE TESIS

M.C. Carlos Alberto Morales Bazzán

ISSN: 0188-9060



RIITEC: (15)-TMCIE-2017

Torreón, Coahuila, México
Agosto 2017



TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

Torreón, Coah., 14/Agosto/2017
Dependencia: DEPI/CPCIE
Oficio: DEPI/CPCIE/076/2017
Asunto: Autorización de impresión de tesis.

C. Jose Luis Garcia Villalon
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.
PRESENTE

Después de haber sometido a revisión su trabajo de tesis titulado:

"Análisis de Comportamiento en Transformador D-Y debido a SAGS por falla f-T en lado Fuente"

Habiendo cumplido con todas las indicaciones que el jurado revisor de tesis hizo, se le comunica que se le concede la autorización con número de registro **RIITEC: (15)-TMCIE-2017**, para que proceda a la impresión del mismo.

ATENTAMENTE
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN



DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
Jefe de la División de Estudios de Posgrado e Investigación
del Instituto Tecnológico de la Laguna

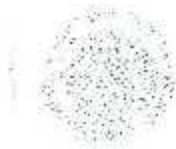
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

AL/1141



SEP

SISTEMAS DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
Instituto Tecnológico de La Laguna

Torreón, Coah., 29/Abril/2017

DR. ARMANDO LONGORIA DE LA TORRE
JEFE DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

Por medio de la presente, hacemos de su conocimiento que después de haber sometido a revisión el trabajo de tesis titulado:

"Análisis de Comportamiento en Transformador D-Y debido a SAGS por falla F-T en lado Fuente"

Desarrollado por el C. Jose Luis Garcia Villalon, con número de control M1413034 y habiendo cumplido con todas las correcciones que se le indicaron, estamos de acuerdo que se le conceda la autorización de la fecha de examen de grado para que proceda a la impresión de la misma.

ATENTAMENTE
EDUCACIÓN TECNOLÓGICA FUENTE DE INNOVACIÓN

Dr. Francisco S. Sellschopp Sánchez
Asesor/Director de Tesis

M.C. Carlos A. Morales Bazán
Comité Tutorial

Dr. Marco A. Arjona López
Comité Tutorial

M.C. Lania Hamdan Medina
Comité Tutorial



Agradecimientos.

Durante el tiempo de mis estudios de maestría, conocí gente excepcional, personas muy capaces e inteligente, las cuales me brindaron su ayuda en todo momento de dificultad, gracias a ellos he logrado terminar una etapa importante de mi formación profesional y académica.

Primieramente, agradezco eternamente a mi familia por todo el apoyo y la motivación incondicional que me han brindado en cada uno de las etapas y proyectos que me he planteado, y el cursar esta maestría en ciencias no es la excepción.

De igual forma, agradezco a cada uno de los docentes que fueron parte de mi formación académica, no solo en el ámbito escolar, sino también en el personal logando así consolidar una fuerte amistad y respeto por ambas partes.

Quiero agradecer especialmente al Dr. Francisco Sergio Sellschoopp Sánchez y al M.C Carlos Alberto Morales Bazán por todos los conocimientos brindado en el desarrollo de este trabajo, por su tiempo, dedicación y paciencia durante el tiempo de colaboración, además, agradezco el apoyo brindado por ambos y por haber confiado en mí como estudiante de maestría.

Agradezco también a todos mis compañeros de maestría por su apoyo, los cuales, al pasar de los años, pasaron de ser compañeros a eternos amigos, a todos ellos les agradezco su apoyo.

Finalmente, agradezco al Instituto Tecnológico de la Laguna por permitirme tener una buena formación profesional dentro de mis estudios de maestría y al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo otorgado durante esta etapa de mi vida.

Dedicatoria.

Durante la realización de este proyecto, ustedes han sido mi mano derecha, mis mentores y ejemplo a seguir, me han guiado y motivado durante todo este complicado proceso. Es cierto, no ha sido nada fácil, sin embargo, gracias a su apoyo, esto se ha hiso menos complicado.

El resultado de mi trabajo de tesis ha sido espectacular, mejor de lo que esperaba y una gran parte del desarrollo de este trabajo se lo debo a ustedes y es por eso que dedico este trabajo de tesis a mis padres y familia que siempre ha estado a mi lado apoyándome.

Que dios los bendiga siempre.

Índice general

	Pág.
Resumen	1
Capítulo I. Introducción	
1.1 Antecedentes	2
1.2 Objetivo de la tesis.....	3
1.3 Justificación	4
1.4 Descripción del problema.....	4
1.5 Contenido de la tesis	5
Capítulo II. Fallas en redes eléctricas	
2.1 Introducción	6
2.2 Tipos de fallas en los sistemas eléctricos trifásicos	7
2.2.1 Fallas simétricas y asimétricas	7
2.3 Análisis de fallas asimétricas	
2.3.1 Falla de línea a tierra (LT)	9
2.3.2 Falla de línea a línea (LL)	10
2.3.3 Falla de doble línea a tierra (LLT)	12
2.3.4 Falla de línea a tierra en sistema no aterrizado (LT)	13
2.3.5 Falla de línea a línea en sistema no aterrizado (LL)	15
2.3.6 Falla de doble línea a tierra en sistema no aterrizado (LLT)	16
Capítulo III. Transformadores eléctricos	
3.1 Introducción	18
3.2 Características magnéticas de un transformador	19
3.2.1 Construcción de un transformador	19
3.3 Aplicaciones y tipos de transformadores	20
3.4 Circuito equivalente de un transformador eléctrico	
3.4.1 Transformador ideal	22
3.4.2 Transformador real	25
3.5 Transformadores trifásicos	28
3.5.1 Conexión Estrella en condiciones balanceadas (Y)	28
3.5.2 Conexión Delta en condiciones balanceadas (Δ)	29
3.5.3 Deducción de los desfases en condiciones balanceadas	30
3.5.3.1 Conexión Delta-Delta	31
3.5.3.2 Conexión Delta-Estrella	31
3.5.3.3 Conexión Estrella-Delta	31
3.5.3.4 Conexión Estrella-Estrella	31
3.5.4 Conexión estrella en condiciones desbalanceadas	32
3.5.5 Conexión Delta en condiciones desbalanceadas	33
Capítulo IV. Sags en sistemas eléctricos de potencia	
4.1 Introducción	35
4.2 Caracterización de sags de tensión en sistemas trifásicos	35
4.3 Causas de sags de tensión	37

4.3.1	Conexión de grandes cargas (sobrecargas temporales)	37
4.3.2	Fallas en la red eléctrica	38
4.3.3	Posibles soluciones a los problemas de sags de tensión	38
4.4	Clasificación y análisis de sags de tensión en sistemas trifásico	39
4.4.1	Sag tipo A	40
4.4.2	Sag tipo B	40
4.4.3	Sag tipo C	40
4.4.4	Sag tipo D	41
4.4.5	Sag tipo E	41
4.4.6	Sag tipo F	41
4.4.7	Sag tipo G	41
4.4.8	Representación fasorial de los tipos de sags de tensión	42
4.5	Sags en transformadores por fallas en la alimentación	43
Capítulo V. Influencia del desbalance de tensión en diversos equipos		
5.1	Introducción	46
5.2	Influencia del desbalance de tensión en motores trifásicos	46
5.3	Electrónica de potencia	48
5.3.1	Circuitos rectificadores	49
5.3.2	Circuitos rectificadores trifásicos controlados bajo condiciones desbalanceadas	50
Capítulo VI. Simulaciones		
6.1	Introducción	51
6.2	Modelo en PSCAD para la evaluación de sags de tensión en transformador $\Delta - Y$	51
6.3	Caso 1: Transformador en vacío	55
6.4	Caso 2: Transformador con cargas pasivas ideales	57
6.4.1	Cargas pasivas tipo R, L, C	57
6.4.2	Cargas pasivas tipo RL y RLC	60
6.4.3	Conclusiones sobre cargas pasivas	62
6.5	Caso 3: Motor de inducción trifásico	62
6.5.1	Definición del desbalance de voltaje	65
6.6	Caso 4: Rectificador trifásico	68
Conclusiones		72
Trabajos futuros		74
Referencias bibliográficas		75
Apéndice A: Tablas de tensión y corrientes ante SAGS		77

Índice de figuras

	Pag.
Fig. 2.1.	Fuente trifásica aterrizada en conexión estrella 9
Fig. 2.2.	Falla de línea a tierra en una fuente trifásica balanceada 10
Fig. 2.3.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla monofásica en una fuente trifásica balanceada 10
Fig. 2.4.	Falla de línea a línea en una fuente trifásica balanceada 11
Fig. 2.5.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla línea-línea en una fuente trifásica balanceada 12
Fig. 2.6.	Falla de doble línea a tierra en una fuente trifásica balanceada 12
Fig. 2.7.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla doble línea a tierra en una fuente trifásica balanceada 13
Fig. 2.8.	Fuente trifásica en conexión estrella flotante 13
Fig. 2.9.	Falla monofásica en una fuente trifásica en conexión estrella flotante 14
Fig. 2.10.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla monofásica en una fuente trifásica con conexión estrella flotante 14
Fig. 2.11.	Falla bifásica en una fuente trifásica en conexión estrella flotante 15
Fig. 2.12.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla bifásica en una fuente trifásica con conexión estrella flotante 16
Fig. 2.13.	Falla bifásica a tierra en una fuente trifásica con conexión estrella flotante 16
Fig. 2.14.	Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla doble línea a tierra en una fuente trifásica con conexión estrella flotante 17
Fig. 3.1.	Transformadores para sistemas trifásicos 18
Fig. 3.2.	Tipos de núcleos para transformadores 19
Fig. 3.3.	Transformador monofásico ideal sin carga 22
Fig. 3.4.	Representación esquemática de un transformador 24
Fig. 3.5.	Transformador real 25
Fig. 3.6.	Circuito equivalente de transformador real 26
Fig. 3.7.	Diagrama vectorial del transformador 27
Fig. 3.8.	Conexión tipo estrella 28
Fig. 3.9.	Diagrama vectorial de tensiones balanceadas de la conexión estrella (Y) 29
Fig. 3.10.	Conexión tipo Delta (Δ) 29
Fig. 3.11.	Diagrama vectorial de corrientes balanceadas de la conexión Delta (Δ) 29
Fig. 3.12.	Deducción del desfase angular en conexión de tierra y estrella 30
Fig. 4.1.	Descripción general de un sag de tensión 36
Fig. 4.2.	Caracterización de múltiples sags 36
Fig. 4.3.	Desfase angular ante una falla en el sistema eléctrico 37
Fig. 4.4.	Tensiones y corrientes de un motor trifásico de gran potencia 38
Fig. 4.5.	Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo A y B 40
Fig. 4.6.	Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo C y D 41
Fig. 4.7.	Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo E, F y G 42
Fig. 5.1.	Reclasificación de la potencia nominal 47

Fig. 6.1.	Esquema eléctrico para el modelado de sags de tensión	51
Fig. 6.2.	Modelo empleado para el análisis de sags de tensión en PSCAD/EMTDC	52
Fig. 6.3.	Tensión trifásica con 50% de abatimiento en una fase	53
Fig. 6.4.	Representación fasorial de la tensión trifásica con 50% de abatimiento en una fase	53
Fig. 6.5.	Representación fasorial del primario del transformador ante sags	54
Fig. 6.6.	Desfasamiento angular de línea-línea en la delta del transformador ...	54
Fig. 6.7.	Desfasamiento angular entre mediciones AB y CA en la delta del transformador	55
Fig. 6.8.	Representación fasorial del secundario del transformador ante sags de tensión	56
Fig. 6.9.	Desfasamiento angular de la alimentación al transformador	57
Fig. 6.10.	Representación fasorial de las mediciones de fase de los diferentes tipos de cargas pasivas ante distintos niveles de sags de tensión	58
Fig. 6.11.	Representación fasorial de las mediciones de línea de los diferentes tipos de cargas pasivas ante distintos niveles de sags de tensión	59
Fig. 6.12.	Representación fasorial de las mediciones de corriente de las cargas pasivas	60
Fig. 6.13.	Representación fasorial de las mediciones de fase, línea para la carga RL y las corrientes para carga RL y RL-C	62
Fig. 6.14.	Tensiones de fase y línea que alimentan el motor de inducción trifásico	63
Fig. 6.15.	Factores de corriente del motor de inducción ante sags de tensión	64
Fig. 6.16.	Velocidad del motor de inducción ante diferentes niveles de sags de tensión	65
Fig. 6.17.	Circuito empleado para la evaluación de sags de tensión en sistemas rectificadores	68
Fig. 6.18.	Potencia de salida del rectificado ante abatimientos de tensión en el lado fuente	68
Fig. 6.19.	Tensión y corriente de salida del rectificador ante abatimientos de tensión	69
Fig. 6.20.	Afectación armónica de las fases A, B y C ante la presencia de sags de tensión en rectificadores trifásicos de seis pulsos	71

Índice de tablas

	Pag.
Tabla 3.1. Tensiones y relaciones de transformación para conexiones Delta-Estrella en transformadores	32
Tabla 4.1. Clasificación de sags de tensión por duración y tensión residual en p.u.....	39
Tabla 4.2. Factores de tensión de cada uno de los diferentes tipos de sags	42
Tabla 4.3. Tipos de sags de tensión y sus principales características	43
Tabla 4.4. Caracterización de sags ante diferentes fallas y conexiones del transformador	44
Tabla 4.5. Voltajes en el devanado secundario del transformador ante una falla monofásica en el devanado primario	44
Tabla 6.1. Abatimientos de tensión en fase A ante falla monofásica	57
Tabla 6.2. Porcentajes de desbalance de tensión y corriente ante sags de tensión en el lado fuente debido a una falla monofásica	66

Resumen.

En esta tesis se realiza el análisis del impacto de diferentes niveles de sags de tensión en un transformador trifásico con conexión Delta Estrella debido a una falla de línea a tierra en lado fuente. La presencia de sags de tensión debido a las fallas de línea a tierra es uno de los problemas que se presentan frecuentemente y de mayor impacto en los sistemas eléctricos de potencia ya que son considerados como un gran problema para la industria en el ámbito de la calidad de la energía. Con la finalidad de comprender el comportamiento del transformador hacia la industria debido a estos sags, se realizan simulaciones en PSCAD/EMTDC considerando diferentes características de cargas trifásicas balanceadas, como lo son: resistivas, inductivas y capacitivas, además de la simulación de máquinas rotativas y de sistemas rectificadores de potencia. También se presenta la clasificación general de los diferentes tipos de sags de tensión, así como la caracterización de estos.

Abstract.

In this thesis, the analysis of the impact of different levels of voltage sags on a three-phase Delta-Estrella transformer is performed due to a line-to-ground fault on the source side. The presence of voltage sags due to line-to-ground faults is one of the problems that are frequently presented in the power systems and those are of great impact in the electric power systems since they are considered as a big problem for the industry in the field of power quality. In order to understand the behavior of the transformer to the industry due to these sags, simulations are performed in PSCAD/EMTDC simulator considering different characteristics of balanced three-phase loads, such as: resistive, inductive and capacitive, in addition to the simulation of rotative electric machines and power rectification systems. We also present the general classification of the different types of voltage sags, as well as their characterization.

1.1 Antecedentes

La energía eléctrica es una de las formas de energía que se puede transportar fácilmente a grandes distancias y puede obtenerse a partir de diversas fuentes primarias de energía, ya que es la más usada y la que más aplicaciones ofrece en la vida cotidiana. Sin embargo, para que se cumpla lo anterior es indispensable contar con un sistema interconectado que permita extraer la energía eléctrica generada, y así transportarla y distribuirla a todos los usuarios en forma eficaz, confiable, segura y con calidad, [1].

El sistema eléctrico debe cumplir con la tarea de transportar la energía eléctrica generada y destinarla a los lugares donde sea requerida para su aprovechamiento. Por lo tanto, desde su generación hasta los puntos de consumo, son necesarios equipos que sean capaces de transformar, regular y proteger el transporte de la energía eléctrica pasando por diferentes etapas de transformación y maniobra para su correcta aplicación.

Comúnmente, los sistemas de potencia operan con energía eléctrica en forma de corriente alterna trifásica, esto es debido a la facilidad de modificar las tensiones de transporte mediante el uso de transformadores, otra razón para el uso de corriente alterna trifásica es la simplicidad de los generadores y transformadores que trabajan con este tipo de corrientes, así mismo resulta también más sencilla y económica la transmisión y la distribución de este tipo de corrientes, [2].

Los transformadores son denominados máquinas eléctricas estáticas conformados por circuitos magnéticos con dos o más bobinas que convierten energía eléctrica de un nivel de tensión y corriente a otro nivel de tensión y corriente, igual o diferente, basado en el principio de inducción electromagnética, [2]. Estas características lo hacen indispensable en aplicaciones de transmisión y distribución de energía eléctrica en corriente alterna, principalmente en la transmisión de grandes cantidades de energía al elevar su tensión para reducir la corriente con la finalidad de reducir las pérdidas eléctricas en esta etapa de transporte de energía.

Las redes eléctricas, además de contar con una gran cantidad de elementos y dispositivos capaces de transportar, modificar y adaptar la energía eléctrica para su óptimo aprovechamiento, también es susceptible a diversos tipos de fallas y problemas que pueden llegar a poner en riesgo la confiabilidad y estabilidad de la red. Esto puede provocar una afectación en cada uno de los componentes que conforman el tendido eléctrico, como puede ser desde la activación innecesaria de los sistemas de protección hasta la pérdida total de dispositivos eléctricos y electrónicos, tales como transformadores, generadores, motores y cargas conectadas a la red en el momento en el que sucediera la falla.

Las fallas que se pueden presentar en la red eléctrica dependen de la naturaleza de cada una de éstas, entre las que se encuentran: falla monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica. Estas son las principales fallas que se presentan en la red eléctrica, teniendo cada una diferentes comportamientos e impacto en cada uno de los elementos conectados al sistema eléctrico.

El transformador eléctrico no está exento de recibir el impacto generado por los distintos tipos de fallas que se presenten en la red eléctrica, cabe mencionar que el impacto en los transformadores depende principalmente del tipo de falla que se presente en el sistema y al tipo de conexión del transformador, [1].

La presencia de fallas en la red eléctrica da paso a los abatimientos de tensión, los cuales llegan a tener diferentes características que dependen del tipo de falla, localización de la falla, robustez del sistema, transformadores existentes entre falla y monitoreo de la tensión, así como del tipo de cargas. Ante estos factores, se han desarrollado estudios, en los cuales se han analizado de forma factorial cada uno de los efectos producidos por los diferentes tipos de fallas ante diferentes tipos de escenarios; a esos efectos se les conoce como "sags de tensión", [1].

El estudio de la gran variedad de sags de tensión en sistemas eléctricos trifásicos se acredita al científico Math Bollen, quien caracterizó a los sags de tensión como abatimientos de corta duración sobre el valor eficaz (rms), que pueden presentar desbalances y corrimientos de ángulo entre fases de forma atípica. Esto lo demostró cuando se tienen transformadores en conexión delta y que existen fallas asimétricas en la red trifásica que alimenta a dicho transformador. La gran importancia del estudio y el análisis de los sags de tensión trifásica radica en el impacto y el efecto que ocasionan en equipos eléctricos y electrónicos trifásicos de alta sensibilidad, tales como variadores de velocidad, equipo de control de procesos, procesadores de señales, motores eléctricos, entre otros, [1].

1.2 Objetivo de la tesis

El objetivo de esta tesis es analizar el comportamiento del transformador trifásico en conexión delta-estrella debido a la presencia de una falla monofásica en el lado de la alimentación del transformador con diferentes niveles de abatimiento denominados sags de tensión tomando en cuenta distintos escenarios de carga.

El análisis se desarrollará mediante la utilización del simulador computacional PSCAD/EMTDC, así mismo, se propone llevar a cabo las simulaciones correspondientes que permitan evaluar aspectos que afecten la operación de las máquinas rotativas, transformadores eléctricos y algunos otros equipos. El modelo del transformador trifásico que se empleará para el análisis en cuestión será tomado de la librería del PSCAD/EMTDC, en el cual se considerarán parámetros típicos de un transformador de potencia, de igual manera, se emplearán cargas trifásicas balanceadas sometidas al tipo de desbalance que arrojen los estudios de sags en el transformador.

El presente trabajo permitirá determinar el impacto que puede generar una falla monofásica a diferentes niveles de abatimiento en la alimentación en transformadores eléctricos con conexión Delta-Estrella, así como la afectación en los equipos eléctrico/electrónicos conectados a la Estrella del transformador.

1.3 Justificación

En años recientes la importancia de los problemas de abatimientos de tensión, también llamados sags de tensión o desbalances de tensión, ha aumentado debido al gran impacto que éstos generan en equipos eléctricos y electrónicos de alta sensibilidad, principalmente en el ámbito de automatización, comunicaciones, procesadores de señales, equipo médico entre otros, [1]. Generalmente, los sags de tensión están asociados a problemas de calidad de la energía, debido a que son generados por fallas en el sistema eléctrico y a las acciones de los sistemas de protección, aunque también se asocian a la energización de grandes cargas, [1,2].

El problema de contar con bajos índices de calidad de la energía ha tomado gran importancia en los últimos años por lo que es necesario analizar los efectos que ocasionan los sags de tensión en la red eléctrica. Los sags de tensión están fuertemente relacionados con el óptimo funcionamiento y desempeño de los equipos eléctricos y electrónicos, de esta manera se vuelve importante su estudio.

1.4 Descripción del Problema

La existencia de sags desbalanceados o asimétricos en la red de alimentación trifásica impacta de manera importante en los transformadores eléctricos ya que este fenómeno es recibido directamente en los devanados primarios de los transformadores y que puede ser visto como un gran desbalance de alimentación en el transformador trifásico. Por el principio de inducción electromagnética en el transformador, este gran desbalance en el devanado primario representa una afectación directa en los devanados secundarios dando como resultado la modificación de las amplitudes y en algunos casos con un importante corrimiento de fases asimétrico para transformadores que presentan el tipo de conexión Delta-Estrella o viceversa. Esto representa una perturbación importante que llega a afectar la transmisión-transformación de potencia en redes eléctricas, en sistemas de protección, en cargas eléctricas y en equipos de medición, [1].

Los sags de tensión son generados principalmente por dos causas importantes, las cuales tienen su origen en la conexión de grandes cargas y en la existencia de fallas en la red eléctrica. Sin embargo, la presencia de sags desbalanceados tiene su origen principalmente en las fallas asimétricas y en la conexión de grandes cargas que no son trifásicas.

Estas consideraciones en la operación del sistema eléctrico serán simuladas en el paquete computacional PSCAD/EMTDC, donde se simularán diferentes niveles de sags por falla

monofásica suponiendo fallas monofásicas no francas hasta una falla franca. De la misma manera se estarán simulando diversas cargas con la finalidad de evaluar si el tipo de carga modifica el comportamiento del sag en el devanado secundario del transformador trifásico.

1.5 Contenido de la tesis

Capítulo 1.- Se describen los antecedentes del trabajo de investigación exponiendo el objetivo del trabajo, justificación y descripción del problema.

Capítulo 2.- Se describen las características principales de transformador eléctrico, el principio de funcionamiento, características de construcción y algunas de sus diferentes aplicaciones según el tipo de función a desempeñar.

Capítulo 3.- Se abarcan aspectos principales que describen las características de la red eléctrica ante diferentes tipos de falla, de la misma forma, se describen las ecuaciones de voltaje y corriente características para cada una de las fallas en la red.

Capítulo 4.- En el capítulo IV se describen las características de los sags de tensión, las causas que generan los abatimientos de tensión y la forma de caracterizarlos.

Capítulo 5.- Se describen características principales de las máquinas rotativas, eficiencia, velocidad de operación, potencia y equipos rectificadores de energía, aplicaciones y diferentes tecnologías de operación.

Capítulo II. - Fallas en redes eléctricas.

2.1 Introducción

Dentro del suministro eléctrico, se puede diferenciar tres actividades: la generación, la cual se encarga de producir la energía eléctrica; el transporte, que permite transferir la energía producida hasta los centros de consumo; y la distribución, que hace posible que la energía llegue hasta los consumidores finales, [3].

La energía eléctrica en forma de corriente alterna no se puede almacenar, por lo que una vez producida, esta debe transportarse desde las centrales de generación hasta los centros de consumo. El transporte de la energía se realiza mediante la red eléctrica, específicamente por las líneas de transmisión, las cuales se definen como un conjunto de elementos conductores que unen todos los centros generadores de energía con todos los puntos de consumo. De este modo se trata de conseguir un equilibrio entre la cantidad de energía suministrada y la producida por las centrales eléctricas. Por tanto, uno de los índices importantes dentro del funcionamiento de la red eléctrica o red de transmisión es la confiabilidad para garantizar un servicio eléctrico de calidad.

Durante el proceso de transmisión, la energía eléctrica pasa por diversos equipos eléctrico/electrónicos los cuales se encargan de modificar ciertas características de la energía con el fin de satisfacer las necesidades de los consumidores. Por otro lado, la red eléctrica también cuenta con elementos de protección que tienen el objetivo de asegurar que la energía eléctrica no presente alteraciones o variaciones drásticas durante el proceso de transmisión.

La presencia de dispositivos de protección en la red eléctrica no evita que se presenten condiciones indeseables durante la transmisión de la energía, ya que es posible que alguno de los elementos de protección sea la causa raíz de perturbaciones en la red eléctrica, [4]. Por ejemplo, los aisladores ante la contaminación ambiental se acumula suciedad entre los discos de los aisladores y las altas tensiones ocasionan que se genere la conducción entre ellos ocasionando fallas en la red eléctrica.

Existen diferentes tipos de perturbaciones eléctricas las cuales ponen en riesgo la integridad, confiabilidad y seguridad sistema eléctrico, a estas condiciones se les conoce como fallas en la red eléctrica. Dependiendo de la naturaleza de las fallas, estas se clasifican en cuatro tipos: fallas monofásicas, bifásica, bifásica a tierra y fallas trifásicas.

Los cortocircuitos o fallas eléctricas consisten en eventos de naturaleza aleatoria cuyos efectos generan desbalances en el sistema de potencia reduciendo drásticamente la vida útil de equipos electrónicos afectando la continuidad y calidad del servicio eléctrico, [3].

2.2 Tipos de fallas en los sistemas eléctricos trifásicos.

Una falla en un circuito eléctrico es cualquier evento que interfiera con el flujo normal de corriente. Los cortocircuitos en los sistemas de potencia ocurren principalmente cuando el aislamiento del equipo falla debido a sobrevoltajes del sistema, a descargas atmosféricas, a variaciones por maniobras de interruptores, a contaminación del aislamiento (rocío salino, hielo) o a otras causas ambientales, climatológicas entre otras.

En el estudio de fallas eléctricas, éstas se pueden clasificar en dos tipos: fallas simétricas y fallas asimétricas, cada una dependiendo de la naturaleza de su origen.

2.2.1. Fallas simétricas y asimétricas

Las fallas simétricas o fallas balanceadas son aquellas fallas que ocurren de manera simultánea en las tres fases del sistema eléctrico y que presentan la misma impedancia de falla, por lo que las corrientes de falla son balanceadas. Por otra parte, las fallas asimétricas consisten en fallas bajo condiciones desbalanceadas ya que se presentan diferentes impedancias de falla en las fases del sistema trifásico. Este tipo de fallas ponen en riesgo la operatividad del sistema, en función de su naturaleza y severidad; las fallas pueden clasificarse en fallas *serie* y fallas *shunt*.

La mayoría de las fallas en el sistema eléctrico de potencia son fallas asimétricas, las cuales consisten en cortocircuitos desbalanceados que puede presentarse como una impedancia de falla de cero ohms o sólamente aterrizado, o a través de impedancias de falla mayores a cero ohms conocidas como falla no franca.

Las fallas *shunt* ocurren en un nodo particular de la red y suponen un camino transversal de baja impedancia entre dos puntos con una pronunciada diferencia de potencial generando altas corrientes y desbalances eléctricos. Las fallas asimétricas de este tipo que ocurren en los sistemas de potencia son:

- Falla de línea a tierra (LT).
- Falla de línea a línea (LL).
- Falla de doble línea a tierra (LLT).

Las fallas *serie* suponen un desbalance de la impedancia serie trifásica existente entre dos nodos generando desbalances eléctricos de tensiones y corrientes, en otras palabras, ocurren cuando se tienen conductores abiertos o se rompen los conductores o cuando una o dos fases de un interruptor se abren de manera inadvertida. [3]

- Una fase en abierto.
- Dos fases en abierto.

Durante años de análisis y estudios se ha demostrado que aproximadamente entre el 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son debido a fallas monofásicas (línea a tierra),

que se origina en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Aproximadamente el 5% de las fallas se deben a fallas trifásicas, [3].

La corriente de falla es determinada por los voltajes internos de los generadores, por las impedancias del sistema y por la impedancia de la misma falla. Es decir, entre los voltajes de los generadores y el punto de falla puede haber una impedancia aleatoria, por lo que la mayor severidad se tiene ante una impedancia de falla de cero ohms, logrando que así se obtenga una corriente de falla mucho más grande que las corrientes de operación normales. De continuar con esas sobrecorrientes, estas podrían llegar a causar daños térmicos en los conductores, transformadores e interruptores. Por consiguiente, es necesario detectar, aislar y dejar fuera de servicio las secciones con falla de un sistema tan pronto como los elementos de protección lo permitan, [4].

Los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica son comúnmente de carácter trifásico, por lo cual, la presencia de fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas en la red eléctrica generan diferentes fenómenos dependiendo de la magnitud y del corrimiento angular de cada una de las fases durante el disturbio. Por ejemplo, el corrimiento angular de fase afecta principalmente la operación de dispositivos que operan bajo el principio de control de disparo como lo son los convertidores e inversores, [5-6].

En la red eléctrica la magnitud del efecto producido por las fallas depende de la robustez de la red, es decir, de la impedancia en el punto de acoplamiento común (PCC), por lo que depende directamente de la topología de la red en el momento de la falla, las cargas y de los generadores cercanos al punto de falla, [7].

Entre los principales efectos de las corrientes de cortocircuito se encuentran las siguientes consecuencias:

1. Corrientes de gran magnitud
 - a) Calentamiento por encima de lo normal en los elementos del sistema, lo cual reduce su periodo de vida útil por la disminución del nivel de aislamiento de los dispositivos: (devanados, conductores, etc.).
 - b) Esfuerzos electromecánicos excesivos que pueden romper los aisladores de sujeción o los conductores.
2. Caídas de tensión que pueden producir:
 - a) Desconexión de motores debido a la desconexión de contactores por causa de bajo voltaje que alimentan a las bobinas.
 - b) Efecto inverso de sobretensión que se presenta en ciertos tipos de falla. Por ejemplo, en la falla monofásica y dependiendo de la resistencia de puesta a tierra vista en el punto de falla, se pueden originar aumentos en las tensiones de las fases no falladas.
3. Aumento en la abertura angular entre nodos del sistema, que puede provocar:
 - a) Pérdida de la estabilidad del sistema

- b) Pérdida del sincronismo entre los generadores del sistema que puede alterar las condiciones operativas del sistema

También se debe tener en cuenta las consecuencias de los arcos eléctricos que pueden surgir durante un cortocircuito y su propagación, [3-4].

2.3. Análisis de Fallas Asimétricas

2.3.1. Falta de línea a tierra (LT)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica aterrizada en conexión estrella con neutro puesto a tierra a través de una impedancia Z_n , como se aprecia en la figura 2.1.

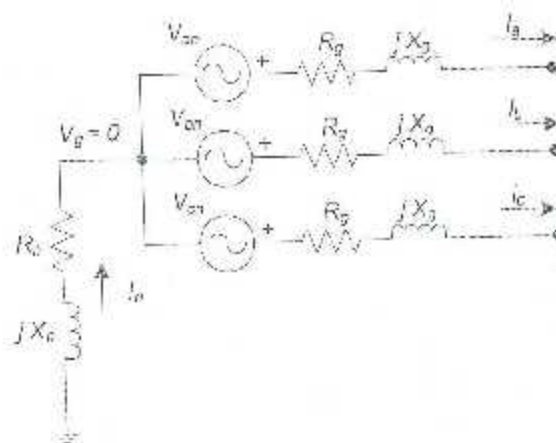
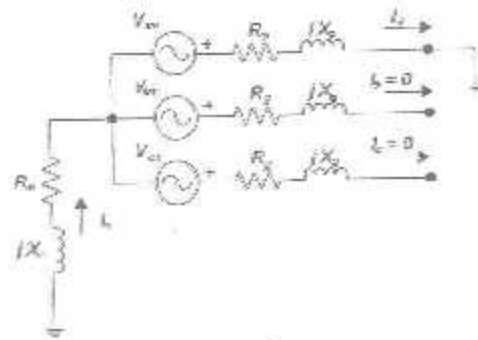


Fig. 2.1. Fuente trifásica aterrizada en conexión estrella.

La fuente trifásica se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de línea a tierra en la fase "a". Las condiciones terminales impuestas por esta falla en la terminal de la fase "a", provoca que por ella circule una corriente de corto circuito monofásica, mientras que las otras fases, se preserva la condición de vacío. Adicionalmente, si la falla se considera sólidamente aterrizada, es decir, sin la existencia de una impedancia de arco ($Z_f = 0$), la tensión de la fase "a", esta al mismo valor de la tierra ($V_a = 0$); mientras que las otras fases no presentan cambio alguno.

Una vez definidas las condiciones terminales impuestas por la falla de línea a tierra, en la figura 2.2 se aprecia el desbalance en los parámetros de voltaje y corriente.

Con el fin de tener en claro el comportamiento tanto en forma fasorial como en la afectación en la forma de onda de la falla monofásica, en la figura 2.3 se muestran ambas representaciones previamente mencionadas de cada una de las tensiones que alimentan un sistema trifásico al aplicar una falla monofásica sólidamente a tierra en la fase A.



$$I_a = I_{cc} \phi$$

$$I_b = 0$$

$$I_c = 0$$

$$V_a = 0$$

Fig. 2.2. Falla de línea a tierra en una fuente trifásica balanceada.

En la figura 2.3 se puede apreciar el abatimiento de tensión de la fase A, en la cual se presenta la falla monofásica sólidamente a tierra. La magnitud de la fase A se reduce completamente a cero mientras que las fases restantes (B y C) permanecen sin afectación alguna.

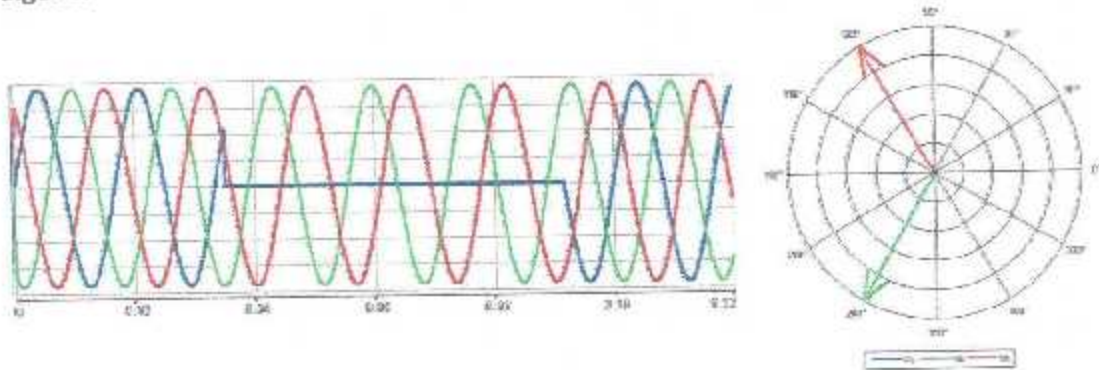
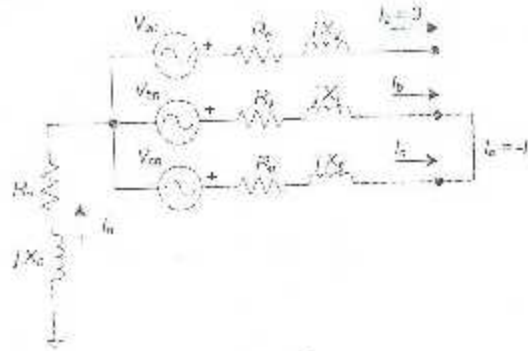


Fig. 2.3. Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla monofásica en una fuente trifásica balanceada.

2.3.2 Falla de línea a línea (LL)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica en conexión estrella con neutro puesto a tierra a través de una impedancia Z_n , y se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de dos líneas entre las fases "b" y "c".

Las condiciones terminales impuestas por la falla bifásica, provoca que por las fases afectadas circule la corriente de cortocircuito bifásico, mientras que, en la otra fase se preserva la condición de vacío, ($I_a = 0$). Por otra parte, si la falla se considera por contacto directo, es decir, sin la existencia de impedancia de arco ($Z_f = 0$), la tensión de la fase "b", está al mismo valor que la fase "c". Una vez definidas las condiciones terminales impuestas por la falla, es evidente el desbalance en los parámetros de voltaje y corriente, figura 2.4.



$$I_a = 0$$

$$I_b = -I_c$$

$$V_b = V_c$$

Fig. 2.4. Falla de línea a línea en una fuente trifásica balanceada.

En la figura 2.5 se puede apreciar, tanto en la forma de onda como en forma fasorial, el comportamiento de cada una de las fases del sistema trifásico cuando se genera una falla bifásica en terminales de la fuente de alimentación. En la forma de onda se aprecia una reducción de magnitud en las fases que forman parte de la falla, en este caso son las fases B y C, en donde dichas fases presentan un abatimiento en magnitud del 50% de la tensión nominal. En cuanto al desfase angular, también existe afectación en las fases participantes de la falla bifásica, donde ambas fases llegan a estar en fase, y a 180° con respecto a la fase no fallada. Por lo tanto, al aplicar una falla bifásica, las fases afectadas se empatan en sus desfases angulares asemejando como si existiera una sola fase, pero con una magnitud reducida del 50% de la tensión nominal.

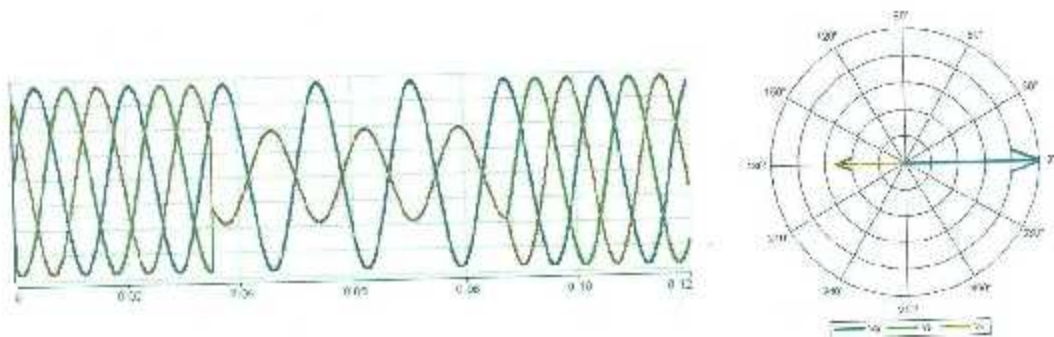
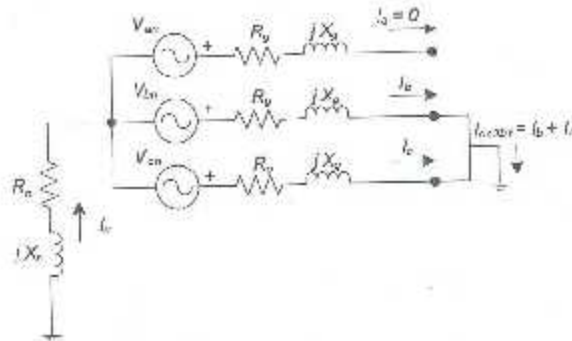


Fig. 2.5. Representación senoidal y fasorial de tensión de una falla línea-línea en una fuente trifásica balanceada.

2.3.3 Falla de doble línea a tierra (LLT)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica en conexión estrella con neutro puesto a tierra a través de una impedancia Z_n , y se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de dos líneas entre las fases "b" y "c" a tierra. La condición terminal impuesta por la falla bifásica a tierra provoca que por las fases afectadas circule la corriente de corto circuito de las dos fases a tierra, mientras que en la fase sana se preserva la condición de vacío $I_a = 0$. La figura 2.6 muestra claramente el comportamiento de la falla de doble línea a tierra. Por otra parte, si la falla se considera por contacto directo, es decir, sin la existencia de impedancia de arco ($Z_f = 0$), la tensión de la fase "b", esta al mismo valor de tierra que la fase "c", [8].



$$I_a = 0$$

$$I_{ccLLT} = I_b + I_c$$

$$V_b = V_c = 0$$

Fig. 2.6. Falla de doble línea a tierra en una fuente trifásica balanceada.

La falla bifásica a tierra genera la pérdida total de las tensiones de las fases involucradas en dicho fenómeno. En la figura 2.7 se muestra la afectación de la falla bifásica a tierra generadas en las fases B y C, que están sólidamente aterrizadas, visualizando que la magnitud de dichas fases se reduce completamente hasta llegar a un valor de cero durante el momento que perdure la falla. En cuanto a la afectación angular no se presenta desfaseamiento angular ante la reducción de magnitud. Con respecto a la fase A, esta no presenta afectación alguna en su tensión.

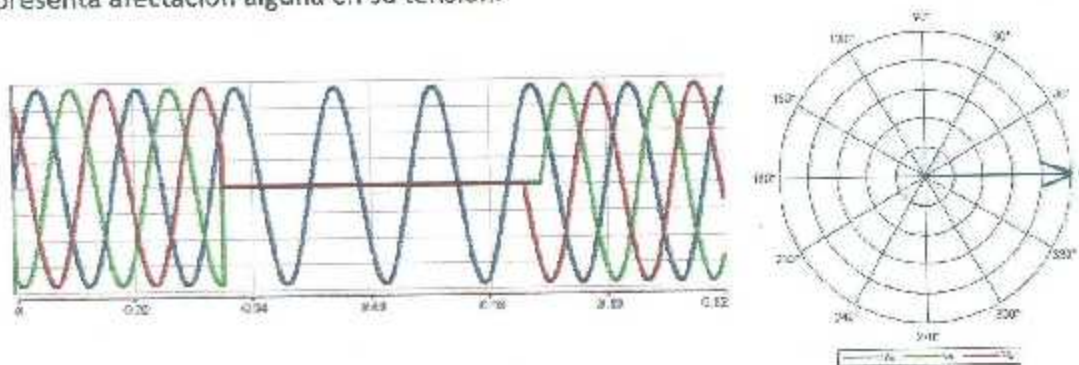


Fig. 2.7. Representación senoidal y fasorial de una falla doble línea a tierra en una fuente trifásica balanceada.

2.3.4 Falla de línea a tierra en sistema no aterrizado (LT)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica en conexión estrella flotante como se aprecia en la figura 2.8.

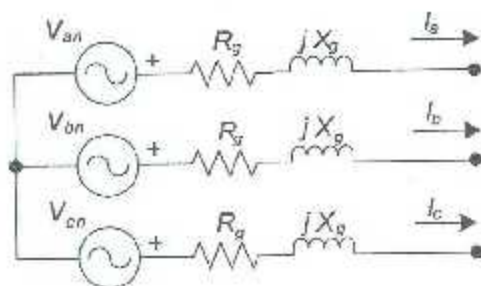
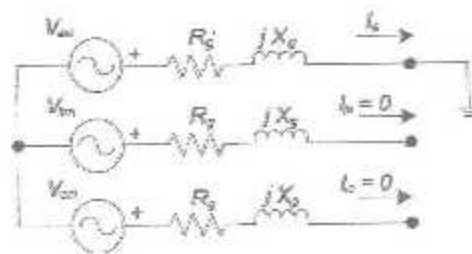


Fig. 2.8 Fuente trifásica en conexión estrella flotante.

La fuente trifásica se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de línea a tierra en la fase "a". Dado que el neutro de la fuente no está puesto a tierra, se puede interpretar como una conexión entre el neutro y la tierra de impedancia infinita.

Por tanto, las condiciones terminales impuestas por esta falla en la terminal de la fase "a" provoca que la tensión de la fase "a" se encuentre al mismo valor de la tensión a tierra ($V_g = 0$); mientras que las otras fases adquirirán valores diferentes, las cuales tienden a incrementar en magnitud. Una vez definidas las condiciones terminales impuestas por la falla monofásica, en la figura 2.9 se puede apreciar el desbalance en los parámetros de voltaje.



$$V_a' = 0$$

$$V_b' = \sqrt{3} V_b \angle -30^\circ$$

$$V_c' = \sqrt{3} V_c \angle 30^\circ$$

Fig. 2.9. Falla monofásica en una fuente trifásica en conexión estrella flotante.

La forma de onda de las tensiones que se presentan al tener una falla monofásica en la fase A se aprecia en la figura 2.10 en donde podemos ver claramente que la fase fallada presenta un abatimiento total de magnitud mientras que las fases B y C muestran un incremento de tensión de aproximadamente $\sqrt{3}$ veces el valor de la tensión de fase, además de la afectación en magnitud, las fases B y C manifiestan un corrimiento angular de 30° en cada una; el desfaseamiento entre estas fases se reduce, de tal forma que el desfaseamiento angular entre dichas se reduce a 60° .

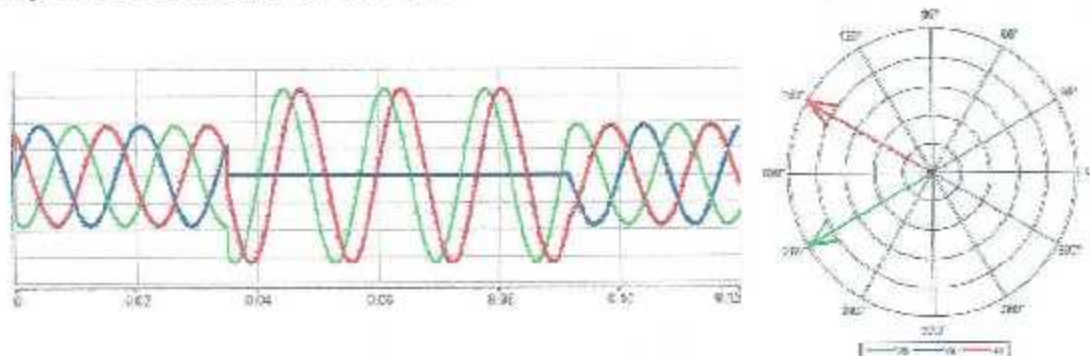


Fig. 2.10. Representación senoidal y fasorial de una falla monofásica en una fuente trifásica con conexión estrella flotante.

2.3.5 Falla de línea a línea en sistema no aterrizado (LL)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica en conexión estrella con neutro flotante, y se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de dos líneas entre las fases "b" y "c". Las condiciones terminales impuestas por la falla bifásica, provoca que por las fases afectadas circule la corriente de cortocircuito bifásico, mientras que, en la otra fase se preserva la condición de vacío, ($I_c = 0$). Por otra parte, si la falla se considera por contacto directo, es decir, sin la existencia de impedancia de arco ($Z_f = 0$), la tensión de la fase "b", está al mismo valor que la fase "c". Una vez definidas las condiciones terminales impuestas por la falla, es evidente el desbalance en los parámetros de voltaje y corriente, figura 2.11.

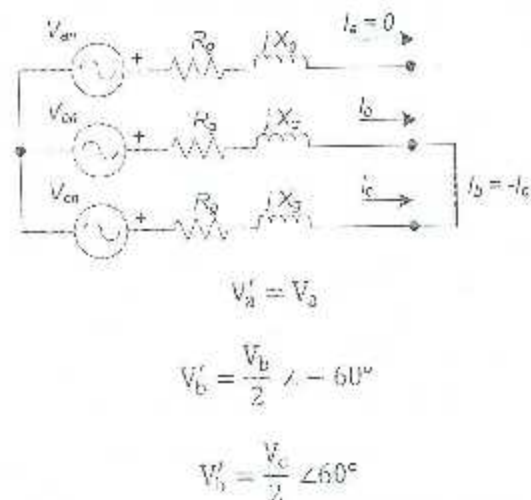


Fig. 2.11. Falla bifásica en una fuente trifásica en conexión estrella flotante.

La afectación de la falla bifásica en la forma fasorial y la forma de onda se aprecia en la figura 2.12 donde podemos ver que sufre el mismo comportamiento que la estrella sólidamente aterrizada. En esta, las fases afectadas (B y C) se reducen en un 50% respecto a la tensión nominal de cada fase mientras que la fase A que fue la que no presentó falla permanece sin cambio alguno. En cuanto al corrimiento angular, las fases falladas quedan en fase una con la otra, pero presentan un desfase angular de 180° con respecto a la fase no fallada.

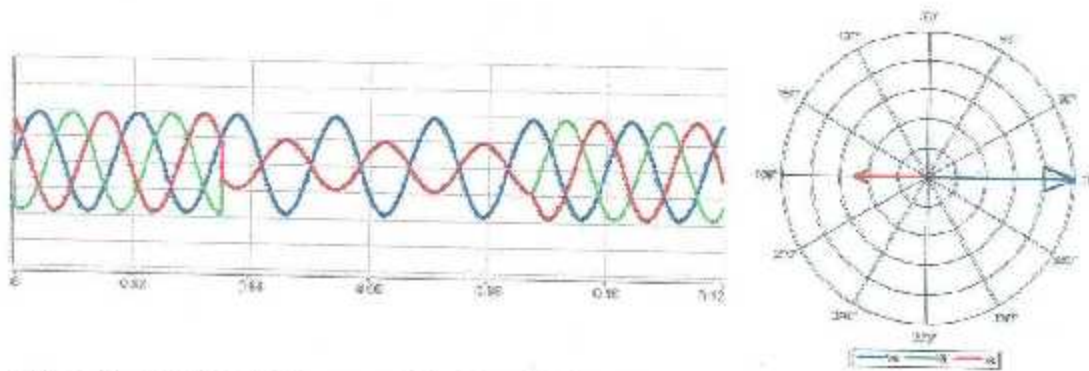
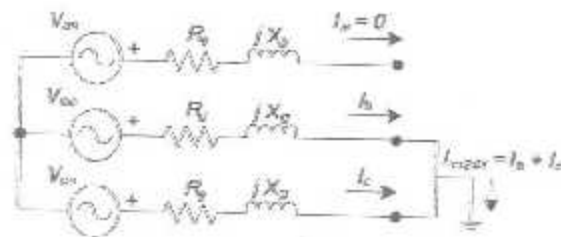


Fig. 2.12. Representación senoidal y fasorial de una falla bifásica en una fuente trifásica con conexión estrella flotante.

2.3.5 Falla de doble línea a tierra en sistema no aterrizado (LLT)

Supóngase que se tiene una fuente trifásica en conexión estrella con neutro flotante, y se encuentra operando en condiciones de tensión nominal y las corrientes igual a cero en condición de vacío ($I_a = I_b = I_c = 0$). Posteriormente se considera la existencia de una falla por cortocircuito de dos líneas entre las fases "b" y "c" a tierra.

La falla bifásica a tierra muestra un comportamiento diferente cuando se compara contra el sistema que presenta una conexión de referencia a tierra. Como puede notarse, en la figura 2.13, las tensiones de las fases con falla (B y C) presentan la pérdida total de la magnitud de tensión mientras que la fase A presenta un incremento de tensión de aproximadamente 1.5 veces la tensión nominal de fase.



$$V'_a = \frac{3}{2} V_a$$

$$V'_b = 0$$

$$V'_c = 0$$

Fig. 2.13. Falla bifásica a tierra en una fuente trifásica en conexión estrella flotante.

La figura 2.14 muestra la afectación en la forma de onda y en forma fasorial de la aplicación de una falla bifásica a tierra en un sistema que cuenta con una conexión estrella flotante.

El incremento de la tensión de la fase sin falla es inminente debido a que las terminales de las fases toman la referencia de tierra sumando la magnitud resultante con la tensión de la fase A, lo que produce la elevación de tensión de la fase no fallada.

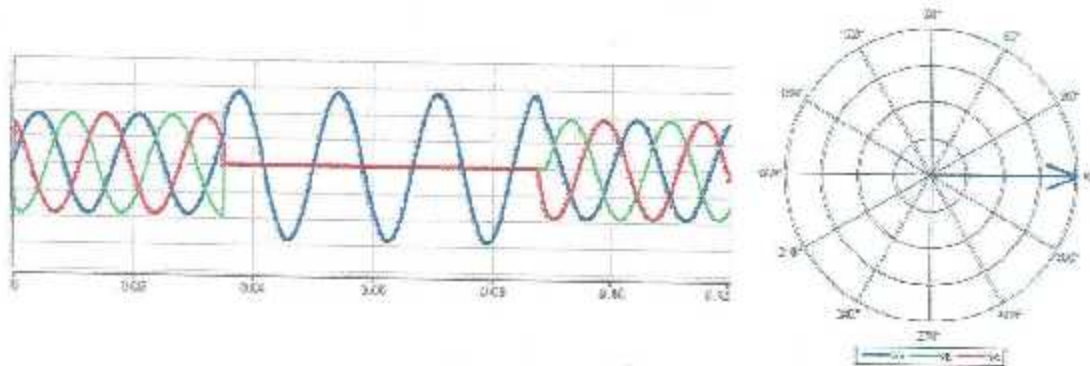


Fig. 2.14. Representación senoidal y fasorial de una falla doble línea a tierra en una fuente trifásica con conexión estrella flotante.

Capítulo III. - Transformadores eléctricos.

3.1 Introducción

El transformador es un dispositivo eléctrico de suma importancia e indispensable en cualquier sistema de potencia ya que tiene la función de transferir energía de un circuito a otro de igual o diferente voltaje bajo el principio de inducción electromagnética sin cambio de frecuencia.

En esencia, un transformador se compone de dos o más devanados acoplados por medio de un flujo magnético mutuo. Al conectar el devanado primario a una alimentación de corriente alterna, se producirá un flujo alterno cuya amplitud dependerá del voltaje de alimentación, de la frecuencia del voltaje aplicado y del número de espiras que tenga el devanado. Esto generará un flujo magnético que se vinculará a otros devanados existentes, en donde se inducirá voltaje cuyo valor dependerá del número de vueltas presentes en esos devanados, así como de la magnitud del flujo mutuo y de la frecuencia.

Un transformador trifásico es aquel que se utiliza para transformar un sistema trifásico equilibrado de tensiones en otro sistema equilibrado de tensiones trifásico, pero con diferentes valores de tensiones e intensidades. Para conseguir ese propósito, podemos utilizar tres transformadores monofásicos para formar un banco trifásico de transformación, de manera que tendremos tres núcleos magnéticos independientes, cada núcleo tendrá sus pérdidas de flujo, figura (3.1-a), por otra parte, en un transformador trifásico el acomodo de las bobinas puede realizarse utilizando un solo núcleo magnético (figura 3.1-b) teniendo las siguientes ventajas:

- Reducir las pérdidas de flujo
- Estructura del transformador gana más resistencia y simplicidad
- Es más liviano, más barato y eficiente [10].

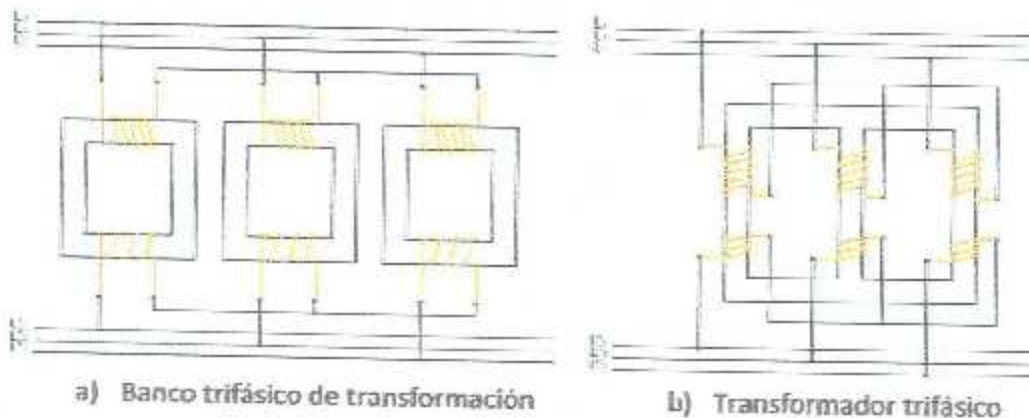


Fig.3.1 Transformadores para sistemas trifásicos.

3.2. Características magnéticas de un transformador

El circuito magnético constituye la parte más importante de un transformador. Está conformado por un núcleo de acero laminado el cual enlaza el flujo magnético entre las bobinas y la energía es transferida de un circuito eléctrico a otro a través del campo magnético llevado por el núcleo. El utilizar un núcleo de hierro, proporciona un camino con una baja reluctancia, la cual reduce la corriente de magnetización. El núcleo magnético está constituido por laminaciones de acero al silicio, 3% de silicio y 97% de hierro.

El contenido de silicio reduce las pérdidas de magnetización, en particular las pérdidas por histéresis. La principal ventaja de la implementación de laminaciones en la construcción de núcleos ferromagnéticos es el de reducir las pérdidas por corrientes de Eddy. Actualmente el grosor más bajo disponible y que es empleado en las laminaciones es de 0.23mm. Para transformadores de gran potencia, el rango de laminaciones esta entre 0.23 a 0.35 mm dependiendo de las características de aplicación, [9,12].

3.2.1. Construcción de un transformador

Una parte del núcleo, la cual está rodeada por las bobinas, se le conoce como columna o pierna, la parte superior y a la base del núcleo del transformador no están rodeadas por devanados, pero son esenciales para completar la ruta de flujo magnético; a estas partes se les conoce como yugo. Existen dos tipos de núcleos fundamentales de estructura del transformador ellos son el tipo núcleo y tipo acorazado.

El tipo núcleo es una de las construcciones más empleadas en la fabricación de núcleos para transformadores, en la figura 3.2 se aprecian algunas de las construcciones de núcleos magnéticos típicos para transformadores eléctricos.

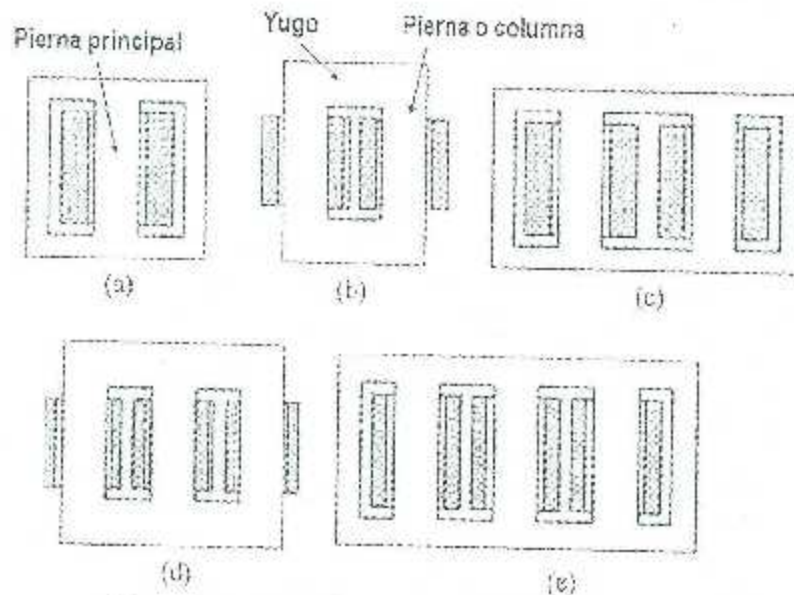


Fig. 3.2. Tipos de núcleos para transformadores.

En algunos transformadores monofásicos los dos bobinados se ubican en la rama central, logrando con este sistema reducir el flujo magnético disperso de ambos bobinados, colocando generalmente el bobinado de baja tensión en la parte interna y el de mayor tensión rodeando a este en la parte externa, a estos se les conoce como transformadores de tipo acorazado como se aprecia en la figura 3.2-a, en otros, las bobinas se dividen en dos partes y son colocadas alrededor de dos piernas como se muestra en la figura 3.2-b, al igual que el transformador monofásico, un núcleo con tres piernas puede obtener mayor aprovechamiento del flujo magnético como se muestra en la figura 3.2-c. La construcción más utilizada, para transformadores de pequeña y mediana potencia, es la construcción de tres piernas para un sistema de alimentación trifásico como se muestra en la figura 3.2-d. En transformadores de alta potencia, con el fin de reducir la temperatura de operación, se emplean núcleos con cinco piernas como se muestra en la figura 3.2-e, [9, 10, 12].

3.3 Aplicaciones y tipos de transformadores.

La aparición del primer transformador se dio alrededor de 1885 cambiando drásticamente los sistemas de transmisión y distribución de la energía eléctrica. Con la generación de corriente alterna, es posible transmitir la energía a cientos de kilómetros de distancia reduciendo las pérdidas y caídas de tensión lo cual genera un ahorro en la cuestión económica para su transmisión y distribución.

La clasificación de los transformadores depende principalmente de su ubicación y su funcionalidad en el sistema eléctrico. Los transformadores pueden tener una clasificación mucho más amplia dependiendo de las aplicaciones específicas que puedan desempeñar, a continuación, se describen algunas de sus características específicas, [9].

- a) Transformadores de generación
Este tipo de transformadores elevan la tensión de las estaciones de generación donde el rango de tensiones de 11 a 25 kV; esta tensión es elevada por un transformador de generación a niveles más altos (220, 345, 400 o hasta 765 kV) para la transmisión y distribución de energía.
- b) Transformadores auxiliares
Su principal función es reducir la tensión de generación conectando directamente la salida del generador al primario de estos transformadores, donde la tensión del secundario es el del rango de 6.9 kV para el suministro de diversos equipos auxiliares en las estaciones de generación.
- c) Transformadores de interconexión
Normalmente son autotransformadores capaces de operar sus redes o sistemas a dos voltajes diferentes. En donde la relación de transformación se encuentra entre 1 y 2.5, con el fin de reducir o elevar los niveles de voltaje de transmisión.
- d) Transformadores receptores
Estos transformadores son básicamente reductores de voltaje de transmisión/sub-transmisión a niveles de 33 o 66 kV.

- e) Transformadores de distribución
Son empleados con el propósito de reducir los niveles de tensión para la alimentación principal del sector industrial. Existe una gran variedad de transformadores en esta categoría debido a los diversos arreglos y conexiones que se puede realizar, esto dependiendo de las necesidades que se desee satisfacer.
- f) Transformadores de corrimiento angular
Se utilizan para el control de flujo de potencia en las líneas de transmisión, variando el ángulo de fase entre los voltajes de entrada y salida del transformador.
- g) Transformadores con puesta a tierra
Se utilizan para obtener un punto neutro que facilita la conexión a tierra y detección de fallas de tierra en una parte del sistema sin conexión a tierra de una red.
- h) Transformadores para circuitos rectificadores e inversores
Diseñados con el objetivo de disminuir los efectos de la propagación armónica, su aplicación es sumamente especial en el proceso de rectificación y conversión de la energía.
- i) Transformadores para hornos
Se utilizan para alimentar el arco o inducción de hornos eléctricos, se caracterizan por un bajo voltaje en el secundario (80 a 100 V) y un alta corriente (10 a 60 kA) dependiendo de la capacidad del transformador.
- j) Transformadores herméticos
La construcción de este tipo de transformadores no permite que cualquier aire atmosférico exterior entre en el tanque. Está completamente sellado sin ningún arreglo especial. Estos transformadores están llenos de aceite mineral o sintético líquido como un refrigerante dieléctrico y totalmente sellados cuando el material dieléctrico es algún gas inerte como el nitrógeno.
- k) Reactores Shunt
Se utilizan para compensar la potencia capacitiva VARs generada durante la conmutación de operaciones de transmisión en extra alta tensión y circuitos con cargas bajas, manteniendo el perfil de voltaje de una línea de transmisión en los límites deseables. Estos se instalan en un número de lugares a lo largo de la longitud de la línea. Pueden estar conectados permanentemente al sistema.
- l) Reactores serie
Estos reactores están conectados en serie con el generador, alimentadores y líneas de transmisión para limitar las corrientes de falla bajo cortocircuitos. Están diseñados para resistir los efectos mecánicos y térmicos de cortocircuito, constituidos por una bobina completamente aislada de ambos lados de sus extremos y deben ser capaces de soportar las tensiones producidas por una descarga atmosférica, [9].

3.4. Circuito equivalente de un transformador eléctrico

3.4.1 Transformador ideal

Un transformador eléctrico opera bajo el principio de inducción electromagnética, en donde un voltaje es inducido a una bobina al generarse un flujo variable. En la figura 3.3 se muestra un transformador monofásico, el cual está constituido por dos bobinas eléctricamente independientes una de la otra, pero vinculadas por un flujo mutuo mediante un núcleo magnético. La bobina primaria está conectada directamente a una fuente de alimentación sinusoidal con una tensión y una frecuencia determinada. En un transformador sin carga (en vacío), el devanado primario demanda una corriente de excitación muy baja de la fuente para establecer un flujo magnetizante o flujo mutuo.

Los devanados primario y secundario cuentan con un número determinado de espiras N_1 y N_2 respectivamente. El valor instantáneo de la fuerza electromotriz inducida en la bobina primaria debido al flujo mutuo está dado por:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi_m}{dt} \quad (3.1)$$

Si se supone que el devanado ideal tiene una resistencia de bobina cero, se tiene que

$$v_1 = e_1 \quad (3.2)$$

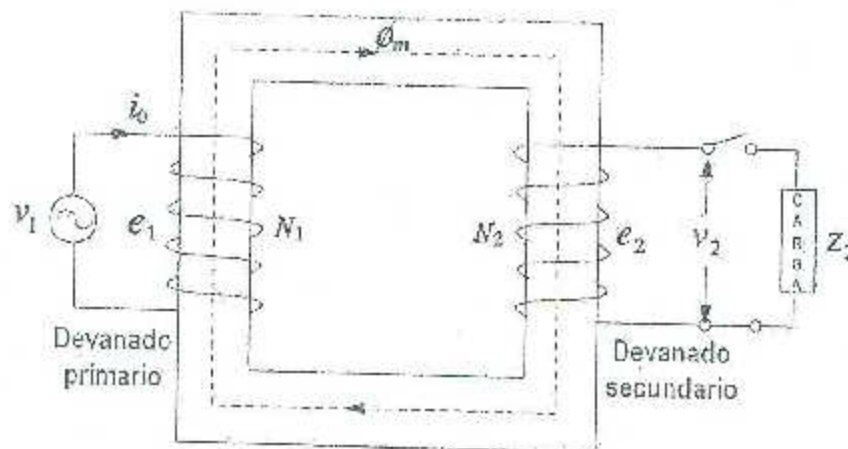


Fig. 3.3. Transformador monofásico ideal sin carga.

Considerando que v_1 (valor instantáneo del voltaje aplicado) es cosenoidal, variante en el tiempo, entonces el flujo Φ_m debe ser sinusoidal variante con el tiempo.

$$\Phi_m = \Phi_{mp} \sin \omega t \quad (3.3)$$

en donde Φ_{mp} es el valor pico del flujo mutuo Φ_m y $\omega = 2\pi f$ rad/sec. Después, sustituyendo el valor Φ_m en (3.1), tenemos

$$e_1 = N_1 \omega \Phi_{mp} \cos \omega t \quad (3.4)$$

El valor rms del voltaje inducido e_1 se obtiene dividiendo el voltaje pico de (3.4) por $\sqrt{2}$, a esta ecuación se le conoce como fuerza electromotriz de un transformador. Para un número de espiras y frecuencia dada, el flujo y la densidad de flujo en el núcleo es completamente determinado por el voltaje aplicado.

$$E_1 = 4.44 \Phi_{mp} f N_1 \quad (3.5)$$

El voltaje inducido en la segunda bobina, debido al flujo mutuo Φ_m está dado por

$$e_2 = N_2 \frac{d\Phi_m}{dt} \quad (3.6)$$

La relación de los dos voltajes inducidos se deriva de las ecuaciones (3.1) y (3.6) como

$$e_1/e_2 = N_1/N_2 = \alpha \quad (3.7)$$

En donde α se le conoce como la relación de transformación. De igual manera, el valor rms del voltaje inducido en la bobina secundaria es

$$E_2 = 4.44 \Phi_{mp} f N_2 \quad (3.8)$$

La corriente de excitación, i_0 , únicamente comprende la corriente de magnetización i_m , si asumimos que en la curva B-H del material ferromagnético del núcleo se desprecian las pérdidas por histéresis y por corrientes de Eddy. La corriente de magnetización i_m fásicamente se encuentra en fase con el vector del flujo mutuo, esto sucede cuando las pérdidas por histéresis no son consideradas y también se suponen características de magnetización lineales en la curva B-H.

Ahora, si el devanado secundario en la figura 3.3 está cerrado, la corriente secundaria se establece según la ley de Lenz tal que la fuerza magnetomotriz secundaria (mmf), $i_2 N_2$, se opona al flujo mutuo. En un transformador ideal $e_1 = v_1$, para un valor de tensión constante corresponde un flujo mutuo constante. Esto sólo puede suceder si el primario atrae más corriente (i_1') para neutralizar el efecto desmagnetizador del secundario. En notación rms quedaría

$$I_1 N_1 = I_2 N_2 \quad (3.9)$$

Por lo tanto, la corriente prima total es una suma vectorial de la corriente sin carga (es decir, la componente de magnetización, i_m), despreciando las pérdidas del núcleo) y la corriente de carga (i_1') referida al devanado primario

$$\vec{I}_1 = \vec{I}_1' + \vec{I}_m \quad (3.10)$$

Para un material con una permeabilidad infinita, la corriente de magnetización sería cero, entonces, la ecuación (3.9) queda de la siguiente manera:

$$I_1 N_1 = I_2 N_2 \quad (3.11)$$

Así, para un transformador ideal despreciando la corriente de carga, el número de ampere-vuelta del primario es igual al número de ampere-vuelta del secundario. Por tanto, se obtiene las siguientes relaciones:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{I_2}{I_1} \quad (3.15)$$

y

$$V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (3.16)$$

Una representación esquemática del transformador ideal mostrado en la figura 3.3, se puede apreciar en la figura 3.4

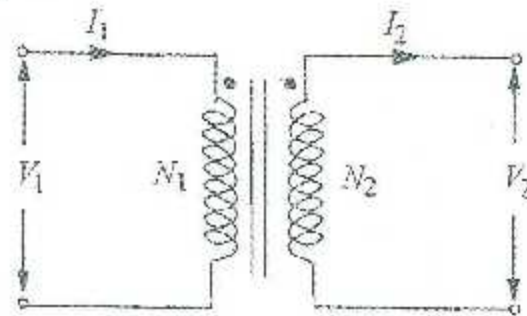


Fig. 3.4. Representación esquemática de un transformador

Si la bobina secundaria de la figura 3.4 está alimentando una carga con una impedancia Z_2 ,

$$Z_2 = V_2 / I_2 \quad (3.17)$$

Sustituyendo en la ecuación (3.15) para V_2 e I_2 ,

$$Z_2 = \frac{(N_2/N_1) V_1}{(N_2/N_1) I_1} \quad (3.18)$$

Entonces, refiriendo la impedancia del secundario con respecto al primario, tenemos,

$$Z'_2 = \frac{V_1}{I_1} = (N_2/N_1)^2 Z_2 \quad (3.19)$$

De manera similar, cualquier impedancia Z_1 , en el circuito primario puede ser referido hacia el circuito secundario como,

$$Z'_1 = (N_2/N_1)^2 Z_1 \quad (3.20)$$

Esto puede ser resumido por las ecuaciones (3.15), (3.16), (3.19) y (3.20) las cuales, para un transformador ideal, las tensiones son transformadas debido a la relación de vueltas, la corriente es inversa a la relación al número de espiras de la bobina y la impedancia es la raíz

cuadrada de la relación del número de espiras, mientras que los volt-ampere y la potencia permanecen sin cambio alguno.

3.4.2. Transformador real

Anteriormente se explicaron los fundamentos principales y el funcionamiento de un transformador ideal. En la práctica, el transformador ideal no existe, por lo cual es necesario explicar las algunas características del circuito equivalente de un transformador real, el cual se muestra en la figura 3.5.

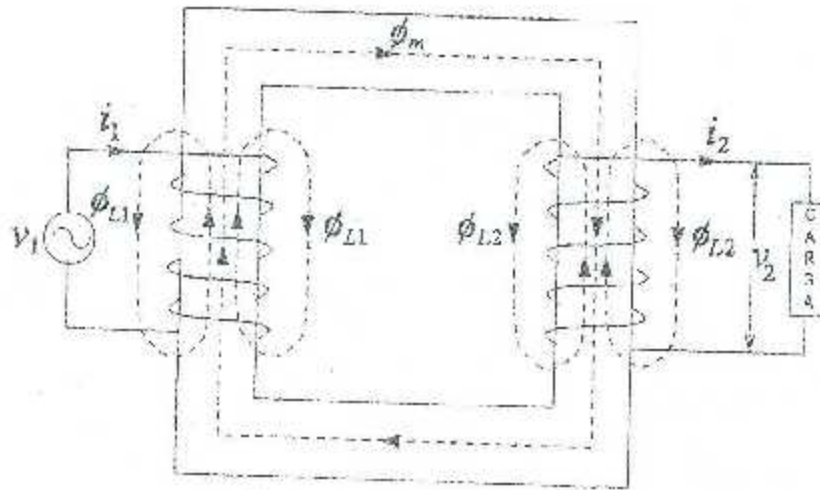


Fig. 3.5. Transformador real

Cuando un material magnético es sometido a un proceso cíclico de magnetización se presentan dos tipos de pérdidas en el núcleo: pérdidas de Eddy y pérdidas por histéresis. Las pérdidas por histéresis y de Eddy pueden llegar a ser reducidas usando materiales con una mayor permeabilidad y láminas más delgadas en la construcción de transformadores. La corriente total sin carga (i_c), está conformada por la componente de magnetización (i_m) la cual es responsable de producir el flujo mutuo de magnetización (Φ_m) y los componentes de las pérdidas en el núcleo: pérdidas por corrientes de Eddy e histéresis (i_c). Fasorialmente la componente de las pérdidas en el núcleo está en fase con el voltaje inducido y atrasada en 90° con respecto a la componente de magnetización. Cuando el secundario del transformador se encuentra en circuito abierto, es decir, sin carga, el transformador se comporta como un circuito altamente inductivo debido al núcleo magnético y por lo tanto la corriente del circuito abierto queda atrasada ligeramente menor a 90° con respecto al voltaje aplicado (i_m es generalmente mucho mayor que i_c).

En el circuito equivalente mostrado en la figura 3.6, la componente de magnetización está representada por la reactancia inductiva X_m , mientras que la componente de las pérdidas se representa por la resistencia R_c . Teniendo R_1 y R_2 como las resistencias de las bobinas primaria y secundaria respectivamente.

En un transformador real, una parte del flujo magnético no se enlaza con la bobina secundaria. La componente de este flujo es proporcional a la corriente del primario y es responsable de la caída de tensión que está representada por una reactancia inductiva X_{L1} (reactancia de dispersión) la cual se pone en serie con la bobina primaria del transformador ideal. Asimismo, la reactancia de dispersión X_{L2} se agrega en serie con la bobina secundaria para tener en cuenta la caída de tensión debido al encadenamiento de flujo solo en la bobina secundaria. Es posible omitir el circuito equivalente del transformador ideal si las cantidades son referidas ya sea al primario o al secundario del transformador. Por ejemplo, en la figura 3.6-b se aprecia el circuito equivalente de un transformador en donde todas las cantidades están referidas a la bobina primaria del transformador.

$$X'_{L2} = X_{L2}(N_1/N_2)^2 \quad (3.21)$$

$$R'_2 = R_2(N_1/N_2)^2 \quad (3.22)$$

Al dibujar el diagrama vectorial, las cantidades que se están manejando deben ser de la misma frecuencia. La curva de magnetización del núcleo es de naturaleza no lineal e introduce armónicos de orden superior en las corrientes de magnetización para una tensión de frecuencia fundamental. En la figura 3.6-a, son descritas las siguientes ecuaciones

$$V_1 = E_1 + (R_1 + jX_{L1})I_1 \quad (3.23)$$

$$V_2 = E_2 - (R_2 + jX_{L2})I_2 \quad (3.24)$$

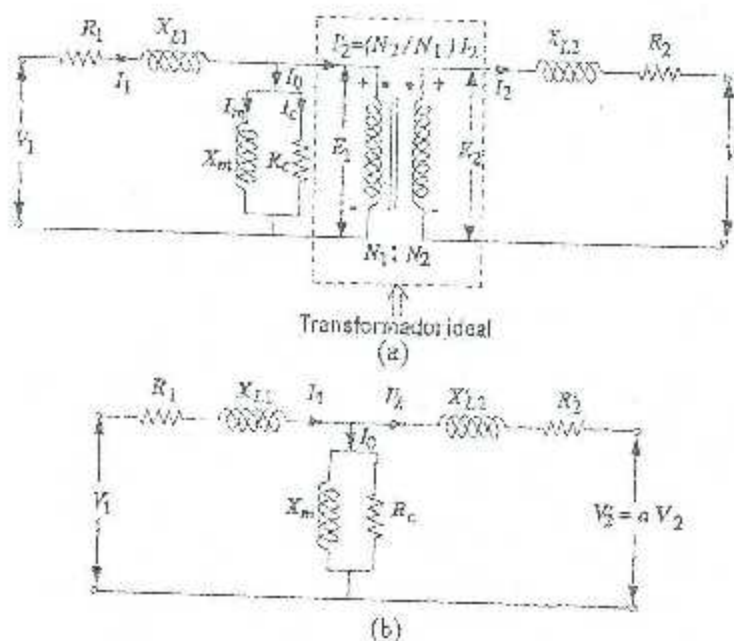


Fig. 3.6. Circuito equivalente de transformador real.

Los diagramas vectoriales de voltaje y corriente tanto de los devanados primario y secundario se muestran en la figura 3.7. El voltaje de salida V_2 se toma como un vector de referencia a lo largo del eje x . El ángulo de factor de potencia de la carga se denota por θ_2 . La componente de magnetización (I_m) de la corriente sin carga (I_0) está en fase con $\phi_{m,r}$, mientras que la componente de las pérdidas (I_c) está atrasada en 90° y está en fase con el voltaje inducido E_1 . Las pérdidas en el núcleo están dadas por

$$P_c = I_c E_1 \quad (3.25)$$

o

$$P_c = I_0^2 R_c \quad (3.26)$$

La reactancia mutua X_m es

$$X_m = \frac{E_1}{I_m} \quad (3.27)$$

Existe un desfaseamiento entre los voltajes V_1 y V_2 , debido a las caídas de voltaje y las impedancias.

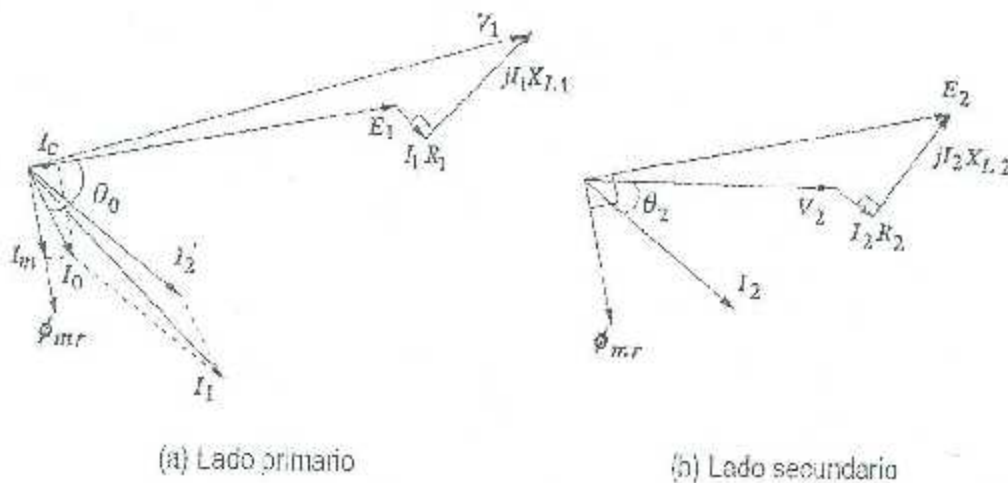


Fig. 3.7. Diagramas vectoriales del transformador

La caída de voltaje se debe principalmente a la resistencia del devanado y a la impedancia propia del transformador, de esta forma podemos deducir que entre más bajo sea el valor de impedancia de un transformador, la caída de tensión será menor. Además, la presencia de una parte inductiva o capacitiva afecta en el desfaseamiento de las corrientes debido a la reactancia inductiva la cual se opone al paso de la corriente por una inductancia; una inductancia en un circuito de alterna provoca una reducción en magnitud de corriente y está atrasada en 90° respecto al voltaje aplicado, [9,12].

3.5 Transformadores Trifásicos

El transformador más utilizado actualmente es el trifásico debido a que la producción, distribución y consumo de energía eléctrica se realizan en corriente alterna trifásica. En los sistemas de alimentación trifásica, existen diferentes tipos de conexión en los transformadores trifásicos. Las dos conexiones más comunes en los devanados son la conexión Estrella (Y) y la conexión Delta (Δ). La conexión Estrella es mejor en el tratamiento de alto voltaje en comparación de la conexión Delta, pero la conexión Delta puede ser ventajosa con niveles de corrientes altas. Otro factor normalmente considerado es el uso de puesta a tierra desde el punto de vista de seguridad y protección, además, las trayectorias para las corrientes armónicas y flujos para minimizar la distorsión de la onda de voltaje, [9].

3.5.1. Conexión Estrella en condiciones balanceadas (Y)

La corriente en cualquier fase $I_{\phi P}$ es igual a la corriente de línea $I_{L, n}$ y el voltaje de línea V_L es el voltaje de una de las fases menos el voltaje de la otra ($V_{\phi P2} - V_{\phi P3}$). El valor de V_L se muestra mediante la siguiente ecuación, esto se ve claramente en la figura 3.8.

$$I_{\phi P} = I_{L, P}$$

$$V_L = V_{\phi P2} - V_{\phi P3} = V_m \sin(\omega t) - V_m \sin(\omega t - 120^\circ)$$

En donde V_m es el voltaje pico de las fases de voltaje.

Por medio de identidades trigonométricas, V_L queda de la siguiente forma:

$$V_L = \sqrt{3} V_m \sin(\omega t + 30^\circ)$$

Esto indica que la magnitud de $V_L = \sqrt{3} V_{\phi P}$

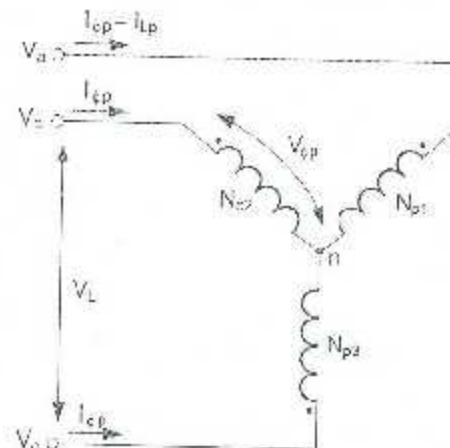


Fig. 3.8. Conexión tipo Estrella

Se puede apreciar que los voltajes de línea son mayores que los voltajes de fase por un factor de $\sqrt{3}$ y desfasada en 30° ; la representación vectorial de la conexión Estrella se muestra en la figura 3.9.

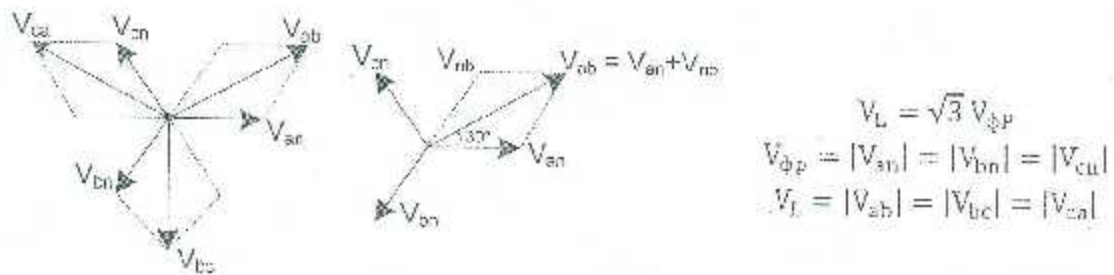


Fig.3.9. Diagrama vectorial de tensiones balanceadas de la conexión Estrella (Y)

3.5.2. Conexión Delta en condiciones balanceadas (Δ)

La conexión delta es una conexión muy usada debido a la carencia del neutro. Suponiendo que los voltajes de línea o los de fase son conocidos para una carga conectada, se tiene que los voltajes de fase son iguales a los voltajes de línea, $V_L = V_{\phi P}$, y la corriente de línea es $\sqrt{3}$ veces la corriente de fase, la figura 3.10 muestra la conexión Delta (Δ).

Los voltajes de línea están desfasados 120° entre sí

$$V_L = V_{ab}, V_{bc}, V_{ca}$$

$$|V_{ab}| = |V_{bc}| = |V_{ca}|$$

$$V_{\phi P} = V_a, V_b, V_c$$

$$V_L = V_{\phi P}$$

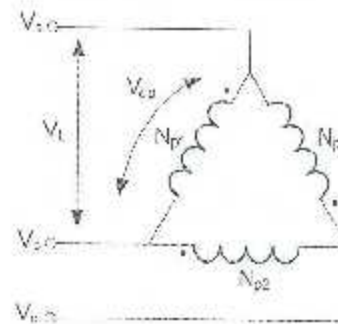
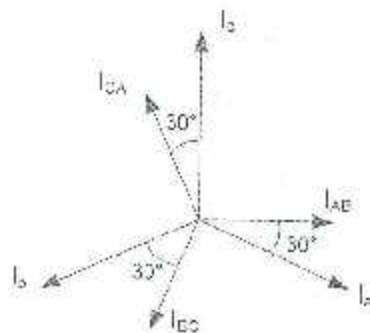


Fig. 3.10. Conexión Delta (Δ).

Las corrientes de línea son mayores que las corrientes de fase por un factor de $\sqrt{3}$ y desfasan en 30° las corrientes, el diagrama vectorial de la conexión delta se aprecia en la figura 3.11.



$$I_{\phi P} \neq I_L$$

$$I_L = \sqrt{3} I_{\phi P}$$

$$I_L = |I_a| = |I_b| = |I_c|$$

$$I_{\phi P} = |I_{A\phi}| = |I_{B\phi}| = |I_{C\phi}|$$

En secuencia positiva (+)
 I_L atrasa 30° a $I_{\phi P}$
 En secuencia negativa (-)
 I_L adelanta 30° a $I_{\phi P}$

Fig.3.11. Diagrama vectorial de corrientes balanceadas de la conexión Delta (Δ).

3.5.3. Deducción de los desfases en condiciones balanceadas.

De acuerdo a la conexión que se realice, se demostrará el desfase angular que existe entre las conexiones delta y estrella, así como el factor $\sqrt{3}$ presente en la relación de transformación. En la figura 3.12 se aprecia la deducción del desfase angular de cada una de las conexiones delta-estrella y viceversa, cada una con secuencia de alimentación positiva y negativa.

Conexión Y – Δ con secuencia positiva

$$V_Y = V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}$$

$$V_A = V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} \rightarrow E_a = V_{ab}, E_b = V_{bc}, E_c = V_{ca}$$

Relación de transformación:

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{E_A - E_B}{E_a} = \frac{V_m \angle 0^\circ + V_m \angle 60^\circ}{V_m \angle 0^\circ}$$

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \sqrt{3} V_m \angle 30^\circ \rightarrow \text{Desfase } + 30^\circ$$

Conexión Y – Δ con secuencia negativa

$$V_Y = V_{AB}, V_{BC}, V_{CA}$$

$$V_A = V_{ac}, V_{cb}, V_{ba} \rightarrow E_a = V_{ac}, E_c = V_{cb}, E_b = V_{ba}$$

Relación de transformación:

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{E_A - E_B}{-E_b} = \frac{V_m \angle 0^\circ + V_m \angle 60^\circ}{V_m \angle 60^\circ}$$

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \sqrt{3} V_m \angle -30^\circ \rightarrow \text{Desfase } - 30^\circ$$

Conexión Δ – Y con secuencia positiva

$$V_\Delta = V_{AB}, V_{BC}, V_{CA} \rightarrow E_A = V_{AB}, E_B = V_{BC}, E_C = V_{CA}$$

$$V_Y = V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} \rightarrow E_a = V_{ab}, E_b = V_{bc}, E_c = V_{ca}$$

Relación de transformación:

$$\frac{V_{AB}}{V_{cb}} = \frac{E_A}{E_c - E_b} = \frac{V_m \angle 0^\circ}{V_m \angle 0^\circ + V_m \angle 60^\circ}$$

$$\frac{V_{AB}}{V_{cb}} = \frac{\sqrt{3}}{3} V_m \angle -30^\circ \rightarrow \text{Desfase } - 30^\circ$$

Conexión Δ – Y con secuencia negativa

$$V_\Delta = V_{AC}, V_{CB}, V_{BA} \rightarrow E_A = V_{AC}, E_C = V_{CB}, E_B = V_{BA}$$

$$V_Y = V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} \rightarrow E_a = V_{ab}, E_b = V_{bc}, E_c = V_{ca}$$

Relación de transformación:

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{-E_B}{E_a - E_b} = \frac{V_m \angle 60^\circ}{V_m \angle 0^\circ + V_m \angle 60^\circ}$$

$$\frac{V_{AB}}{V_{ab}} = \frac{\sqrt{3}}{3} V_m \angle 30^\circ \rightarrow \text{Desfase } + 30^\circ$$

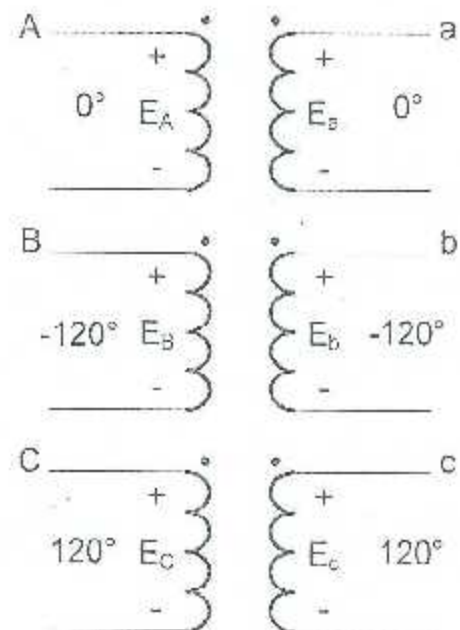


Fig.3.12. Deducción del desfase angular en conexiones delta y estrella.

3.5.3.1. Conexión Delta – Delta

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas trifásicas simultáneamente. Para esto se puede localizar una derivación o TAP en el punto medio del devanado secundario de uno de los transformadores, conectándose a tierra y se conecta también al neutro del secundario. De esta manera, las cargas monofásicas se conectan entre los conductores de fase y neutro, por lo tanto, el transformador con la derivación en el punto medio toma dos terceras partes de la carga monofásica y una tercera parte de la carga trifásica. Los desequilibrios originados por las cargas en el secundario se reparten igualmente entre las fases del primario, evitando los desequilibrios de flujo magnético. [13]

3.5.3.2. Conexión Delta – Estrella

Este tipo de conexión se realiza frecuentemente para alimentar en forma combinada cargas trifásicas y cargas monofásicas en donde las cargas monofásicas pueden ser comparativamente grandes. Los devanados secundarios pueden tener una derivación o TAP, con el fin de obtener valores de voltajes distintos. En transformadores de gran potencia, la conexión Delta – Estrella frecuentemente se emplea para elevar voltajes como en el caso de las centrales eléctricas. La conexión en estrella permite tener la facilidad de contar con un conductor neutro para conexión a tierra. Tiene el inconveniente de que cuando se conectan en paralelo transformadores trifásicos con esta conexión, se debe tomar consideración del desplazamiento angular entre la Delta y la Estrella. Debido a las características de esta conexión motivan a la utilización de esta conexión tanto en transmisión como en distribución de energía.

3.5.3.3. Conexión Estrella - Delta

Esta conexión se emplea con frecuencia para alimentar cargas trifásicas grandes de un sistema trifásico de alimentación conectado en estrella. Tiene la limitante de que, para alimentar cargas monofásicas y trifásicas en forma simultánea, no dispone del neutro. Por otra parte, tiene la ventaja relativa de que la impedancia de los tres devanados no necesita ser la misma en esta conexión.

3.5.3.4. Conexión Estrella – Estrella

La conexión Estrella – Estrella es empleada cuando se requiere alimentar grandes cargas monofásicas en forma simultánea con cargas trifásicas. Esta conexión brinda un servicio satisfactorio ya que puede alimentar a cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas, debido a que cuenta con una conexión de neutro a tierra, además también se puede utilizar con neutro flotante lo cual permite solo alimentación a través de las tensiones de línea.

En este tipo de conexión se pueden generar problemas de ruido o distorsión solo en las mediciones de fase a tierra debido a que existe un punto de referencia con tierra y, por ejemplo, una carga monofásica no podrá funcionar correctamente debido a que no tiene una referencia a tierra, de esta forma se tiene un circuito abierto. [13]

El principal inconveniente de la conexión Estrella – Estrella es el desequilibrio de tensiones en la línea conectada al primario, el cual aparece cuando fuertes desequilibrios se generan en la carga del secundario. El contar con un neutro en ambos devanados y al sobrecargar una fase del secundario, la corriente aumenta proporcionalmente en ambos devanados en la misma fase, por lo tanto, esto provocará una caída de tensión mayor en dicha línea que en los otros dos conductores. Una ventaja importante de esta conexión es la posibilidad de tener un punto neutro en el lado de baja tensión como en el de alta tensión. El neutro permite obtener dos tensiones diferentes, o bien, conectarlo a tierra como medida de seguridad en cierto tipo de instalaciones.

Tabla 3.1 Tensiones y relación de transformación para conexiones Delta-Estrella en transformadores

Conexión	Primario	Secundario	Relación de transformación
Y – Y	$V_{FP} = \frac{V_{LP}}{\sqrt{3}}$	$V_{LS} = \sqrt{3} * V_{FS}$	$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{(\sqrt{3} * V_{FP})}{(\sqrt{3} * V_{FS})} = \alpha$
Y – Δ	$V_{LP} = \sqrt{3} * V_{FP}$	$V_{LS} = V_{FS}$	$\frac{V_{FP}}{V_{FS}} = \alpha \rightarrow \frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{(\sqrt{3} * V_{FP})}{V_{FS}} = \sqrt{3} * \alpha$
Δ – Y	$V_{LP} = V_{FP}$	$V_{LS} = \sqrt{3} * V_{FS}$	$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{FP}}{(\sqrt{3} * V_{FS})} = \frac{\alpha}{\sqrt{3}}$
Δ – Δ	$V_{LP} = V_{FP}$	$V_{LS} = V_{FS}$	$\frac{V_{LP}}{V_{LS}} = \frac{V_{FP}}{V_{FS}} = \alpha$

3.5.4. Conexión Estrella en condiciones desbalanceadas

Los sistemas eléctricos de potencia cuentan con una gran cantidad de dispositivos los cuales transforman y modifican las características de la energía eléctrica, de la misma forma, el sistema eléctrico abastece las necesidades de diferentes cargas eléctricas, ya sean monofásicas, bifásicas o trifásicas de características diferentes, ya sean resistivas, inductivas, capacitivas y/o electrónicas. Debido a esto, el sistema eléctrico está expuesto a distintos fenómenos que pueden afectar su integridad por la mala operación de cierto tipo de dispositivos eléctricos y electrónicos. Uno de los fenómenos presentes en el sistema eléctrico es la reducción de tensión en los conductores de alimentación. Esta reducción en magnitud en una o más fases del sistema puede llegar a ser perjudicial para equipos conectados a la red o para el propio sistema eléctrico. El transformador eléctrico, al igual que otros dispositivos, es uno de los que recibe directamente la afectación de la baja de tensión.

Cabe mencionar que el transformador eléctrico puede presentar diferentes comportamientos ante las bajas de tensión, dependiendo del tipo de conexión del transformador.

En transformadores con conexiones mixtas, como lo son delta-estrella o estrella-delta, existen afectaciones de gran impacto, como en magnitud y en corrimiento angular. Para aclarar ese fenómeno, utilicemos un ejemplo práctico en donde tenemos los siguientes parámetros:

Una carga trifásica en conexión estrella tiene una carga balanceada totalmente resistiva conectada en estrella, con $Z_A = Z_B = Z_C = 6\Omega$, los voltajes serán $V_{Un} = V_{Cn} = 120 V_{rms}$ y $V_{An} = 60 V_{rms}$.

Podemos apreciar que tenemos una carga totalmente balanceada, de 6Ω , con la afectación únicamente en magnitudes de alimentación, en donde dos de las tres fases tienen una magnitud de tensión nominal, mientras que la fase restante tiene una magnitud del 50% con respecto a la tensión nominal.

$$\begin{aligned} V_{An} &= 60 \angle 0^\circ & V_{AB} &= V_{An} - V_{Bn} = 60 \angle 0^\circ + [120 \angle 60^\circ] = 158.74 \angle 40.89^\circ V \\ V_{Un} &= 120 \angle -120^\circ & V_{BC} &= V_{Bn} - V_{Cn} = 120 \angle -120^\circ + [120 \angle -60^\circ] = 207.84 \angle -90^\circ V \\ V_{Cn} &= 120 \angle 120^\circ & V_{CA} &= V_{Cn} - V_{An} = 120 \angle 120^\circ + [60 \angle 180^\circ] = 158.74 \angle 139.10^\circ V \end{aligned}$$

El tener una de las fases desbalanceada en magnitud, genera afectación en el resto de las fases, no solo en su magnitud, sino también en el desfaseamiento angular como se muestra en el análisis anterior. Ahora, con respecto a las corrientes.

$$\begin{aligned} I_A &= \frac{V_{An}}{Z_A} = \frac{60 \angle 0^\circ}{6 \angle 0^\circ} = 10 \angle 0^\circ A \\ I_B &= \frac{V_{Bn}}{Z_B} = \frac{120 \angle -120^\circ}{6 \angle 0^\circ} = 20 \angle -120^\circ A \\ I_C &= \frac{V_{Cn}}{Z_C} = \frac{120 \angle 120^\circ}{6 \angle 0^\circ} = 20 \angle 120^\circ A \end{aligned}$$

3.5.5. Conexión Delta en condiciones desbalanceadas

Sabemos que la relación existente que se debe de cumplir entre las corrientes de línea y las corrientes de fase es:

$$\begin{aligned} V_L &= V_F \\ I_F &= |I_{AB}| = |I_{BC}| = |I_{CA}| & I_A + I_{CA} - I_{AB} &= 0 \rightarrow I_A = I_{AB} - I_{CA} \\ I_L &= |I_A| = |I_B| = |I_C| & I_B + I_{AB} - I_{BC} &= 0 \rightarrow I_B = I_{BC} - I_{AB} \\ I_L &= \sqrt{3} I_F \angle -30^\circ & I_C + I_{BC} - I_{CA} &= 0 \rightarrow I_C = I_{CA} - I_{BC} \\ I_{AB} &= \frac{V_{AB}}{Z_{AB}}, I_{BC} = \frac{V_{BC}}{Z_{BC}}, I_{CA} = \frac{V_{CA}}{Z_{CA}} \end{aligned}$$

Usando el ejemplo anterior podemos deducir que los voltajes de línea de la estrella son iguales a los voltajes de fase de la delta, por lo que los voltajes son:

$$\begin{aligned}V_{AB} &= V_{An} - V_{Bn} = 158.74 \angle 40.89^\circ \text{ V} \\V_{BC} &= V_{Bn} - V_{Cn} = 207.84 \angle -90^\circ \text{ V} \\V_{CA} &= V_{Cn} - V_{An} = 158.74 \angle 139.10^\circ \text{ V}\end{aligned}$$

Los valores de impedancia para el ejemplo en cuestión son valores propuestos para una conexión en estrella, ante esto es necesario obtener los valores de impedancia de la delta, para esto es necesario obtener dicha impedancia usando la transformación de un sistema estrella a delta, esto con el objetivo de obtener las corrientes de fase de la conexión delta. Ante una carga totalmente balanceada, para transformar de estrella a delta, la impedancia de la estrella se multiplica por un factor 3, por lo que $3Z_Y$, teniendo un valor de 18Ω para cada impedancia en delta.

$$\begin{aligned}I_{AB} &= \frac{V_{AB}}{Z_{AB}} = \frac{158.74 \angle 40.89^\circ}{18 \Omega} = 8.81 \angle 40.89^\circ \text{ A} \\I_{BC} &= \frac{V_{BC}}{Z_{BC}} = \frac{207.84 \angle -90^\circ}{18 \Omega} = 11.54 \angle -90^\circ \text{ A} \\I_{CA} &= \frac{V_{CA}}{Z_{CA}} = \frac{158.74 \angle 139.10^\circ}{18 \Omega} = 8.81 \angle 139.1^\circ \text{ A}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I_A &= I_{AB} - I_{CA} = 8.81 \angle 40.89^\circ + [8.81 \angle -40.89^\circ] = 13.32 \angle 0^\circ \text{ A} \\I_B &= I_{BC} - I_{AB} = 11.54 \angle -90^\circ + [8.81 \angle -139.1^\circ] = 18.54 \angle -111.04^\circ \text{ A} \\I_C &= I_{CA} - I_{BC} = 8.81 \angle 139.1^\circ + [11.54 \angle 90.0^\circ] = 18.54 \angle 111.04^\circ \text{ A}\end{aligned}$$

Como se puede apreciar, ante desbalances de tensión en sistemas trifásicos en conexión de triángulo o estrella, la afectación se aprecia tanto en la magnitud como en corrimiento angular de cada una de las fases. Este fenómeno es muy común en sistemas eléctricos y tiene un gran impacto en todos los dispositivos asociados al sistema eléctrico, por esto, es necesario realizar un análisis del impacto que tienen los abatimientos de tensión en los diferentes tipos de conexiones presentes en un transformador eléctrico.

Capítulo IV. - Sags en sistemas eléctricos de potencia.

4.1 Introducción

En los últimos años la importancia del estudio de sags de tensión ha aumentado debido al gran impacto negativo que estos generan en los dispositivos electrónicos. Los sags de tensión se catalogan como uno de los problemas relacionados a la calidad de la energía eléctrica, y se asocian a fallas en el sistema eléctrico, a la energización de grandes cargas, al arranque de motores de elevada potencia y a la energización de transformadores de potencia, [1].

Las depresiones de tensión (*Sag*) consisten en abatimientos entre 0.1 y 0.9 pu del valor RMS de la tensión o corriente, con una corta duración que va de 0.5 ciclos a 3 minutos. Los Sags son originados principalmente por la conexión de grandes cargas y por la ocurrencia de fallas en la red eléctrica. El efecto que genera el Sag en la red eléctrica se considera de suma importancia en el ámbito industrial debido a la afectación en los procesos industriales como la automatización y comunicaciones, especialmente a equipos de cómputo, PLC y también llega a presentar afectaciones sobre la velocidad de los motores, [2].

4.2 Caracterización de Sags de tensión en sistemas trifásicos.

En el estudio de sags, la manera más sencilla empleada para su caracterización está basada en utilizar el método de la magnitud abatida y tiempo de duración. La caracterización de los sags utilizando este método puede ser empleada en sistemas trifásicos en donde la magnitud de caída o profundidad de sag se define como la mayor disminución de tensión de las tres fases durante un evento. Este método es más efectivo cuando se trata de un sag balanceado, es decir, cuando el abatimiento ocurre simultáneamente en las tres fases con la misma magnitud de depresión en la tensión. Pero cuando se trata de un sag por falla asimétrica o desbalanceada, entonces el método pierde su efectividad y solo se puede limitar a observar las magnitudes abatidas por cada fase en forma separada, sin tomar en cuenta que las tensiones trifásicas pueden presentar corrimientos de ángulos atípicos, [1-2].

La profundidad del sag es calculado con el nivel de tensión en volts o en valores por unidad (pu), de la tensión residual. En la figura 4.1, se describe la representación gráfica de un sag de tensión en donde se aprecia la tensión residual y la profundidad del sag.

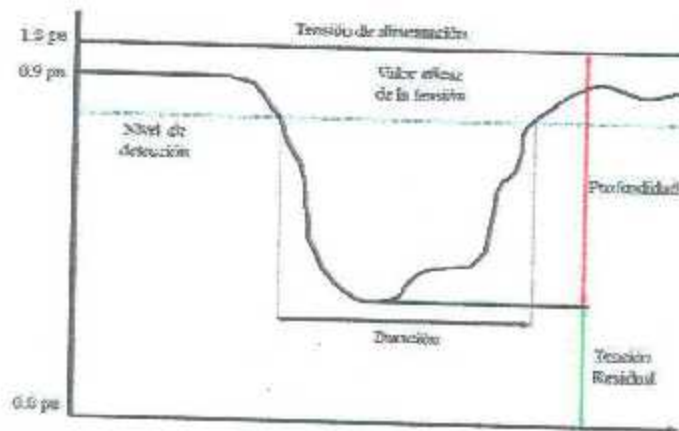


Fig. 4.1. Descripción general de un sag de tensión.

Cuando el perfil del sag no es de tipo rectangular, la caracterización puede llegar a ser inexacta, por lo que es posible utilizar una caracterización con múltiples duraciones y magnitudes tales que nos puedan describir el comportamiento total del abatimiento de tensión, esto lo podemos visualizar en la figura 4.2.

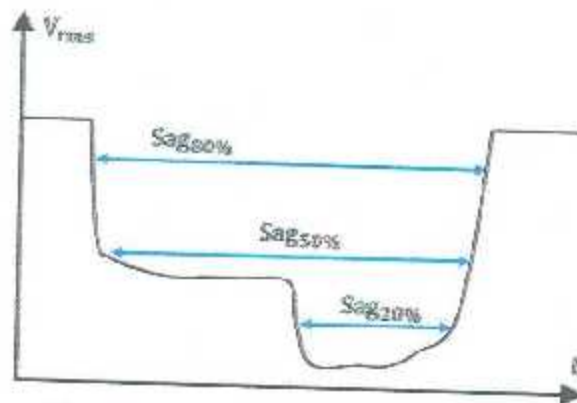


Fig. 4.2. Caracterización de múltiples sag

Un parámetro adicional importante en la caracterización de sags de tensión es incluir el desplazamiento angular generado al ocurrir una falla en el sistema, figura 4.3. Este corrimiento de fase puede afectar la operación de convertidores, variadores de frecuencia entre otros, debido a que estos operan bajo sistema de control de ángulo de disparo, [1-2]. Las variaciones cortas de tensión, tales como los sags y las interrupciones momentáneas son los fenómenos más comunes que preocupan a los usuarios industriales, por ello se debe comprender que debido a la naturaleza con la que se presentan estos fenómenos no pueden prevenirse completamente.

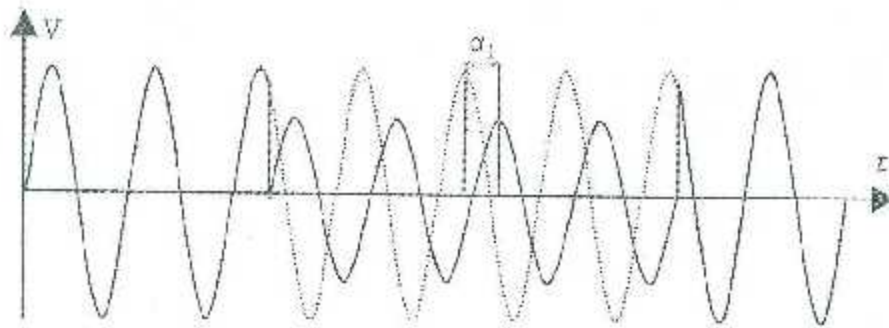


Fig. 4.3. Desfasamiento angular ante una falla en el sistema eléctrico

4.3 Causas de Sags de tensión

Las dos causas principales de los sags de tensión se deben a la conexión de grandes cargas y a la existencia de fallas en la red eléctrica, [2]. Por lo que los sags pueden presentar abatimientos de tensión de forma balanceada o desbalanceada.

4.3.1 Conexión de grandes cargas (sobrecargas temporales)

Cuando se conectan cargas de gran potencia a la red eléctrica y se presentan altas corrientes de energización, tales como arranque de motores eléctricos, la energización de transformadores (corriente inrush) o la conexión de capacitores, dicha corriente puede llegar a ser muy superior a la corriente nominal del circuito eléctrico. Si la fuente de alimentación y el cableado de la instalación están dimensionados para la corriente de funcionamiento nominal, la elevada corriente inicial provocará una caída de tensión tanto en la red de suministro como en la instalación eléctrica. La magnitud del efecto producido por la corriente dependerá de lo "robusta" que sea la red, es decir, de lo baja que sea la impedancia en el punto de acoplamiento común (PCC), de la impedancia del cableado de la instalación y del nivel de carga que esté transportando el alimentador eléctrico.

Los sags de tensión producidos por las corrientes de arranque de equipos eléctricos se caracterizan por ser menos profundas y de una duración mucho mayor que las provocadas por fallos en la red eléctrica. La duración de los abatimientos de tensión por conexión de grandes cargas comúnmente va de uno a varios segundos o decenas de segundos, presentando una tendencia suave a recuperar la tensión nominal. En la figura 4.4 podemos apreciar la alimentación trifásica de un motor eléctrico de gran potencia, en donde se puede visualizar que, durante aproximadamente dos segundos, el consumo de corriente del motor es muy grande, lo cual provoca una caída de tensión considerable durante el mismo tiempo. Pasado este acontecimiento, ligeramente el motor empieza a consumir la corriente nominal de operación, lo que ocasiona una recuperación lenta de la tensión hasta llegar a la tensión nominal con la que opera el motor.

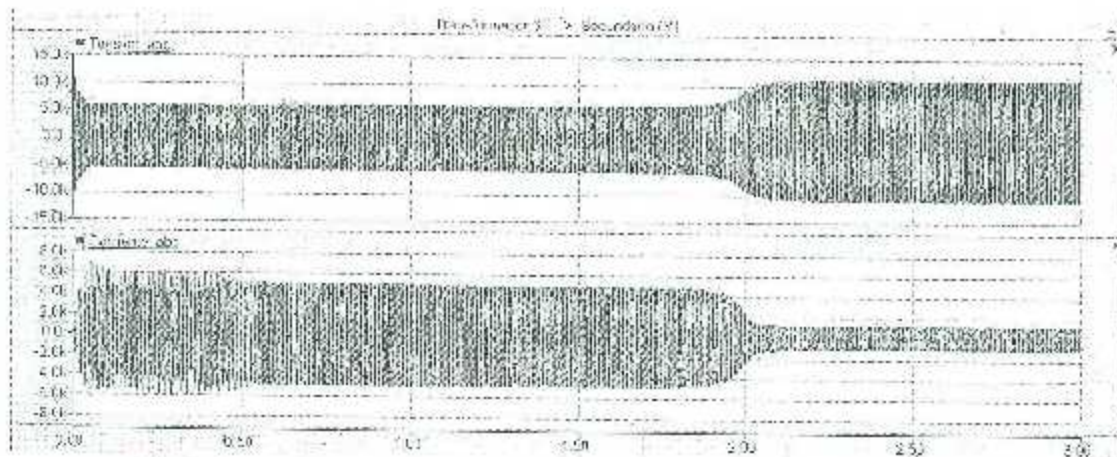


Fig. 4.4. Tensiones y corrientes de un motor trifásico de gran potencia.

4.3.2. Fallas en la red eléctrica.

La red de energía eléctrica es muy compleja y está sujeta a diferentes tipos de fallas en sus alimentadores, como lo son las fallas: línea-tierra, línea-línea, línea-línea tierra y trifásica. La severidad o magnitud de un abatimiento de tensión en un punto determinado en la red, debido a una falla en alguna parte de la red, depende de la topología de ésta, de las impedancias relativas del lugar donde se produjo el fallo, de la carga y de los generadores en sus puntos de acoplamiento.

La duración del sag depende del tiempo que tardan los circuitos de protección en detectar y aislar la falla. Las cargas del circuito afectado experimentarán una pérdida de tensión del 100% entre la desconexión y la reconexión automática, mientras que otras cargas experimentarían sags menores y de menos duración entre el momento de producirse el fallo y su aislamiento, [2].

4.3.3 Posibles soluciones a los problemas de sags de tensión

Los esfuerzos para mitigar el problema de abatimientos de tensión se consideran muy altos principalmente por la gran variabilidad de los eventos que pueden suceder en las redes eléctricas. Dada la gran cantidad de usuarios, y la gran diversidad de cargas que existen, los arranques y paros de las cargas se considera de elevada aleatoriedad; dentro de una misma industria se pueden llegar a combinar una diversidad de cargas conectadas que pueden suscitar problemas diversos en las caídas de tensión. Adicionalmente, la existencia de fenómenos que pueden generar fallas en la red eléctrica, es otro factor a tomar en cuenta. Por tanto, las soluciones que se enlistan a continuación pueden ser una opción para ir reduciendo la incertidumbre en la ocurrencia del fenómeno de sags en las redes eléctricas, entre las que están:

- Los problemas de la propia instalación, derivados de una resistencia demasiado alta en el cableado interno.

- Las grandes cargas deben conectarse directamente a la fuente de suministro de la tensión adecuada, bien al PCC o en el secundario del transformador de alimentación.
- Si el problema es provocado por la impedancia del PCC, es decir, si la fuente de suministro es demasiado "débil", entonces será necesario considerar otras medidas para solucionar el problema de sags.
- La instalación de un dispositivo de puesta en marcha regulado, de forma que la corriente de arranque quede limitada a un valor más bajo.
- La instalación de una acometida de impedancia más baja, lo que puede ser muy costoso dependiendo de la geografía de la red de distribución en la zona.
- Si no se puede controlar la causa de las bajadas de tensión, será necesario colocar un equipo para compensarlas.

4.4 Clasificación y análisis fasorial de sags de tensión en sistemas trifásicos.

Las interrupciones son menos frecuentes que los sags, por lo que los sags llegan a ser más problemáticos debido a que éstos no se logran apreciar de la misma manera que lo hace una interrupción en la alimentación, [2].

El impacto de los sags depende principalmente de tres factores, que son: la magnitud residual de tensión durante el disturbio, el tiempo de duración del disturbio y de la sensibilidad del equipo. La tabla 4.1 muestra una clasificación general de sags de tensión en base al tiempo de duración y a la tensión residual, [1].

Tabla 4.1. Clasificación de sags e interrupciones de tensión por duración y tensión residual en pu, [14]

Disturbios	Instantáneos	Momentáneos	Temporales
SAGS	0.5 - 30 ciclos (0.1 - 0.9 pu)	30 ciclos - 3 seg (0.1 - 0.9 pu)	3 seg - 1 min (0.1 - 0.9 pu)
Interrupciones	-	0.5 ciclos - 3 seg < 0.1 pu	3 seg - 1 min < 0.1 pu

El estudio de sags de tensión en sistemas trifásicos debe considerar por una parte el tipo de falla que se presente en la red eléctrica y por otra parte debe estudiarse la afectación que provoca el tipo de falla en la alimentación de los transformadores trifásicos. La clasificación de sags por tipo de falla, en los circuitos que presentan falla, llega a ser claramente definida al analizar los abatimientos de tensión obtenidos. Pero la existencia de transformadores entre la falla y el punto de análisis puede provocar efectos diversos en los abatimientos del circuito secundario del transformador, tales como magnitudes de falla diferentes a las obtenidas en el punto de falla y el corrimiento atípico de ángulos entre fases.

Estas diferencias en el comportamiento de la tensión de los circuitos secundarios de los transformadores dependen del tipo de conexión de los transformadores, tales como la conexión estrella aterrizada, estrella no aterrizada y delta, [1].

Ante esto, en [1] se realizó una clasificación de los diferentes tipos de sags que se pueden producir, considerando el tipo de falla y la conexión de transformadores, dando paso a los llamados "tipos de sags". Por tanto, se tiene una clasificación de siete tipos de sags de tensión, los cuales se denominan por letras desde la A hasta la G.

4.4.1. Sag tipo A

El sag tipo A es generado por una falla trifásica y causa una reducción simétrica de la tensión en las tres fases. La tensión residual de las fases depende de la distancia entre el punto de falla y de la ubicación en donde se está observando el sag de tensión. Este tipo de evento se observa sobre cargas conectadas en delta o estrella, por tanto, la afectación a un transformador es simétrica y en consecuencia el circuito secundario presentará también un sag simétrico, figura 4.5.

4.4.2. Sag tipo B

El sag tipo B es producido por una falla asimétrica de línea a tierra causando una reducción de tensión únicamente en la fase fallada con respecto al neutro. Este tipo de sag se puede observar claramente en cargas conectadas en estrella, por tanto, la afectación a un transformador dependerá del tipo de conexión del devanado primario y secundario. En la figura 4.5 se muestra el esquema fasorial de los sags tipo A y B.

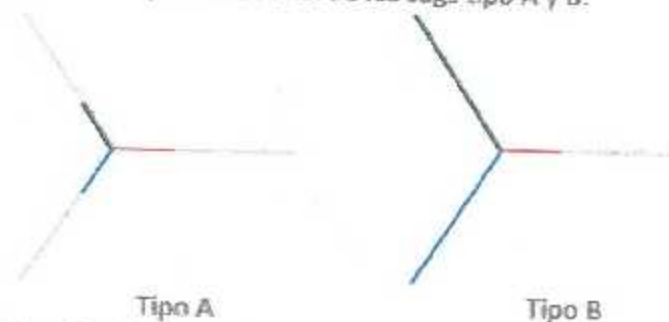


Fig. 4.5. Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo A y B

4.4.3. Sag tipo C

El sag tipo C se produce por medio de una falla bifásica ocasionando un abatimiento de tensión en dos fases, conjuntamente con cambios en el ángulo de fase. En cargas conectadas en estrella se puede observar este fenómeno, por lo que en transformadores se tendrá la afectación en la alimentación de dos fases y corrimientos de ángulo, y dependerá del tipo de conexión del devanado primario y secundario del transformador para evaluar el tipo de sag que se obtendrá en el circuito secundario, figura 4.6.

4.4.4. Sag tipo D

El sag tipo D surge de la ocurrencia de una falla entre líneas en el sistema; en este se presenta cambios de tensión en cada una de las fases, presentando reducciones en valores diferentes. De igual forma presenta afectación angular, haciendo que el desplazamiento angular difiera de los 120 grados entre las tensiones de fase. Este evento se observa cuando se involucra la conexión delta de transformadores. Los tipos de sags C y D son mostrados en la figura 4.6.

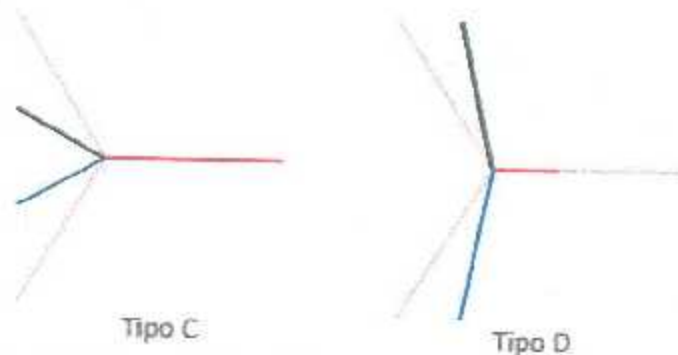


Fig. 4.6. Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo C y D

4.4.5. Sag tipo E

El sag tipo E se presenta ante una falla bifásica a tierra provocando una reducción de tensión en dos fases del circuito fallado, sin generar desfase angular entre ninguna fase. Este evento se observa en cargas conectadas en estrella y sus características están ligadas a las condiciones de puesta a tierra de la carga. Este sag es considerado uno de los de mayor impacto, por lo que en transformadores se tendrá la afectación en la alimentación de dos fases, y dependerá del tipo de conexión del devanado primario y secundario del transformador para evaluar el tipo de sag que se obtendrá en el circuito secundario, figura 4.7.

4.4.6 Sag tipo F

El sag tipo F presenta una disminución diferente de magnitudes en cada una de las tensiones de fase. Este tipo de sag se observa en los secundarios de transformadores y proviene de una falla entre líneas, además depende del tipo de conexión que se tenga en el transformador. En este tipo de sag los fasores son afectados en magnitud entre fases y angularmente, causando un desbalance total en el sistema, figura 4.7.

4.4.7 Sag tipo G

Finalmente, el sag tipo G presenta una reducción considerable en dos fases y solo se puede observar en los secundarios de transformadores cuando se involucran una de las conexiones en delta o estrella flotante; este tipo de sag proviene de una falla bifásica a tierra en el circuito de alimentación del transformador trifásico. La figura 4.7 muestra la representación fasorial de los tipos de sags E, F y G.

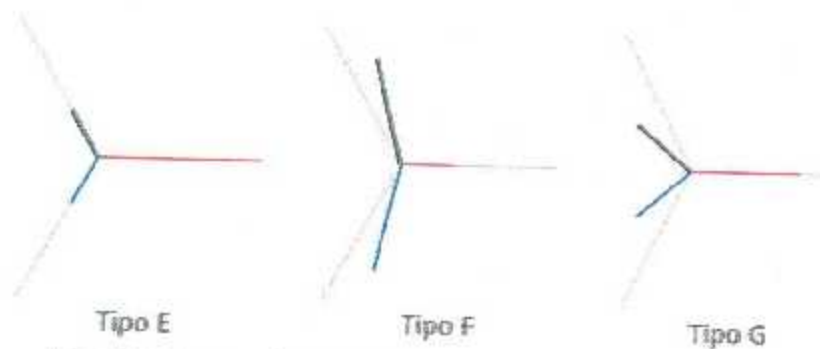


Fig. 4.7. Diagrama fasorial de los sags de tensión tipo E, F y G.

4.4.8. Representación fasorial de los tipos de sags de tensión


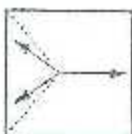
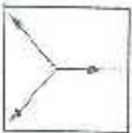
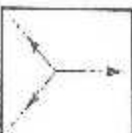
Los diferentes tipos de sags pueden representarse mediante fasores de tensión para cada fase del sistema trifásico. Esta representación se muestra en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Fasores de tensión de cada uno de los diferentes tipos de sags. [2]

Tipo de sag	Tensiones		
	V_a	V_b	V_c
A	V^*	$-\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$
B	V^*	$-\frac{1}{2}E_1 - j\frac{1}{2}E_1\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}E_1 + j\frac{1}{2}E_1\sqrt{3}$
C	E_1	$-\frac{1}{2}E_1 - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}E_1 + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$
D	V^*	$-\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}E_1\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}E_1\sqrt{3}$
E	E_1	$-\frac{1}{2}V^* - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}V^* + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$
F	V^*	$-\frac{1}{2}V^* - j\left(\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*\right)\sqrt{3}$	$-\frac{1}{2}V^* + j\left(\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*\right)\sqrt{3}$
G	$\frac{2}{3}E_1 + \frac{1}{3}V^*$	$-\left(\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*\right) - j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$	$-\left(\frac{1}{3}E_1 + \frac{1}{6}V^*\right) + j\frac{1}{2}V^*\sqrt{3}$

Esta tabla es de suma importancia ya que da a conocer la magnitud y el desplazamiento angular entre las tensiones de cada uno de los diferentes tipos de sag, donde el valor absoluto del fasor corresponde al valor eficaz del voltaje y el ángulo del fasor nos indica el llamado ángulo de fase. La siguiente tabla muestra un compendio de los tipos de sags de tensión clasificados por afectación en el número de fases y la existencia del corrimiento de ángulos.

Tabla 4.3. Tipos de sags de tensión y sus principales características [2]

Corrimiento de fases	Numero de fases		
	1	2	3
Angulo	<p>Sag tipo D</p>  <p>Una fase abatida y desfasamiento angular</p>	<p>Sag tipo C</p>  <p>Dos fases abatidas con desfasamiento angular</p>	<p>Note: Los abatimientos trifásicos pueden tener condiciones relativamente balanceadas; por lo tanto, el sag tipo A es una caracterización del abatimiento de todas las fases.</p>
	<p>Sin desfase</p>  <p>Sag tipo B</p> <p>Una fase abatida sin desfasamiento angular</p>	<p>Sag tipo E</p>  <p>Dos fases abatidas sin desfasamiento angular</p>	

La tabla 4.3 muestra una clasificación específica de los sags en cuanto al desfasamiento angular, donde se ve que los sags tipo C y D son los que presentan corrimiento angular mientras que los sags A, B y E muestran únicamente abatimiento en la magnitud de tensión.

4.5 Sags en transformadores por fallas en la alimentación

Como ya se ha analizado en los capítulos anteriores, las fallas que se presentan en las redes eléctricas son por orden de ocurrencia: falla monofásica, dos fases a tierra, dos fases y trifásica. Esto lleva a considerar que la mayoría de los sags ocurridos en las redes eléctricas son del tipo asimétrico. Por ello, el desbalance ocurrido en la red eléctrica afecta a los equipos trifásicos, incluido los transformadores de la red eléctrica.

En consecuencia, la presencia de un sag desbalanceado en el circuito primario de un transformador trifásico origina diversos comportamientos en el circuito secundario del transformador. Este comportamiento depende de los tipos de conexión que presentan los devanados primario y secundario, además de la existencia o no de la conexión a tierra. Por tanto, y debido a la presencia de transformadores en los sistemas de potencia, no es común que las cargas experimenten sags de tensión al mismo nivel de tensión que fue producido por la falla, por ello, es importante conocer el impacto que generan los sags de tensión en los transformadores considerando sus diferentes tipos de conexión. [1-2].

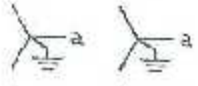
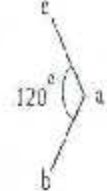
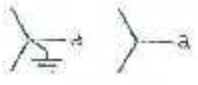
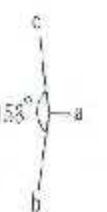
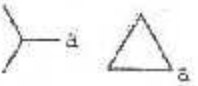


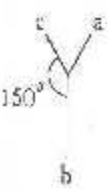
La tabla 4.4 muestra los diferentes tipos de fallas eléctricas asociadas a las diferentes conexiones de los transformadores y al tipo de medición que se realice, que puede ser de medición de fase o entre líneas.

Tabla 4.4. Caracterización de sags ante diferentes fallas y conexiones del transformador.

Tipo de falla	Medición de sags			
	ϕ -N	ϕ -N secundario en Δ -Y o Y-d	ϕ - ϕ	ϕ - ϕ secundario en Δ -Y o Y-d
3 ϕ	A	A	A	A
1 ϕ -Tierra	B	C	D	C
2 ϕ	C	D	C	D
2 ϕ -Tierra	E	F	F	G

Considerando que la mayor ocurrencia de fallas es del tipo fase-tierra, la siguiente tabla muestra la afectación del circuito secundario de las diversas configuraciones de conexiones de transformadores trifásicos. Asimismo, se considera que se presenta una falla sólida a tierra y las tensiones de las fases sanas no se ven afectadas durante la falla.

Tabla 4.5. Voltajes en el devanado secundario del transformador ante una falla monofásica en el devanado primario. [2]

Conexión de transformador (primario/secundario)	Voltajes						Diagrama fasorial
	Línea V_{ab}	Línea V_{bc}	Línea V_{ca}	Fase V_{a0}	Fase V_{2n}	Fase V_{3n}	
	0.58	1.00	0.58	0.00	1.00	1.00	
	0.58	1.00	0.58	0.33	0.88	0.88	
	0.33	0.88	0.88	-	-	-	
	0.88	0.88	0.33	0.58	1.00	0.58	

La tabla 4.5 es idealizada en el sentido que las fases no falladas presentan 1 pu de tensión, lo cual, en sistemas reales llega a no cumplirse. Debido a esto, los sags desbalanceados presentan este tipo de comportamientos de manera aproximada, tanto en las tensiones abatidas como en los corrimientos angulares.

Capítulo V. – Influencia del desbalance de tensión en diversos equipos

5.1 Introducción

En los sistemas eléctricos de potencia, los motores son una componente muy representativa de las cargas industriales y comerciales. La necesidad de las industrias por mejorar la eficiencia de sus procesos ha incrementado el uso de equipos electrónicos como variadores de frecuencia, el uso de motores de alta eficiencia y de condensadores para mejorar el factor de potencia. Siendo el motor de inducción el dispositivo de mayor uso en sector industrial es muy importante realizar estudios focalizados a determinar los efectos de una mala calidad de la energía y el impacto que tienen sobre la eficiencia y la confiabilidad de los motores trifásicos de inducción, [15].

5.2 Influencia del Desbalance de Tensión en Motores Trifásicos.

Cuando los voltajes de línea que alimentan al motor trifásico no son balanceados, se origina un desbalance de corriente en el bobinado del estator. El efecto que presenta el tener voltajes desbalanceados sobre el motor de inducción es equivalente a introducir un "voltaje de secuencia negativa" el cual gira en sentido opuesto al que giraría si el voltaje fuera balanceado. Este voltaje de secuencia negativa produce un flujo magnético giratorio en el entrehierro en sentido contrario a la rotación del rotor, induciendo altas corrientes en el rotor. Cada conjunto de voltajes de secuencia positiva y negativa producen un conjunto balanceado de corrientes en el motor de inducción y la resultante de los dos conjuntos de corrientes representan la corriente real producida en el estator trifásico alimentado por el voltaje desbalanceado real, [15].

El comportamiento del motor de inducción alimentado con el voltaje de secuencia positiva es completamente el mismo que resultaría si el voltaje de alimentación fuera balanceado. Sin embargo, el voltaje de secuencia negativa crea un campo giratorio contrario, de tal forma que si el deslizamiento respecto al campo de secuencia positiva es s , el deslizamiento al campo de secuencia negativa será $(2 - s)$. El motor se comporta como si fuera la resultante de dos motores separados, uno de ellos girando a un deslizamiento s y alimentado con el voltaje de secuencia positiva y el otro girando a un deslizamiento $(2 - s)$ y alimentado con el voltaje de secuencia negativa.

Es fácil observar que el flujo de secuencia negativa está girando respecto al rotor a una velocidad que es aproximadamente dos veces la velocidad síncrona, por lo tanto, las pérdidas en el núcleo del motor se incrementan significativamente. El par de un motor calculado a partir de un voltaje de secuencia positiva nos da el par del motor cuando este opera con voltajes balanceados. Por otro lado, el campo giratorio producido por el voltaje de secuencia negativa produce un par negativo. La magnitud del par de secuencia negativa

no es despreciable, por lo que el par neto en el eje del motor será menor al producido por el voltaje balanceado, [15].

Se ha comprobado que un ligero porcentaje de desbalance de tensión genera un gran porcentaje de desbalance de corriente, de esta manera se infiere que al alimentar un motor con voltajes desbalanceados operando a una determinada carga, este tendrá una elevación de temperatura mucho mayor comparado con el motor operando con la misma carga, pero alimentado con un voltaje balanceado.

Cuando el voltaje de alimentación es desbalanceado, la potencia nominal del motor debe ser disminuida, para lo cual se tiene la figura 5.1 en donde nos muestra el factor de reclasificación el cual debe de ser multiplicado por la potencia nominal del motor original con el objetivo de disminuir la posibilidad de daños en el motor. Puede notarse que hasta el 1% de desbalance no existe problema alguno, si el desbalance es de 2% el factor de reclasificación es de 0.96, si el desbalance es de 5% el factor de reclasificación será de 0.76. Por medio del factor de reclasificación es evidente que el tener un desbalance mayor al 5% no es recomendable ya que afectará en la operación del motor, [15].

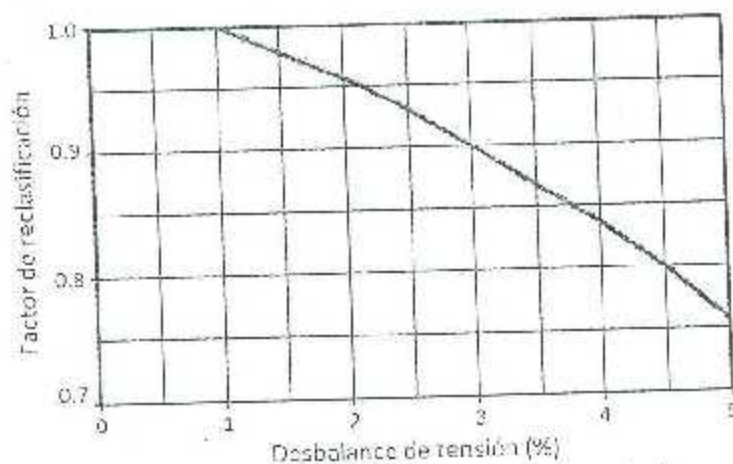


Fig. 5.1. Reclasificación de la potencia nominal

La potencia nominal es uno de los parámetros que más se ven afectados ante la presencia de voltajes desbalanceados. Por otro lado, además de la afectación en la potencia nominal del motor, existen algunos otros parámetros que se ven afectados debido al fenómeno de desbalance, entre ellos destacan:

- El par de arranque y el par máximo disminuyen cuando el voltaje es desbalanceado, por lo tanto, entre más severo sea el desbalance de voltajes es probable que el par del motor ya no sea adecuado o suficiente para satisfacer las necesidades que deba cumplir el motor.
- La velocidad a plena carga disminuirá levemente si el motor es alimentado con voltajes desbalanceados.

- La corriente del rotor bloqueado tendrá un desbalance similar al desbalance de tensión, pero los KVA de rotor bloqueado se incrementarán levemente.
- Cuando el motor está operando a plena carga, el porcentaje de desbalance de corrientes causado será aproximadamente de 6 a 10 veces el porcentaje del desbalance de voltajes. [15]

5.3 Electrónica de potencia

La electrónica de potencia ha revolucionado el concepto de control de la potencia eléctrica en el ámbito de conversión de energía y del control operacional de máquinas eléctricas como lo son los motores eléctricos. La electrónica de potencia, combinan la aplicación de la electrónica y el uso de sistemas de control capaces de la manipulación de la energía eléctrica.

El control está ligado con las características de estado-estable y dinámicas de sistemas de lazo cerrado. La potencia es asociada al equipo estático y rotativo para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. Por último, la electrónica está relacionada con los dispositivos y circuitos de estado sólido para el procesamiento de señales con el fin de cumplir con los objetivos deseados en el control.

En otras palabras, la electrónica de potencia se puede definir como la aplicación de la electrónica de estado sólido para el control y la conversión de la energía eléctrica, la cual se basa principalmente en la conmutación de dispositivos semiconductores. Mediante el desarrollo tecnología de dispositivos semiconductores, las capacidades de manejo de potencia y la rapidez de conmutación de estos dispositivos ha mejorado la aplicación de esta tecnología de forma considerable, así como acrecentado la cantidad de aplicaciones y aprovechamiento de las mismas.

Debido a la gran cantidad de aplicaciones con la que cuenta la electrónica de potencia, esta ha tomado un lugar sumamente importante en el desarrollo de nuevas tecnologías, siendo utilizada en diversos ámbitos, como controladores de temperatura, controladores de iluminación, control de motores, fuentes de poder, sistemas de impulsión de vehículos y sistemas de corriente directa que trabajan con niveles de tensión elevadas, [19].

5.3.1 Circuitos Rectificadores.

Un rectificador es un circuito que convierte una señal de corriente alterna en una señal unidireccional. Dependiendo de la clase de suministro en la entrada, los rectificadores se pueden clasificar en dos tipos: 1) monofásicos y 2) trifásicos. A su vez, dependiendo de los dispositivos semiconductores que se emplean para la conversión de la señal de suministro, se pueden clasificar en tres tipos: 1) no controlados, 2) semi controlados y 3) controlados. El proceso de rectificación para una señal de alterna puede ser llevada a cabo dependiendo de las necesidades que se quieran satisfacer. Una de las opciones de rectificación es el tratar una parte de la señal senoidal de entrada, a la cual se le conoce como rectificación de media onda y al tratamiento de rectificación total de la señal sinusoidal suministrada se le denomina rectificación de onda completa.

En el análisis realizado para la valoración y efecto de los sags de tensión en el uso de rectificadores, utilizaremos un rectificador trifásico de seis pulsos completamente controlado, en donde el uso de tiristores es fundamental para tener el control absoluto del circuito en cuestión. El voltaje de salida de los rectificadores de tiristores se varía controlando el ángulo de retardo o de disparo de los tiristores. Un tiristor controlado por fase se activa aplicando un pulso corto a su compuerta, y se desactiva por conmutación natural o de línea; en caso de que la carga sea muy inductiva, se desactiva disparando otro tiristor del rectificador durante el medio ciclo negativo del voltaje de entrada. [19]

La eficiencia de los rectificadores controlados es, en general, superior al 95%. Debido a que estos convierten la energía de tipo alterna a energía de tipo directa, a estos rectificadores se les llama también como convertidores ca/cd, y son empleados en diversas aplicaciones industriales, en especial en propulsores de velocidad variable, desde potencias fraccionarias hasta niveles de megawatts.

Los convertidores controlados por fase se pueden clasificar en dos tipos, que dependen de la alimentación: 1) convertidores monofásicos y 2) convertidores trifásicos. Cada uno de estos tipos se pueden dividir en a) semiconvertidor, b) convertidor completo y c) convertidor dual.

Un semiconvertidor es un convertidor de un cuadrante, y tiene su voltaje y corriente de salida de una polaridad. Un convertidor completo es uno de dos cuadrantes, y la polaridad del voltaje de salida puede ser positiva o negativa. Sin embargo, la corriente de salida del convertidor completo sólo tiene una polaridad. Un convertidor dual puede operar en cuatro cuadrantes y su voltaje y corriente de salida pueden ser positivos o negativos. En algunas aplicaciones, los convertidores se conectan en serie para operar a mayores voltajes, y para mejorar el factor de potencia en la entrada, [20].

5.3.2 Circuitos Rectificadores trifásicos controlados bajo condiciones desbalanceadas.

En los últimos años se han realizado análisis sobre la calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia y estos han demostrado que el desbalance de tensión es uno de los principales problemas en la mayoría de las redes de distribución, algunos de los principales problemas que afectan al desequilibrio de voltajes en la red de distribución son [21-22]:

1. Distribución desigual de cargas monofásicas en sistemas trifásicos.
2. Alimentadores desiguales e impedancia en devanados de los transformadores.
3. Generación de energía asimétrica conectada a la red eléctrica, como por ejemplo la implementación de paneles solares e inversores.
4. Liberación repentina de cargas y la energización de grandes cargas.

El desbalance de tensión en sistemas rectificadores es perjudicial para el desempeño óptimo del tratamiento de señales, afectando principalmente en el proceso de conversión de la energía, en donde el proceso consta de convertir un tipo de energía con ciertas características a otro con cualidades diferentes, en este caso, los sistemas rectificadores encargados de convertir la energía de tipo sinusoidal a energía de tipo directa. En ambos lados del sistema se presentan afectaciones diferentes, en el lado de alterna, la presencia de armónicos es evidente principalmente por la presencia de elementos semiconductores que funcionan bajo el principio de conmutación y el proceso de rectificación de la señal de voltaje. Por otro lado, en la parte de corriente directa, se presentan variaciones en el rizo de voltaje y pérdida en la potencia entregada por el rectificador, lo cual puede ser perjudicial para las cargas que estén siendo alimentadas por estos circuitos rectificadores, desde el mal desempeño a la pérdida total de los equipos.

Capítulo VI. - Simulaciones.

6.1. Introducción

En la actualidad, existen infinidad de equipos eléctrico/electrónicos trifásicos, unos más sensibles que otros, capaces de desarrollar una infinidad de operaciones. Ante esto, es necesario conocer los efectos que ocasionan la alimentación con voltajes desbalanceados a diferentes tipos de cargas trifásicas.

La propagación de los disturbios en la red depende de varios factores, algunos de estos son, el lugar en donde se presente la falla, la topología y robustez de la red eléctrica. Entre otros aspectos a considerar se encuentran, la ubicación de los sistemas de protección y de los transformadores, haciendo énfasis en los diferentes tipos de conexión de estos últimos, la cantidad y tipos de cargas aledañas al punto donde se presente la falla.

En este capítulo se presentan los casos de estudio para evaluar el impacto de sags en la tensión secundaria de un transformador Delta-Estrella cuando ocurre una falla monofásica en lado primario del transformador. Los modelos de simulación se desarrollaron en el programa computacional PSCAD/EMTDC, donde los casos de estudio son:

- Caso 1. Transformador en vacío
- Caso 2. Transformador con cargas pasivas R, L, C, RL y RLC
- Caso 3. Transformador con motor trifásico de inducción
- Caso 4. Transformador con convertidor trifásico controlado

6.2.- Modelo en PSCAD para la evaluación de sags de tensión en transformador Δ -Y.

La representación del circuito del sistema eléctrico bajo estudio se muestra en la figura 6.1, a este sistema se le aplican fallas de línea a tierra de diferente severidad para obtener diferentes porcentajes de abatimientos en el punto de acoplamiento común (PCC) con el transformador y la fuente de tensión.

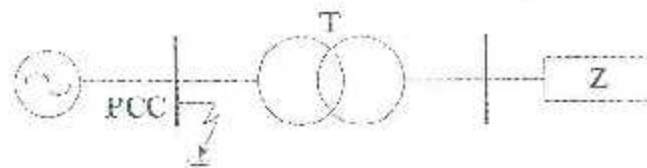


Fig. 6.1. Esquema eléctrico para el modelado de sags de tensión.

El sistema eléctrico desarrollado en PSCAD se muestra en la figura 6.2, donde se cuenta con una fuente de tensión trifásica aterrizada conectada a una carga mediante un transformador trifásico de 115/13.8kV, 60Hz, 20 MVA con Delta-Estrella.

El módulo de fallas está configurado para aplicar la falla a diferentes niveles de severidad en la fase A. Con esto se analizará el impacto de sags de tensión en transformadores y en terminales de la carga.

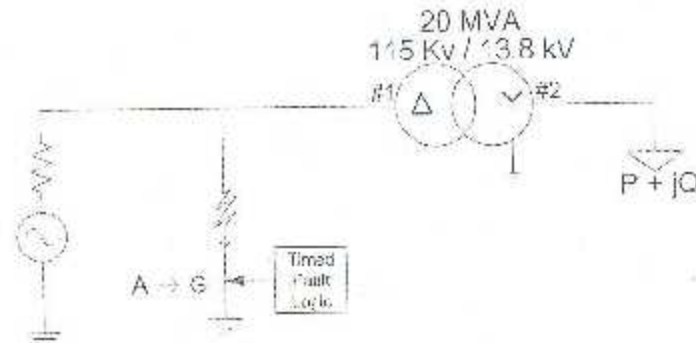


Fig. 6.2. Modelo empleado para el análisis de sags de tensión en PSCAD/EMTDC.

El análisis realizado consistió en generar diez diferentes magnitudes de abatimiento en el lado de la fuente. Por medio del cálculo de resistencias de falla, Tabla 6.1, fue posible generar abatimientos incrementales de 10% en una de las fases hasta llegar a perder el total de la tensión de la línea. El principal objetivo es conocer los niveles de tensión y el desfase angular en el lado secundario del transformador, ya que los niveles bajos de tensión pueden afectar a las cargas de mayor sensibilidad.

Tabla 6.1. Abatimientos de tensión en fase A ante falla monofásica

% Sag	Abatimiento	$V_{\text{fase}} \text{ (RMS)}$	R_{falla}
100%	0 kV	66.395 kV	—
90%	6.639 kV	59.753 kV	0.0900008 Ω
80%	13.278 kV	53.114 kV	0.0400006 Ω
70%	19.917 kV	46.475 kV	0.0233333 Ω
60%	26.557 kV	39.835 kV	0.015 Ω
50%	33.196 kV	33.196 kV	0.0100006 Ω
40%	39.835 kV	26.557 kV	0.0066666 Ω
30%	46.475 kV	19.917 kV	0.0042857 Ω
20%	53.114 kV	13.278 kV	0.0025001 Ω
10%	59.753 kV	6.639 kV	0.0011111 Ω
0%	66.395 kV	0 kV	0.0001 Ω

En la figura 6.3 se muestra las formas de onda de las tensiones trifásicas en el lado de la fuente al generar un abatimiento de tensión al 50% en la fase A aplicando una falla de línea a tierra con la fuente trifásica sólidamente aterrizada.

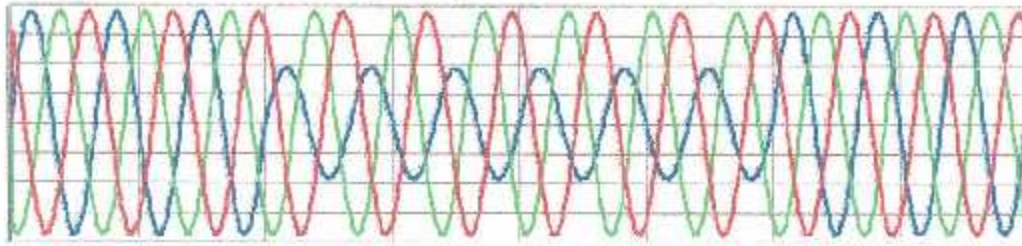


Fig. 6.3. Tensión trifásica con 50% de abatimiento en una fase.

La figura 6.4 expresa el diagrama fasorial del mismo fenómeno donde se muestran las tensiones de fase del lado de la fuente, las cuales son iguales a las tensiones de fase del generador.

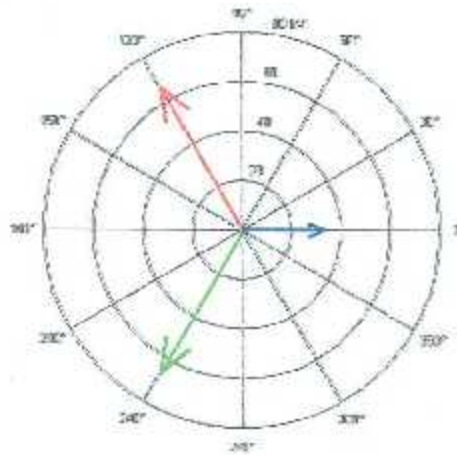


Fig. 6.4. Representación fasorial de la tensión trifásica con 50% de abatimiento en una fase.

Como es evidente, el abatimiento mostrado en el lado de la fuente es únicamente en magnitud ya que lo que se pretende estudiar es el impacto que genera el abatimiento en magnitud en una de las tres fases de la alimentación al transformador.

Para el análisis de cada uno de los niveles de abatimiento mostrados en la tabla 6.1, fue necesario obtener las mediciones de fase A, B y C, así como las mediciones de línea-línea AB, BC y CA, con el objetivo de verificar las diferencias en las mediciones, figura 6.5.

En la figura 6.5, los fasores de color rojo expresan cada uno de los abatimientos de tensión. En la medición de tensión de fase se muestra cómo se van generando los abatimientos de tensión únicamente en magnitud de la fase fallada. En la medición de tensión línea-línea se puede apreciar que además del desfase natural de la delta, existe un corrimiento angular en dos de las tres mediciones; AB y CA tienden a disminuir el desfaseamiento y a reducir en magnitud de forma similar, pero la medición restante BC no presenta afectación en magnitud ni en desfaseamiento angular. En mediciones de línea, el desfaseamiento de 120° que debería de existir entre ellas se va perdiendo conforme aumenta el nivel de abatimiento, figura 6.6.

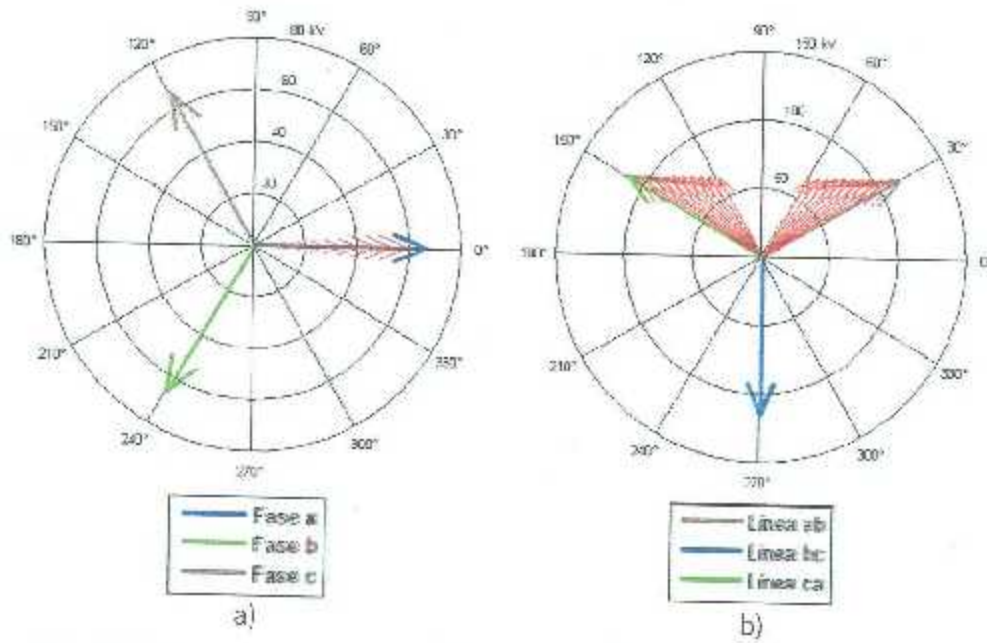


Fig. 6.5. Representación fasorial del primario del transformador ante sags.

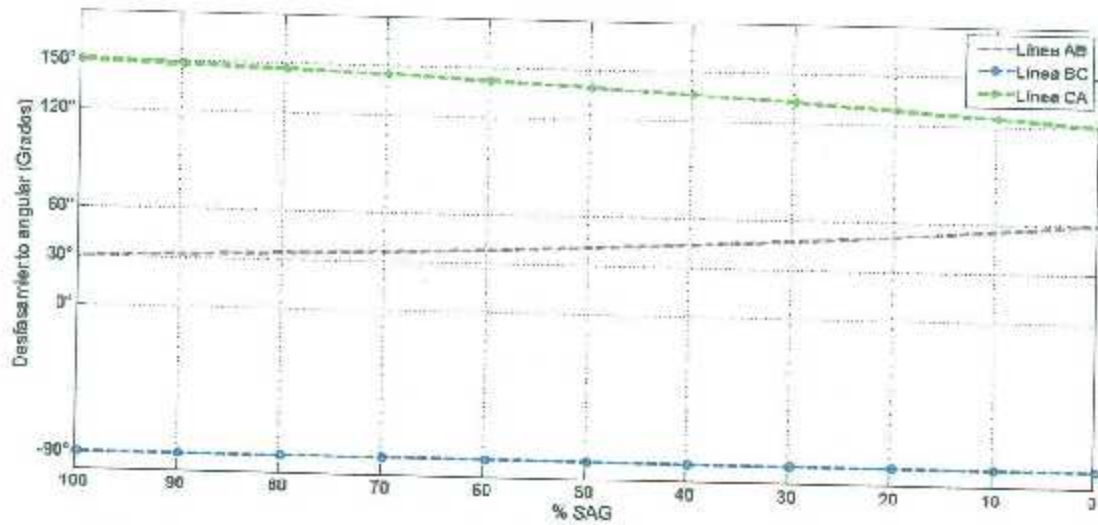


Fig. 6.6. Desfasamiento angular de línea-línea en la delta del transformador.

La medición AB muestra corrimiento angular positivo, mientras que CA tiene un corrimiento angular negativo, de esta forma se determina que ambas mediciones se están cerrando angularmente reduciendo el desfasamiento entre ellas, esto es evidente en la figura 6.7.

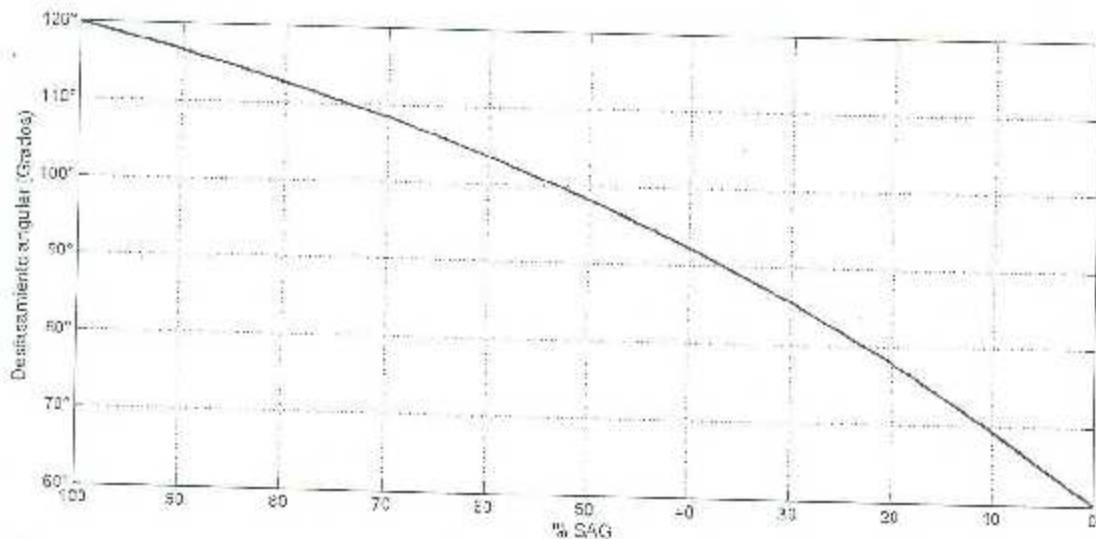


Fig. 6.7. Desfasamiento angular entre mediciones AB y CA en la delta del transformador.

Al tener un sistema balanceado existe un desfase típico de 120° , pero al ir incrementando el nivel de desbalance se aprecia que la separación angular entre las mediciones AB y CA se va reduciendo. Al 50% de abatimiento en la fase A de alimentación tenemos un desfase angular aproximadamente 97° entre las mediciones AB y CA. Al ocasionar la pérdida total de la fase A se aprecia que el máximo desfase entre estas mediciones es de 50° .

Teniendo en cuenta la clasificación general de los sags se puede determinar que, ante un abatimiento de tensión en una de las fases de la fuente de alimentación, se presenta un sag tipo B en el lado de la fuente, siempre y cuando se realice medición por fases, mientras que al realizar mediciones de línea-línea el comportamiento de los sags es un tipo C.

6.3 Caso 1: Transformador en Vacío

Al realizar el análisis en el devanado secundario del transformador, se aprecia un comportamiento diferente en la medición de fase en comparación con la medición de fase del primario.

En la conexión estrella se aprecia un desfaseamiento natural propio de dicha conexión, el cual es de 30° cuando el sistema está balanceado, pero al ir generando los abatimientos de tensión se manifiesta un comportamiento un tanto similar al mostrado en la medición de línea-línea del primario. Las fases A y C del secundario tienden a juntarse cuando aumenta el nivel de abatimiento, además el desfaseamiento entre ellas se reduce y sus magnitudes decaen de manera equitativa. La fase B no presenta cambio alguno al ir generando los abatimientos ya que el único corrimiento que se observa es el de 30° generado por la conexión y su magnitud se mantiene sin cambio alguno. La figura 6.8 muestra la representación fasorial del secundario del transformador cuando son aplicados cada uno de los niveles de abatimientos de tensión en el lado de la fuente de alimentación.

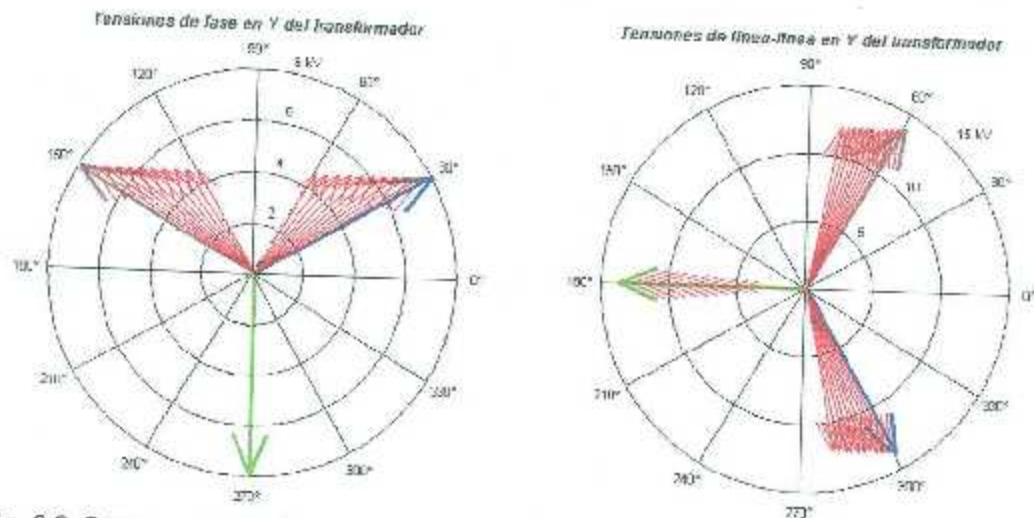
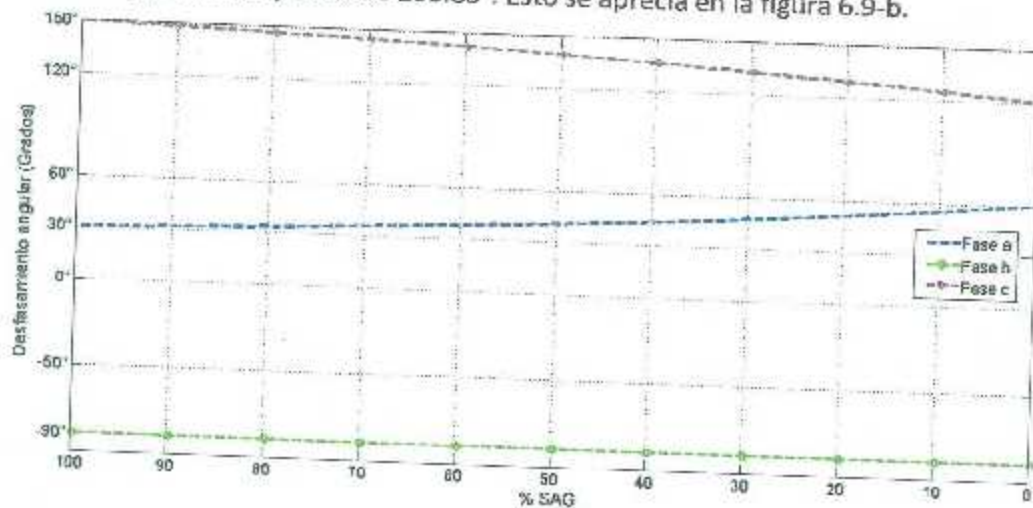
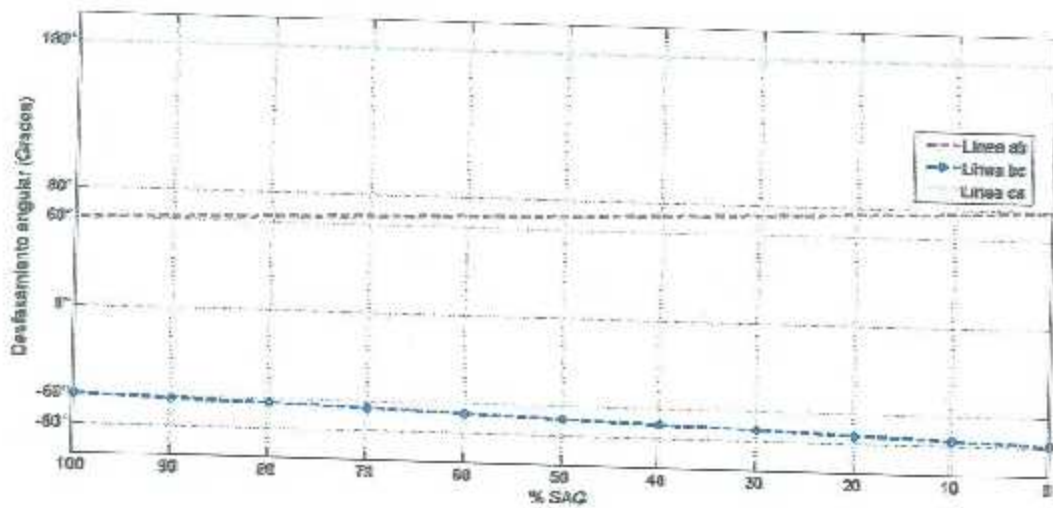


Fig. 6.8. Representación fasorial del secundario del transformador ante sags de tensión.

Existen diferencias entre realizar mediciones de fase y mediciones de línea-línea, lo cual es evidente en la figura 6.9. En la figura 6.9-a se observan los desfases angulares ante mediciones de fase en el secundario del transformador, donde la separación máxima entre a y b es de alrededor de 150° , mientras que entre b y c es de 150° , y entre c y a es de 60° . Por otro lado, al realizar las mediciones de línea-línea el comportamiento difiere bastante, ya que las mediciones ab y bc tienden a separarse de manera similar, esto quiere decir que el desfase que existe entre ellas tiende a aumentar conforme el nivel de abatimiento aumenta. Las magnitudes tienden a decaer ligeramente igual en ambas mediciones. En este caso, la medición ca presenta afectación únicamente en magnitud, esta va disminuyendo conforme el nivel de abatimiento se incrementa y su desfase permanece igual. La separación máxima entre ab y bc es de aproximadamente 158.2° , mientras que entre ab y ca es de 100.96° , y entre bc y ca es de 100.83° . Esto se aprecia en la figura 6.9-b.



a) mediciones de fase



b)) mediciones de línea-línea

Fig. 6.9. Desfasamiento angular de la alimentación al transformador.

En base a los datos obtenidos, se determina que, en el secundario del transformador al realizar mediciones de fase se manifiestan sags tipo C, mientras que en mediciones de línea-línea se aprecian sags tipo D, [1].

6.4 Caso 2: Transformador con Cargas Pasivas Ideales

Como ya se ha analizado en el caso 1, ante una falla monofásica en la alimentación a un transformador Delta-Estrella, el devanado secundario del transformador presenta sags de tensión tipo C o tipo D, para medición de fase o de línea, respectivamente. Estas tensiones desbalanceadas y atípicas presentarán un consumo de corriente relacionado con las características de la tensión de alimentación, por lo que puede mencionarse que se obtendrán sags de corriente.

Para desarrollar este caso, se considera utilizar diferentes tipos de cargas pasivas trifásicas ideales, con la finalidad de analizar el impacto de la falla sobre la corriente en dichas cargas.

6.4.1 Cargas pasivas tipo R, L, C

La propuesta de cada una de las cargas empleadas en cada análisis representa aproximadamente el 75% de la potencia del transformador, esto quiere decir que, al tener un transformador con potencia de 20 MVA, la potencia total de cada carga será de 15 MW para la carga resistiva o de 15 MVAR para las cargas inductiva o capacitiva.

El estudio se realizó para cada carga por separado, aplicando la variación de la severidad de la falla, registrando las tensiones aplicadas en la carga y las corrientes de consumo de las mismas. Los resultados para cada carga se visualizan en las figuras 6.10 a 6.12.

El comportamiento de los fasores de tensión por fase, mostradas en la figura 6.10, presentan una tendencia similar a la tensión del transformador en vacío, con una ligera diferencia en el desfase alcanzado en la carga resistiva, donde se ve que la carga resistiva presenta que

el fasor de tensión alcanza los 24.9° , en lugar de los 30° esperados cuando la carga es balanceada. Analizando los diferentes abatimientos aplicados, el comportamiento del desfase angular en las fases A y C disminuye cuanto mayor es el abatimiento. Se visualizan los 60° de desfase ante una falla franca a tierra y abatimiento en sus magnitudes del 42.3% de la tensión balanceada presentada en las fases A y C, mientras que la fase B permanece sin cambio alguno, obteniendo un sag tipo C. En las mediciones de tensión línea-línea, mostradas en la figura 6.11, se presenta incremento del desfase angular entre las mediciones AB y BC, en donde la máxima separación entre ambas es de 201.8° y reducción similar en magnitud en ambas mediciones. El máximo abatimiento es del 11.8% de la tensión balanceada en las mediciones AB y BC, mientras que CA presenta únicamente reducción en magnitud conforme aumenta el nivel de abatimiento, llegando al 66.7% de la tensión balanceada.

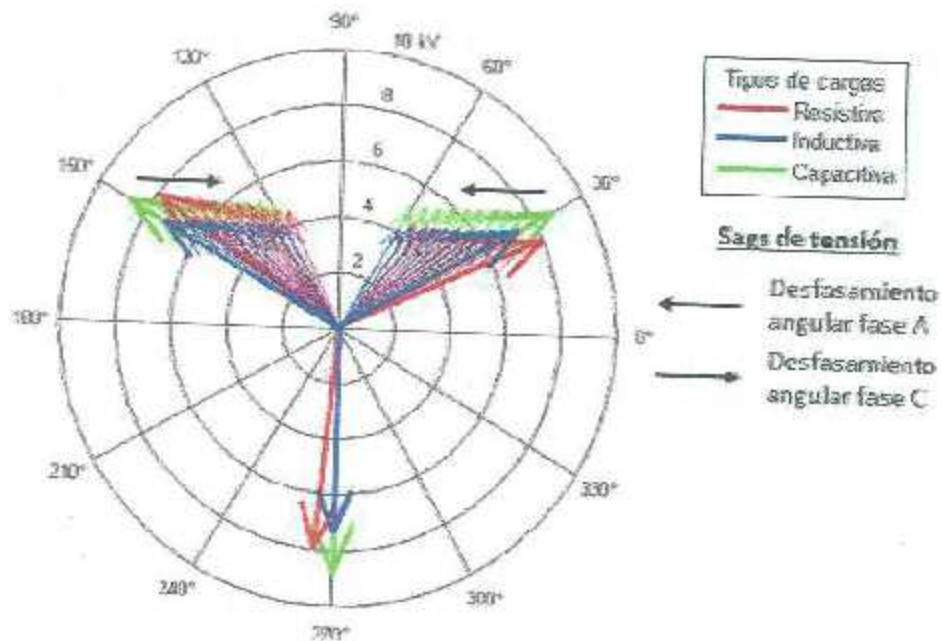


Fig. 6.10. Representación fasorial de las mediciones de fase de los diferentes tipos de cargas pasivas ante distintos niveles de sags de tensión.

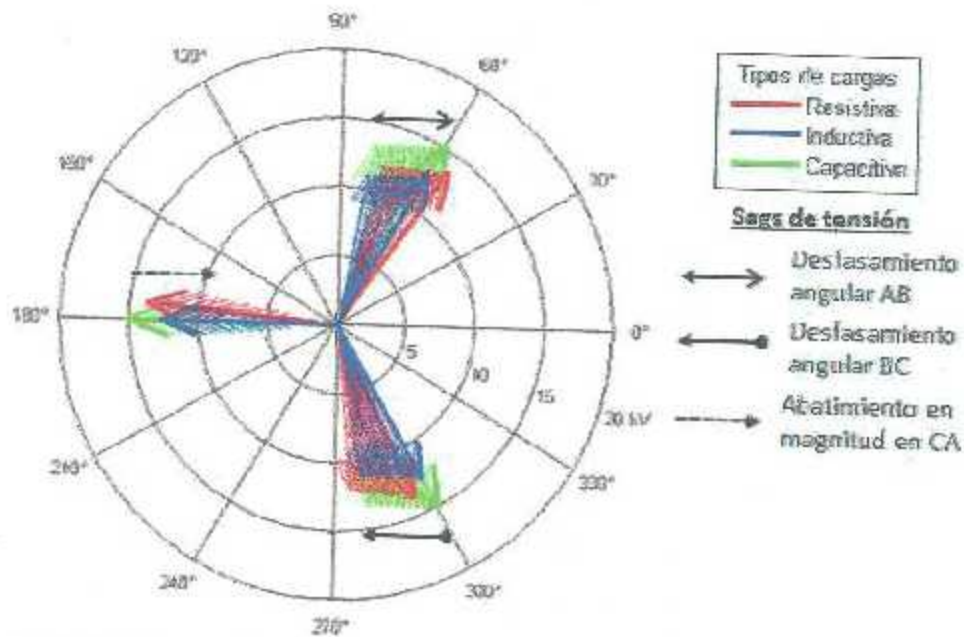


Fig. 6.11. Representación fasorial de las mediciones de línea de los diferentes tipos de cargas pasivas ante distintos niveles de sags de tensión.

En cuanto a las corrientes que demanda cada una de las cargas, figura 6.12, la carga resistiva presenta corrientes que se encuentra en fase con la tensión por lo que el comportamiento en la corriente es completamente el mismo que se muestra en las tensiones de fase. Las corrientes que demanda la carga inductiva y capacitiva muestran un desfase de 90° con respecto a las corrientes de la carga resistiva, el efecto que se presenta en las corrientes es similar al mostrado en las tensiones de fase. Por tanto, las corrientes resultantes en las cargas pasivas muestran un comportamiento similar al sag de tensión tipo C.

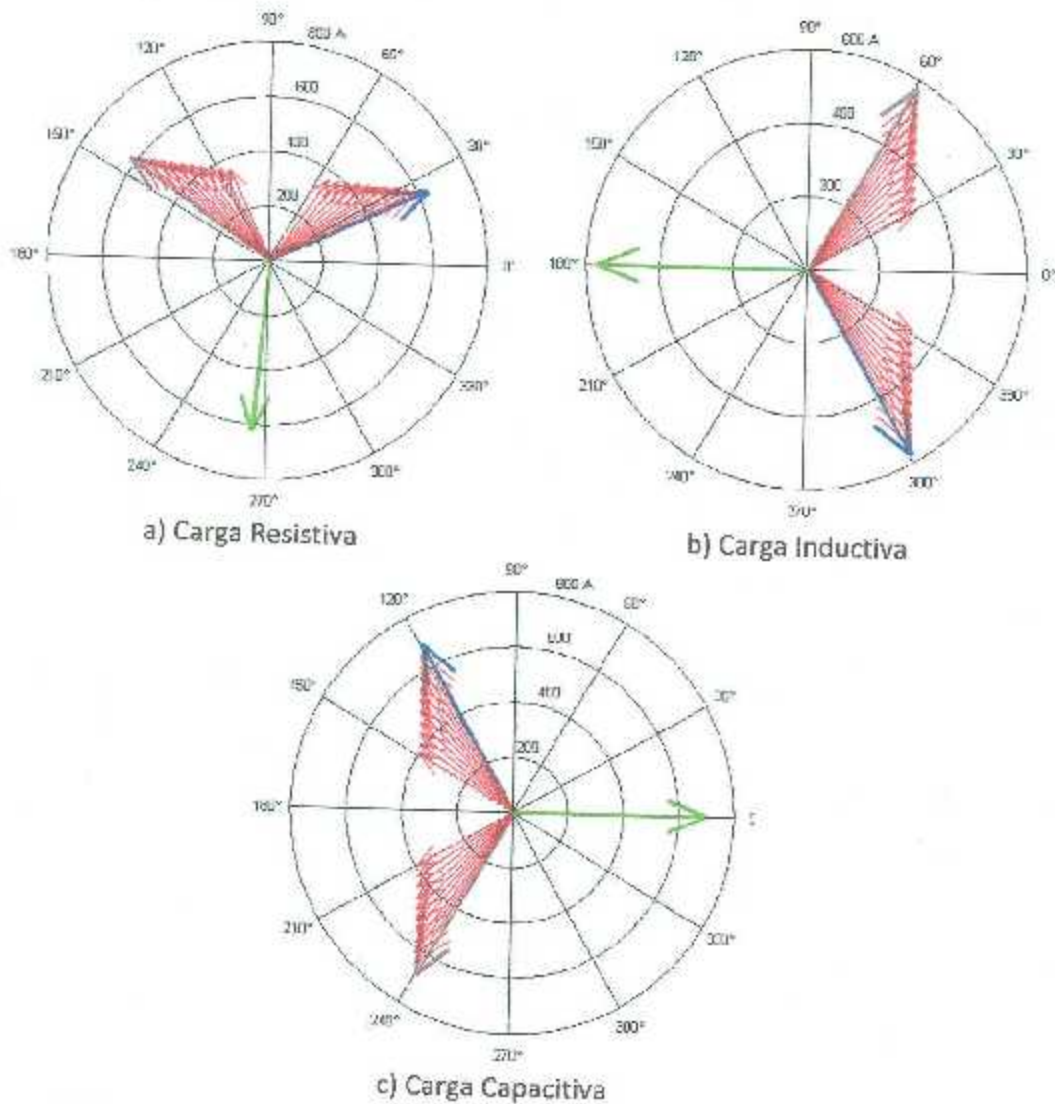


Fig. 6.12. Representación fasorial de las mediciones de corriente de las cargas pasivas

6.4.2 Cargas pasivas tipo RL y RLC

Se propone la conexión de cargas ideales trifásicas compuestas, una carga tipo RL en paralelo de 15 MVA a f_p 0.7 en atraso y en la otra configuración se tiene la misma carga RL pero incluyendo un capacitor para mejorar el factor de potencia a 0.95 en atraso.

Durante el análisis se apreció que los resultados obtenidos en ambas cargas presentan un comportamiento similar al de las cargas pasivas individuales. La figura 6.13 muestra las tensiones en el devanado secundario del transformador, donde el comportamiento de las tensiones de fase en las fases A y C tienden a disminuir el desfaseamiento entre ellas, de igual manera que en las cargas puras.

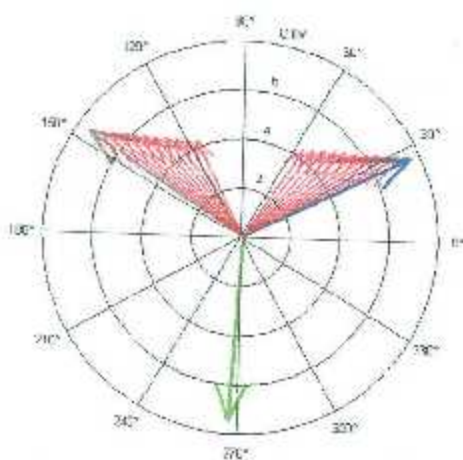
Así mismo, el máximo acercamiento angular que presentan las fases A y C es de 60° y el máximo abatimiento de magnitud en dichas fases es de 42.3 % de la tensión nominal.

Por su parte, las mediciones de línea-línea presentan el mismo comportamiento que en los análisis mostrados anteriormente, teniendo una separación angular entre las mediciones AB y BC, ambas con reducción en magnitud, donde el máximo desfaseamiento presente entre ambas mediciones es de 158.2° , siendo este menor que el mostrado en las cargas pasivas individuales, y el abatimiento de dichas mediciones es de 11.80 % de la tensión balanceada. La medición CA únicamente muestra abatimiento de tensión, la cual presenta una reducción máxima de aproximadamente 66.7% de la tensión nominal, dicha medición no presenta afectación en desfaseamiento angular.

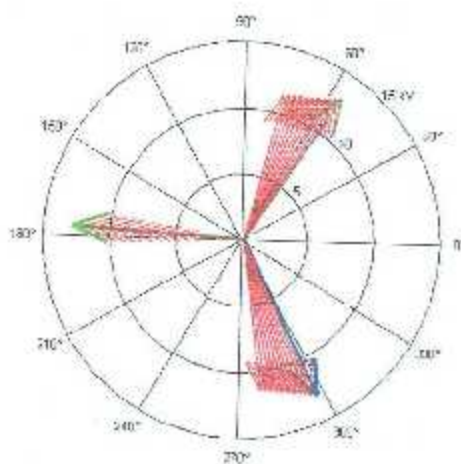
La corriente consumida por la carga compuesta muestra el mismo fenómeno presente en las mediciones de fase de dicha carga, la única diferencia se ve en el desfaseamiento angular existente entre las tensiones de fase y las corrientes, ya que al existir una carga RL se tiene un factor de potencia, en otras palabras, no es más que el desfaseamiento que existe entre la tensión y la corriente. Al tener un factor de potencia de 0.7, tenemos un desfaseamiento de 45.6° entre la corriente y la tensión, esto se aprecia en la figura 6.13.

Considerando la inserción de un capacitor para mejorar el factor de potencia en la carga pasiva RL, la mejora del factor de potencia va de 0.7 a 0.95 en atraso. El análisis de los sags de tensión al tener conectada una carga tipo RL-C se presenta el mismo comportamiento en las tensiones de fase y de línea que para la carga RL. Cabe mencionar que, ante la presencia de un banco de capacitores, la caída de tensión presente en una carga RL es mayor que en una carga RL-C, debido al soporte de tensión que brinda el capacitor, por lo que se espera tener fasores de mayor magnitud en las gráficas de tensión (que se omiten por espacio).

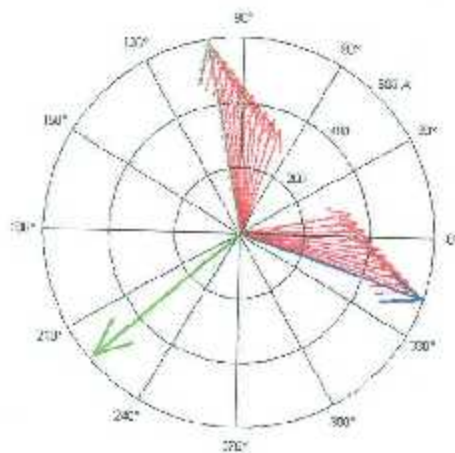
Por su parte, las corrientes presentan una reducción de magnitud considerable a comparación de la carga RL sin banco de capacitores. Al generar cada uno de los niveles de abatimientos de tensión se aprecia claramente el mismo fenómeno que se presenta en las cargas RL.



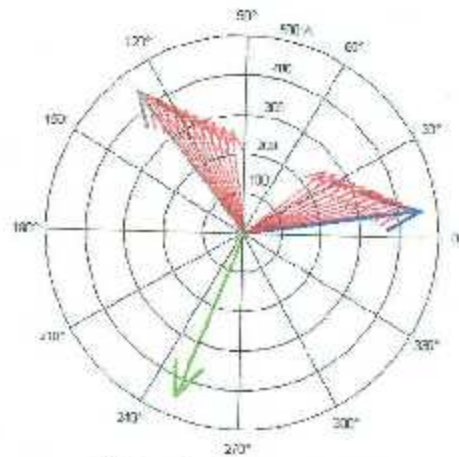
a) Tensiones de fase



b) Tensiones de línea



c) Corriente carga RL



d) Corriente carga RL-C

Fig. 6.13. Representación fasorial de las mediciones de fase, línea para la carga RL y las corrientes para carga RL y RL-C

6.4.3 Conclusiones sobre cargas pasivas

Como análisis general, para la conexión Delta-Estrella, realizando mediciones de fase en el secundario del transformador, el impacto de sags de tensión en el lado fuente muestra un impacto en las fases A y C presentando un abatimiento similar en ambas fases y un corrimiento angular de las mismas fases, mientras que la fase B permanece sin cambio alguno tanto en magnitud como en ángulo.

Por otro lado, las corrientes de las cargas inductivas y capacitivas muestran un desfasamiento de 90 grados en atraso y adelanto respectivamente con respecto a la tensión. El comportamiento tanto de las tensiones como de las corrientes en el secundario del transformador ante mediciones de fase muestra grandes similitudes entre los distintos tipos de cargas ya que el desfasamiento angular y abatimiento en magnitud se presenta en las fases A y C, mientras que la fase B permanece sin cambios en ángulo ni en magnitud.

6.5 Caso 3: Motor de inducción trifásico

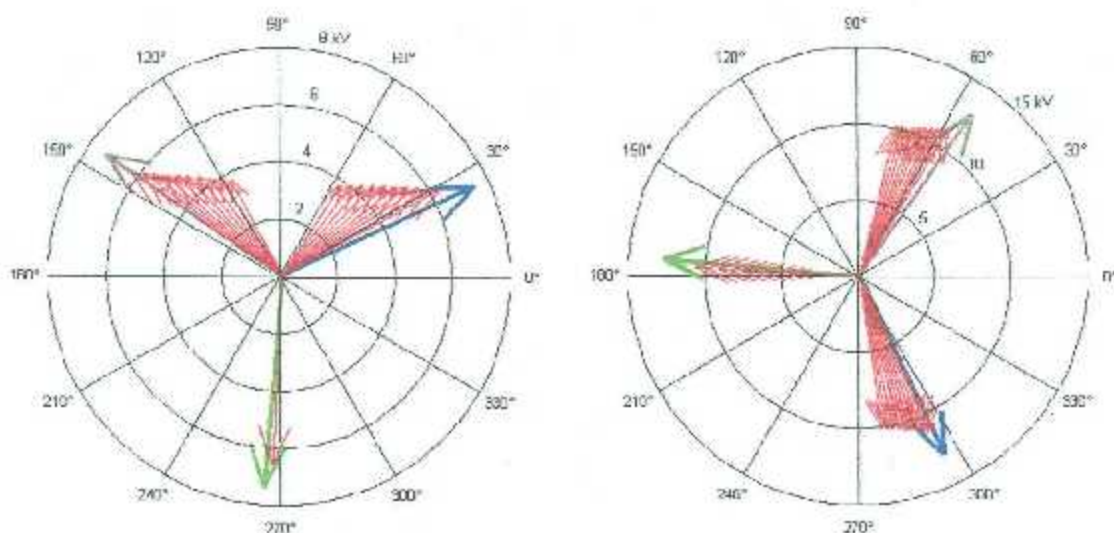
Los motores de inducción trifásicos son considerados como uno de los elementos más usados en el ámbito industrial ya que mediante estos dispositivos se pueden desarrollar diferentes actividades y procesos.

La evaluación de sags de tensión en el motor de inducción permitirá analizar el impacto de tener tensiones desbalanceadas y ángulos desfasados de forma atípica alimentando al motor. Se considera utilizar un motor con una potencia del 80% de la potencia del transformador, esto con el fin de utilizar la mayor parte de la potencia del transformador, siendo este de 17 MVA, 60 Hz, tensión nominal de 13.8 kV, corriente nominal de 711.23 A, factor de potencia de 0.78 y velocidad de 1738 RPM.

Los sags de tensión aplicados al motor muestran un comportamiento similar en las magnitudes y corrimientos de ángulo que se presentaron con las cargas pasivas, figura 6.14.

Por tanto, al ir aumentando el nivel de abatimiento en una de las fases de alimentación, las fases A y C del secundario del transformador presentan reducción en magnitud y corrimiento angular igual que en las cargas pasivas, alcanzando el mínimo desfase de 60°. Por su parte, la fase B muestra únicamente un corrimiento angular y una sola reducción de magnitud ante los diferentes niveles de abatimiento, pero esto se le atribuye a que los abatimientos de tensión provocan un aumento de corriente y por ello se reduce la tensión de esa fase.

Con respecto a las tensiones de línea, se presenta un comportamiento similar al obtenido con cargas pasivas, teniendo que las mediciones entre fases AB y BC disminuyen su magnitud conforme aumenta el abatimiento de tensión y el corrimiento de fases termina en un máximo de 158.2°. La medición de fases CA muestra un corrimiento angular de 2° ante los diferentes niveles de sags evaluados, pero en magnitud va decayendo conforme aumenta el nivel de sag, figura 6.14.



a) Tensiones de fase

b) Tensiones de línea-línea

Figura 6.14. Tensiones de fase y línea que alimentan el motor de inducción trifásico

Las corrientes que consume el motor de inducción muestran un comportamiento sumamente variante y diferente con respecto a las tensiones del motor cuando se generan diferentes niveles de abatimientos generando tensiones de alimentación desbalanceadas hacia el motor esto debido a que al tener tensiones diferentes se generan flujos magnéticos diferentes entre cada una de las piernas del transformador. La figura 6.15 muestra el comportamiento de las corrientes que consume el motor de inducción, en donde se visualizan los fasores de corriente de las fases A, B y C, representados por los vectores de color azul, verde y gris respectivamente. Los fasores en condición balanceada son representados con un estilo de línea sólido y muestran el consumo de corriente del motor de inducción, cuyos valores son:

$$I_A = 765.97 \angle -13.08^\circ \quad I_B = 766.1 \angle -133.1^\circ \quad I_C = 765.81 \angle 106.9^\circ$$

La alimentación desbalanceada en motores de inducción genera problemas de carácter mecánicos, principalmente sobrecalentamiento y vibraciones mecánicas, además del incremento del consumo de corriente.

Generando una falla monofásica con un nivel de sag del 90%, provoca una importante afectación en los fasores de corriente del motor, figura 6.15, donde se pueden apreciar tres fasores de color azul, verde y gris, fases A, B y C respectivamente, con un estilo de línea punteada. Estos fasores representan la afectación de las corrientes de fase cuando se tiene un sag del 90% en el lado de la alimentación, quedando las corrientes de entrada al motor con los siguientes valores en magnitud y fase:

$$I_A = 1,162.01 \angle -43.98^\circ \quad I_B = 1,224.74 \angle -165.8^\circ \quad I_C = 1,162.21 \angle 72.42^\circ$$

Es evidente que al tratarse de una carga de potencia constante existe un considerable incremento en las magnitudes de las corrientes, así como un importante y considerable corrimiento angular de cada fase.

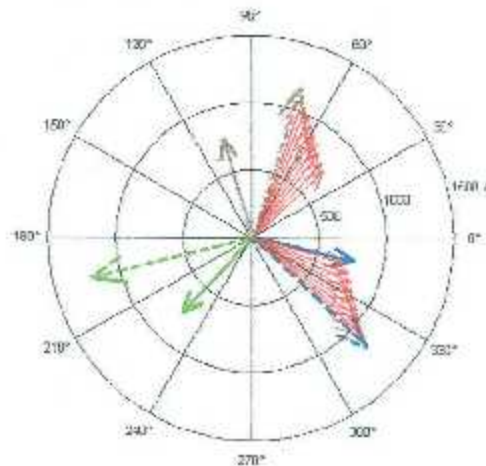


Fig. 6.15. Fasores de corrientes del motor de inducción ante sags de tensión.

Al ir generando fallas con abatimientos más severos, podemos apreciar que los comportamientos de los fasores de corrientes de las fases A y C (fasor azul y gris respectivamente) tienden a cerrar su desfase angular, alcanzando un desfase de 60°. En cuanto a las magnitudes de corriente, al tener un sag de tensión al 90% en el lado de la fuente, se presenta el mayor aumento de corriente, ya que la corriente tiende a disminuir conforme el nivel de sag es mayor. En cuanto a la fase B (fasor verde) muestra únicamente un desfase angular y un único incremento en la magnitud de corriente ante todos los niveles de abatimientos estudiados.

Otro aspecto importante a considerar es conocer algunos aspectos de operación mecánicos del motor ante la presencia de abatimientos de tensión desbalanceados con corrimientos de fase atípicos. La velocidad de operación del motor es un factor que hay que considerar durante

la presencia de sags de tensión en el suministro de energía eléctrica, ya que la velocidad se ve afectada por el suministro de energía desbalanceado. En la figura 6.16 se observa la gráfica que relaciona la velocidad de operación del motor en revoluciones por minuto (rpm) con respecto al nivel del sag de tensión generado en la fuente de alimentación. Es fácil deducir que, al no haber desbalance en el suministro de alimentación, el motor operará a su velocidad nominal. El incremento en el desbalance de tensión ocasiona efectos que pueden llegar a ser perjudiciales tanto para el motor como para el trabajo que se esté desarrollando. Ante cualquier nivel de sag de tensión, se aprecia la afectación en la velocidad del motor, en donde, a partir de un sag al 90% se presentan reducciones menos severas en la velocidad de operación. Un sag al 90% ocasiona una reducción de velocidad de aproximadamente de 1000 rpm lo que valida en cierta forma que un desbalance de tensión del 3.4% y genera un incremento del 51.71% de corriente de las fases A y C mientras que en la fase B se presenta un incremento del 59.89% con respecto a la corriente nominal, además, se obtuvo el 1.76% de desbalance de corriente ante un sag del 90%, estos efectos impactan drásticamente en la operación del motor de inducción trifásico. Posteriormente, conforme el nivel de sag va incrementándose, la reducción en velocidad es menos drástica. La reducción en la velocidad del motor se debe principalmente por el aumento en la corriente, lo cual genera un aumento de par mecánico, esto hace que caiga la velocidad, conforme el nivel del sag va incrementando, el porcentaje de desbalance de corriente aumenta. Como se puede apreciar, el porcentaje de desbalance de tensión y el de corriente son diferentes, ante un mismo nivel de sag, el desbalance de tensión es prácticamente el doble que el de corriente.

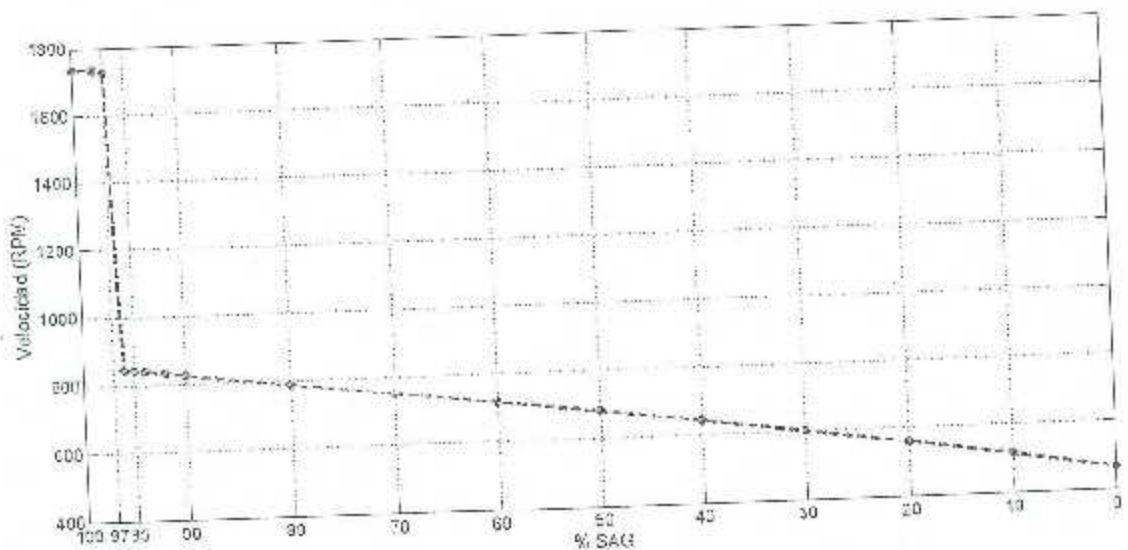


Fig. 6.16. Velocidad del motor de inducción ante diferentes niveles de sag de tensión. La tabla 6.2 muestra los resultados obtenidos del cálculo de desbalance de tensión y del desbalance de corriente ante cada uno de los niveles de sag de tensión en el lado de la fuente.

Tabla 6.2. Porcentajes de desbalance de tensión y corriente ante sags de tensión en lado fuente debido a una falla monofásica.

% Sag	% Desbalance voltaje	% Desbalance corriente
90 %	3.46 %	1.76 %
80 %	7.22 %	3.60 %
70 %	11.32 %	5.56 %
60 %	15.78 %	7.57 %
50 %	20.63 %	9.64 %
40 %	25.91 %	11.77 %
30 %	31.67 %	13.91 %
20 %	37.93 %	16.04 %
10 %	44.75 %	18.11 %
0 %	52.17 %	20.05 %

6.5.1. Definición de Desbalance de Voltaje

La definición de desbalance de voltajes para un sistema trifásico se define como las diferencias existentes entre los niveles de tensión de las diferentes fases con respecto al valor nominal de tensión del sistema. Esta definición es usada por la comunidad eléctrica mediante la relación de voltajes de secuencia negativa V_{ab2} al voltaje de secuencia positiva V_{ab1} , esta definición es adoptada por la Norma IEC 60034-26. [15] y se muestra en la ecuación 6.1.

$$\% \text{ desbalance Voltaje} = \frac{V_{ab2}}{V_{ab1}} * 100 \quad (6.1)$$

Para un conjunto de voltajes desbalanceados V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} el voltaje de secuencia positiva V_{ab1} y el de secuencia negativa V_{ab2} y está dado por las ecuaciones 6.2 y 6.3 respectivamente

$$V_{ab1} = \frac{V_{ab} + \alpha * V_{bc} + \alpha^2 * V_{ca}}{3} \quad (6.2)$$

$$V_{ab2} = \frac{V_{ab} + \alpha^2 * V_{bc} + \alpha * V_{ca}}{3} \quad (6.3)$$

donde:

$$\alpha = -0.5 + j0.866 = 1 \angle 120^\circ \quad \text{y} \quad \alpha^2 = -0.5 - j0.866 = 1 \angle -120^\circ$$

Sin embargo, la Norma NEMA MG1.1993 [17] y el IEEE usan la siguiente definición, en donde relacionan la desviación máxima presente y el voltaje promedio de alimentación para obtener el porcentaje de desbalance, la ec. (6.4) describe lo antes mencionado.

$$\% \text{ desbalance} = \frac{\text{max. desviación respecto al voltaje promedio}}{\text{Voltaje promedio}} * 100 \quad (6.4)$$

La definición usada por la norma NEMA evita el uso de álgebra compleja. Sin embargo, al aplicar ambas definiciones se obtienen resultados diferentes. A modo de ejemplo, aplicaremos estas definiciones para calcular el porcentaje de desbalance del sistema que alimenta al motor de inducción, con el fin de determinar el porcentaje de desbalance de alimentación ante diferentes niveles de sag de tensión en una de las fases debido a una falla monofásica. Como primer análisis, se realizó el cálculo para el desbalance para un sag al 90% en la fase A.

$$V_{ab} = 11,295.4 \angle 58.73^\circ \quad V_{bc} = 11,293.9 \angle -64.62^\circ \quad V_{ca} = 10,717 \angle 177.1^\circ$$

Calculando las componentes de secuencia de voltajes en (6.2) y (6.3), se obtiene $V_{ab1} = 11,098.72 \angle 57.06^\circ$ y $V_{ab2} = 381.64 \angle 116.54^\circ$, aplicando (6.4). Entonces, usando la definición de la Norma IEC 60034-26, el porcentaje de desbalance será del 3.44 %. Por otro lado, al utilizar la definición establecida por la NEMA y calcular los parámetros necesarios, se obtiene que el voltaje promedio es de 11,102.1 V, mientras que la desviación máxima de voltaje con respecto al voltaje promedio es el valor obtenido mediante la diferencia entre la máxima desviación de voltaje y el voltaje promedio, dando como resultado

$11,102.1 \text{ V} - 10,717 \text{ V} = 385.1 \text{ V}$. Una vez calculados los parámetros necesarios para obtener el porcentaje de desbalance mediante la definición dada por la NEMA, se obtiene un porcentaje de desbalance del 3.47 %. Se puede observar que se obtienen resultados prácticamente idénticos en el cálculo del desbalance al utilizar los diferentes métodos antes mencionados. Según estudios realizados por P. Pillary [18] demuestran que no existen diferencias significativas si el desbalance está dentro del rango del 5%.

6.6. Caso 4: Rectificador trifásico

Con el objetivo de determinar el impacto que generan los sag de tensión en el suministro de alimentación en los dispositivos que operan bajo el principio de rectificación y conversión de la energía, se procedió a utilizar un rectificador trifásico de seis puentes conectado a una carga resistiva-inductiva, a la cual, se le aplicaron diferentes niveles de sags de tensión en el lado de alimentación por medio de la aplicación de una falla monofásica. Se analizó la afectación en la parte de CD, la cual está alimentando a la carga RL en los sistemas rectificadores. La figura 6.17 muestra el circuito empleado para la evaluación de sags de tensión en sistemas de rectificación en donde se aprecia una fuente trifásica conectada al transformador trifásico con una conexión delta-estrella aterrizada, y este alimenta al rectificador para que abastezca una carga RL, además, se aprecia un arreglo LC para reducir el rizo de corriente y sostener la tensión entregada por el rectificador en el lado de CD. El circuito a analizar fue desarrollado en el programa PSCAD/EMTDC que permite visualizar de forma clara el análisis y la evaluación de sags de tensión.

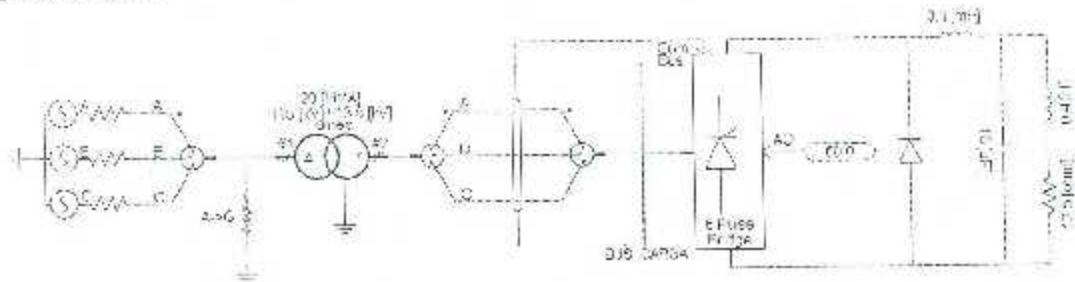


Fig. 6.17. Circuito empleado para la evaluación de sags de tensión en sistemas rectificadores

El diseño de la carga resistiva-inductiva fue determinado con el objetivo de utilizar el 75% de la potencia del transformador. A partir de que se estableció el diseño de la carga, fue posible llevar a cabo el análisis en cuestión.

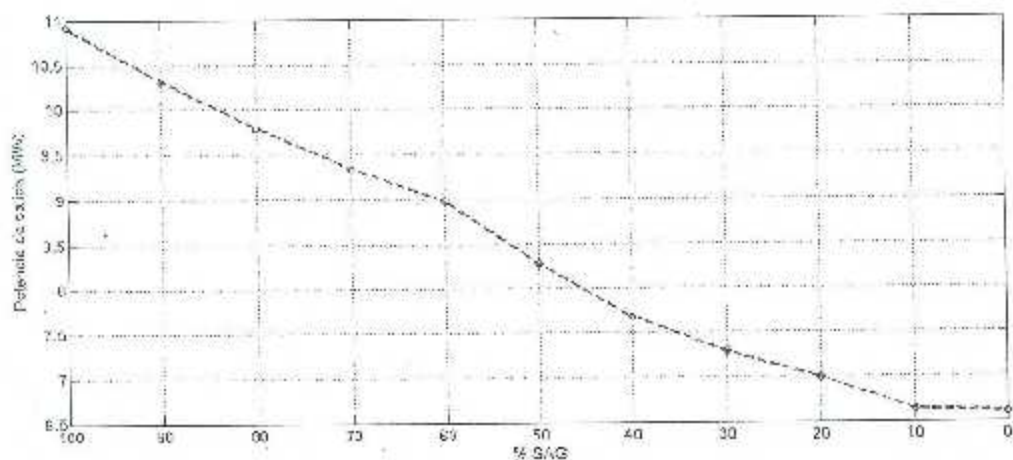


Fig. 6.18. Potencia de salida del rectificador ante abatimientos de tensión en el lado fuente

En la figura 6.18 se puede apreciar que, al tener el sistema en un estado balanceado de alimentación, se tiene una tensión de 12.90 kV y un consumo de corriente aproximadamente de 903.66 A, dando paso a una potencia de entrega de 10.90 MW en el lado de CD. Al generar cada uno de los sags de tensión en lado de la fuente, se aprecia que la potencia de salida del rectificador va disminuyendo conforme el nivel de sag aumenta. A demás, en la gráfica 6.19-a se aprecia la reducción en magnitud de tensión y en 6.19-b la reducción de corriente.

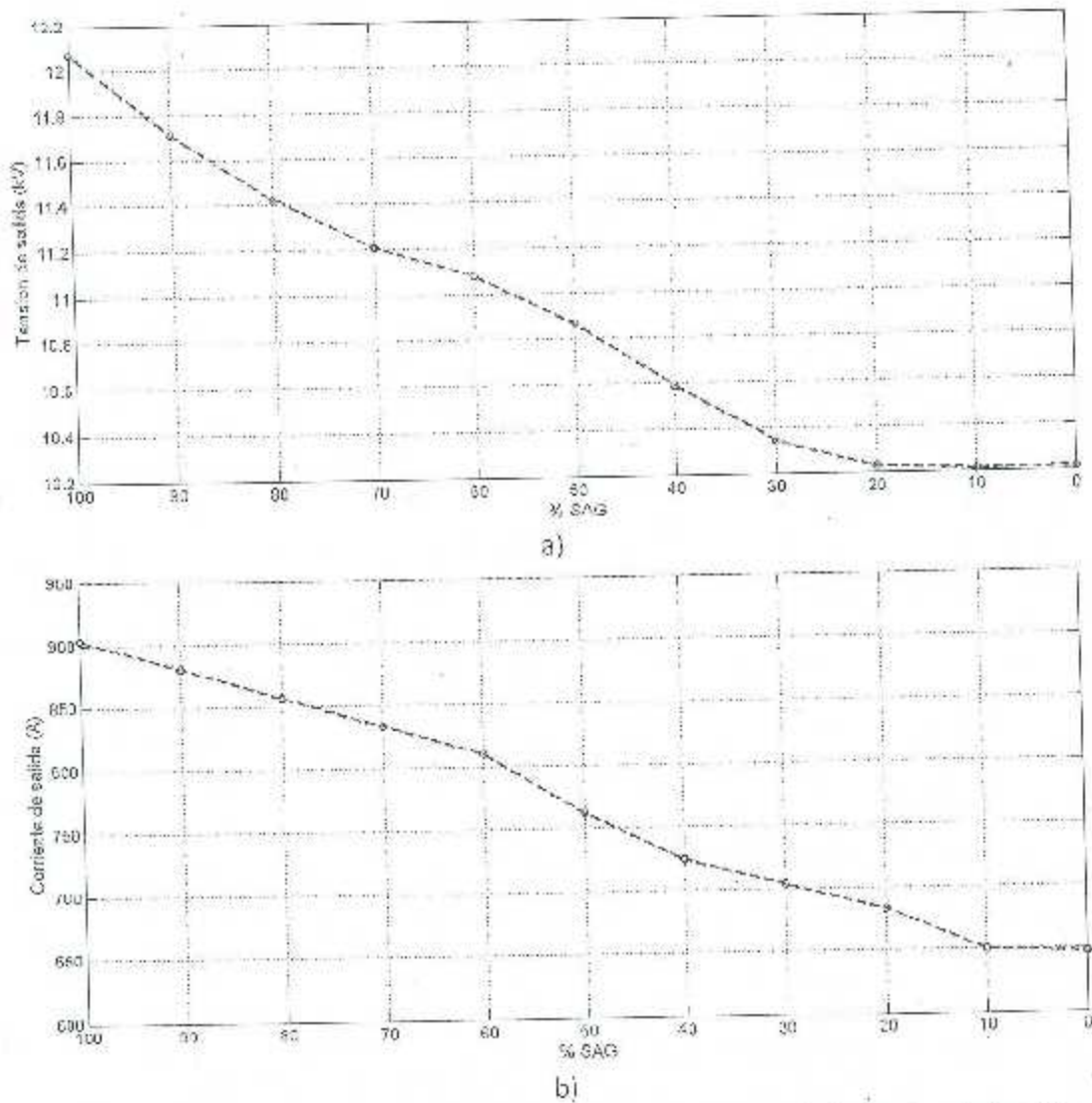
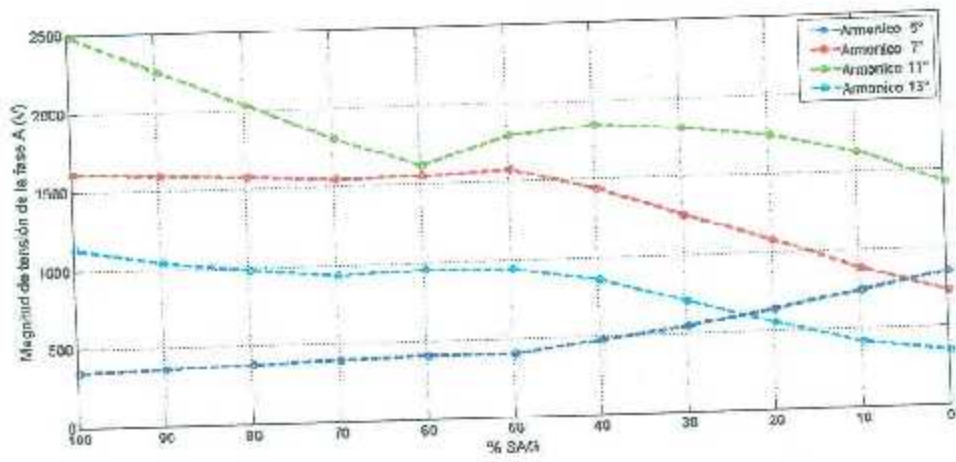


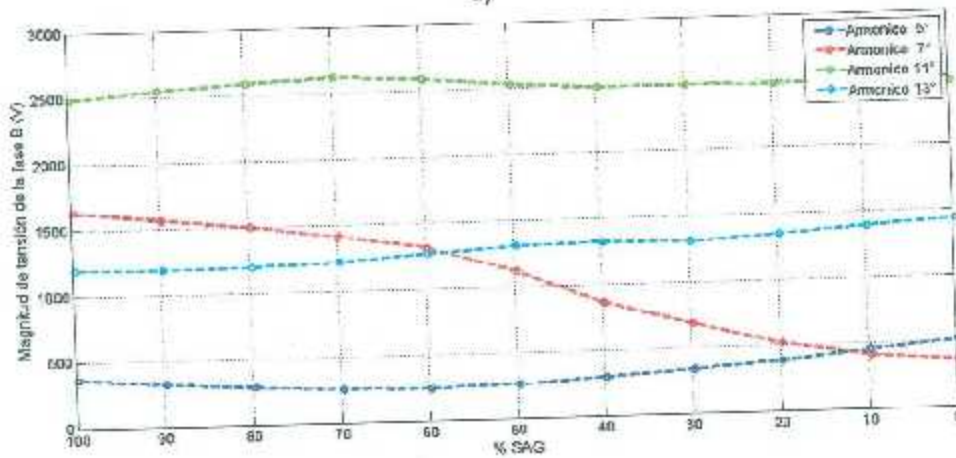
Fig. 6.19. Tensión y corriente de salida del rectificador ante abatimientos de tensión

Existe reducción de tensión en el lado de CD del rectificador debido al sag de tensión, pasando de 12.1 kV a 10.2 kV, siendo una reducción de aproximadamente 16% cuando se presenta el sag más severo.

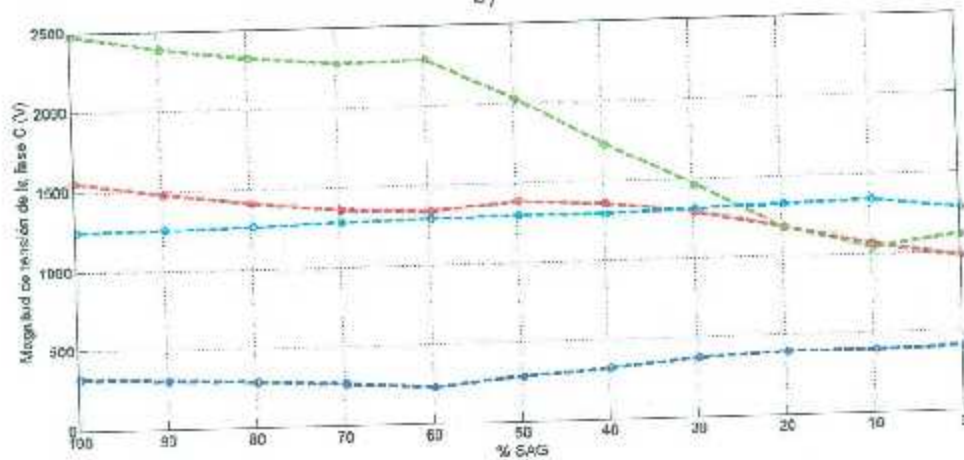
Así mismo, la corriente presenta un efecto decreciente ante los sags de tensión, de esta forma, podemos deducir que, la afectación de potencia en el lado de CD es considerable. Por otro lado, es importante analizar la parte de distorsión de forma de onda del lado de corriente alterna debido al proceso de rectificación y al uso de dispositivos de conmutación. En la figura 6.28 se aprecia la afectación de distorsión de la tensión por cada fase, revisando la evolución de algunos armónicos típicos presentes en este tipo de cargas no lineales; se consideran los armónicos 5, 7, 11 y 13. Es posible visualizar que la afectación armónica es diferente para cada una de las fases, esto ante los diferentes niveles de sags aplicados. En la fase A, figura 6.20-a, se puede apreciar claramente un decremento en la magnitud de los armónicos 7, 11 y 13 conforme el nivel de sag aumenta, mientras que el armónico 5 manifiesta incrementos en su magnitud al incrementar el nivel de sag de tensión. En la figura 6.20-b, la fase B, donde la magnitud de los armónicos 7 y 11 tienden a reducirse ante el incremento del nivel de sags de tensión, mientras que los armónicos 5 y 13 tienden a incrementar ligeramente. Finalmente, en la figura 6.20-c, a fase C en comparación con las demás fases, presenta una disminución únicamente en el armónico 7, el armónico 11 no presenta cambios significativos ya que permanece con magnitudes prácticamente similares ante diferentes niveles de abatimiento, mientras que los armónicos 5 y 13 tienden a incrementar sus magnitudes conforme aumenta el nivel de sag.



a)



b)



c)

Fig. 6.20. Afectación armónica de las fases A, B y C ante la presencia de sag de tensión en un rectificador trifásico de seis pulsos.

Conclusiones.

El análisis de la calidad de la energía debe de ser uno de los aspectos de mayor importancia a nivel industrial, ya que de esta depende el correcto funcionamiento y operatividad de los equipos y máquinas eléctricas. El estudio de sags de tensión, además de darnos un estatus del impacto que ocasiona el desbalance de tensión en la red, nos ayuda a determinar el efecto que se puede generar en los equipos eléctricos.

Los resultados obtenidos en este trabajo de tesis permitieron establecer la severidad que puede ocasionar el desbalance de tensiones en un transformador de conexión Delta-Estrella debido principalmente a fallas monofásicas del lado de alimentación del transformador. Al aplicar fallas monofásicas con diferente valor de resistencia de falla se pudo obtener diferentes niveles de abatimiento en la tensión de una de las fases que alimentan a dicho transformador. Esto se puede analizar como un grado de desbalance en la alimentación del transformador. En consecuencia, el desbalance aplicado al transformador trifásico originó desbalances de tensión en el devanado secundario del transformador, pero también se generaron corrimientos de fase atípicos, perdiendo los 120° típicos del sistema trifásico. Dada esta condición en el circuito secundario se procedió a evaluar el comportamiento de diversas cargas trifásicas conectadas a este devanado del transformador encontrando lo siguiente:

Cargas pasivas:

En un transformador con conexión Delta-Estrella, analizando el secundario del transformador, el impacto de sags de tensión en el lado fuente muestra afertación en las fases A y C presentando abatimientos similares en ambas fases y un corrimiento angular similar, la fase B permanece sin cambio alguno ni en magnitud ni en ángulo. Las corrientes de las cargas inductivas y capacitivas muestran un desfaseamiento de 90° en atraso y adelanto respectivamente con respecto a la tensión. El comportamiento tanto de las tensiones como de las corrientes en el secundario del transformador ante mediciones de fase y de línea, muestra grandes similitudes entre los distintos tipos de cargas ya que el desfaseamiento angular y abatimiento en magnitud se presenta en las fases A y C, mientras que la fase B permanece sin cambio alguno.

Motor trifásico:

La afectación en los motores eléctricos está ligado principalmente al desbalance de tensión que generan los sags de tensión, este desbalance de tensión genera un aumento en el par mecánico el cual se refleja en un incremento de corriente, provoca sobrecalentamiento y pérdida de la eficiencia del motor.

Ante los desbalances de tensión en motores eléctricos es necesario hacer un reajuste en la potencia mecánica entregada por el motor, esto con el fin de reducir el incremento de corriente y proteger el motor de cualquier daño mecánico que se pueda presentar.

Rectificadores trifásicos:

El impacto de los sags de tensión en sistemas de rectificación y conversión de la energía se ve reflejado principalmente en el bus de CD ya que, la magnitud de salida del rectificador tiene de disminuir su magnitud conforme el nivel de sag de tensión aumenta. Esta reducción de magnitud en el lado de CD puede llegar a afectar a las cargas que estén siendo alimentadas a la salida del rectificador.

Finalmente, en términos generales se puede decir lo siguiente:

- En máquinas rotativas, el impacto que generan los sags de tensión, en estos equipos presentan una gran afectación ya que el desbalance de tensión generado por disturbios en la red eléctrica genera pérdidas en la velocidad mecánica, lo cual produce un aumento de par mecánico debido al incremento de corriente que demanda el motor, este aumento de corriente produce sobrecalentamiento y pérdida en la eficiencia del motor.
- En circuitos rectificadores el daño producido por los sags de tensión se presente en la parte de CD, en donde la magnitud de la tensión de salida del rectificador se reduce en magnitud conforme el nivel de sag aumenta.
- Todos los equipos eléctricos trifásicos conectados a la red eléctrica están expuestos a desbalances de tensión, dependiendo de las características de cada equipo, la afectación y/o daño es diferente.
- El comportamiento de los sags de tensión depende de varios factores, como lo son: la conexión de los transformadores, del tipo de carga, de la robustez del sistema y principalmente del punto en donde ocurre la perturbación, ya sean fallas en la red eléctrica o la energización de grandes cargas.
- Los transformadores eléctricos son el principal dispositivo que experimentan el impacto generado por los abatimientos de tensión, sus devanados reciben la modificación de las amplitudes de tensión y el corrimiento angular de fases.
- Los sags de tensión pueden llegar a durar hasta tres minutos si las protecciones tardan en detectar el punto de falla, la presencia de sags afecta en la transmisión de potencia de la red eléctrica, los sistemas de protección, las cargas eléctricas y los equipos de medición.

Trabajos futuros.

Durante el desarrollo de este trabajo de tesis se detectaron algunos temas que pueden ser de interés para proseguir con los estudios de abatimientos desbalanceados en los sistemas trifásicos de potencia.

- Implementación de un sistema de protección capaz de detectar y tratar de solucionar el problema de sags de tensión, así como la implementación de FACT's o compensadores estáticos de VAR's capaces de ayudar en la compensación de tensión por medio de la conmutación de capacitores o reactores dependiendo del evento suscitado.
- Analizar el comportamiento e impacto de los sags de tensión en un sistema eléctrico de potencia con varios generadores conectados, sistemas de protección, generación de energía por medio de fuentes alternativas (turbinas eólicas, paneles solares, etc.) donde se pueda observar el comportamiento del sistema ante variaciones de voltaje.
- Realizar un análisis de swells con el objetivo de determinar el impacto que generan los incrementos de tensión y como afectan en una red eléctrica.
- Analizar el impacto que se presenta únicamente ante el corrimiento angular de una de las fases de la fuente o fuentes de alimentación.
- Realizar el mismo estudio de sags de tensión con la diferencia de que se cambie el tipo de falla, de monofásica a bifásica o bifásica a tierra y comprobar el impacto que ocasiona este tipo de falla.

Referencias bibliográficas

- [1]. M.H.J. Bollen, "Understanding Power Quality Problems—Voltage Sags and Interruptions", IEEE Press Series on Power Engineering, New York, 2000.
- [2]. Roger C. Dugan, Mark F. Mc Granaghan, Surya Santoso, H. Wayne Beaty, "Electrical Power Systems Quality, 2nd ed, McGraw-Hill.
- [3]. J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, "Sistemas de Potencia Análisis y Diseño", Tercera edición, Thomson Editorial.
- [4]. John J. Grainger, William D. Stevenson Jr., "Análisis de sistemas de Potencia", Primera Edición, Mc Graw Hill.
- [5]. Central Station Engineers of Westinghouse Electric Corporation, Electrical Transmission and Distribution Reference Book.
- [6]. Math H.J Bollen, "Voltage recovery after Unbalanced and Balance Voltage Dips in Three-Phase Systems," IEEE Trans. On Power Del., Vol. 1, pp.1376-1381, oct. 2003.
- [7]. M. Mc Granaghan, D. B. Mueller, and M. Samotyj, "Voltage sag in industrial systems," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 29, no. 2, pp. 397-403, Mar./Apr. 1993.
- [8]. Paul M. Anderson, "Analysis of Faulted Power Systems", IEEE Power Systems Engineering Series, Power Math Associates Inc, Wiley-Interscience, New York.
- [9]. S.V. Kulkarni, S.A. Khaparde, "Transformer Engineering Design and Practice, Indian Institute of Technology, Bombay Mumbai, Marcel Dekker, Inc. New York – Basel, 2004.
- [10]. A. E. Fitzgerald, Charles Kingsley Jr., Stephen D. Umans, Máquinas Eléctricas, Sexta edición, Mc Graw Hill.
- [11]. Chee-Mun Ong, "Dynamic simulation of Electric Machinery using MATLAB/SIMULINK", Primera Edición, Prentice Hall PTR, Upper Sanddle River, New Jersey 07458.
- [12]. William M. Flanagan, "Handbook of Transformer Design and Applications", Second Edition, Mc Graw Hill.
- [13]. Enríquez Harper, "El ABC de las maquinas eléctricas I. Transformadores", Primera edición, LIMUSA Noriega Editores, 1987.
- [14]. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE Standard Coordinating Committee 22 on Power Quality 1159-1995, June, 1995.
- [15]. Enrique Quispe, Gabriel Gonzalez, Jair Aguado, "Influence of Unbalanced and Waveform Voltage on the Performance Characteristics of Three phase Induction Motors" Grupo de Investigación en Energías GIEN-UAC, Departamento de Energética y Electrónica, Universidad Autónoma de Occidente, Jamundí, Cali – Colombia, January 2004.

- [16]. International Electrotechnical Commission, Rotating Electrical Machines: Part 17 (IEC 60034-17) Guide for Application of Cage Induction Motors when Fed from Converters, Geneva: IEC 2002, 35 p.
- [17]. NEMA, Standard Publications No. MG1-1993, Motors and Generators, Published by National Electrical Manufacturers Association, Washington (1993), Part 21 pp. 9 - 10 and Part 30 pp. 1- 2.
- [18]. P. Pillay, "Derating of Induction Motors Operating with a Combination of Unbalanced Voltages and Over or Undervoltages", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 17, No.4, pp. 485-491, December 2002.
- [19]. Muhammad H. Rashid, "Electrónica de potencia, circuitos, dispositivos y aplicaciones", Tercera edición, Pearson Prentice Hall.
- [20]. Ned Mohan, Toré M. Undeland, William P. Robbins, "Electrónica de potencia, convertidores, aplicaciones y diseño", Tercera edición, Mc Graw Hill.
- [21]. A. V. Jouanne and B. Banerjee, "Assessment of voltage unbalance", IEEE Trans. Power Del, vol. 16, no. 4, pp. 782-790, 2001.
- [22]. K. Lee, G. Venkataraman, and T.M. Jahns, "Modeling effects of Voltage Unbalances in Industrial Distribution Systems with Adjustable- Speed Drives," IEEE Trans. Ind. Appl., vol. 44, no. 5, pp. 1322 -- 1332, sept-oct, 2008

APÉNDICE A

Tablas de tensiones y corrientes ante SAGS

En la tabla A.1 se aprecian los desfases y magnitudes presentes en el secundario del transformador ante cada uno de los diferentes niveles de sags de tensión aplicados al estar alimentando una carga trifásica puramente resistiva.

Tabla A.1. Magnitudes y desfases en el secundario del transformador ante diferentes niveles de sags de tensión con carga puramente resistiva.

% Sag	Fase			Linea-Línea			
	Magnitud (kV)	Desfase		Magnitud (kV)			
		a = c	a	c	ab = bc	ca	ab
100	7.93	24.9°	144.9°	13.74	13.74	54.9°	-65.10°
90	7.54	26.64°	143.2°	13.52	12.82	55.58°	-66.78°
80	7.15	28.57°	141.2°	13.31	11.91	58.32°	-68.52°
70	6.78	30.72°	139.1°	13.11	10.99	60.11°	-70.31°
50	6.41	33.11°	136.7°	12.92	10.07	61.95°	-72.15°
50	6.05	35.79°	134.°	12.75	9.16	63.85°	-74.05°
40	5.72	38.80°	131°	12.59	8.24	65.79°	-75.99°
30	5.40	42.17°	127.6°	12.45	7.33	67.79°	-77.99°
20	5.10	45.95°	123.8°	12.32	6.41	69.82°	-80.02°
10	4.82	50.18°	119.6°	12.21	5.49	71.9°	-82.10°
0	4.58	54.9°	114.9°	12.12	4.58	74.01°	-84.21°

La tabla A.2 muestra los desfases y magnitudes en el secundario del transformador al aplicar cada uno de los diferentes niveles de sags de tensión al estar alimentando una carga trifásica puramente inductiva.

Tabla A.2. Magnitudes y desfases en el secundario del transformador ante diferentes niveles de sags de tensión con carga trifásica puramente inductiva.

% Sag	Fase			Línea-Línea			
	Magnitud (kV)	Desfasamiento		Magnitud (kV)	Desfasamiento		
		$b = 7.31 \angle -90^\circ$					
$a = c$	a	c	$ab = bc$	ca	ab	bc	
100	7.31	30°	150°	12.66	12.66	60°	-60°
90	6.95	31.74°	148.3°	12.46	11.82	61.68°	-61.68°
80	6.59	33.67°	146.3°	12.26	10.97	63.42°	-63.42°
70	6.24	35.82°	144.2°	12.08	10.13	65.21°	-65.21°
60	5.91	38.21°	141.8°	11.91	9.29	67.05°	-67.05°
50	5.58	40.89°	139.1°	11.75	8.44	68.95°	-68.95°
40	5.27	43.9°	136.1°	11.61	7.60	70.89°	-70.89°
30	4.97	47.27°	132.7°	11.47	6.75	72.89°	-72.89°
20	4.70	51.05°	128.9°	11.36	5.91	74.92°	-74.92°
10	4.44	55.29°	124.7°	11.26	5.06	77°	-77°
0	4.22	60°	120°	11.17	4.22	79.11°	-79.11°

En la tabla A.3 podemos apreciar los resultados obtenidos al realizar mediciones de fase y de línea-línea en el secundario del transformador al tener una carga trifásica puramente capacitiva, las magnitudes y los desfases angulares de cada medición al aplicar diferentes niveles de sags de tensión del lado primario del transformador.

Tabla A.3. Magnitudes y desfases en el secundario del transformador ante diferentes niveles de sags de tensión con carga trifásica puramente capacitiva.

% Sag	Fase			Línea-Línea			
	Magnitud (kV)	Desfasamiento		Magnitud (kV)	Desfasamiento		
		$b = 8.75 \angle -90^\circ$					
$a = c$	a	c	$ab = bc$	ca	ab	bc	
100	8.75	30°	150°	15.15	15.15	60°	-60°
90	8.31	31.72°	148.2°	14.90	14.14	61.67°	-61.7°
80	7.88	33.65°	146.3°	14.67	13.13	63.4°	-63.43°
70	7.47	35.8°	144.2°	14.45	12.12	65.19°	-65.23°
60	7.06	38.21°	141.8°	14.24	11.10	67.04°	-67.06°
50	6.67	40.92°	139.1°	14.05	10.09	68.98°	-68.93°
40	6.30	43.91°	136.1°	13.88	9.08	70.92°	-70.92°
30	5.95	47.25°	132.7°	13.72	8.07	72.86°	-72.91°
20	5.62	51.07°	129°	13.58	7.07	74.96°	-74.88°
10	5.32	55.28°	124.7°	13.47	6.06	76.99°	-77.01°
0	5.04	60°	120°	13.35	5.05	79.14°	-79.07°

En la tabla A.4 se muestran todos los resultados obtenidos del análisis del impacto de sags de tensión considerando una carga trifásica resistiva-inductiva.

Tabla A.4. Magnitudes y desfases en el secundario del transformador ante diferentes niveles de sags de tensión con carga trifásica resistiva-inductiva.

% Sag	Fase $b = 7.47 \angle -93.36$			Línea-Línea $ca \angle 176.6$			
	Magnitud (kV)	Desfasamiento		Magnitud (kV)		Desfasamiento	
		a = c	a	c	ab - bc	ca	ab
100	7.47	26.65°	146.6°	12.94	12.94	56.05°	-63.37°
90	7.10	28.39°	144.9°	12.73	12.08	58.33°	-65.05°
80	6.73	30.32°	143°	12.53	11.21	60.06°	-66.78°
70	6.38	32.40°	140.8°	12.34	10.35	61.85°	-68.57°
60	6.04	34.86°	138.4°	12.17	9.49	63.7°	-70.42°
50	5.70	37.54°	136.7°	12.01	8.62	65.59°	-72.31°
40	5.38	40.55°	132.7°	11.86	7.76	67.54°	-74.26°
30	5.08	43.92°	129.4°	11.73	6.90	69.53°	-76.25°
20	4.80	47.7°	125.6°	11.61	6.04	71.56°	-78.28°
10	4.54	51.93°	121.3°	11.50	5.17	73.64°	-80.36°
0	4.31	56.65°	116.6°	11.41	4.31	75.75°	-82.47°

Los resultados de las mediciones de fase y línea-línea, magnitudes y desfases angulares ante los diferentes niveles de sags de tensión analizados, son mostrados en la tabla A.5.

Tabla A.5. Magnitudes y desfases en el secundario del transformador ante diferentes niveles de sags de tensión con carga trifásica resistiva-inductiva-capacitiva

% Sag	Fase $b = 7.78 \angle -93.5$			Línea-Línea $ca \angle 176.5$			
	Magnitud (kV)	Desfasamiento		Magnitud (kV)		Desfasamiento	
		a = c	a	c	ab - bc	ca	ab
100	7.78	26.5°	146.5°	13.49	13.48°	56.5	-63.51°
90	7.40	28.74°	144.8°	13.27	12.58°	58.19	-65.19°
80	7.02	30.17°	142.8°	13.06	11.69°	59.92	-66.93°
70	6.65	32.32°	140.7°	12.87	10.79°	61.71	-68.72°
60	6.29	34.72°	138.3°	12.68	9.89°	63.56	-70.56°
50	5.94	37.4°	135.6°	12.52	8.95°	65.45	-72.46°
40	5.61	40.1°	132.6°	12.36	8.09°	67.4	-74.4°
30	5.30	43.77°	129.2°	12.22	7.19°	69.39	-76.39°
20	5.00	47.56°	125.4°	12.10	6.29°	71.42	-78.43°
10	4.73	51.79°	121.2°	11.99	5.39°	73.5	-80.5°
0	4.49	56.5°	116.5°	11.89	4.49°	75.61	-82.61°