



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES PAD MOUNTED EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

Alexandra Jackeline Llumigusín Sarzosa
jackeline_146@hotmail.com

DIRECTOR: Ing. Fausto Guillermo Avilés Merino, MSc.
fausto.aviles@yahoo.com

Quito, Septiembre 2014

DECLARACIÓN

Yo, Alexandra Jackeline Llumigusín Sarzosa, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Alexandra Jackeline Llumigusín Sarzosa

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Alexandra Jackeline Llumigusín Sarzosa, bajo mi supervisión.

Fausto G. Avilés, MSc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios, por bendecirme y me guiarme cada día, por darme la fuerza y constancia necesaria para culminar esta etapa tan importante en mi vida.

A mis padres, Fernando y Blanca por su cariño y apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida. Gracias por todas las enseñanzas y valores que me inculcaron desde pequeña, por darme la oportunidad de recibir una excelente educación y siempre motivarme a seguir adelante y cumplir con mis sueños.

A mis hermanos, Fernanda y Luisito por siempre estar conmigo dándome su apoyo y cariño. A mis tías Marisol y Elizabeth, por sus consejos y cariño. A mis primos Alejandro, Jonathan y Karencita. Gracias a todos ustedes por siempre haber creído en mí y alentarme durante toda esta etapa.

A Roberto, mis amigos y compañeros por haber compartido tantos momentos y apoyarnos mutuamente para llegar a culminar nuestra etapa universitaria.

También quisiera agradecer al Ing. Lenin Quisaguano, Ing. Carlos Tupiza y el Sr. Hugo Játiva, quienes en nombre de la Empresa Eléctrica Quito S.A. me brindaron toda la apertura y ayuda desinteresada. A la empresa R.V.R. por permitirme usar sus instalaciones y equipos para las pruebas realizadas. Y en especial a mi padre, el Ing. Fernando Llumigusín, quién me motivó a tomar este proyecto y me ha ayudado con toda su experiencia como profesional.

Finalmente quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Ing. Fausto Avilés, Director de mi Proyecto de Titulación, por su asesoramiento y entrega en el desarrollo de este proyecto.

DEDICATORIA

Este trabajo quiero dedicarlo a toda mi familia, mis padres Fernando y Blanca, y mis hermanos Fernanda y Luisito, por todo el amor y comprensión que solo la familia es capaz de brindar.

A mis abuelitos, Mamita Zoily, Papito Julito y Manuelita, quienes desde el cielo me guían y me bendicen.

Todos ustedes, con su paciencia, amor y apoyo han contribuido para hoy pueda terminar esta etapa de mi vida y es por eso que tengo el gusto de dedicarles con mucho amor este trabajo.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCION	1
1.1 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL - DEFINICIÓN	1
1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR	3
1.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS.....	5
1.3.1 Núcleo	5
1.3.2 Devanados	6
1.3.3 Aislamiento.....	7
1.3.3.1 Aislamiento Sólido.....	7
1.3.3.2 Aislamiento Líquido.....	8
1.3.4 Tanque	9
1.3.5 Protecciones.....	11
1.4 ANÁLISIS DE UN TRANSFORMADOR REAL	13
1.4.1 modelo de un Transformador Monofásico Real.....	13
1.4.2 tipos de Transformadores Trifásicos según su sistema magnético ..	15
1.4.2.1 Flujos Libres.....	15
1.4.2.2 Flujos Ligados	16
1.4.2.3 Núcleo de Cinco Columnas.....	18
1.5 APLICACIONES.....	18
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES GRUPOS DE CONEXIÓN..	20
2.1 TIPOS DE CONEXIONES	20
2.2 ÍNDICE HORARIO O DESFASE.....	21
2.3 GRUPOS DE CONEXIÓN	23
2.4 GRUPO DE CONEXIÓN YY0.....	26
2.4.1 Comportamiento fasorial en equilibrio de fase.....	27
2.4.2 Ventajas.....	29
2.4.3 Desventajas.....	30
2.5 GRUPO DE CONEXIÓN DY5.....	31
2.5.1 Comportamiento fasorial en equilibrio de fase.....	31

2.5.2	Ventajas.....	34
2.5.3	Desventajas.....	35

CAPÍTULO 3: DATOS ESTADÍSTICOS DE LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL.....36

3.1	TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	36
3.1.1	Transformadores Instalados	36
3.1.2	Transformadores Averiados	38
3.2	TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS.....	38
3.2.1	Grupo de conexión Dy5	38
3.2.1.1	Transformadores Instalados.....	38
3.2.1.2	Transformadores Averiados.....	42
3.2.2	Grupo de conexión Yy0	42
3.2.2.1	Transformadores Instalados.....	42
3.2.2.2	Transformadores Averiados.....	46

CAPÍTULO 4: IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS50

4.1	FALLAS FRECUENTES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ S.A.	50
4.1.1	Sobre voltajes.....	50
4.1.2	Sobrecarga.....	51
4.1.3	Cortocircuito en el Lado de Bajo Voltaje.....	52
4.1.4	Humedad en el Aceite	52
4.1.5	Vandalismo.....	52
4.2	FALLAS EN TRANSFORMADORES Yyn0 DE LA EEQ S.A.	53
4.2.1	Pruebas de Laboratorio	53
4.2.1.1	Pruebas Transformador con núcleo de 3 columnas.....	53
4.2.1.2	Pruebas Transformador con núcleo de 5 columnas.....	62
4.2.1.3	Pruebas Laboratorio de Transformadores EEQ S.A.	66
4.2.2	Ausencia de Energía en una Fase.....	71
4.2.2.1	Generación de Voltaje en Fase Desenergizada.....	71
4.2.2.1.1	Conexión Yyn0.....	71

4.2.2.1.2	Conexión Dyn5	83
4.2.2.2	Recalentamiento del Tanque	85
4.2.2.2.1	Conexión Yyn0.....	85
4.2.2.2.2	Conexión Dyn5	87
CAPÍTULO 5:	GRUPO DE CONEXIÓN DYN5 VS. YYN0	88
5.1	CARGAS DESBALANCEADAS	89
5.2	ARMÓNICOS.....	89
5.3	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	90
5.4	COSTO	91
5.5	FERRORESONANCIA.....	92
5.5.1	Conexión Triángulo – Estrella.....	94
5.5.2	Conexión Estrella – Estrella.....	96
CAPÍTULO 6:	POSIBLES SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS ANALIZADOS	100
6.1	DETECCIÓN DE FALTA DE FASE.....	100
6.1.1	Transformador de Medida	107
6.1.2	Costo	110
6.2	TRANSFORMADOR CONVENCIONAL	112
CAPÍTULO 7:	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	116
7.1	CONCLUSIONES	116
7.2	RECOMENDACIONES	118
BIBLIOGRAFÍA		119

RESUMEN

El presente proyecto nació debido a que en la Empresa Eléctrica Quito S.A. se han tenido diversos inconvenientes con el uso de transformadores tipo pedestal del grupo de conexión Yyn0. A pesar de cumplir con las normas establecidas para la utilización de este tipo de transformados, se tiene un alto porcentaje de transformadores averiados mucho antes de cumplir con su vida útil.

La EEQ S.A. ha tratado de buscar soluciones factibles, en términos técnicos y económicos, para este problema sin tener éxito; pues en nuestro país no existen muchos estudios acerca de los transformadores tipo pedestal que consideren las condiciones de servicio de nuestro sistema de distribución, que no siempre son iguales a las de los demás.

En este proyecto se realiza un análisis de los transformadores tipo pedestal, con el objetivo de determinar las causas de las averías presentadas en estos transformadores, específicamente con el grupo de conexión Yyn0, para así poder establecer posibles soluciones a los problemas encontrados, evitando así que los transformadores continúen averiándose.

PRESENTACIÓN

El presente proyecto tiene como finalidad analizar la aplicación de transformadores tipo pedestal o padmounted al sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A., está formado por 7 capítulos divididos de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se da una breve introducción sobre los transformadores padmounted, en el cual se incluirá sus características eléctricas y constitutivas. Así mismo se describirá sus principales aplicaciones y el porqué de su utilización.

En el capítulo 2 se realiza un análisis de los principales grupos de conexión utilizados en los transformadores trifásicos, estos son Yyn0 y Dyn5.

En el capítulo 3 se encuentra una recopilación de datos estadísticos sobre el comportamiento de los transformadores padmounted aplicados en el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito S.A.

En el capítulo 4 se analiza los problemas que se han presentado en la aplicación de los transformadores tipo pedestal, específicamente con la conexión Yyn0. Así mismo se presentan las pruebas de laboratorio realizadas para determinar las posibles causas.

En el capítulo 5 se realizara una comparación entre las ventajas y desventajas que presentan las conexiones Dyn5 y Yyn0. Se considera fundamental la incidencia del fenómeno de ferresonancia.

En el capítulo 6 se describen las posibles soluciones para evitar que los transformadores tipo pedestal con conexión Yyn0 se averíen, se considera la factibilidad técnica - económica.

En este capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas a partir del desarrollo del proyecto

CAPÍTULO 1: INTRODUCCION

1.1 TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL - DEFINICIÓN

Un transformador pad mounted o tipo pedestal es un dispositivo, que transforma la energía eléctrica alterna de un nivel de voltaje a otro mediante la inducción electromagnética, construido en una cabina de acero cerrada, la cual estará montada sobre una plataforma de concreto, de allí su nombre en inglés [15]. En la fig. 1.1 se puede apreciar un transformador tipo pedestal instalado en las redes de distribución de la Empresa eléctrica Quito S.A.



Fig. 1.1 Transformador tipo pedestal de la EEQ S.A.

Al encontrarse el transformador sobre una plataforma de concreto, la cabina metálica deberá estar sólidamente aterrizada. De esa forma todos los puntos que se puedan encontrar energizados estarán encerrados en dicha cabina. Por esta razón este tipo de transformadores son utilizados en redes subterráneas, pues los conductores entrarán al transformador por la parte inferior del mismo. [14]

Los transformadores tipo pedestal pueden ser monofásicos o trifásicos y generalmente son de bajas potencias (kVA). Son utilizados principalmente en sistemas de distribución, para reducir el voltaje de los alimentadores primarios del sistema (6300 V y 22 860V en el caso de la EEQ S.A.) al voltaje de servicio de las redes secundarias (210V/121V o 220/127 en EEQ S.A.).

De acuerdo al tipo circuito donde se instalará, se tienen dos tipos de configuraciones para construir los transformadores tipo pedestal:

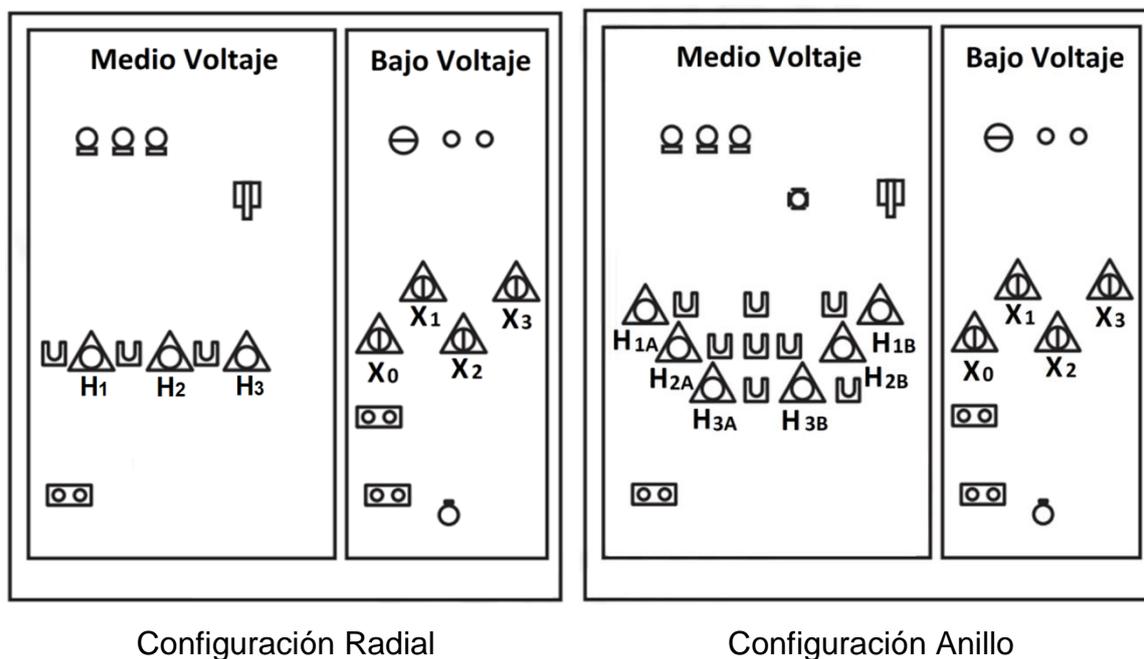


Fig. 1.2 Tipos de configuración del transformador tipo pedestal

- Configuración radial o terminal:** en este tipo de configuración (mostrado en la fig. 1.2), que es la más sencilla, el transformador se encuentra conectado a la línea de medio voltaje y no permite la continuación de ese circuito, es decir, el circuito termina en el transformador. El lado de medio voltaje tiene únicamente tres conectores en M.V. y un seccionador de 2 posiciones. [15]
- Configuración en malla o anillo:** en este tipo de configuración (mostrado en la fig. 1.2), el transformador se encuentra conectado a la línea de medio

voltaje y permite la continuación de ese circuito. En el lado de medio voltaje se tendrá seis conectores de M.V. y un seccionador de 4 posiciones. [15]

1.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR

La parte activa de un transformador tipo pedestal es idéntica a la de un transformador convencional. La diferencia entre estos transformadores es la construcción de su gabinete y accesorios.

Un transformador, en su forma más básica, consiste en un núcleo y dos devanados tal como se muestra en la fig. 1.3. El devanado primario será el que reciba potencia y el secundario estará en capacidad de entregar dicha potencia a una carga cualquiera. [3]

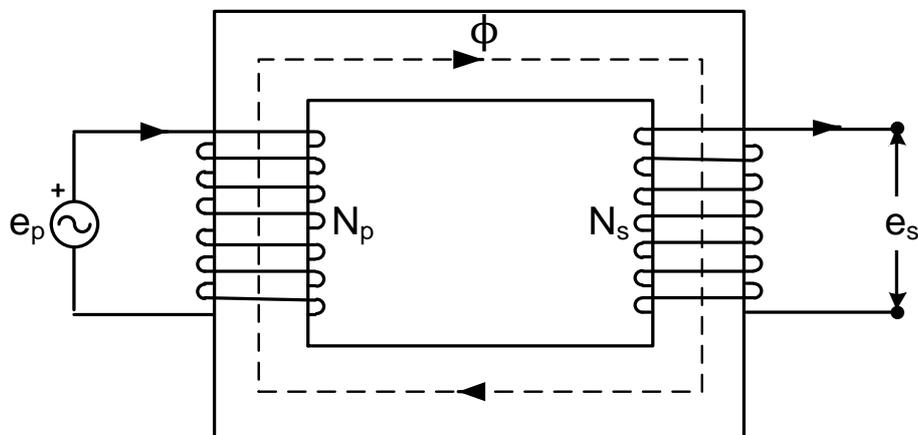


Fig. 1.3 Principio de funcionamiento de un Transformador en vacío

En el devanado primario se aplicará un voltaje variable en el tiempo, el cual inducirá un flujo magnético que atravesará el núcleo. El devanado secundario abrazará el flujo magnético inducido en el primario, induciendo así un voltaje secundario [6]. Si se considera un transformador ideal, es decir, sin pérdidas en el núcleo y los devanados, se cumplirá que:

$$e_p = N_p \frac{d\phi}{dt} \quad 1.1$$

$$e_s = N_s \frac{d\phi}{dt} \quad 1.2$$

Siendo N_p y N_s el número de espiras de los devanados primario y secundario, respectivamente.

Si se igualan las ecuaciones 1.1 y 1.2 se tendría que:

$$\frac{e_p}{N_p \frac{d\phi}{dt}} = \frac{e_s}{N_s \frac{d\phi}{dt}} \quad 1.3$$

Simplificando:

$$\frac{e_p}{e_s} = \frac{N_p}{N_s} = a \quad 1.4$$

La ecuación 1.4 se conoce como relación de transformación, y significa que los voltajes inducidos de primario y secundario se relacionan mediante el número de espiras de los devanados primario y secundario.

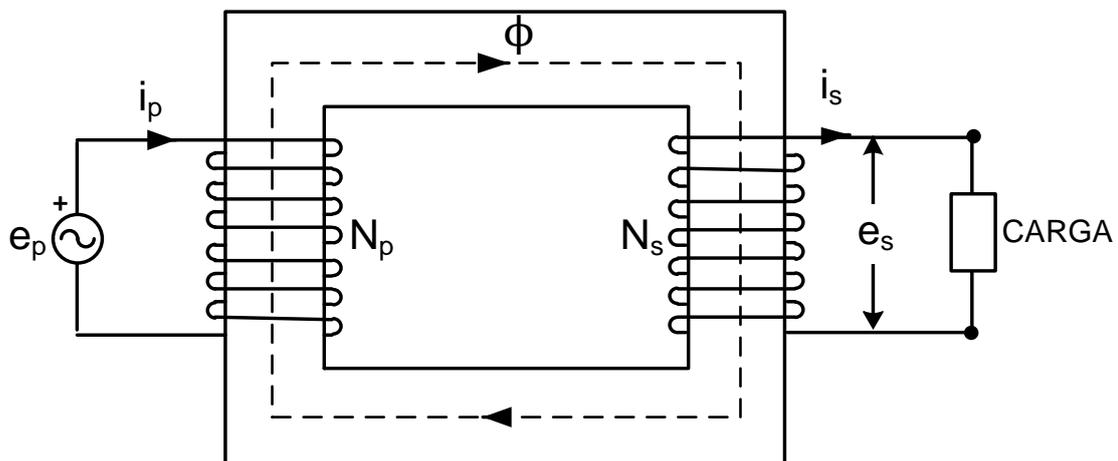


Fig. 1.4 Funcionamiento de un Transformador con carga

Cuando se conecta una carga cualquiera al devanado secundario se está cerrando el circuito del transformador, tal como se muestra en la fig. 1.4. Si se considera que transformador es ideal, es decir, no tiene pérdidas, la potencia

absorbida por el devanado primario será igual a la potencia entregada por el devanado secundario, por lo que se cumpliría que [6]:

$$e_p \cdot i_p = e_s \cdot i_s \quad 1.5$$

$$\boxed{\frac{i_p}{i_s} = \frac{N_s}{N_p}} \quad 1.6$$

Es por eso que al transformador se lo considera como dos circuitos eléctricos (devanados) enlazados entre sí mediante un circuito magnético (núcleo). [6]

1.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS

Los transformadores tipo pedestal, al igual que los transformadores convencionales, están constituidos por núcleo, devanados, aislamiento, tanque y protecciones. Los cuales se detallarán a continuación.

1.3.1 NÚCLEO

El núcleo de un transformador corresponde al circuito magnético del mismo, es una de las partes básicas de un transformador, pues su función es la de conducir el flujo magnético inducido, evitando que éste fluya por el aire. Está constituido por láminas de acero (material ferromagnético) apiladas entre ellas y aisladas eléctricamente, esto es para reducir el calentamiento producido por las corrientes de Foucault. [8]

Existen dos tipos de núcleos utilizados en los transformadores tipo pedestal, que son:

- a) Núcleo tipo columna o core

En este tipo de núcleo, presentado en la fig. 1.5, los devanados se encuentran arrollados en todas las columnas del núcleo. En el caso del transformador

monofásico el núcleo tendrá dos columnas y dos grupos de devanados; y en los transformadores trifásicos el núcleo tendrá tres columnas y tres grupos de devanados. [29]

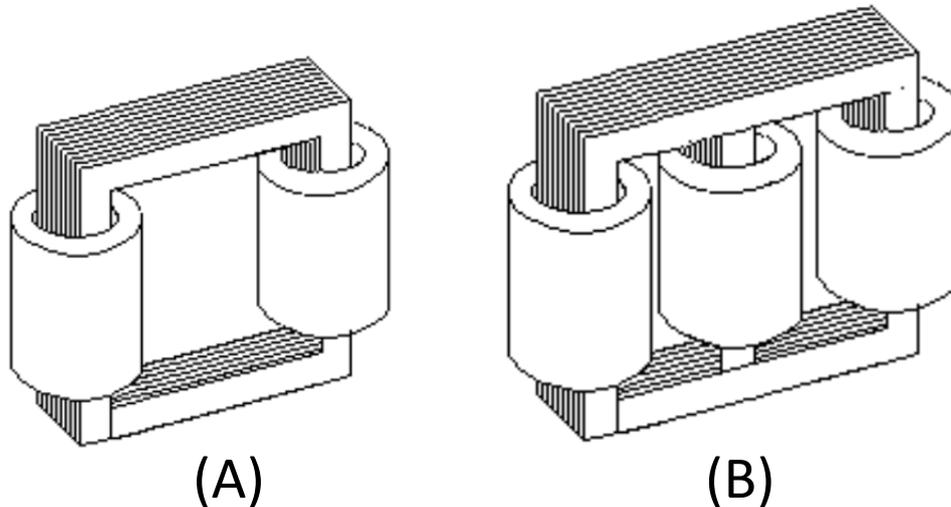


Fig. 1.5 Núcleo Tipo Core

(A) Transformador monofásico (B) Transformador trifásico

b) Núcleo tipo acorazado o Shell

Este tipo de núcleo, presentado en la fig. 1.6, a diferencia del tipo columna tiene dos columnas externas, en las cuales no se coloca ningún devanado, cubriendo así los devanados tanto del lado primario, como secundario. En el caso del transformador monofásico, el núcleo tendrá tres columnas y los devanados estarán agrupados en la columna central, como se observa en la fig. (a). Para transformadores trifásico, el núcleo acorazado, mostrado en la fig. (b), resulta muy costosa su fabricación y ocupa un mayor espacio. Por esta razón se opta por utilizar un núcleo de cinco columnas, mostrado en la fig. (c), en el cual los devanados se encuentran en las tres columnas intermedias. [29]

1.3.2 DEVANADOS

Los devanados o bobinas de un transformador constituyen el circuito eléctrico de éste. Son otra de las partes fundamentales de un transformador, y tienen la función

de crear el flujo magnético en el devanado primario, que posteriormente inducirá una fuerza electromotriz en el devanado secundario. [10] [1]

El tipo de conductor que se utilizará para construir los devanados, dependerá del diseño del transformador, pero generalmente se utiliza el cobre y el aluminio. [10]

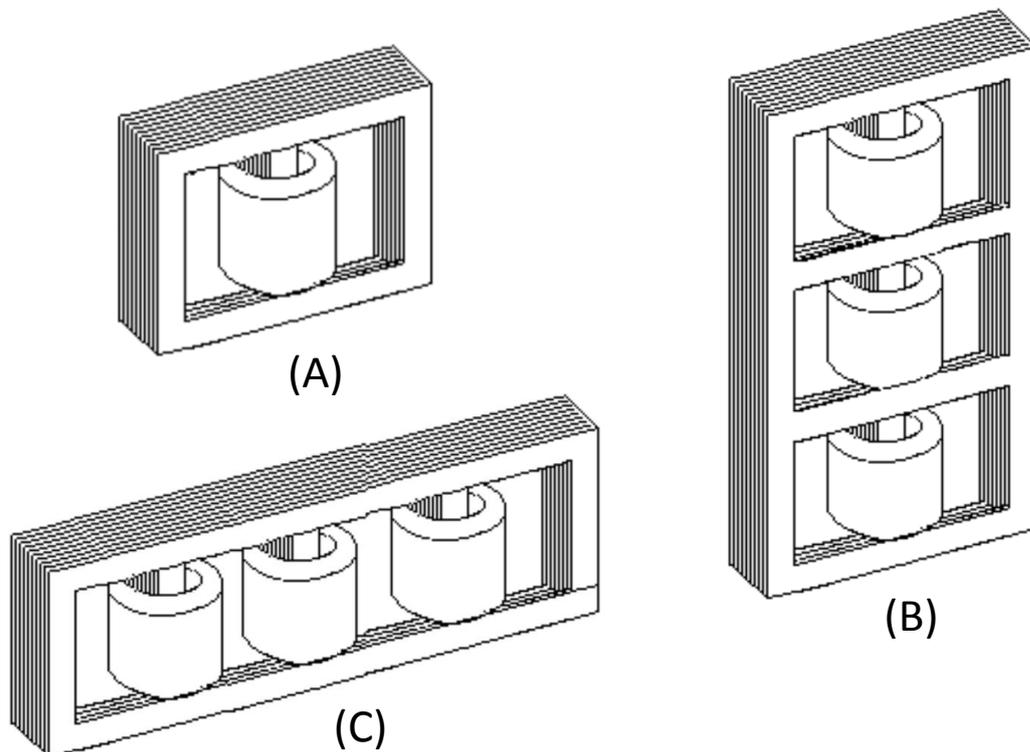


Fig. 1.6 Núcleo Tipo Shell (A) Transformador monofásico
(B) Transformador trifásico acorazado (C) Transformador trifásico cinco columnas

1.3.3 AISLAMIENTO

Se tienen dos tipos de aislamientos en un transformador, el aislamiento sólido y el aislamiento líquido.

1.3.3.1 Aislamiento Sólido

El sistema de aislamiento sólido consiste en aislar los devanados del transformador entre sí y a tierra. Los devanados consisten en un alambre

esmaltado para que las espiras se encuentren aisladas eléctricamente entre sí. Además del esmaltado es necesario un aislamiento entre las capas del devanado, así como las partes cercanas al núcleo y la estructura del transformador (tanque). Este aislamiento puede realizarse con papel kraft, cartón prensado, papel manila y corrugado, entre otros. [10] [1]



Fig. 1.7 Aislamiento Sólido de un transformador

1.3.3.2 Aislamiento Líquido

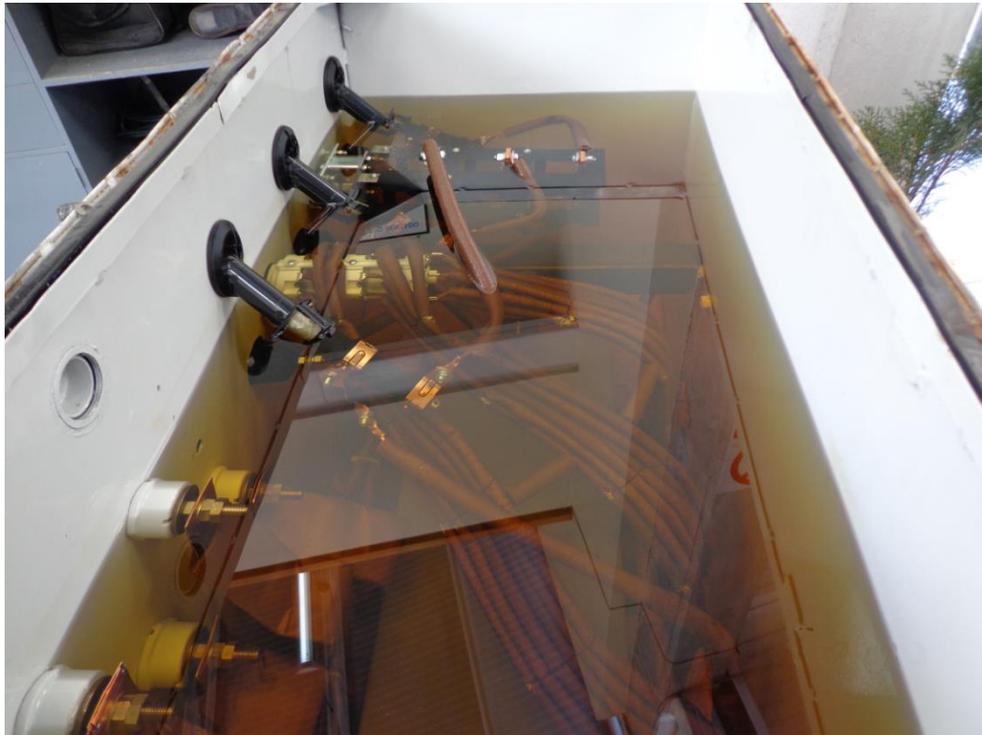


Fig. 1.8 Aislamiento Líquido de un transformador

Además del aislamiento sólido, será necesario un aislamiento líquido en el cual estará sumergido el núcleo, los devanados y los aislantes sólidos, las funciones de este tipo son:

- ♣ Proveer una rigidez dieléctrica
- ♣ Enfriamiento eficiente
- ♣ Proteger al resto del sistema aislante

En la mayoría de transformadores tipo pedestal el líquido aislante será aceite mineral para transformador. Es importante que el aceite se encuentre en buen estado, es decir, conservar sus propiedades dieléctricas, de lo contrario puede producirse una falla en el transformador. [1] [3] [8]

1.3.4 TANQUE



Fig. 1.9 Transformador Tipo Pedestal

Un transformador tipo pedestal, mostrado en la fig. 1.9, consta de dos compartimientos, el lado izquierdo será para medio voltaje y el derecho para bajo voltaje. Estos compartimientos deberán estar separados por una barrera de metal u otro material rígido, tal como lo indica la norma IEEE C57.12.26.

El tanque en este tipo de transformadores deberá aislar totalmente cualquier parte activa, dando seguridad a las personas y al resto de las instalaciones eléctricas.

Como se indicó anteriormente los transformadores tipo pedestal pueden ser de tipo radial o tipo malla. En la fig. 1.10 se muestra el compartimiento de medio voltaje de un transformador tipo pedestal tipo malla indicando sus partes, las cuales se detallan a continuación:

0. Cabina
1. Bushing de alto voltaje,
2. Soporte de descanso para codos
3. Cambiador de derivaciones
4. Porta fusible tipo bayoneta
5. Seccionadores
6. Barra para conexiones a tierra en alto voltaje

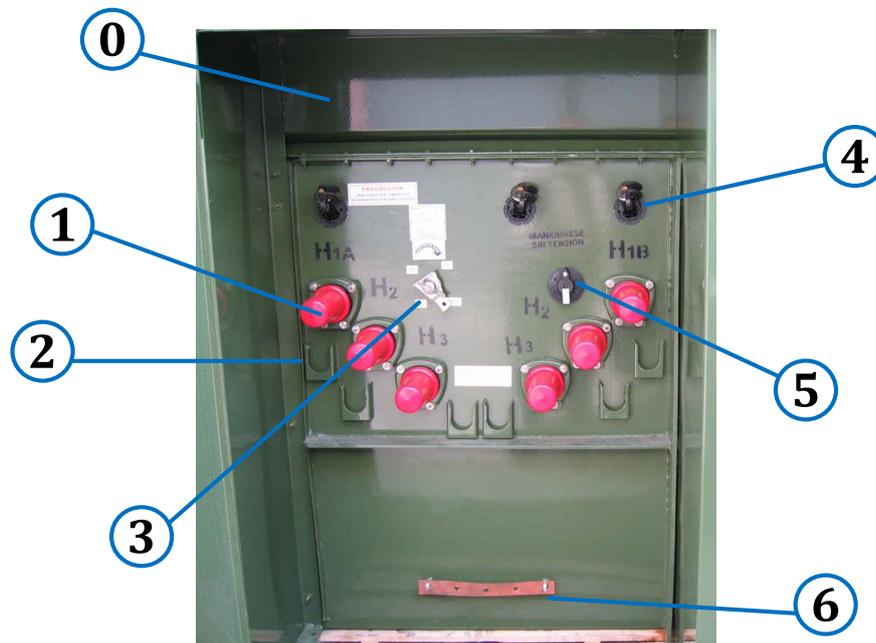


Fig. 1.10 Compartimiento de Medio Voltaje – Transformador Tipo pedestal

La parte de bajo voltaje corresponde al compartimiento derecho. En la fig. 1.11 se muestra el compartimiento de bajo voltaje indicando sus partes, las cuales se detallan a continuación:

1. Bushing de bajo voltaje,
2. Conexión a tierra de bajo voltaje
3. Válvula de drenaje y muestreo
4. Indicador de nivel del líquido aislante
5. Placa de datos

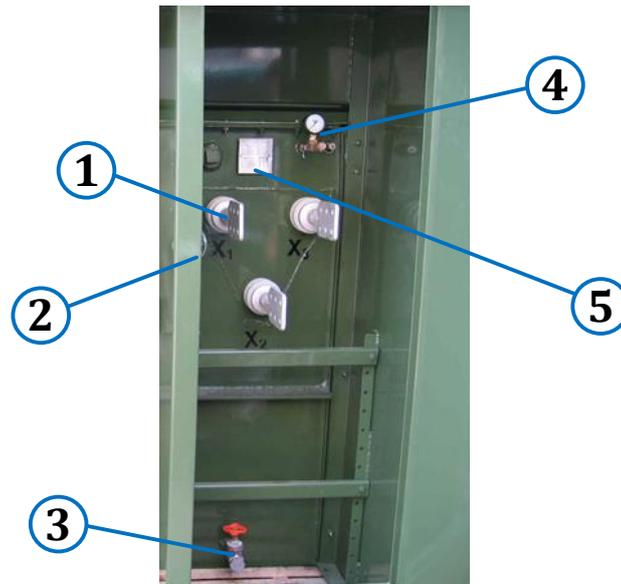


Fig. 1.11 Compartimiento de Bajo Voltaje – Transformador Tipo pedestal

1.3.5 PROTECCIONES

Los transformadores tipo pedestal tienen dos tipos de protecciones; el primer tipo es para proteger al transformador en el lado de la carga y el segundo es para protegerlo contra fallas internas. [16]

Generalmente en estos transformadores se tendrá un Fusible tipo bayoneta (protección lado alimentación), en serie con un Fusible de aislamiento (protección fallas internas).

- ♣ El fusible de aislamiento es una protección que se activará cuando ocurra una falla dentro del transformador, es decir, una falla interna. [24]

- ♣ El fusible tipo bayoneta se activará cuando ocurra una falla en la carga del transformador, es decir, una falla en bajo voltaje. [24]

En casos especiales se tiene una protección adicional para el lado de la carga. Esta protección consiste en un interruptor tipo térmico de bajo voltaje. La característica de este interruptor es su sensibilidad a las corrientes y a la temperatura del aceite, lo cual le permite operar en condiciones dadas. [24] [18]

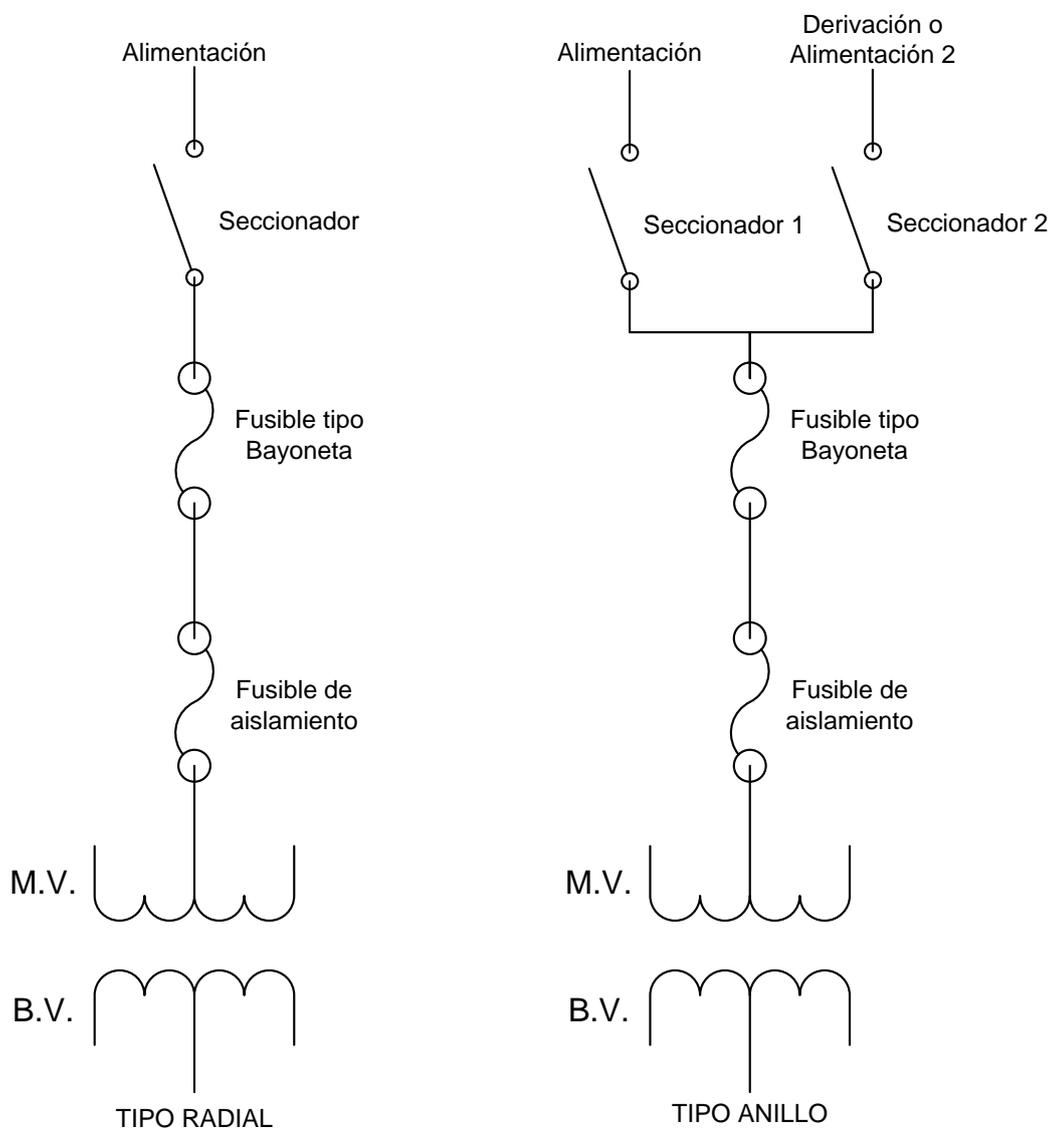


Fig. 1.12 Diagrama unifilar del circuito eléctrico de un transformador tipo pedestal

1.4 ANÁLISIS DE UN TRANSFORMADOR REAL

Anteriormente se ha explicado el funcionamiento de un transformador en condiciones ideales, es decir sin considerar las pérdidas del núcleo y los devanados. Pero cuando se analiza un transformador real, inevitablemente existirán éstas pérdidas.

1.4.1 MODELO DE UN TRANSFORMADOR MONOFÁSICO REAL

Antes de analizar los transformadores trifásicos, es necesario entender el funcionamiento del transformador en su forma más básica.

Para simplificar el análisis de un transformador monofásico real, se utiliza un circuito equivalente. Para que este circuito refleje al máximo el comportamiento real del transformador se deberá tener en cuenta las principales pérdidas que tiene tanto en los devanados como en el núcleo.

a) DEVANADOS REALES

- ♣ Los devanados son construidos con conductores, por lo que tendrán una resistencia óhmica, la cual dependerá de la longitud, sección y material del conductor.[2] [6]
- ♣ Parte del flujo inducido se cerrará a través del aire y no del núcleo. Estos flujos de dispersión producen una auto-inductancia en las bobinas de los devanados. [2] [6]

b) NÚCLEO REAL

En el transformador ideal cuando se tenía la consideración que el secundario se encontraba abierto, es decir, $I_2=0$; la corriente en el primario también sería cero. Pero en un núcleo real, es necesaria una corriente para que se produzca el flujo magnético, aún si el transformador se encuentra en vacío.

- ♣ Es necesario una corriente de magnetización (I_m) para producir el flujo en el núcleo. La componente fundamental de esta corriente se encuentra 90° en atraso respecto al voltaje aplicado. [6] [25]
- ♣ También existirá una corriente de pérdidas en el núcleo. Estas pérdidas son producidas por corrientes parasitas e histéresis en el núcleo. La componente fundamental de esta corriente se encuentra en fase con el voltaje aplicado. Generalmente esta corriente se denomina " I_a ", y en ella se encuentran también las pérdidas en el cobre de los devanados. [6] [25]

Por lo que cuando el transformador se encuentre en vacío por el primario circulará una corriente de vacío:

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_m + \bar{I}_a \quad 1.7$$

Considerando todas estas pérdidas el circuito equivalente será:

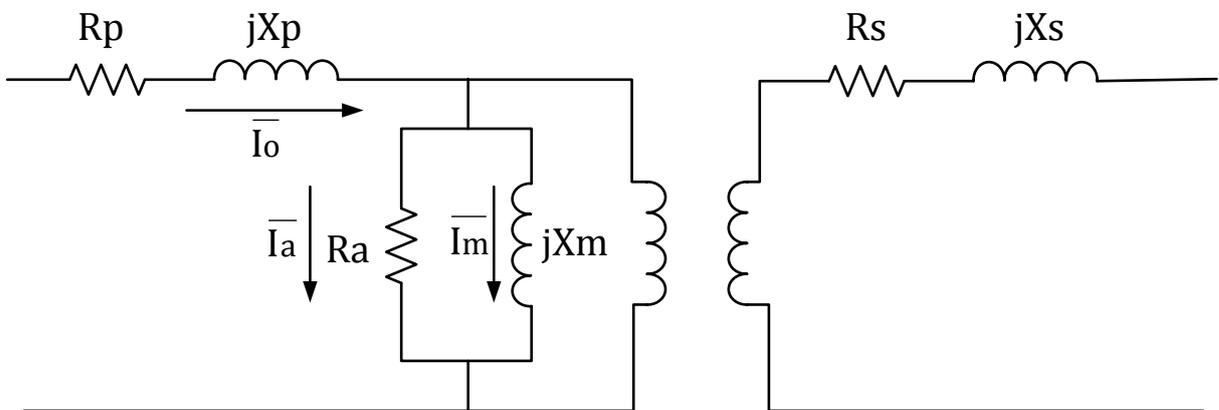


Fig. 1.13 Circuito Equivalente de un Transformador Monofásico Real [6]

Dónde:

R_p y R_s : Resistencias de los devanados primario y secundario.pz

X_p y X_s : Reactancia de dispersión de los devanados primario y secundario.

R_a : Resistencia que representa pérdidas en el hierro del núcleo

X_m : Reactancia que representa la corriente de magnetización

1.4.2 TIPOS DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS SEGÚN SU SISTEMA MAGNÉTICO

Un transformador trifásico se puede construir de dos formas, la primera es utilizando tres transformadores monofásicos idénticos, y la segunda es utilizando tres grupos de devanados enrollados en un mismo núcleo. Para su análisis eléctrico, se lo puede representar como el circuito equivalente de un transformador monofásico, que a su vez estará representando a cada fase.

Existen varios tipos de conexión para un transformador monofásico, los cuales se estudiarán más a detalle en el siguiente capítulo.

Los tipos de transformadores trifásicos dependen del tipo de núcleo, en la práctica se tienen principalmente tres tipos de transformadores trifásicos. Los transformadores de flujos libres, de flujos ligados y de flujos cuasi libres. [22]

1.4.2.1 Flujos Libres

El transformador de flujos libres corresponde a un transformador trifásico formado por tres transformadores monofásicos.

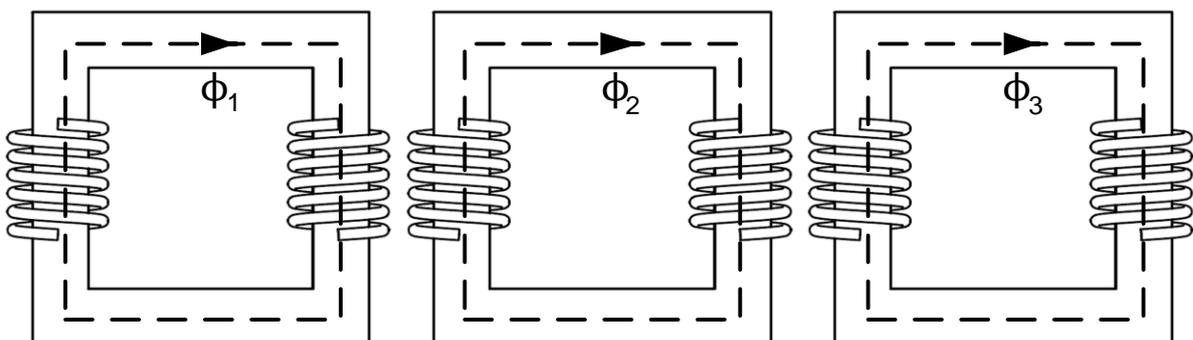


Fig. 1.14 Banco de tres transformadores Monofásicos

Como se puede observar en la fig. 1.14 cuando se tiene un banco de tres transformadores monofásico, los circuitos magnéticos son independientes entre sí; por lo que no existe ningún tipo de concatenación entre los flujos de cada transformador.

Los bancos de transformación prácticamente no se utilizan en sistemas de distribución, pues representan un costo elevado, y se requiere mayor espacio para su instalación[8] [22].

1.4.2.2 Flujos Ligados

Este tipo de transformadores corresponden a aquellos construidos en un mismo núcleo con tres grupos de devanados, utilizando el núcleo tipo tres columnas.

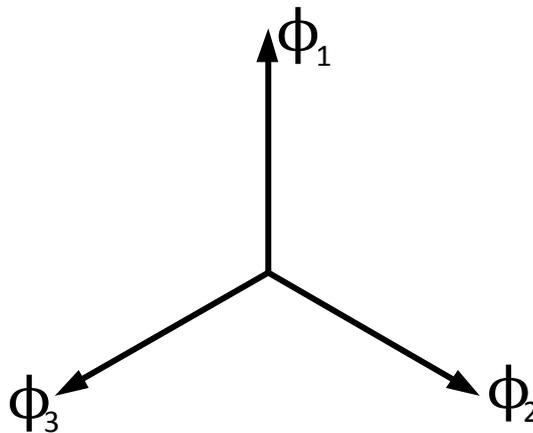


Fig. 1.15 Flujos del transformador trifásico

Para los transformadores trifásicos se considera que la alimentación será equilibrada. Los flujos que de cada fase serán sinusoidales, iguales y desfasados entre ellos 120° , tal como se muestra en la fig. 1.15.

Para entender la construcción de estos transformadores se considera que se tienen tres transformadores monofásicos como en la fig. 1.16 (a). Para formar un solo transformador, se unen los núcleos mediante las columnas que no tienen devanados, como se muestra en la fig. 1.16 (b). Tomando en cuenta que los flujos son equilibrados como en la fig. 1.15, el flujo que atravesará la columna central de este transformador será cero ($\phi_1 + \phi_2 + \phi_3 = 0$), por lo cual esta columna se puede suprimir, como se muestra en la fig. 1.16 (c). [8] [28]

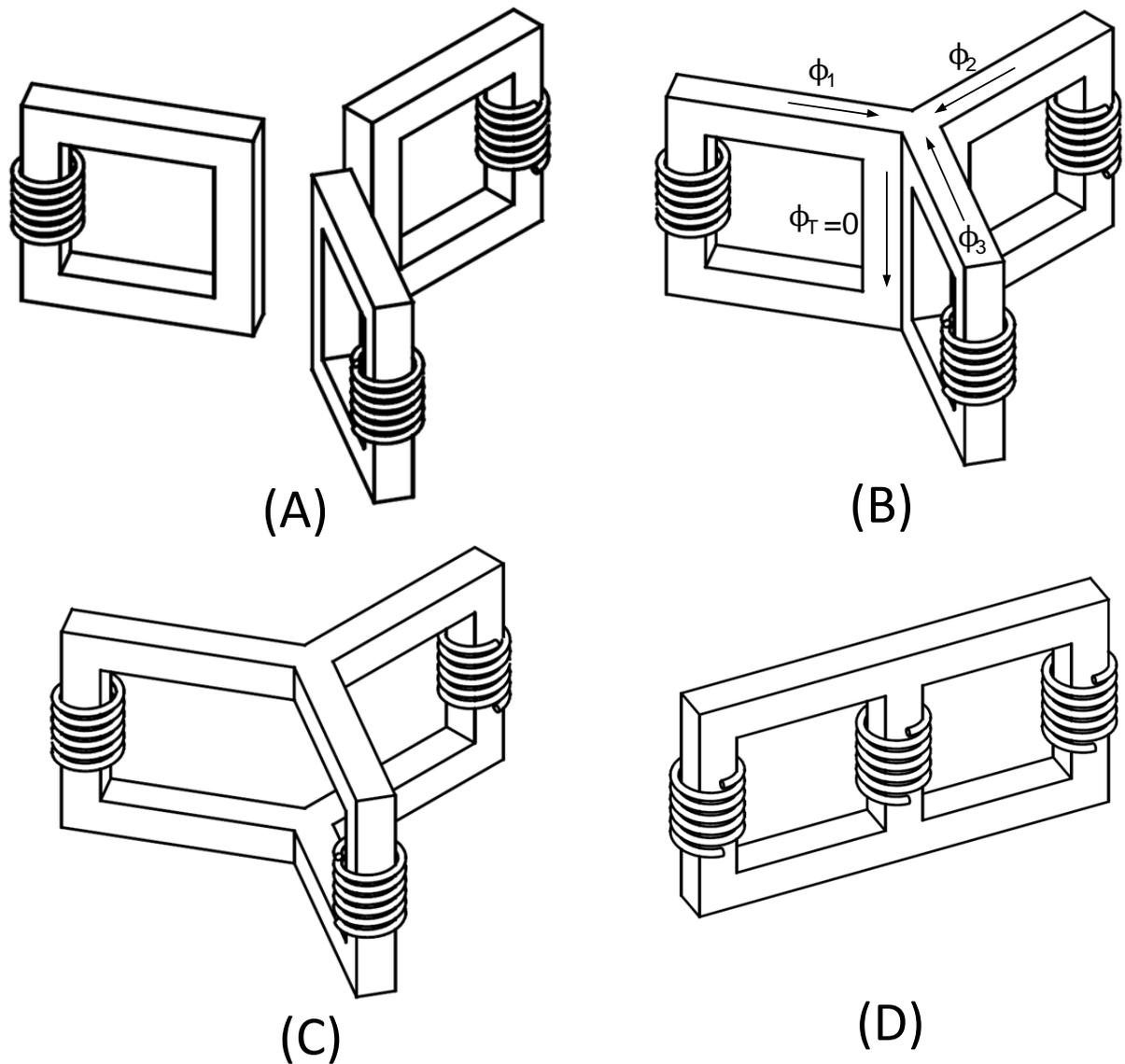


Fig. 1.16. Análisis construcción de transformador de tres columnas

La configuración de la fig. 1.16 (c) resulta difícil y costosa, tanto en material como en espacio, por lo que se opta por construir las columnas en un mismo plano, como se muestra en la figura 1.16 (d). [28]

Este tipo de núcleo crea una cierta asimetría en los flujos, y si los flujos no fueran simétricos, la suma de estos tres sería diferente de cero, por lo que existirá un flujo resultante neto que se cerrará a través del aire.

1.4.2.3 Núcleo de Cinco Columnas

Los núcleos de cinco columnas han sido construidos para Puesto que el núcleo de tres columnas presenta el inconveniente de no proporcionar un camino para el flujo residual, y utilizar banco de transformadores monofásicos resultaría costoso; el empleo de núcleos de cinco columnas es de significativa importancia. En la fig. 1.17 se muestra un núcleo de cinco columnas, los devanados de primario y secundario de cada fase se encuentran arrolados sobre sus tres columnas centrales; y las dos columnas externas se convierten en un camino para que el flujo residual pueda cerrarse de forma libre. [29]

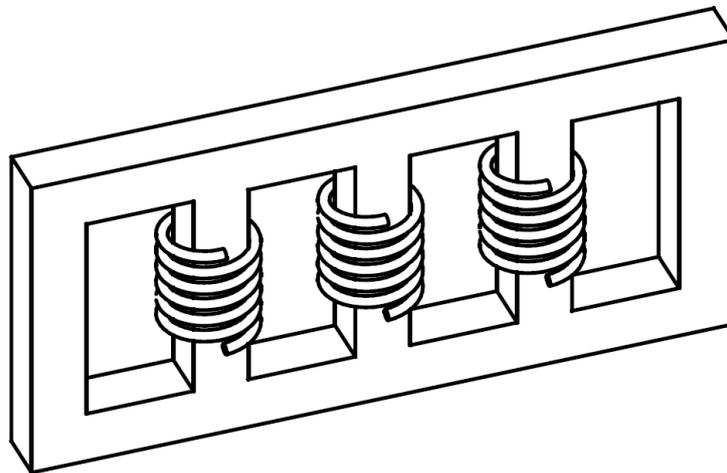


Fig. 1.17. Núcleo de cinco columnas

1.5 APLICACIONES

Los transformadores tipo pedestal consisten en una cabina de frente muerto, es decir, no se tiene acceso a las partes energizadas del transformador, tal como se indica en la norma ANSI C57.12.28 - 1999, por esta razón los transformadores tipo pedestal resultan ideales para su instalación en áreas accesibles al público.

Otra característica de este tipo de transformadores es el espacio reducido que requieren para su instalación, es decir, no es necesaria la construcción de una cámara de transformación y pueden ser instalados al aire libre, pues están

diseñados para ser resistentes al agua, y su alimentación deberá ser mediante redes subterráneas, con lo cual se evita el uso de postes y líneas aéreas.

Existen dos razones principales para elegir el uso de transformadores tipo pedestal sobre los transformadores convencionales. El primer factor es la estética y seguridad, como por ejemplo en lugares turísticos. El segundo factor es el espacio, pues existen lugares en donde no se dispone del suficiente espacio para construir una cámara de transformación convencional.

Los transformadores tipo pedestal se utilizan principalmente en zonas comerciales, escuelas, alumbrado público, edificios, centros comerciales, y diversas aplicaciones en instalaciones industriales.

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES GRUPOS DE CONEXIÓN

2.1 TIPOS DE CONEXIONES

Un sistema trifásico se puede conectar de varias maneras, las dos principales y más comunes formas que se tienen son la conexión en estrella “Y” y la conexión en triángulo “D”. Tal como se muestra en la fig. 2.1.

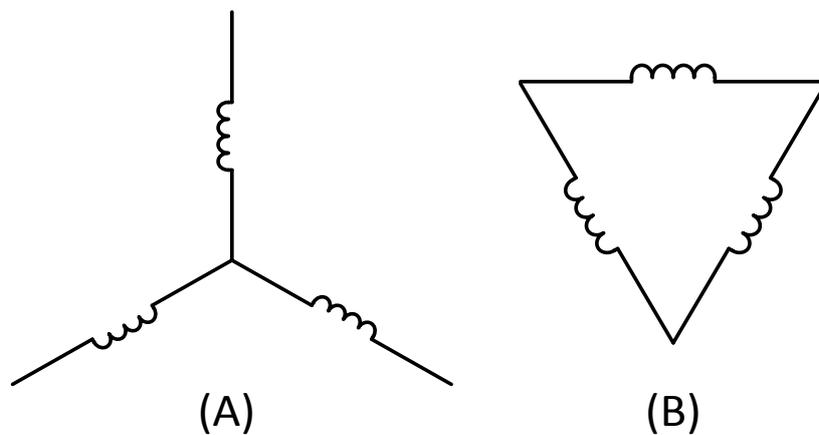


Fig. 2.1. Conexión en Estrella (A) y Conexión en Triángulo (B)

La conexión en estrella o Y presenta las siguientes características:

- * Se tiene acceso al neutro del sistema.
- * A los voltajes entre cualquiera de las líneas y el neutro se los conoce como VOLTAJES DE FASE, los cuales son los voltajes aplicados a cada devanado del transformador.
- * Los VOLTAJES DE LÍNEA (Voltaje entre cualquiera de las líneas), son igual a los VOLTAJES DE FASE por $\sqrt{3}$.
- * Las corrientes de línea, son igual a las corrientes de cada devanado o corrientes de fase.
- * Cuando se desconecta la alimentación de una de las fases, solo afecta a las cargas conectadas a esa fase.

- * Al conectar cargas desequilibradas, se pueden producir desbalances de voltaje, los cual se corrige aterrizando el neutro del sistema.

Por otra parte las características que presenta la conexión triángulo o D son:

- * No se tiene acceso al neutro del sistema.
- * Los voltajes aplicados a cada uno de los devanados del transformador son los voltajes entre las líneas, por lo que los VOLTAJES DE FASE resultan ser igual a los VOLTAJES DE LÍNEA.
- * Las corrientes de línea son igual a las corrientes de cada devanado o corrientes de fase por $\sqrt{3}$.
- * No se producen desbalances de voltajes al conectar cargas desequilibradas.

De forma análoga, los devanados primario y secundario se pueden conectar en una de estas dos formas, teniendo así cuatro tipos de conexiones:

- ♣ CONEXIÓN Y-y: cuando el primario y secundario del transformador se encuentran conectados en estrella.
- ♣ CONEXIÓN D-y: cuando el primario se encuentra conectado en triángulo y el secundario en estrella.
- ♣ CONEXIÓN Y-d: cuando el primario se encuentra conectado en estrella y el secundario en triángulo.
- ♣ CONEXIÓN D-d: cuando el primario y secundario del transformador se encuentran conectados en triángulo.

2.2 ÍNDICE HORARIO O DESFASE

Además del tipo de conexión del primario y secundario se debe considerar el desfase que existe entre el voltaje del primario y el voltaje del secundario. En un

transformador monofásico únicamente existe la posibilidad de un desfase de 0° o 180° ; pero en un transformador trifásico existen más desfases.

El índice horario se define como el ángulo que existe entre el voltaje de línea del primario (puede ser V_{AB} , V_{BC} o V_{CA}) con el mismo voltaje de línea del secundario (puede ser V_{ab} , V_{bc} o V_{ca}). El índice horario también se puede obtener a partir del desfase de los voltajes fase-neutro; pero en el caso de las conexiones triángulo estos voltajes únicamente son imaginarios, pues no existe el neutro del sistema. [23] [28]

Debido a la simetría de los sistemas trifásicos, cualquier desfase, sin importar el tipo de conexión, será múltiplo de 30° ($\pi/6$). De esa forma serán posibles 12 desfases, y el índice horario se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Indice Horario} = \frac{\text{Ángulo de desfase } (^\circ)}{30^\circ} \quad 2.1$$

Para entender mejor lo que significa el índice horario se hace una analogía con un reloj de manecillas, en el cual se coloca el fasor del voltaje del primario como la manecilla larga en las doce, y el fasor del voltaje secundario será la manecilla pequeña que nos indicará el índice horario. [23]

En la fig. 2.2 se muestra gráficamente lo que es el Índice Horario. Primero se tiene el diagrama fasorial del lado primario, luego se encuentra dibujado el diagrama fasorial del lado secundario respecto al del lado primario. El índice horario corresponderá al ángulo medido en sentido horario entre cualquiera de los voltajes primarios y el mismo voltaje secundario. En la fig. 2.2 se ha tomado los voltajes Fase-Neutro de la fase A, es decir, V_{AN} (primario) y V_{an} (secundario). Como se puede observar en el gráfico el ángulo entre estos voltajes es de 150° , por lo que el índice horario es igual a 5.

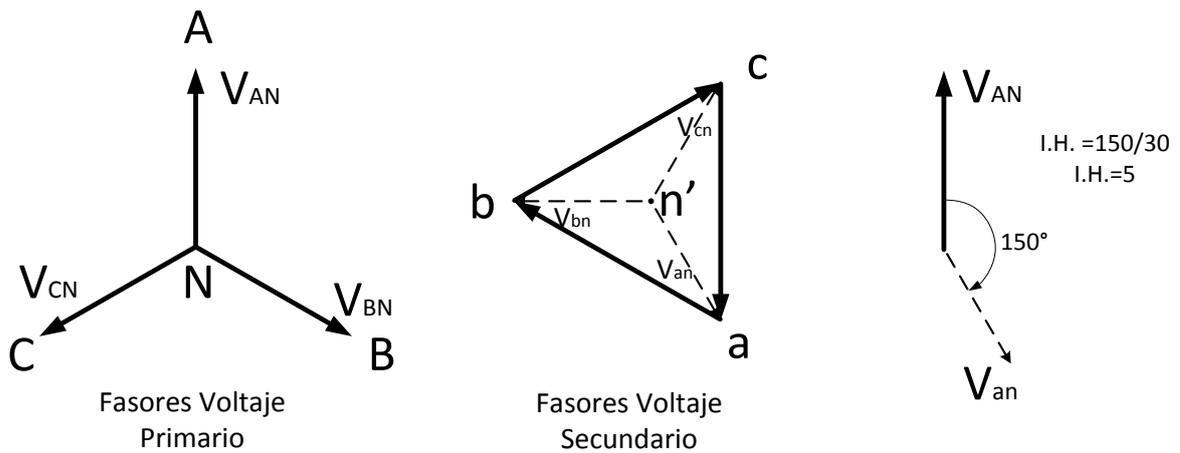


Fig. 2.2. Representación del Índice Horario

2.3 GRUPOS DE CONEXIÓN

El grupo de conexión de un transformador está definido tanto por el tipo de conexión como por el índice horario de la siguiente forma $Mm i$; en donde:

M: corresponderá al tipo de conexión en el primario (Y o D)

m: corresponderá al tipo de conexión en el secundario (y o d)

i: corresponderá al índice horario (0-11)

Para poder analizar los grupos de conexión de los transformadores trifásicos se utiliza la convención de los puntos, la cual significa que la corriente que entra por el punto del primario, intentará salir por el punto del secundario.

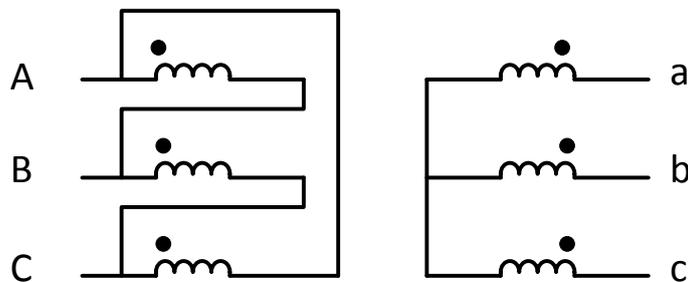


Fig. 2.3. Ejemplo Transformador Trifásico

A continuación se realizará un ejemplo de cómo determinar el grupo de conexión de un transformador. Consideremos que se tiene el transformador de la fig. 2.3.

En la fig. 2.3 se puede observar claramente que el primario se encuentra conectado en triángulo (D) y el secundario en estrella (Y). El siguiente paso será determinar el índice horario, para ello se observa los voltajes de las bobinas y se tiene que:

$$fase(V_{AB}) = fase(V_{AN}) \quad 2.2$$

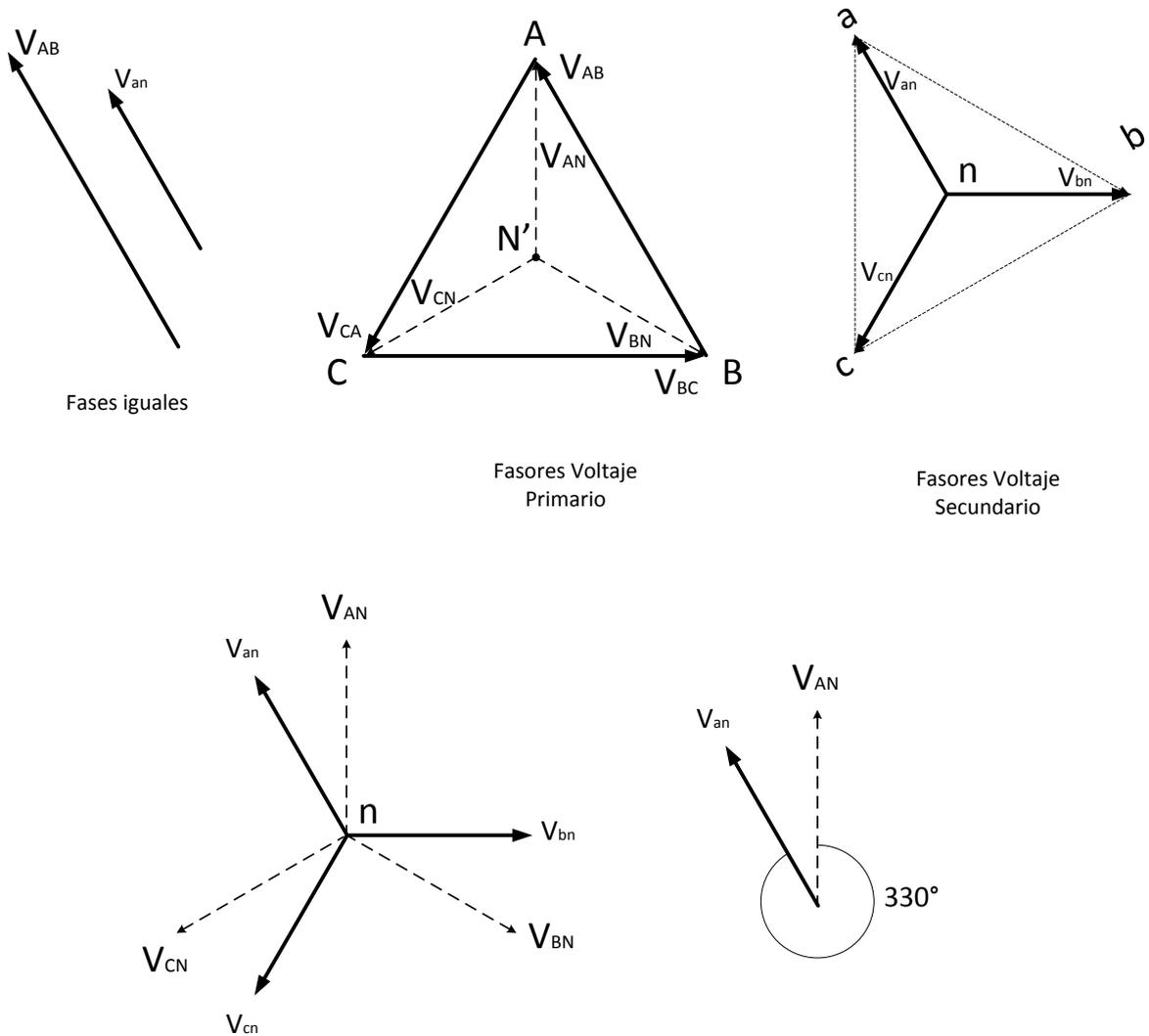


Fig. 2.4. Determinación del Índice Horario del Transformador de fig. 2.3.

Entonces se dibujará el diagrama fasorial de forma que se cumpla con la condición anterior. En la fig. 2.4 se muestra el diagrama fasorial correspondiente al transformador de la fig. 2.3, y la determinación del índice horario.

De acuerdo a la fig. 2.3 se determina que el desfase entre el voltaje de fase entre el primario y secundario es de 330°, y el índice horario será:

$$I.H. = \frac{330^\circ}{30^\circ} = 11 \tag{2.3}$$

Lo que significa que el grupo de conexión del transformador de la fig. 2.3 será:

$$\boxed{Dy11} \tag{2.4}$$

En la práctica se tienen grupos de conexiones normalizados para la construcción de los transformadores trifásicos. En la tabla 2.1 se muestran los grupos de conexión según la norma VDE 0532. [20]

Tabla 2.1. Grupos de conexión normalizados.

Índice Hor.	Grupo de con.	Diagrama fasorial		Esquema de conexiones	
		Voltaje Primario	Voltaje secundario	Lado primario	Lado secundario
0 (0°)	Dd0				
	Yy0				

5 (150°)	Dy5				
	Yd5				
6 (180°)	Dd6				
	Yy6				
11 (330°)	Dy11				
	Yd11				

De los grupos de conexiones mostrados en la tabla 2.1, los más comunes y utilizados en la Empresa Eléctrica Quito S.A. son Yy0 y Dy5. Por esa razón se realizará un análisis más profundo de estos dos grupos de conexión.

2.4 GRUPO DE CONEXIÓN YY0

La Empresa Eléctrica Quito S.A. utiliza este grupo de conexión en los transformadores tipo pedestal instalados en las redes primarias de 22 860 V, pues la norma IEEE C57.12.26 indica que si el nivel de voltaje supera 16 340 V los transformadores tipo pedestal trifásicos deben tener la conexión Yyn0. Es importante recalcar que en este tipo de conexión el neutro debe estar sólidamente aterrizado.

2.4.1 COMPORTAMIENTO FASORIAL EN EQUILIBRIO DE FASE

Como su nombre lo indica, los lados de primario y secundario se conectarán en estrella, y el desfase entre los voltajes respectivos de primario y secundario será de 0° . En la fig. 2.7 se ha representado los diagramas fasoriales de primario y secundario de este tipo de conexión.

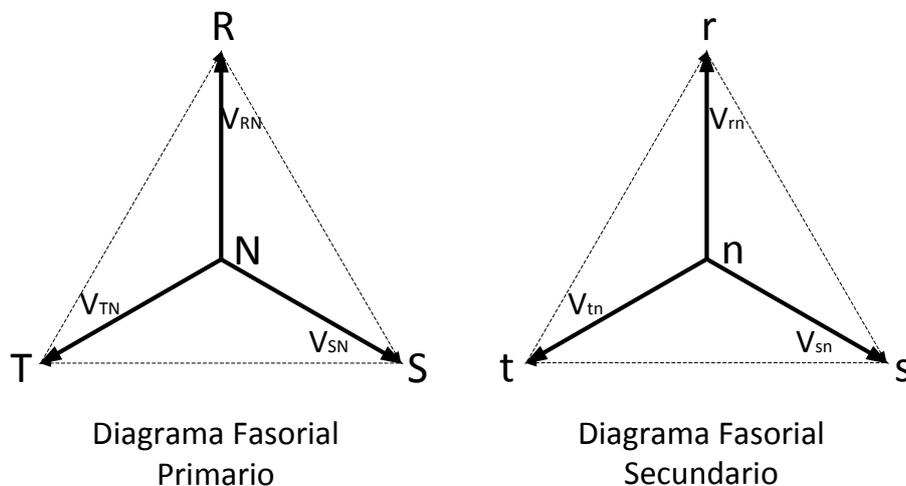


Fig. 2.7 Diagramas Fasoriales conexión Yyn0

En la fig. 2.8 se encuentran representados los voltajes y corrientes de línea y de fase, tanto de primario como de secundario.

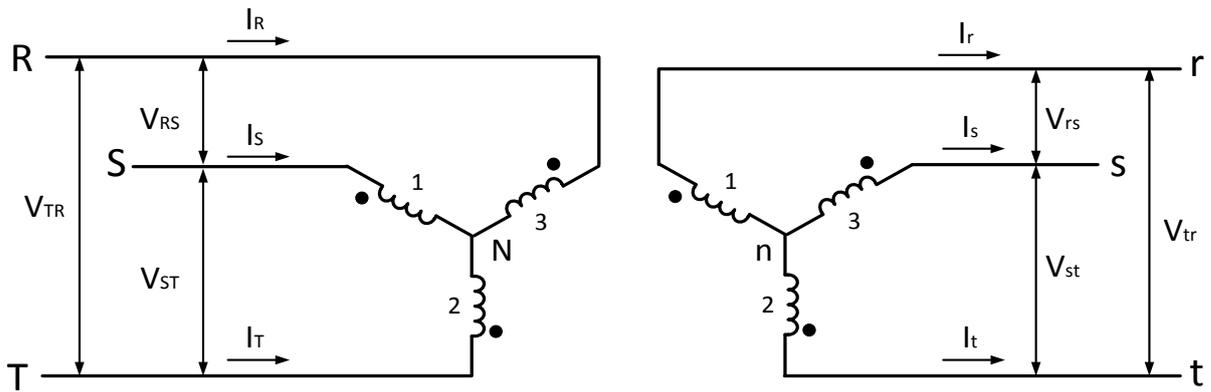


Fig. 2.8 Conexión Yyn0

En el lado primario los voltajes de línea serán $\overline{V_{RS}}, \overline{V_{ST}}, \overline{V_{TR}}$, y los voltajes de fase serán $\overline{V_{RN}}, \overline{V_{SN}}, \overline{V_{TN}}$, los cuales se relacionan de la siguiente manera:

$$\overline{V_{RS}} = \overline{V_{RN}} - \overline{V_{SN}} \quad 2.5$$

$$\overline{V_{ST}} = \overline{V_{SN}} - \overline{V_{TN}} \quad 2.6$$

$$\overline{V_{TR}} = \overline{V_{TN}} - \overline{V_{RN}} \quad 2.7$$

En donde se considera que:

$$\overline{V_{RN}} = V_F \angle 0^\circ \quad 2.8$$

$$\overline{V_{SN}} = V_F \angle -120^\circ \quad 2.9$$

$$\overline{V_{TN}} = V_F \angle 120^\circ \quad 2.10$$

Si se reemplaza las ecuaciones 2.8 y 2.9 en la ecuación 2.5 se tendrá que:

$$\overline{V_{RS}} = V_F \angle 0^\circ - V_F \angle -120^\circ = (V_F) - (V_F \cos(-120^\circ) + j V_F \sen(-120^\circ))$$

$$\overline{V_{RS}} = V_F \cdot [1 - \cos(-120^\circ) - j \sen(-120^\circ)]$$

$$\overline{V_{RS}} = V_F \cdot \left[1 - \left(-\frac{1}{2}\right) - j \left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \right] = V_F \cdot \left[\frac{3}{2} + j \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \right]$$

$$\overline{V_{RS}} = V_F \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{3}{2}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} \angle \left[\tan^{-1}\left(\frac{\sqrt{3}}{3}\right) \right] \right]$$

$$\boxed{\overline{V_{RS}} = \sqrt{3} \cdot V_F \angle 30^\circ} \quad 2.11$$

Siguiendo el mismo procedimiento con las ecuaciones 2.6 y 2.7 se tendrá que:

$$\overline{V_{ST}} = \sqrt{3} \cdot V_F \angle -90^\circ \quad 2.12$$

$$\overline{V_{TR}} = \sqrt{3} \cdot V_F \angle 150^\circ \quad 2.13$$

Por lo que escalarmente se cumple que en el lado primario: $V_L = \sqrt{3} \cdot V_F$

Las corrientes $\overline{I_R}$, $\overline{I_S}$, y $\overline{I_T}$ corresponden a las corrientes de línea y de fase, que en este caso son las mismas.

En el lado secundario se cumplen exactamente las mismas relaciones entre los voltajes y corrientes de línea y de fase, pues el ángulo de desfase entre primario y secundario es de 0° .

La relación de transformación para el grupo de conexión Yyn0 será:

$$Rel. Tran. (Yy) = \frac{V_{RS}}{V_{rs}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{F-N/P}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-n/s}}$$

$$Rel. Tran. (Yy) = a \quad 2.14$$

2.4.2 VENTAJAS

A pesar de que se debe tener cuidado cuando se utiliza la conexión Y-y, esta conexión tiene ventajas importantes frente a los otros grupos de conexión trifásico. [4] [9] [21] [23] [31]

- ♣ No existe desfaseamiento entre el lado primario y secundario, esto hace más sencilla la conexión en paralelo.
- ♣ Se tiene acceso al neutro de medio y bajo voltaje, lo que permite conectarlos a tierra como medida de seguridad.

- ♣ Debido a que el voltaje que soporta cada bobinado es $\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot V_{F-F}$, se requiere menos número de espiras, por lo que esta conexión es más económica en transformadores de pequeña potencia.
- ♣ Al tener dos niveles de voltaje, el voltaje fase-fase y el voltaje fase-neutro, permite alimentar tanto a cargas trifásicas como monofásicas.
- ♣ Es posible disminuir la distorsión en los voltajes secundarios cuando los neutros se encuentran sólidamente aterrizados. Esto permite que la corriente creada por las componentes de tercera armónica vayan a tierra a través del neutro.

2.4.3 DESVENTAJAS

Generalmente se ha tratado de evitar este tipo de conexión en los sistemas de distribución debido a las desventajas que presenta, las cuales se detallan a continuación. [4] [9] [21] [23] [31]

- ♣ Si el neutro no se encuentra correctamente conectado a tierra, las cargas no equilibradas pueden provocar desequilibrios en los voltajes de fase (corrimiento del neutro). Por esa razón no se recomienda utilizar esta conexión cuando se prevén grandes desequilibrios.
- ♣ Cuando una de las fases del primario se encuentra abierta y se tiene carga en el secundario puede producirse un sobrecalentamiento, que incluso puede llegar a dañar al transformador. Este tema se lo explica más a detalle en el capítulo 4.
- ♣ A pesar de que el neutro del primario este sólidamente aterrizado, las componentes de tercera armónica aparecen en el lado secundario, causando distorsión en los voltajes de fase.
- ♣ Cuando los neutros de primario y secundario se encuentra aterrizados, y si ocurre una falla a tierra en el secundario, esta corriente de falla se ve reflejada en el lado primario, y puede hacer que las protecciones del primario operen, aun cuando la falla haya ocurrido en el lado secundario, lo que hace que la coordinación de protecciones sea más complicada.

2.5 GRUPO DE CONEXIÓN DY5

El grupo de conexión Dy5 es el más utilizado en sistemas de distribución. La Empresa Eléctrica Quito S.A. utiliza este grupo de conexión en todos sus transformadores convencionales y en los transformadores tipo pedestal instalados en las redes primarias de 6300 V, tal como se indica en la norma IEEE C57.12.26.

2.5.1 COMPORTAMIENTO FASORIAL EN EQUILIBRIO DE FASE

Como su nombre lo indica, en esta conexión el triángulo corresponderá al primario (medio voltaje) y la estrella al secundario (bajo voltaje). Por el índice horario se conoce que el desfase entre los voltajes respectivos de primario y secundario es de 150° , lo que simplifica la representación del diagrama fasorial. En la fig. 2.5 se ha representado los diagramas fasoriales de los lados primario y secundario.

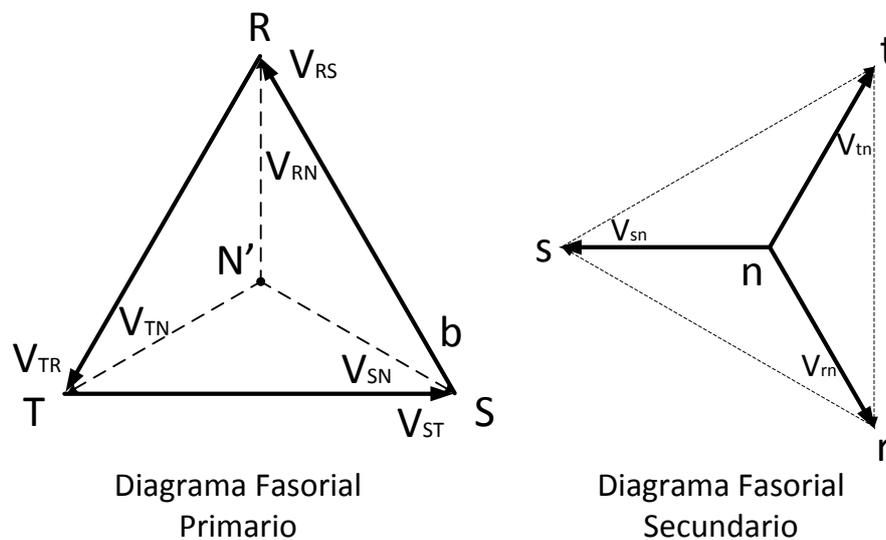


Fig. 2.5 Diagramas Fasoriales conexión Dy5

Para analizar este tipo de conexión, se partirá de la fig. 2.6, en la cual se encuentran representados los voltajes y corrientes de línea y de fase, tanto de primario como de secundario.

En el lado primario, debido a que se tiene una conexión en triángulo, el voltaje de fase será igual al voltaje de línea, considerando un sistema equilibrado, como lo son los sistemas de distribución, se tendrá que:

$$\overline{V}_R = \overline{V}_{RS} = V_L \angle 0^\circ \quad 2.15$$

$$\overline{V}_S = \overline{V}_{ST} = V_L \angle -120^\circ \quad 2.16$$

$$\overline{V}_T = \overline{V}_{TR} = V_L \angle 120^\circ \quad 2.17$$

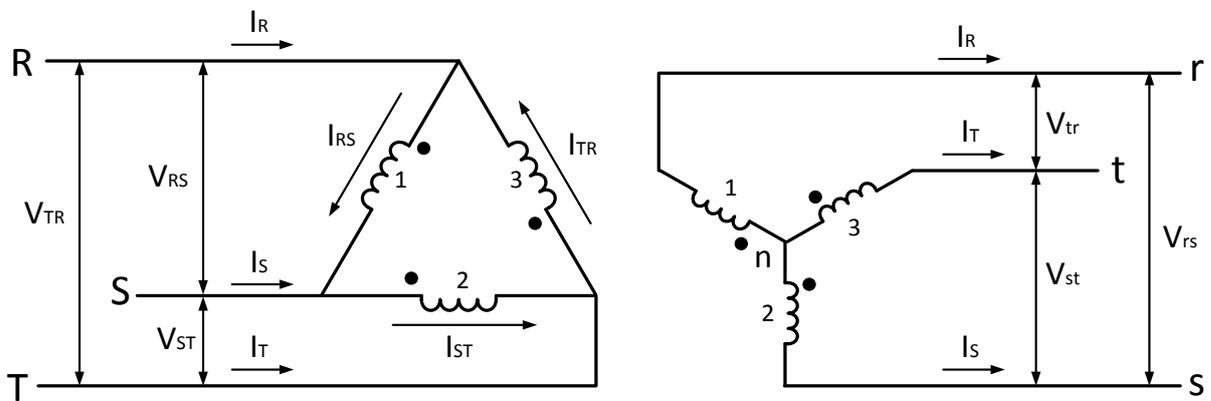


Fig. 2.6 Conexión Dy5

En la fig. 2.6 las corrientes \overline{I}_R , \overline{I}_S y \overline{I}_T corresponden a las corrientes de línea, y las corrientes \overline{I}_{RS} , \overline{I}_{ST} y \overline{I}_{TR} son las corrientes de fase, las cuales se relacionan de la siguiente forma:

$$\overline{I}_R = \overline{I}_{RS} - \overline{I}_{TR} \quad 2.18$$

$$\overline{I}_S = \overline{I}_{ST} - \overline{I}_{RS} \quad 2.19$$

$$\overline{I}_T = \overline{I}_{TR} - \overline{I}_{ST} \quad 2.20$$

Para simplificación del análisis se considera que:

$$\overline{I}_{RS} = I_F \angle 0^\circ \quad 2.21$$

$$\overline{I}_{ST} = I_F \angle -120^\circ \quad 2.22$$

$$\overline{I}_{TR} = I_F \angle 120^\circ \quad 2.23$$

Reemplazando las ecuaciones 2.21 y 2.23 en la ecuación 2.18 se tendrá que:

$$\bar{I}_R = I_F \angle 0^\circ - I_F \angle 120^\circ = (I_F) - (I_F \cos(120^\circ) + j I_F \sin(120^\circ))$$

$$\bar{I}_R = I_F \cdot [1 - \cos(120^\circ) - j \sin(120^\circ)]$$

$$\bar{I}_R = I_F \cdot \left[1 - \left(-\frac{1}{2}\right) - j \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \right] = I_F \cdot \left[\frac{3}{2} - j \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right) \right]$$

$$\bar{I}_R = I_F \cdot \left[\sqrt{\left(\frac{3}{2}\right)^2 + \left(\frac{\sqrt{3}}{2}\right)^2} \angle \left[\tan^{-1}\left(\frac{-\sqrt{3}}{3}\right) \right] \right]$$

$$\boxed{\bar{I}_R = \sqrt{3} \cdot I_F \angle -30^\circ} \quad 2.24$$

Siguiendo el mismo procedimiento para las ecuaciones 2.19 y 2.20 se tendrá que:

$$\bar{I}_S = \sqrt{3} \cdot I_F \angle -150^\circ \quad 2.25$$

$$\bar{I}_T = \sqrt{3} \cdot I_F \angle 90^\circ \quad 2.26$$

Lo que significa que escalarmente se tiene que en el lado primario: $I_L = \sqrt{3} \cdot I_F$

En el lado secundario, en donde la conexión es en estrella, los voltajes de fase y de línea en el secundario tendrán una relación similar a las corrientes de fase y de línea del primario. Si se realiza el mismo análisis que el de las ecuaciones 2.18, 2.19 y 2.20, vectorialmente se llegará a:

$$\bar{V}_{rs} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{rn} \angle -30^\circ$$

$$\bar{V}_{st} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{sn} \angle -30^\circ$$

$$\bar{V}_{tr} = \sqrt{3} \cdot \bar{V}_{tn} \angle -30^\circ$$

Escalarmente en el lado secundario se cumple que: $V_l = \sqrt{3} \cdot V_f$

Las corrientes \bar{I}_r , \bar{I}_s , y \bar{I}_t del lado secundario, graficadas en la fig. 2.6, corresponden a las corrientes de línea y de fase, que en este caso son las mismas.

La relación de transformación para el grupo de conexión Dyn5 será:

$$Rel.Tran. (Dy) = \frac{V_{RS}}{V_{rn}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{F-N/P}}{V_{f-n/s}}$$

$$Rel.Tran. (Dy) = \sqrt{3} \cdot a \quad 2.27$$

2.5.2 VENTAJAS

Este grupo de conexión ha sido el más utilizado en sistemas de distribución debido a las muchas ventajas que presenta.[4] [9] [21] [23] [30]

- ♣ En lado secundario se tiene acceso al neutro, lo que permite alimentar cargas trifásicas y monofásicas.
- ♣ En cualquier sistema trifásico, las componentes impares a partir del tercer armónico se encuentran en fase entre sí. Bajo estas condiciones, las corrientes circulan a través del camino proporcionado por la conexión en triángulo del lado primario; esto hace que los efectos de los armónicos no se presenten en la red.
- ♣ Las cargas desequilibradas no provocan desbalances de voltajes, debido a que el voltaje entre los terminales del devanado primario siempre será constante (Voltaje fase-fase).
- ♣ Si el neutro del secundario se encuentra sólidamente aterrizado; cuando ocurre una falla a tierra en el secundario, esto se refleja en el lado primario mediante dos corrientes iguales y opuestas en dos de sus fases. Esto hace que la coordinación de protecciones sea mucho más sencilla.

2.5.3 DESVENTAJAS

Este tipo conexión casi no presenta desventajas.[4] [9] [23] [21] [30]

- ♣ No se tiene neutro en lado primario para conectarlo a tierra como una medida de seguridad.

CAPÍTULO 3: DATOS ESTADÍSTICOS DE LA APLICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL

A continuación se detallan los datos de la Empresa Eléctrica Quito S.A. sobre los transformadores tipo pedestal instalados en las redes de distribución de su área de concesión.

Los datos detallados a continuación son de la base de datos de transformadores del sistema DISCOVERER de la EEQ S.A.

3.1 TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS

3.1.1 TRANSFORMADORES INSTALADOS

AÑO 2008

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	164953	TUMBACO	AICO	37,5	2007	22.8-GRDY/13.2	240/120
2	164954	TUMBACO	AICO	37,5	2007	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	165630	SAN RAFAEL	ECUATRAN	15	2008	22.8-GRDY/13.2	240/120
4	165541	EUGENIO ESPEJO	INATRA	37,5	2008	22.8-GRDY/13.2	240/120

AÑO 2009

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	165636	SAN RAFAEL	RYMEL	37,5	2007	22.8-GRDY/13.2	240/120
2	165637	SAN RAFAEL	RYMEL	37,5	2007	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	101666	TUMBACO	ECUATRAN	50	1999	22.8-GRDY/13.2	240/120

AÑO 2010

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	166681	SAN RAFAEL	RYMEL	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
2	166781	PAPALLACTA	INATRA	15	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	166632	TUMBACO	INATRA	37,5	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120
4	166633	TUMBACO	INATRA	50	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120
5	166717	TUMBACO	ECUATRAN	50	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120
6	166770	CRISTIANIA	INATRA	25	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120

7	166813	POMASQUI	ECUATRAN	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
8	167087	SANTA ROSA	INATRA	25	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
9	166849	EL QUINCHE	INATRA	15	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
10	166697	TUMBACO	INATRA	50	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120

AÑO 2011

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	167185	TUMBACO	INATRA	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
2	167240	CONOCOTO	RYMEL	50	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	166813	POMASQUI	ECUATRAN	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
4	166813	POMASQUI	ECUATRAN	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
5	166631	TUMBACO	INATRA	37,5	2009	22.8-GRDY/13.2	240/120
6	167688	NUEVA CUMBAYA	ECUATRAN	37,5	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120

AÑO 2012

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	167688	NUEVA CUMBAYA	ECUATRAN	37,5	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120
2	167729	CRISTIANIA	RYMEL	50	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	167576	POMASQUI	RYMEL	37,5	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120
4	167834	CRISTIANIA	INATRA	15	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120
5	168015	MACHACHI	INATRA	25	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
6	167885	LULUNCOTO	INATRA	50	2010	22.8-GRDY/13.2	240/120
7	167975	TABABELA	INATRA	15	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
8	167966	LOS BANCOS	INATRA	15	2011	13.2-GRDY/7.6	240/120
9	168096	PAPALLACTA	INATRA	37,5	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
10	167971	NUEVA CUMBAYA	INATRA	75	2011	22.8-GRDY/13.2	240/120

AÑO 2013

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	167188	EUGENIO ESPEJO	INATRA	50	2010	22.860	240/120
2	168684	EUGENIO ESPEJO	INATRA	50	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
3	167187	EUGENIO ESPEJO	INATRA	50	2010	22.860	240/120
4	168600	TABABELA	INATRA	75	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
5	168478	SAN RAFAEL	ECUATRAN	25	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
6	168515	TUMBACO	ECUATRAN	50	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
7	169278	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
8	169198	PAPALLACTA	ECUATRAN	125	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
9	169289	NUEVA CUMBAYA	INATRA	25	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
10	169290	NUEVA CUMBAYA	INATRA	25	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
11	169291	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
12	169287	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
13	169288	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
14	169309	NUEVA CUMBAYA	INATRA	25	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120

15	169291	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
16	168669	TUMBACO	INATRA	50	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
17	168600	TABABELA	INATRA	75	2012	22.8-GRDY/13.2	240/120
18	169282	NUEVA CUMBAYA	INATRA	15	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120
19	169281	NUEVA CUMBAYA	INATRA	25	2013	22.8-GRDY/13.2	240/120

3.1.2 TRANSFORMADORES AVERIADOS

La EEQ S.A. ha entregado un reporte de transformadores tipo pedestal monofásicos averiados, por las siguientes razones:

- ♣ Descargas atmosféricas
- ♣ Choques y Vandalismo

Razones que son comunes y salen del control de la EEQ S.A.

- ♣ Ingreso de Humedad

Lo cual, si bien se puede evitar al tener un mejor control de calidad de los transformadores y de su instalación, no representa un problema nuevo y desconocido para la EEQ S.A.

Esto indica que los transformadores tipo pedestal monofásicos no han presentado ningún tipo de anomalía y operan normalmente, dentro de las expectativas de la EEQ S.A.

3.2 TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

3.2.1 GRUPO DE CONEXIÓN DY5

3.2.1.1 Transformadores Instalados

AÑO 2006

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	164170	IÑAQUITO	ECUATRAN	50	2006	6.000	210/121

AÑO 2008

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	165705	OLIMPICO	INATRA	75	2008	6.000	210/121
2	165700	GRANDA CENTENO	ECUATRAN	400	2008	6.000	210/121
3	165781	DIEZ NUEVA	INATRA	100	2008	6.000	210/121
4	165675	MIRAFLORES	INATRA	500	2008	6.000	210/121
5	165647	LA MARIN	INATRA	500	2008	6.000	210/121
6	165629	CAROLINA	MAGNETRO	75	2007	6.000	210/121
7	165628	CAROLINA	INATRA	50	2008	6.000	210/121
8	165826	IÑAQUITO	RYMEL	150	2008	6.000	210/121
9	165919	DIEZ VIEJA	RYMEL	300	2008	6.000	210/121
10	165907	IÑAQUITO	ECUATRAN	75	2008	6.000	210/121
11	165919	DIEZ VIEJA	RYMEL	300	2008	6.000	210/121
12	165883	EL BOSQUE	INATRA	60	2008	6.000	220/127
13	165899	EL BOSQUE	INATRA	50	2008	6.000	210/121

AÑO 2009

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	165631	BELISARIO QUEVEDO	INATRA	60	2008	6.000	210/121
2	166221	RIO COCA	ECUATRAN	200	2009	6.000	210/121
3	164392	EL BOSQUE	INATRA	75	2006	6.000	210/121
4	166177	OLIMPICO	INATRA	150	2009	6.000	210/121
5	166008	EL BOSQUE	AICO	50	2009	6.000	220/127
6	166101	LA FLORESTA	INATRA	75	2009	6.000	210/121
7	166264	GRANDA CENTENO	WESTINGHO	112,5		6.300	210/121
8	166204	CAROLINA	INATRA	200	2009	6.000	210/121
9	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
10	166338	PEREZ GUERRERO	INATRA	300	2009	6.000	210/121
11	166132	CAROLINA	ECUATRAN	125	2009	6.000	210/121
12	166227	RIO COCA	INATRA	200	2009	6.000	210/121
13	166291	CAROLINA	INATRA	75	2009	6.000	210/121
14	166311	ESCUELA SUCRE	INATRA	45	2009	6.000	210/121
15	166025	CHIMBACALLE	INATRA	600	2008	6.000	210/121
16	165875	DIEZ NUEVA	INATRA	75	2008	6.000	210/121
17	165767	BELISARIO QUEVEDO	INATRA	100	2008	6.000	210/121
18	166281	GRANDA CENTENO	INATRA	125	2008	6.000	210/121
19	165941	CHIMBACALLE	INATRA	50	2008	6.000	220/127
20	165852	BARRIONUEVO	INATRA	125	2008	6.000	210/121
21	165895	CAROLINA	ECUATRAN	75	2008	6.000	210/121
22	165917	OLIMPICO	INATRA	75	2008	6.000	210/121
23	165940	CAROLINA	INATRA	50	2008	6.000	210/121
24	164170	DIEZ VIEJA	ECUATRAN	50	2006	6.000	210/121

25	166284	GRANDA CENTENO	INATRA	125	2009	6.000	210/121
26	166397	CAROLINA	INATRA	112,5	2009	6.000	210/121
27	166515	DIEZ NUEVA	RYMEL	100	2009	6.300	210/121
28	166130	ESCUELA SUCRE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
29	166382	EL BOSQUE	ECUATRAN	500	2009	6.000	210/121
30	166283	BELISARIO QUEVEDO	INATRA	300	2009	6.000	210/121
31	166449	PEREZ GUERRERO	INATRA	75	2009	6.000	400/231
32	166414	CAROLINA	ECUATRAN	75	2009	6.000	220/127
33	166377	CAROLINA	INATRA	50	2009	6.000	210/121
34	166497	CAROLINA	INATRA	125	2009	6.000	210/121
35	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
36	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121

AÑO 2010

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	166775	OLIMPICO	INATRA	75	2010	6.000	210/121
2	166598	CAROLINA	INATRA	100	2009	6.000	210/121
3	166734	CAROLINA	INATRA	75	2009	6.000	210/121
4	166689	CAROLINA	ECUATRAN	450	2010	6.000	210/121
5	166606	OLIMPICO	ECUATRAN	315	2004	6.000	210/121
6	166780	CAROLINA	INATRA	160	2010	6.000	210/121
7	166499	CAROLINA	INATRA	75	2009	6.000	210/121
8	166461	DIEZ NUEVA	INATRA	200	2009	6.000	210/121
9	166841	DIEZ NUEVA	INATRA	175	2009	6.000	210/121
10	166204	CAROLINA	INATRA	200	2009	6.000	210/121
11	166942	DIEZ VIEJA	INATRA	100	2010	6.000	210/121
12	165631	BELISARIO QUEVEDO	INATRA	60	2008	6.000	210/121
13	167044	IÑAQUITO	INATRA	150	2009	6.000	210/121
14	166822	PEREZ GUERRERO	INATRA	75	2010	6.000	210/121
15	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
16	166382	EL BOSQUE	ECUATRAN	500	2009	6.000	210/121
17	166851	IÑAQUITO	ECUATRAN	300	2010	6.000	210/121
18	166893	OLIMPICO	INATRA	100	2008	6.000	220/127
19	167118	IÑAQUITO	INATRA	500	2010	6.000	210/121
20	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
21	166968	LA FLORESTA	INATRA	45	2010	6.000	210/121
22	166606	OLIMPICO	ECUATRAN	315	2004	6.000	210/121
23	167083	GRANDA CENTENO	ECUATRAN	50	2010	6.300	220/127
24	165264	DIEZ NUEVA	INATRA	125	2007	6.000	210/121
25	166903	CAROLINA	INATRA	150	2010	6.000	210/121
26	167103	IÑAQUITO	INATRA	225	2010	6.000	210/121
27	167125	PEREZ GUERRERO	INATRA	112,5	2010	6.000	210/121
28	166887	OLIMPICO	INATRA	250	2010	6.000	210/121
29	167043	GRANDA CENTENO	INATRA	500	2010	6.000	220/127
30	167045	RIO COCA	ECUATRAN	250	2010	6.000	210/121
31	166787	IÑAQUITO	INATRA	125	2010	6.000	210/121
32	167035	CAROLINA	INATRA	200	2010	6.000	210/121

AÑO 2011

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	167129	IÑAQUITO	ECUATRAN	75	2010	6.300	210/121
2	167231	LA FLORESTA	INATRA	160	2010	6.000	210/121
3	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
4	167227	EL BOSQUE	INATRA	75	2011	6.000	210/121
5	166846	MIRAFLORES	INATRA	50	2010	6.000	210/121
6	167377	OLIMPICO	INATRA	250	2011	6.000	210/121
7	166382	EL BOSQUE	ECUATRAN	500	2009	6.000	210/121
8	167601	GRANDA CENTENO	INATRA	100	2011	6.000	210/121
9	167488	GRANDA CENTENO	RYMEL	75	2011	6.000	210/121
10	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
11	167460	CAROLINA	INATRA	75	2010	6.000	210/121
12	167602	IÑAQUITO	INATRA	75	2011	6.000	210/121
13	167336	BARRIONUEVO	INATRA	75	2011	6.000	480/277
14	166331	EL BOSQUE	INATRA	200	2009	6.000	210/121
15	167302	OLIMPICO	INATRA	125	2011	6.000	210/121
16	167527	IÑAQUITO	INATRA	100	2010	6.000	210/121
17	165767	BELISARIO QUEVEDO	INATRA	100	2008	6.000	210/121
18	167645	DIEZ NUEVA	MORETRAN	300	2011	6.000	220/127
19	167591	ANDALUCÍA	INATRA	100	2011	6.000	220/127
20	167481	IÑAQUITO	INATRA	250	2011	6.000	210/121
21	167304	LA FLORESTA	INATRA	150	2011	6.000	480/277
22	167409	CAROLINA	MORETRAN	150	2011	6.000	220/127
23	166606	OLIMPICO	ECUATRAN	315	2004	6.000	210/121

AÑO 2012

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	166227	RIO COCA	INATRA	200	2009	6.000	210/121
2	165883	EL BOSQUE	INATRA	60	2008	6.000	220/127
3	166922	EL BOSQUE	INATRA	200	2010	6.000	210/121
4	167804	ANDALUCÍA	ECUATRAN	30	2011	6.000	210/121
5	167696	EL BOSQUE	INATRA	100	2011	6.000	210/121
6	167763	OLIMPICO	INATRA	125	2011	6.000	210/121
7	167767	OLIMPICO	INATRA	75	2011	6.000	220/127
8	167778	IÑAQUITO	INATRA	150	2011	6.000	210/121
9	167799	RIO COCA	INATRA	150	2011	6.000	220/127
10	168120	LA FLORESTA	INATRA	160	2012	6.300	220/127
11	168322	PEREZ GUERRERO	INATRA	150	2012	6.300	220/127
12	168242	OLIMPICO	ECUATRAN	125	2012	6.300	220/127
13	167865	DIEZ NUEVA	ECUATRAN	315	2012	6.000	Otros
14	167505	CAROLINA	ECUATRAN	75	2011	6.000	210/121
15	168133	DIEZ NUEVA	INATRA	112,5	2011	6.000	210/121
16	168224	LA FLORESTA	INATRA	150	2012	6.000	210/121
17	167779	LA FLORESTA	INATRA	100	2011	6.000	210/121

AÑO 2013

	N Em p resa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	168748	OLIMPICO	INATRA	125	2013	6.000	220/127
2	168382	IÑAQUITO	INATRA	75	2012	6.000	220/127
3	168667	BARRIONUEVO	INATRA	112,5	2013	6.000	220/127
4	168317	IÑAQUITO	INATRA	50	2012	6.000	220/127
5	168161	OLIMPICO	INATRA	100	2012	6.000	220/127
6	168659	GRANDA CENTENO	INATRA	75	2012	6.000	220/127
7	169117	OLIMPICO	INATRA	75	2013	6.000	220/127
8	168773	OLIMPICO	INATRA	112,5	2012	6.000	220/127
9	169264	SAN ROQUE	ECUATRAN	125	2013	6.000	220/127
10	169285	DIEZ NUEVA	INATRA	100	2013	6.000	220/127
11	169011	GRANDA CENTENO	ECUATRAN	75	2013	6.000	220/127
12	168604	GRANDA CENTENO	INATRA	75	2013	6.000	220/127
13	169070	GRANDA CENTENO	ECUATRAN	75	2013	6.000	220/127
14	169054	CAROLINA	INATRA	50	2013	6.000	220/127
15	168986	CAROLINA	ECUATRAN	200	2013	6.000	220/127
16	169261	CAROLINA	ECUATRAN	100	2013	6.000	480/277

Se tiene un total de 138 Unidades Instaladas.

3.2.1.2 Transformadores Averiados

Según los datos de la EEQ S.A. no se tiene ningún reporte sobre transformadores tipo pedestal de conexión Dyn5 averiados.

Esto significa que los transformadores con este tipo de conexión no han presentado problemas en su operación, y continúan funcionando normalmente.

3.2.2 GRUPO DE CONEXIÓN YY0

3.2.2.1 Transformadores Instalados

AÑO 2005

	N Em p resa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	163255	CRISTIANIA	MAGNETRO	225	2005	22.860	220/127
2	162516	CRISTIANIA	AICO	175	2004	22.860	210/121

3	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
4	162518	CRISTIANIA	AICO	100	2004	22.860	210/121
5	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
6	162921	CRISTIANIA	ECUATRAN	200	2005	22.860	210/121

AÑO 2007

	N Em p resa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	164060	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	150	2006	22.860	210/121

AÑO 2008

	N Em p resa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	162921	CRISTIANIA	ECUATRAN	200	2005	22.860	210/121
2	162921	CRISTIANIA	ECUATRAN	200	2005	22.860	210/121
3	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
4	165748	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	750	2008	22.860	440
5	165878	SAN RAFAEL	ECUATRAN	250	2008	22.860	440/254
6	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
7	165677	POMASQUI	INATRA	150	2007	22.860	210/121
8	165648	EUGENIO ESPEJO	INATRA	75	2008	22.860	210/121
9	165646	CRISTIANIA	ECUATRAN	50	2008	22.860	220/127

AÑO 2009

	N Em p resa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	165886	SAN RAFAEL	ECUATRAN	300	2008	22.860	220/127
2	166037	TUMBACO	INATRA	150	2008	22.860	210/121
3	166062	SAN RAFAEL	ECUATRAN	350	2009	22.860	380/220
4	166208	TUMBACO	INATRA	100	2009	22.860	210/121
5	166092	SAN RAFAEL	INATRA	112,5	2008	22.860	210/121
6	166091	SAN RAFAEL	INATRA	100	2008	22.860	220/127
7	166233	COTOCOLLAO	ECUATRAN	50	2009	22.860	210/121
8	165829	COTOCOLLAO	INATRA	600	2008	22.860	220/127
9	166140	CRISTIANIA	ECUATRAN	450	2009	22.860	210/121
10	166211	TUMBACO	INATRA	50	2009	22.860	210/121
11	166224	TUMBACO	INATRA	75	2009	22.860	210/121
12	165909	CRISTIANIA	INATRA	50	2008	22.860	210/121
13	166068	CRISTIANIA	INATRA	160	2008	22.860	210/121
14	166152	TUMBACO	ECUATRAN	50	2008	22.860	210/121
15	162516	CRISTIANIA	AICO	175	2004	22.860	210/121

16	166404	TUMBACO	INATRA	75	2009	22.860	210/121
17	166323	EUGENIO ESPEJO	INATRA	50	2009	22.860	210/121
18	166322	EUGENIO ESPEJO	INATRA	30	2009	22.860	210/121
19	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
20	166292	TUMBACO	INATRA	100	2009	22.860	210/121
21	166313	COTOCOLLAO	INATRA	125	2008	22.860	210/121
22	166242	EPICLACHIMA	INATRA	630	2009	22.860	210/121
23	166418	OLIMPICO	INATRA	50	2009	22.860	210/121

AÑO 2010

	N Em p res a	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica .	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	166395	SAN RAFAEL	INATRA	50	2009	22.860	210/121
2	166644	MACHACHI	MORETRAN	1500	2010	22.860	440/254
3	166525	SANTA ROSA	INATRA	125	2009	22.860	210/121
4	166679	SANGOLQUI	INATRA	200	2010	22.860	220/127
5	166420	TUMBACO	INATRA	50	2009	22.860	210/121
6	166486	SAN RAFAEL	INATRA	75	2009	22.860	210/121
7	166487	SAN RAFAEL	INATRA	50	2009	22.860	210/121
8	166711	TUMBACO	RYMEL	75	2010	22.860	210/121
9	166654	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	125	2009	22.860	210/121
10	166655	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	125	2009	22.860	210/121
11	166694	TUMBACO	INATRA	75	2009	22.860	210/121
12	166782	TUMBACO	INATRA	75	2010	22.860	210/121
13	166784	TUMBACO	INATRA	50	2009	22.860	210/121
14	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
15	166593	EQUINOCCIAL	ECUATRAN	300	2009	22.860	440/254
16	166652	COTOCOLLAO	RYMEL	400	2010	22.860	220/127
17	166639	POMASQUI	INATRA	200	2009	22.860	220/127
18	166657	CRISTIANIA	INATRA	250	2009	22.860	220/127
19	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
20	166994	SAN RAFAEL	ECUATRAN	300	2010	22.860	220/127
21	166830	TUMBACO	ECUATRAN	400	2010	22.860	220/127
22	166912	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	400	2010	22.860	460/266
23	167004	POMASQUI	ECUATRAN	130	2010	22.860	O tros
24	166912	EUGENIO ESPEJO	ECUATRAN	400	2010	22.860	460/266
25	166804	CRISTIANIA	INATRA	250	2010	22.860	210/121
26	167040	SAN RAFAEL	INATRA	150	2010	22.860	380/220
27	167137	POMASQUI	INATRA	200	2010	22.860	440/254
28	166915	TUMBACO	MAGNETRO	75	2010	22.860	210/121
29	37226	SAN RAFAEL	RYMEL	150	1999	22.860	210/121
30	166068	CRISTIANIA	INATRA	160	2008	22.860	210/121
31	166789	TUMBACO	INATRA	45	2009	22.860	210/121
32	167102	SANTA ROSA	INATRA	225	2010	22.860	220/127
33	162519	RIO COCA	AICO	150	2004	22.860	210/121
34	166936	POMASQUI	INATRA	200	2010	22.860	220/127
35	166908	TUMBACO	ECUATRAN	50	2006	22.860	210/121
36	166909	TUMBACO	ECUATRAN	50	2006	22.860	210/121

37	166910	TUMBACO	ECUATRAN	50	2006	22.860	210/121
38	167054	POMASQUI	ECUATRAN	300	2010	22.860	420/242
39	166999	TUMBACO	INATRA	50	2010	22.860	210/121
40	167056	TUMBACO	INATRA	100	2009	22.860	210/121
41	167057	TUMBACO	INATRA	150	2010	22.860	210/121
42	166242	EUGENIO ESPEJO	INATRA	630	2009	22.860	210/121

AÑO 2011

	N Empresa	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica.	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	167037	SANGOLQUI	INATRA	75	2010	22.860	210/121
2	167148	POMASQUI	INATRA	125	2010	22.860	210/121
3	167212	TUMBACO	INATRA	125	2010	22.860	210/121
4	167266	TUMBACO	INATRA	175	2010	22.860	210/121
5	167265	TUMBACO	INATRA	50	2010	22.860	210/121
6	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
7	167260	SANTA ROSA	ECUATRAN	350	2010	22.860	210/121
8	162921	CRISTIANIA	ECUATRAN	200	2005	22.860	210/121
9	167141	TUMBACO	INATRA	125	2010	22.860	210/121
10	167138	TUMBACO	INATRA	300	2010	22.860	480/277
11	167209	TUMBACO	INATRA	50	2010	22.860	210/121
12	167211	TUMBACO	INATRA	75	2010	22.860	210/121
13	167210	TUMBACO	INATRA	75	2010	22.860	210/121
14	167479	TUMBACO	INATRA	75	2007	22.860	210/121
15	167758	CRISTIANIA	ECUATRAN	300	2011	22.860	440
16	163255	CRISTIANIA	MAGNETRO	225	2005	22.860	220/127
17	167314	SAN RAFAEL	INATRA	50	2010	22.860	210/121
18	108968	SAN RAFAEL	ECUATRAN	160	2000	22.860	210/121
19	167400	SAN RAFAEL	INATRA	160	2011	22.860	210/121
20	167401	SAN RAFAEL	INATRA	300	2011	22.860	210/121
21	167399	SAN RAFAEL	INATRA	100	2011	22.860	210/121
22	167402	SAN RAFAEL	INATRA	50	2011	22.860	210/121
23	167378	CRISTIANIA	AICO	250	2011	22.860	220/127
24	167588	TUMBACO	ECUATRAN	75	2011	22.860	210/121
25	167300	CRISTIANIA	INATRA	500	2011	22.860	210/121
26	163255	CRISTIANIA	MAGNETRO	225	2005	22.860	220/127
27	162516	CRISTIANIA	AICO	175	2004	22.860	210/121
28	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
29	167435	SAN RAFAEL	INATRA	300	2010	22.860	460/266
30	162518	CRISTIANIA	AICO	100	2004	22.860	210/121
31	167380	EPICLACHIMA	INATRA	300	2011	22.860	210/121
32	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
33	167612	SANGOLQUI	INATRA	75	2011	22.860	210/121
34	167456	POMASQUI	INATRA	650	2010	22.860	480/277
35	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
36	167557	SAN RAFAEL	INATRA	50	2011	22.860	210/121

AÑO 2012

	N Em p r e s a	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica .	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
2	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
3	167862	SAN RAFAEL	INATRA	25	2012	22.860	O tros
4	162516	CRISTIANIA	AICO	175	2004	22.860	210/121
5	168050	CRISTIANIA	INATRA	1500	2012	22.860	440/254
6	167233	CRISTIANIA	INATRA	75	2011	22.860	210/121
7	168235	CRISTIANIA	INATRA	500	2012	22.860	440
8	168214	CRISTIANIA	ECUATRAN	250	2012	22.860	210/121
9	168034	TUMBACO	INATRA	112,5	2011	22.860	210/121
10	168276	SAN RAFAEL	INATRA	50	2012	22.860	210/121

AÑO 2013

	N Em p r e s a	Subestación	Marca	Potencia (kVA)	Año Fabrica .	Medio Voltaje (kV)	Bajo Voltaje (V)
1	162518	CRISTIANIA	AICO	100	2004	22.860	210/121
2	168649	NUEVA CUMBAYA	INATRA	100	2012	22.860	220/127
3	168741	TUMBACO	INATRA	30	2012	22.860	210/121
4	168738	TUMBACO	INATRA	75	2012	22.860	220/127
5	168595	SANTA ROSA	ECUATRAN	400	2012	22.860	480
6	168692	TUMBACO	INATRA	50	2012	22.860	220/127
7	168694	TUMBACO	INATRA	50	2012	22.860	220/127
8	168428	AEROPUERTO	INATRA	200	2012	22.860	220/127
9	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
10	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
11	168980	MACHACHI	MORETRAN	1500	2013	22.860	440/254
12	162517	CRISTIANIA	AICO	112,5	2004	22.860	210/121
13	168954	TUMBACO	INATRA	50	2013	22.860	220/127
14	162519	CRISTIANIA	AICO	150	2004	22.860	210/121
15	168931	CONOCOTO	INATRA	250	2013	22.860	220/127

Se tiene un total de 142 unidades instaladas en las redes de la EEQ S.A.

3.2.2.2 Transformadores Averiadados

La EEQ S.A. ha realizado un informe sobre los transformadores averiadados tipo pedestal de conexión Yyn0, en el cual se tiene un total de 21 unidades quemadas, detalladas a continuación:

USUARIO	UNIDADES	POTENCIA kVA	No. EMPRESA	MARCA	GRUPO CONEXIÓN	AÑO FAB	AÑO FALLA
Urb. El Ingenio	1	100	116014-C	RYMEL	Yyn0	2003	2010
Urb. E-10 Pillagua	2	75	115974-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2005
		75	115975-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2006
Esacero	1	300	116069-C	ECUATRAN	Yyn0	2002	2004
Fundiciones Sangolquí	1	250	116001-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2010
Urb. Bosques del San Pedro	1	150	37227-C	RYMEL	Yyn0	1999	2005
Terminal Quitumbe	1	100	166332-C	INATRA	Yyn0	2009	2012
Cjto. Araucarias de Quitumbe	2	150	164060-C	ECUATRAN	Yyn0	2006	2009
		50	41684-E	ECUATRAN	Dyn5	2008	
C.C. River Mall	1	1000	161731-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2009
Edificio Bayes	1	50	166233-C	ECUATRAN	Yyn0	2009	2010
Cjto. Resd. Alambra	1	100	40902-C	ECUATRAN	Yyn0	2006	2007
Banco De Guayaquil	1	30	162880-C	AICO	Yyn0	2005	2008
Revisión Vehicular Calderón	1	F	115970-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2008
Revisión Vehicular Guamaní	1	200	115616-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2008
Cjto. Habit. Rosa Vda De Dávila	1	75	116129-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2004
Ascazubi y Olmedo - Sangolquí	3	150	37226-E	RYMEL	Yyn0	1999	2005
		150	37227-E	RYMEL	Yyn0	1999	2005
		150	37228-E	RYMEL	Yyn0	1999	2005
Conjunto San Antonio	1	50	166908-C	ECUATRAN	Yyn0	2006	2013
River Mall	1	1000	161731-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2014

Según el informe de la EEQ S.A, mostrado en el anexo A, se tiene que un 99% de las unidades han fallado por ausencia de energía en una de sus fases, lo cual ha producido un recalentamiento del tanque. Según dicho informe, la causa de este problema es el fenómeno de ferresonancia, el cual se analizará más a detalle en el capítulo 5.

Se debe recalcar que el sistema de distribución de la EEQ S.A. no cuenta con protecciones trifásicas, ni reconectores, por lo que cuando ocurre una falla es posible que el sistema siga operando con dos o una fase alimentada por largos periodos de tiempo.

Otro dato importante es que los transformadores que inicialmente fallaron por esta causa estaban constituidos por núcleos de 3 columnas. Debido a esto en su momento la EEQ S.A. en conjunto con las empresas fabricantes de transformadores, decidieron que los transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0 se fabriquen con núcleos de 5 columnas.

Como resumen se tiene que han fallado:

- ♣ 2 transformadores en el año 2004
- ♣ 5 transformadores en el año 2005
- ♣ 1 transformador en el año 2006
- ♣ 1 transformador en el año 2007
- ♣ 3 transformadores en el año 2008
- ♣ 2 transformadores en el año 2009
- ♣ 3 transformadores en el año 2010
- ♣ 1 transformadores en el año 2012
- ♣ 2 transformador en el año 2013
- ♣ 1 transformador en el año 2014

De acuerdo a los datos recopilados, se tienen 21 unidades que fallaron, frente a 142 unidades instaladas, lo que significa que un 14.8 % de los transformadores instalado tipo pedestal de conexión Yyn0 se han averiado, todos antes de cumplir con su vida útil. Como se ha mencionado anteriormente las fallas no han sido producidas por las causas comunes y fuera del control de la EEQ S.A., sino por una ausencia de energía en una de sus fases.

Además, se observa que de los 21 transformadores averiados 13 unidades son de marca ECUATRAN, 2 de marca INATRA y 6 de otras marcas, frente a 30

transformadores ECUATRAN instalados, 76 INATRA instalados y 36 de otras marcas. Lo que muestra que en su mayoría se averían transformadores de marca ECUATRAN.

Todos los transformadores de la EEQ S.A.; convencionales y tipo pedestal de conexión Yyn0 o Dyn5, se encuentran operando bajo las mismas condiciones de servicio, es decir, todos experimentan ausencia de energía en una de sus fases. Sin embargo, el único transformador que ha presentado problemas bajo esta condición ha sido el transformador de conexión Yyn0. Por esta razón en los siguientes capítulos se analizará a fondo este tipo de transformador.

CAPÍTULO 4: IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS PRINCIPALES PROBLEMAS

4.1 FALLAS FRECUENTES EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN DE LA EEQ S.A.

Para poder analizar los problemas que se presentan en los transformadores tipo pedestal, es necesario conocer y entender las fallas más comunes que se presentan en los transformadores de distribución.

El Laboratorio de Transformadores de la Empresa Eléctrica Quito S.A. se encarga de recibir todos los transformadores de distribución averiados que son de su propiedad, y los transformadores averiados particulares se entregan directamente a sus dueños, dentro del área de servicio; y analizar el estado en el que se encuentran para determinar las causas de los daños. Según las pruebas realizadas a los transformadores averiados, el laboratorio de transformadores de la EEQ S.A. ha llegado a la conclusión que en su mayoría los transformadores salen fuera de servicio antes de haber cumplido su vida útil debido a las siguientes causas:

4.1.1 SOBRE VOLTAJES

Los sobre voltajes se producen por dos razones, por maniobras y por descargas atmosféricas. Las fallas debido a descargas atmosféricas se producen generalmente debido a que: los pararrayos defectuosos, ya sea porque son de mala calidad o hayan soportado varias descargas por lo que se encuentran en mal estado; y una mala puesta a tierra, ya sea por un mal diseño o desgaste de la puesta a tierra por los años.

Cuando un transformador falla por descargas atmosféricas, no tan severas, se encuentra en las siguientes condiciones: [11] [32]

- ♣ Tanque no presenta daños aparentes
- ♣ Aceite con buena rigidez dieléctrica.
- ♣ Normalmente se produce una perforación o cortocircuito entre espiras, lo cual deja a una de las bobinas de medio voltaje abierta.

Existen casos severos, en los cuales el transformador se encuentra en las siguientes condiciones:

- ♣ Tanque puede explotar (se encuentra abierto)
- ♣ Se produce deformaciones y desplazamiento de los devanados.
- ♣ Las boquillas se encuentran en mal estado
- ♣ El aceite se encuentra con residuos de carbón y una rigidez dieléctrica baja.
- ♣ Baja resistencia de aislamiento

4.1.2 SOBRECARGA

La principal razón para que se produzca una falla debido a sobrecargas, es el sobredimensionamiento de las protecciones. En la práctica ocurre que cuando la protección original actúa (fusibles), se la reemplaza por una de mayor capacidad para evitar futuras suspensiones del servicio, provocando así un sobredimensionamiento de los fusibles.

Cuando un transformador falla debido a sobrecargas se encuentra en las siguientes condiciones: [11] [32]

- ♣ Aceite quemado, con un color negro tinto, con olor a carbón y baja rigidez dieléctrica.
- ♣ Aisladores de bajo voltaje de color amarillento.
- ♣ Papel aislante quemado.
- ♣ Bobinas presentan un envejecimiento acelerado.

- ♣ Baja resistencia de aislamiento provocado por las altas temperaturas.

4.1.3 CORTOCIRCUITO EN EL LADO DE BAJO VOLTAJE

Este tipo de fallas se produce cuando por conductores cortocircuitos en las acometidas, o fusibles de mala calidad. [11] [32]

Cuando un transformador falla debido a cortocircuitos, se encuentra en las siguientes condiciones:

- ♣ Aceite puede presentar una buena rigidez dieléctrica, aún cuando se visualiza residuos de carbón cerca de los devanados.
- ♣ Aislamiento de las bobinas carbonizado.
- ♣ Las bobinas de bajo y medio voltaje se encuentran desplazados el uno respecto al otro.

4.1.4 HUMEDAD EN EL ACEITE

Este tipo de falla se produce cuando el tanque tiene una mala hermeticidad, o los aisladores no se han ajustado correctamente; lo que produce la disminución de la rigidez dieléctrica de los aislamientos por el ingreso de humedad.

Cuando un transformador falla debido al ingreso de humedad se encuentra en las siguientes condiciones: [11] [32]

- ♣ En el tanque se observa residuos de aceite por fugas.
- ♣ Aceite se encuentra mezclado con agua.
- ♣ Las bobinas pueden estar en cortocircuito o abiertas.
- ♣ Las partes metálicas que no se encuentran sumergidas en aceite presentan oxidación.

4.1.5 VANDALISMO

Este tipo de falla es producido por terceras personas, los daños producidos al transformador dependerán de las causas externas. Los vandalismos que más se presentan son:

- ♣ Daños debido a impactos de bala o piedras.
- ♣ Choques de carros contra postes.
- ♣ Acometidas ilegales.
- ♣ Objetos en redes secundarias.

4.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES Yyn0 DE LA EEQ S.A.

Como se ha visto en el capítulo anterior, varios transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0, instalados en las redes de distribución de la EEQ S.A. se han averiado.

En las pruebas de laboratorio realizadas no fue posible utilizar transformadores tipo pedestal de distribución, por motivo de costos. Pero como se indicó en el primer capítulo, la parte activa de un transformador tipo pedestal es exactamente igual a la de un convencional.

4.2.1 PRUEBAS DE LABORATORIO

El área operativa de la EEQ S.A. ha informado que en casi todos los casos de transformadores averiados tipo pedestal, se tiene un informe similar, en el cual se reporta que existió ausencia de energía en una de sus fases, lo que provocó un recalentamiento del tanque y el transformador salió de servicio.

Para poder entender de mejor manera el fenómeno que ocurre cuando existe ausencia de energía en una de las fases del transformador, se procedió a realizar pruebas de laboratorio a transformadores de conexión Yyn0. Se debe considerar que inicialmente se utilizaban núcleos de 3 columnas, lo que posteriormente fue cambiado para utilizar núcleos de 5 columnas.

4.2.1.1 Pruebas Transformador con núcleo de 3 columnas

En el Laboratorio de Máquinas Eléctricas de la EPN se procedió a realizar pruebas en un transformador de tres columnas, mostrado en la fig. 4.1

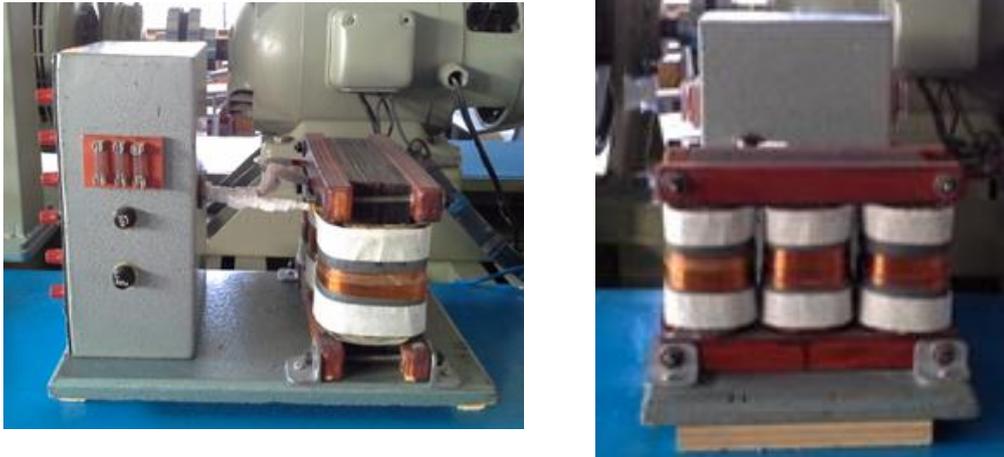


Fig. 4.1 Transformador de 3 columnas para pruebas

Las pruebas consisten en observar el comportamiento del transformador con un **grupo de conexión Yyn0**, al presentarse ausencia de energía en una de sus fases.



Fig. 4.2 Conexiones prueba transformador 3 columnas

DATOS DEL TRANSFORMADOR

- V máx: 220 V
- I máx: 5 A
- Relación de Transformación: 1:1
- Núcleo de 3 columnas

- Acceso a 6 devanados

EQUIPO NECESARIO

- Analizador de Redes Fluke
- Multímetro Fluke
- 2 Cargas Trifásicas Resistiva (en Δ 1.3 A – en Y 0.6 A)
- Cables

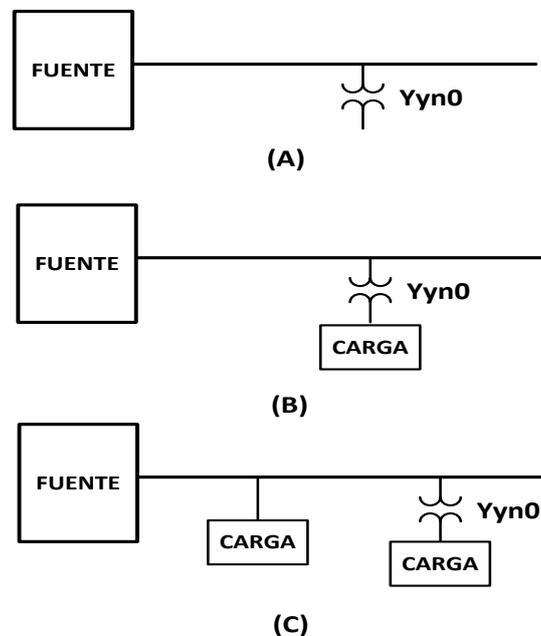


Fig. 4.3 Esquema de conexiones para Pruebas

♣ PRIMERA PRUEBA

La primera prueba es realizada sin ninguna carga conectada al transformador, es decir, en vacío, tal como se muestra en la fig. 4.3 (A).

Se toman los datos de voltaje de primario y secundario cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando una de ellas se encuentra desenergizada, mostrados en la tabla 4.1.1. Las corrientes serán aproximadamente cero, pues el transformador se encuentra en vacío.

Tabla 4.1.1. Datos de Prueba de Transformador en vacío

PRIMARIO						
	Voltaje Fase-Neutro (V)			Voltaje Fase-Fase (V)		
	<u>VAN</u>	<u>VBN</u>	<u>VCN</u>	<u>VAB</u>	<u>VBC</u>	<u>VCA</u>
3 fases	122,2	121,7	124,2	211,2	213,9	213,3
Sin fase A	122,9	121,7	122,3	209,8	213,5	212,9
Sin fase B	122,7	121,8	124,7	210,5	214,5	214,3
Sin fase C	120,6	121,2	124,2	212,3	212,1	213,1
SECUNDARIO						
	Voltaje Fase-Neutro (V)			Voltaje Fase-Fase (V)		
	<u>Van</u>	<u>Vbn</u>	<u>Vcn</u>	<u>Vab</u>	<u>Vbc</u>	<u>Vca</u>
3 fases	123,4	122,3	124,2	212,1	213,8	214,3
Sin fase A	121,7	121,6	124,6	211,2	214,5	213,7
Sin fase B	123,7	122,9	125,3	212,0	215,7	215,8
Sin fase C	123,8	122,4	122,3	213,4	211,8	214,1



(A)



(B)

Fig. 4.4 En Vacío (A) Tres fases Energizadas (B) Fase A Desenergizada
 En la fig. 4.4 se puede observar las mediciones de voltaje Fase-Neutro y corrientes del lado primario del analizador de redes, cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase A se encuentra desenergizada.

Al observar los resultados en la tabla 4.1.1, se puede notar que éstos no varían al desenergizar las fases A, B o C, por lo cual en las siguientes pruebas se desenergizará solo una fase por cada prueba realizada.

♣ SEGUNDA PRUEBA

La segunda prueba realizada fue con carga en el lado secundario del transformador, como se muestra en el esquema B de la fig. 4.3. Para poder observar la incidencia de la carga se realizaron las pruebas con cargas trifásicas resistivas de 1.3 A y de 2.6 A.

Tabla 4.1.2. Datos de Prueba de Transformador con Carga 1.3 A

PRIMARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>VAN</u>	<u>VBN</u>	<u>VCN</u>	<u>VAB</u>	<u>VBC</u>	<u>VCA</u>	<u>IA</u>	<u>IB</u>	<u>IC</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	123,5	122,4	126,2	212,1	215,3	215,2	1,28	1,34	1,33	1	0.998	1
Sin fase B	123,7	92,6	125,1	133,7	214,8	215,2	2,46	0,48	2,89	0.305	-0.896	0.993
SECUNDARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>Van</u>	<u>Vbn</u>	<u>Vcn</u>	<u>Vab</u>	<u>Vbc</u>	<u>Vca</u>	<u>Ia</u>	<u>Ib</u>	<u>Ic</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	111,9	110,6	112,8	192,9	193,8	195,2	1,28	1,27	1,33	1	1	1
Sin fase B	112,6	87,2	107,8	121,0	193,1	194,6	0,98	0,70	1,45	1	0.96	0.985

Primero se realizó la prueba con la carga de 1.3 A, lo que corresponde al 26% de la carga del transformador. Se tomaron los datos de voltaje, corriente y factor de potencia de primario y secundario cuando las tres fases se encuentran

energizadas, y cuando la fase B se encuentra desenergizada. Los datos se muestran en la tabla 4.1.2.

En la fig. 4.5 se puede observar las mediciones de voltaje Fase-Neutro y corrientes del lado primario del analizador de redes, cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase B se encuentra desenergizada.

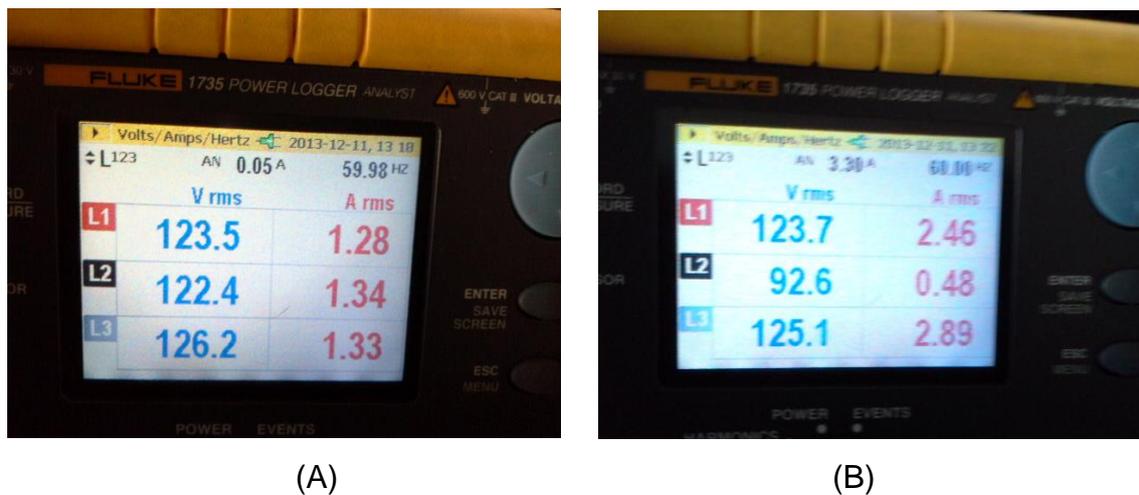


Fig. 4.5 Con carga 1.3A (A) Tres fases Energizadas (B) Fase B Desenergizada

Luego se procedió a realizar las pruebas con una carga trifásica resistiva de 2.6A, lo que corresponde al 52% de la carga del transformador, para poder observar la incidencia de la carga.

Tabla 4.1.3. Datos de Prueba de Transformador con Carga 2.6 A

PRIMARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>VAN</u>	<u>VBN</u>	<u>VCN</u>	<u>VAB</u>	<u>VBC</u>	<u>VCA</u>	<u>IA</u>	<u>IB</u>	<u>IC</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	122,5	121,7	124,4	211,3	214,3	214,2	2,35	2,40	2,41	0.998	0.999	0.999
Sin fase A	75,8	121,9	125,1	197,0	214,7	95,9	0,15	4,27	1,91	-0.813	0.994	0.642

SECUNDARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>Van</u>	<u>Vbn</u>	<u>Vcn</u>	<u>Vab</u>	<u>Vbc</u>	<u>Vca</u>	<u>Ia</u>	<u>Ib</u>	<u>Ic</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	108,9	109,5	109,6	173,6	175,7	175,8	2,34	2,30	2,40	1	1	1
Sin fase A	70,4	98,4	108,8	160,6	174,5	78,6	1,40	2,82	1,69	0.846	0.968	0.999

De igual forma se tomaron los datos de voltaje y corriente de primario y secundario cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase A se encuentra desenergizada. Los datos se muestran en la tabla 4.1.3.



Fig. 4.6 Con carga 2.6A (A) Tres fases Energizadas (B) Fase A Desenergizada

En la fig. 4.6 se puede observar las mediciones de voltaje Fase-Neutro y corrientes del lado primario del analizador de redes, cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase A se encuentra desenergizada.

♣ TERCERA PRUEBA

Finalmente se realizó una prueba con una carga trifásica de 1.3 A en el lado secundario del transformador, y una carga trifásica de 0.6 A antes del

transformador, para simular un pequeño sistema de distribución, tal como se muestra en el esquema C de la fig. 4.3.

Se tomaron los datos de voltaje y corriente de primario y secundario del transformador cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase C se encuentra desenergizada. Además se midieron los voltajes y corrientes de la carga conectada antes del transformador. Los datos se muestran en la tabla 4.1.4.

Tabla 4.1.4. Datos de Prueba con Carga antes del transformador

PRIMARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>VAN</u>	<u>VBN</u>	<u>VCN</u>	<u>VAB</u>	<u>VBC</u>	<u>VCA</u>	<u>IA</u>	<u>IB</u>	<u>IC</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	123,6	123,2	124,8	212,8	215,3	215,1	1,31	1,32	1,34	1	0.999	1
Sin fase C	122,6	122,8	83,9	213,1	106,6	207,0	3,90	2,15	1,28	0.998	0.208	-0.965
SECUNDARIO												
	Volt. Fase-Neutro (V)			Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)			Factor de Potencia		
	<u>Van</u>	<u>Vbn</u>	<u>Vcn</u>	<u>Vab</u>	<u>Vbc</u>	<u>Vca</u>	<u>Ia</u>	<u>Ib</u>	<u>Ic</u>	<u>Fp A</u>	<u>Fp B</u>	<u>Fp C</u>
3 fases	111,4	110,3	113,9	193,3	194,0	195,2	1,26	1,32	1,32	1	1	1
Sin fase C	105,1	112,6	81,3	191,9	95,9	186,7	1,21	0,90	0,84	0.97	1	0.908
CARGA ANTES DEL TRAF0 0.6 A												
	Volt. Fase-Fase (V)			Corriente (A)								
	<u>Van</u> <u>Vbn</u>	<u>Vcn</u> <u>Vab</u>	<u>Vbc</u> <u>Vca</u>	<u>Ia</u> <u>Ib</u>	<u>Ic</u> <u>Fp A</u>	<u>Fp B</u> <u>Fp C</u>						
3 fases	213,8	215,2	215,4	0.63	0.55	0.65						
Sin fase C	212,1	106,1	207,5	0.62	0.5	0.52						

En la fig. 4.7 se puede observar las mediciones de voltaje Fase-Neutro y corrientes del lado primario del analizador de redes, cuando las tres fases se encuentran energizadas, y cuando la fase C se encuentra desenergizada.

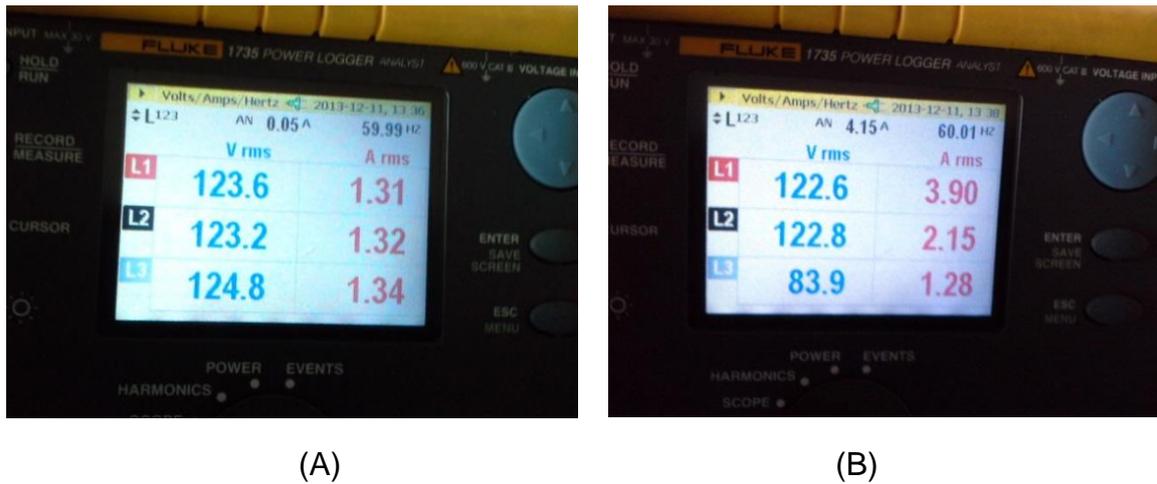


Fig. 4.7 Con carga antes del trafo (A) Tres fases Energizadas (B) Fase C Desenergizada

Según los datos obtenidos se puede observar claramente que ante la ausencia de energía en una de las fases del transformador, la conexión Yyn0 induce dicha fase, tal como se muestra a continuación:

% Carga	Voltaje con 3 Fases (V)	Voltaje sin 1 fase (V)	% Volt. Induce
0 %	123.4	121.7	98.6 %
26 %	110.6	87.2	78.8 %
52 %	108.9	70.4	64.6 %
26% +12%(antes)	113.9	81.3	71.4 %

OBSERVACIONES

- ♣ Cuando un transformador trifásico con núcleo de tres columnas tiene una conexión Yyn, al existir una ausencia de energía en una de sus fases, se induce el voltaje en dicha fase.
- ♣ El porcentaje de inducción de este voltaje depende directamente con el porcentaje de carga del transformador, a mayor carga menos será el porcentaje de voltaje inducido.

- ♣ Si se compara los valores de corriente del lado secundario cuando se tiene las tres fases y cuando falta una fase, se observa que éstos varían en la misma proporción en la que varían los voltajes. Es decir, aún con una fase faltante el transformador continúa alimentando a su carga con las fases energizadas y la fase inducida.
- ♣ En la tercera prueba, cuando una fase estaba desenergizada, el voltaje inducido por el transformador permitía que la carga conectada antes del transformador reciba una alimentación trifásica.
- ♣ Cuando el transformador se encontraba con la carga del 52% y 26%+12%(antes), al desenergizar una de sus fases, el transformador empezaba a vibrar, igual que cuando ocurre una sobrecarga. Sin embargo si se observa los valores de las corrientes, en ningún caso este valor supera el nominal.
- ♣ Al comparar las corrientes de primario y secundario, se observa que cuando una fase se desenergiza las corrientes que entran al transformador no son iguales a las corrientes que salen del transformador, lo que indica que existe un gran desbalance dentro del transformador, este fenómeno se explicará en detalle más adelante.
- ♣ Otro dato interesante son los factores de potencia del lado primario, que muestran una predominancia capacitiva. Esto es otra muestra de desequilibrio en el transformador, pues realmente solo se tiene cargas resistivas y la inductancia del transformador.
- ♣ Por motivo de costos las pruebas fueron realizadas en un transformador pequeño de aproximadamente 2 KVA, sin embargo por experiencias en sitios donde se encontraba instalado transformadores de distribución (400 KVA) se sabe que este fenómeno se refleja de manera diferente. El voltaje se induce casi al 100% hasta una cargabilidad de aproximadamente 35% y en un 80% hasta un cargabilidad del 50%.

4.2.1.2 Pruebas Transformador con núcleo de 5 columnas

La empresa R.V.R. dedicada a la fabricación de transformadores dio la apertura para realizar pruebas en un transformador de 5 columnas, mostrado en la fig. 4.8.

Al igual que con el transformador de tres columnas, las pruebas se realizan con el objetivo de observar el comportamiento del transformador con **grupo de conexión Yyn0**, al presentarse ausencia de energía en una de sus fases.



Fig. 4.8 Transformador de 5 columnas para pruebas

DATOS DEL TRANSFORMADOR

V nom: 480 V

Potencia: 75 KVA

I nom: 156 A

Relación de Transformación: 1:1

Núcleo de 5 columnas

Acceso a 6 devanados

EQUIPO UTILIZADO

- 2 Multímetros
- Cables
- Carga 21A (Horno Industrial)
- Banco de pruebas para Transformadores

Se realizaron dos tipos de pruebas, primero con el transformador en vacío y luego con carga en el transformador. Para estas pruebas se tomó energía directamente de la red de la empresa eléctrica, es decir 220V F-F, con los neutros sólidamente aterrizados. En la tabla 4.2.1 se encuentran los datos de la prueba en vacío, y en la tabla 4.2.2 se encuentran los datos de la prueba con carga. Para lo cual se

conectó al transformador un horno industrial de 21A, pues era la única carga trifásica disponible.

Tabla 4.2.1 Datos Prueba Transformador en Vacío

PRIMARIO						
	<i>Volt. Fase-Neutro (V)</i>			<i>Volt. Fase-Fase (V)</i>		
	<u><i>VAN</i></u>	<u><i>VBN</i></u>	<u><i>VCN</i></u>	<u><i>VAB</i></u>	<u><i>VBC</i></u>	<u><i>VCA</i></u>
3 fases	125	123	124	218	214	218
Sin fase B	126	57	125	162	160	217
SECUNDARIO						
	<i>Volt. Fase-Neutro (V)</i>			<i>Volt. Fase-Fase (V)</i>		
	<u><i>Van</i></u>	<u><i>Vbn</i></u>	<u><i>Vcn</i></u>	<u><i>Vab</i></u>	<u><i>Vbc</i></u>	<u><i>Vca</i></u>
3 fases	126	124.8	125	217	214	217
Sin fase B	125.7	57.5	125	163	160	217

Tabla 4.2.2 Datos Prueba Transformador con carga

PRIMARIO									
	<i>Volt. Fase-Neutro (V)</i>			<i>Volt. Fase-Fase (V)</i>			<i>Corriente (A)</i>		
	<u><i>VAN</i></u>	<u><i>VBN</i></u>	<u><i>VCN</i></u>	<u><i>VAB</i></u>	<u><i>VBC</i></u>	<u><i>VCA</i></u>	<u><i>IA</i></u>	<u><i>IB</i></u>	<u><i>IC</i></u>
3 fases	124	123	123	216	212	215	21.5	21.8	22
Sin fase B	123	61	121	109	105	214	18	0	18
SECUNDARIO									
	<i>Volt. Fase-Neutro (V)</i>			<i>Volt. Fase-Fase (V)</i>			<i>Corriente (A)</i>		
	<u><i>Van</i></u>	<u><i>Vbn</i></u>	<u><i>Vcn</i></u>	<u><i>Vab</i></u>	<u><i>Vbc</i></u>	<u><i>Vca</i></u>	<u><i>Ia</i></u>	<u><i>Ib</i></u>	<u><i>Ic</i></u>
3 fases	120	118	118	209	208	205	21.3	21.5	21
Sin fase B	120	60	120	105	100	205	18	3	18

Adicionalmente se realizaron unas pruebas de cortocircuito de modo que circule por el transformador corrientes de 15A y 30A, los resultados de estas pruebas se muestran en la tabla 4.2.3.

Tabla 4.2.3 Datos Prueba Cortocircuito

PRIMARIO				
		Volt. Fase-Fase (V)		
		<u>VAB</u>	<u>VBC</u>	<u>VCA</u>
15 A	3 fases	7.34	8.01	9.1
	Sin fase A	3.58	8.46	4.18
30 A	3 fases	14.3	14.8	13.9
	Sin fase A	7.3	14.32	7.1

Las pruebas de cortocircuito solo se realizaron hasta 30A debido a las limitaciones del banco de pruebas, pues el transformador por su parte no presentó ninguna anomalía cuando se desenergizaba una de sus fases.

En la siguiente tabla se muestran el porcentaje de voltaje inducido en la fase desenergizada.

Carga	Voltaje con 3 Fases (V)	Voltaje sin 1 fase (V)	% Volt. Induc.
0	124.8	57.5	46.07 %
21 A	118	60	50.84 %

OBSERVACIONES

- ♣ Se observa que a diferencia del transformador con núcleo de 3 columnas el voltaje no se induce al 100%, sino aproximadamente a un 50%. Además al conectar carga estos porcentajes no varían significativamente.

- ♣ Otra diferencia importante que se puede observar, es que las corrientes que entran al transformador son similares a las corrientes que salen. Además los valores de corrientes son proporcionales a los voltajes de cada fase. Lo que implica que el desequilibrio producido concuerda con la ausencia de energía en una de las fases.

4.2.1.3 Pruebas Laboratorio de Transformadores EEQ S.A.

En su mayoría, los transformadores tipo pedestal no pertenecen a la EEQ S.A., sino a sus clientes. Por esta razón cuando los transformadores se averían y salen de servicio, permanecen con el cliente o son enviados directamente a la bodega de Cumbayá sin pasar por el Laboratorio de Transformadores de la EEQ S.A. Esto ha imposibilitado realizar un análisis físico a los transformadores averiados.

En la EEQ S.A. únicamente se han hecho pruebas a tres transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0. A continuación se muestran los reportes de las pruebas realizadas por el Laboratorio de Transformadores de la EEQ S.A.:

♣ REPORTE DE UN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL INATRA

DATOS TRANSFORMADOR	
Marca	INATRA
N° EEQ	166332-C
Potencia	100 kVA
Nivel de voltaje	22 860 V - 210/121V
Grupo de conexión	Yyn0
Año Fabricación	2009
Año Falla	2012

Antecedentes:

El transformador sale de servicio por reporte de ausencia de voltaje en sus fases.

El núcleo del transformador es de 5 columnas.



Fig. 4.9 Trasformador averiado INATRA

Los resultados de las pruebas realizadas a este transformador son las siguientes:

- Resistencia de los devanados de medio y bajo voltaje: correctas.
- Relación de transformación: correcta.
- Existe baja resistencia de aislamiento entre medio voltaje y tierra.
- Al realizar la prueba en vacío (pérdidas en el núcleo), existe un disparo de la corriente en el grupo H1, lo cual significa que no se tiene una buena magnetización del núcleo.
- Los fusibles tipo bayoneta de cada fase estaban abiertos.
- Se observa una separación entre las láminas del núcleo.
- Fue necesario destapar al transformador con suelda tipo plasma, lo que provocó un recalentamiento de los aislamientos que protegen las conexiones de medio voltaje.

De las pruebas realizadas y el estado físico del transformador se llega a la conclusión que el núcleo sufrió daños significativos, probablemente provocados por un exceso de temperatura.

♣ REPORTE DE UN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL AICO

DATOS TRANSFORMADOR	
Marca	AICO
Potencia	125 kVA
Nivel de voltaje	22 860 V -210/121V
Grupo de conexión	Yyn0
Año Fabricación	2002
Año Falla	

Antecedentes:

El transformador sale de servicio por presentar un recalentamiento en su parte frontal. Se reporta ausencia de voltaje en una de sus fases.

El núcleo del transformador es de 5 columnas.



Fig. 4.10 Trasformador averiado AICO

Los resultados de las pruebas realizadas a este transformador son las siguientes:

- Resistencia de los devanados de medio y bajo voltaje: correctas.
- Relación de transformación: correcta.
- Existe baja resistencia de aislamiento entre medio voltaje y bajo voltaje.
- Baja rigidez dieléctrica del aceite.
- Al realizar la prueba en vacío (pérdidas en el núcleo), existe un disparo de la corriente; debido a problemas en el núcleo, como se puede observar en la fig. 4.10 las láminas del núcleo se encuentran separadas entre sí.
- Otro problema en el núcleo, que se puede apreciar fácilmente en la fig. 4.10, es que existe una gran distancia entre los bobinados y las columnas externas del núcleo. Lo que implica un problema por mala fabricación del transformador.

De acuerdo a las pruebas realizadas y el estado físico del transformador se llegó a la conclusión que el daño se produjo por una mala fabricación del núcleo del transformador.

♣ REPORTE DE UN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL RYMEL

DATOS TRANSFORMADOR	
Marca	RYMEL
N° EEQ	116014 C
Potencia	100 kVA
Nivel de voltaje	22 860 V -210/121V
Grupo de conexión	Yyn0
Año Fabricación	2003
Año Falla	2010

Antecedentes:

El transformador sale de servicio por incendio del mismo en su parte frontal. Se evidencia el origen del fuego en el terminal de entrada H1.

Los resultados de las pruebas realizadas a este transformador son las siguientes:

- El incendio no afectó la parte activa del transformador, como se observa en la fig. 4.11.
- Resistencia de los devanados de medio y bajo voltaje: correctas.
- Relación de transformación: correcta.
- Existe baja resistencia de aislamiento.
- Rigidez dieléctrica del aceite 32kV
- La prueba en vacío (pérdidas en el núcleo), muestra que el transformador se encuentra en buen estado.
- Se afectaron los fusibles tipo bayoneta, el cambiador de taps y los codos terminales.



Fig. 4.11 Transformador averiado RYMEL

De acuerdo a las pruebas realizadas y el estado físico del transformador se llegó a la conclusión que el daño se produjo por una mala instalación de uno de los terminales de medio voltaje H1.

OBSERVACIONES

- ❖ En los transformadores INATRA y AICO, se ha presentado un daño en los núcleos de los transformadores. En ambos casos se tiene una elevada corriente de magnetización de una de las fases. En la fig. 4.9 se puede observar pequeñas separaciones entre las láminas del núcleo, y en la fig. 4.10 se observa que estas separaciones son mucho mayores. Todo lo antes mencionado, hace inferir que los problemas que se presentan con los transformadores tipo pedestal con conexión Yyn0, afectan principalmente al núcleo.

4.2.2 AUSENCIA DE ENERGÍA EN UNA FASE

Una vez realizadas las pruebas de laboratorio, en donde se observó los efectos que produce la desenergización de una de las fases de un transformador trifásico con conexión Yyn0, y con los reportes entregados por la EEQ S.A. se procederá a realizar un análisis teórico en el que se demuestre los resultados encontrados anteriormente y se explique porque se dañan los transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0.

4.2.2.1 Generación de Voltaje en Fase Desenergizada

4.2.2.1.1 Conexión Yyn0

Para entender el comportamiento del transformador se realizará un análisis de su circuito magnético.[26]

♣ NÚCLEO DE 3 COLUMNAS

En la fig. 4.12 se muestra un transformador trifásico de tres columnas, con dos devanados en cada columna y sus respectivos flujos magnéticos.

En la fig. 4.13 se puede observar el circuito magnético equivalente al transformador trifásico de tres columnas.

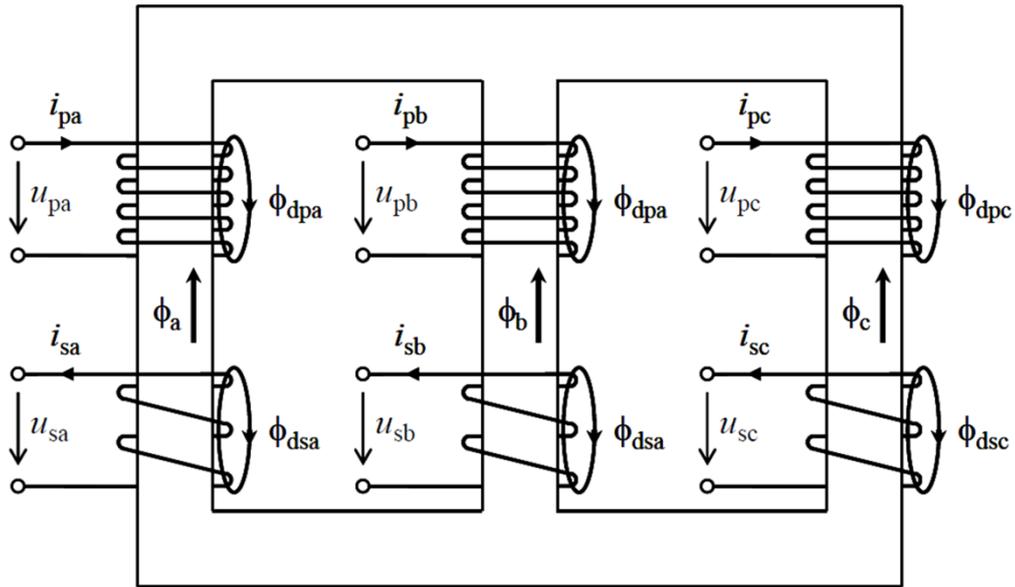


Fig. 4.12 Transformador de Tres Columnas

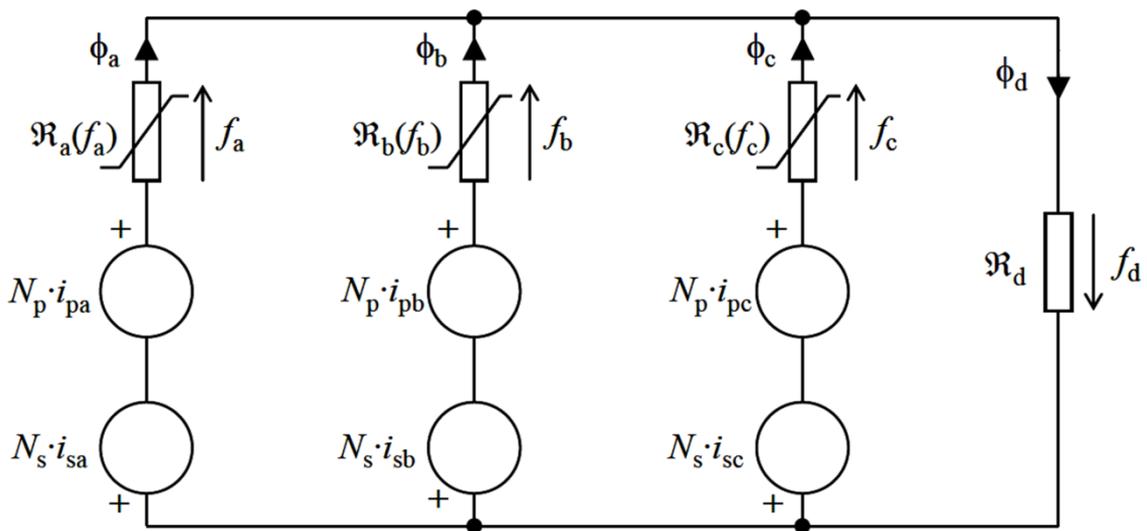


Fig. 4.13 Circuito Magnético de un transformador de tres columnas [26]

En donde para $k=a, b, c$:

$N_p \cdot i_{pk}$: Fuerza magnetomotriz del primario, de la fase k

$N_s \cdot i_{sk}$: Fuerza magnetomotriz del secundario, de la fase k

f_k : Fuerza magnetomotriz de la columna k

$\mathfrak{R}_k(f_k)$: Reluctancia no lineal de la columna k del núcleo, dependiente de f_k

Φ_k : Flujo Magnético que atraviesa la columna k

\mathfrak{R}_d : Reluctancia constante del aceite que rodea al núcleo del transformador.

La parte d del circuito representa el circuito de dispersión que se cierra a través del aceite, por lo que la reluctancia \mathfrak{R}_d corresponde a la reluctancia del aceite del transformador y se considerará como un valor constante.

El circuito equivalente de la fig. 4.13 cumple las siguientes relaciones:

$$\phi_a + \phi_b + \phi_c = \phi_d \quad 4.1$$

$$N_p \cdot i_{pk} - N_s \cdot i_{sk} - f_k = f_d \quad 4.2$$

Para k = a, b, c

A continuación se realizará un análisis sobre lo que ocurre en el circuito magnético del transformador de tres columnas en vacío en la conexión Yyn al momento en que se desenergiza una de sus fases.

Primero se considerará el caso en el que el transformador se encuentre en vacío, es decir debido que el lado secundario estará abierto, no circulará ninguna corriente por el secundario ($i_{sa} = i_{sb} = i_{sc} = 0$), por lo que la fmm del secundario también será cero.

Si se desconecta la alimentación de la fase C del transformador de conexión Yyn, la alimentación de los devanados de las columnas A y B no se verá afectado, es decir seguirán alimentados con sus respectivos voltajes fase-neutro. Entonces se tendría que:

$$N_p \cdot i_{pc} = 0 \quad 4.3$$

$$N_p \cdot i_{pa} \approx N_p \cdot i_{pb} \neq 0 \quad 4.4$$

Reemplazando 4.3 en 4.2 se tendrá que:

$$-f_c = f_d \quad 4.5$$

Se sabe que: $f_{mm} = \mathfrak{R} \cdot \phi$

Entonces:

$$-\mathfrak{R}_c(f_c) \cdot \phi_c = \mathfrak{R}_d \cdot \phi_d$$

$$\phi_d = -\frac{\mathfrak{R}_c(f_c)}{\mathfrak{R}_d} \cdot \phi_c \quad 4.6$$

La permeabilidad magnética (μ) del aceite siempre será mucho menor a la del núcleo laminado del transformador, y siendo $\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu A}$ se tiene que:

$$\mathfrak{R}_d \gg \mathfrak{R}_c(f_c)$$

Al cumplirse esta relación entre las reluctancias, también se cumplirá que:

$$\frac{\mathfrak{R}_c(f_c)}{\mathfrak{R}_d} \rightarrow 0 \quad 4.7$$

Por lo que,

$$\phi_d \rightarrow 0$$

De acuerdo a la ecuación 4.1, esto significaría que:

$$\phi_a + \phi_b + \phi_c = 0$$

Despejando ϕ_c :

$$\phi_c = -(\phi_a + \phi_b)$$

En la fig. 4.14 se muestra fasorialmente la ecuación anterior.

Como se puede observar al desenergizar la fase C, se tendrá que por la columna C fluirá un flujo de igual magnitud al de las columnas A y B, con un desfase de 120° respecto a A. Es decir, que por la topología del circuito magnético y eléctrico (Conexión Yyn), cuando se desenergiza una fase cualquiera y el

transformador se encuentra en vacío, las otras dos inducen un flujo magnético en la fase desenergizada igual al que existiría si dicha fase se encontrara energizada. Este flujo resultante genera un voltaje igual al nominal en los devanados de la columna C, tanto en el primario como en el secundario; tal como se ha demostrado en las pruebas de laboratorio.

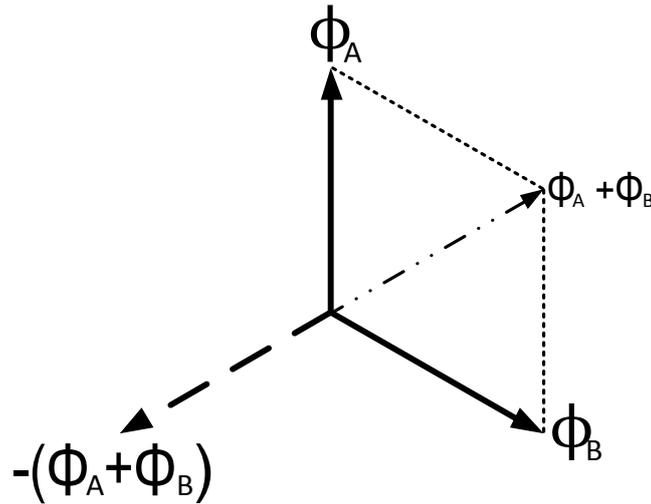


Fig. 4.14 Diagrama Fasorial de la Fase Inducida 3 Columnas

Cuando se conecta carga al transformador, éste continúa alimentándola trifásicamente con las dos fases energizadas y la fase generada, creando así una corriente secundaria en la fase no energizada.

Además, al generarse voltaje en la fase desenergizada, cercano al 100% se produce un problema grave dentro del transformador. En la práctica, una falla en el sistema de distribución que conlleve a la pérdida de una fase, se produce en cualquier punto del sistema. En la fig. 4.15 se muestra un diagrama unifilar similar al de un sistema de distribución.

Si ocurre una falla monofásica en el punto A, el sistema tendrá únicamente dos fases energizadas aguas abajo del punto A. El transformador tipo pedestal de conexión Yyn0 generará el voltaje de la fase desenergizada tanto en su primario como en su secundario, lo que significa que todos los demás transformadores

conectados por el sistema de distribución al transformador tipo pedestal, también tendrán voltaje en la fase desenergizada.

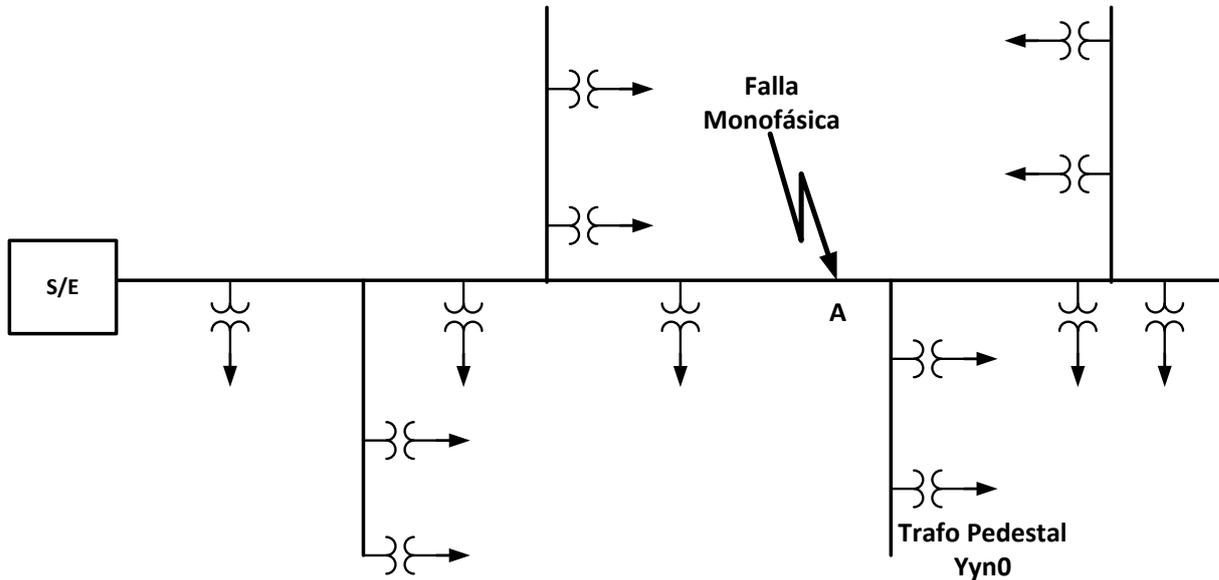


Fig. 4.15 Ejemplo de un Sistema de Distribución

Este fenómeno de generación de voltaje hace que el transformador tipo pedestal alimente parcialmente al resto de la carga del sistema aguas abajo del punto de falla y conectada en el lado primario al transformador tipo pedestal.

Lo que ocurre en este tipo de transformadores cuando una de sus fases se encuentra desenergizada es:

- ♣ Consideremos que se tiene una carga trifásica equilibrada conectada al transformador, al generarse voltaje en la fase no energizada el transformador continúa alimentado a su carga y se tendrá una corriente en el lado secundario de la fase no energizada. Esta corriente induce un flujo magnético en el núcleo del transformador, puesto que el primario no está conectado este flujo deberá ser compensado por $N_p \cdot i_{pa}$ y $N_p \cdot i_{pb}$, pero estas corrientes también deben compensar los flujos creados por las corrientes secundarias de sus respectivas fases. Esto hará que los flujos

netos que fluyen por cada una de las columnas sea mayor al flujo creado por la corriente de magnetización (condiciones normales).

- ♣ Si además de la carga del transformador, éste también alimenta a las cargas del sistema de distribución a través del lado primario, tal como se muestra en la fig. 4.16, se tendrá también una corriente en el lado primario de la fase no energizada. Puesto que esta corriente “sale” del transformador generará un flujo en la misma dirección que el flujo creado por la corriente secundaria. Esto quiere decir que ahora las corrientes i_{pa} y i_{pb} deberán también compensar el flujo creado por la corriente del primario, aumentando el desequilibrio de flujos del caso anterior, y con ello el flujo neto que fluye por cada columna.

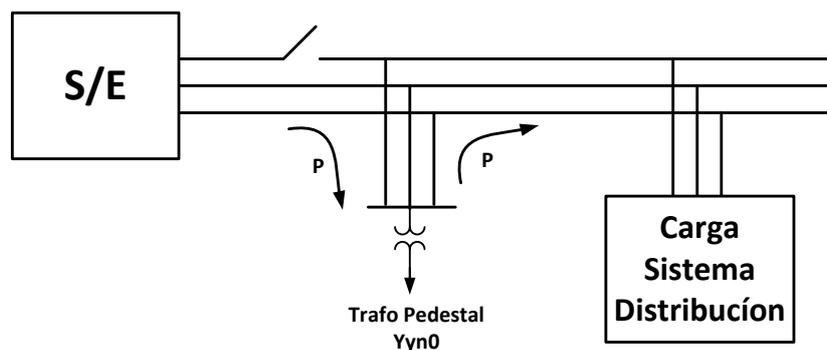


Fig. 4.16 Esquema Transformador Pedestal sin 1 fase

El problema que se presenta en este tipo de transformadores es debido a que cuando el flujo neto que fluye por cada una de las columnas del transformador aumenta, también aumentarán las corrientes de Foucault o corrientes parásitas en el núcleo del transformador. Estas corrientes causarán un recalentamiento gradual del núcleo, que puede llegar a separar las chapas laminadas del núcleo, este efecto se puede observar en la fig. 4.10 del “REPORTE DEL TRANSFORMADOR AICO” entregado por la EEQ S.A.

Otro daño que puede sufrir el núcleo debido a este aumento de flujo, es que puede llegar a saturarse.

Como se observa los problemas generados por la falta de fase, se producen al interior del transformador:

- ♣ En el lado secundario, el transformador esta alimentado únicamente a su carga, esto significa que las corrientes secundarias siempre serán iguales o menores a la corriente nominal del transformador, y las protecciones del lado secundario no operará.
- ♣ En el lado primario se crea un gran desequilibrio en las corrientes, lo cual hace que las corrientes netas entregadas por las fases energizadas no siempre superen los valores nominales, por lo que estas protecciones tampoco operan.

Eso quiere decir que si no se tienen sobrecorrientes en el transformador, los devanados no se ven afectados por este fenómeno. Esto concuerda con los reportes entregados por la EEQ S.A. en los cuales se tenía una correcta relación de transformación en todos los casos.

♣ NÚCLEO DE 5 COLUMNAS

En la fig. 4.17 se muestra un transformador trifásico de cinco columnas, con dos devanados en cada columna y sus respectivos flujos magnéticos. [26]

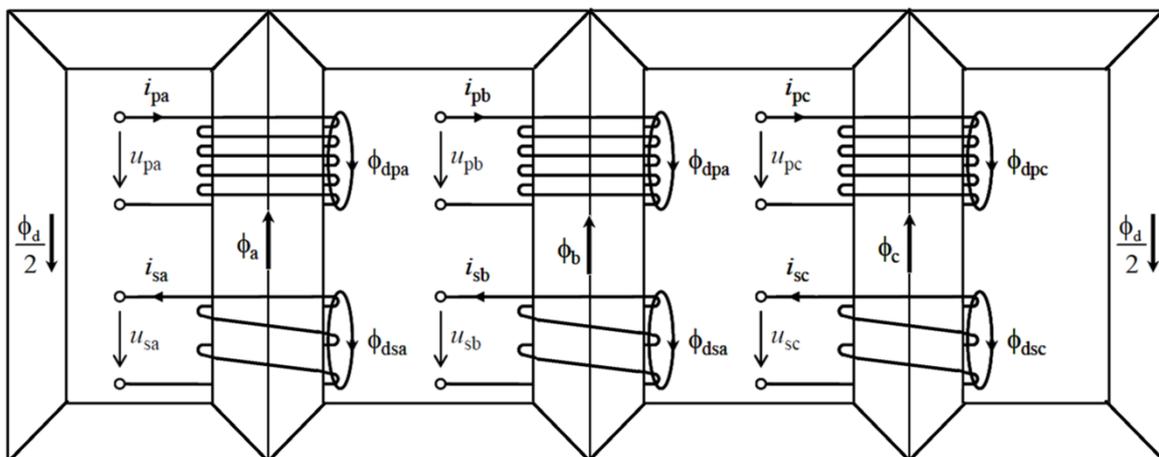


Fig. 4.17 Transformador de Cinco Columnas

En la fig. 4.18 se puede observar el circuito magnético equivalente al transformador trifásico de cinco columnas. [26]

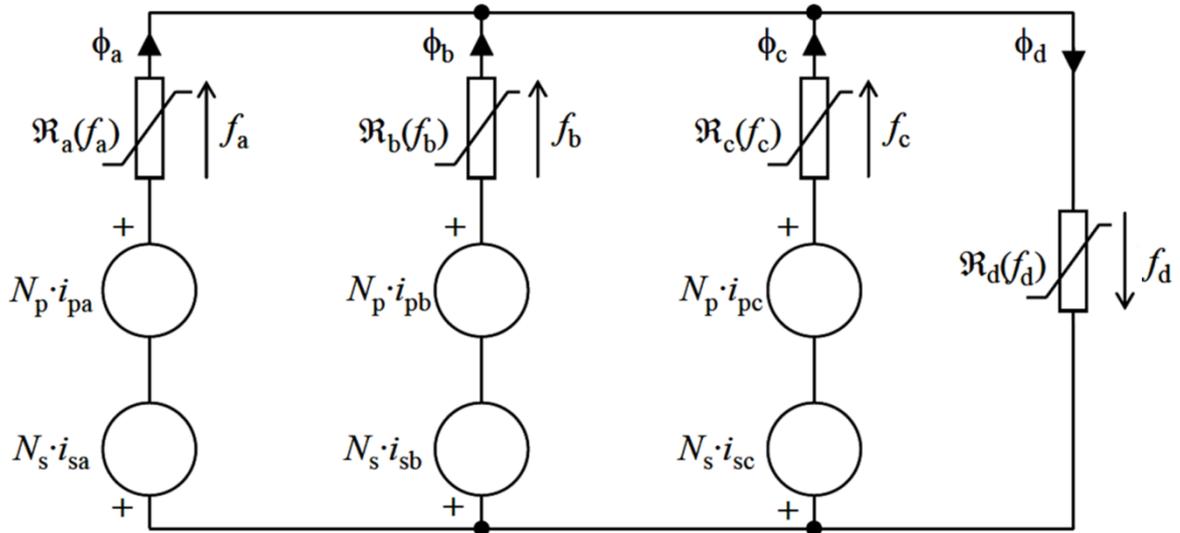


Fig. 4.18 Circuito Magnético de un transformador de cinco columnas [26]

En donde para $K=a, b, c$:

$N_p \cdot i_{pk}$: Fuerza magnetomotriz del primario, de la fase k

$N_s \cdot i_{sk}$: Fuerza magnetomotriz del secundario, de la fase k

f_k : Fuerza magnetomotriz de la columna k del núcleo

$\mathfrak{R}_k(f_k)$: Reluctancia no lineal de la columna k del núcleo

$\mathfrak{R}_d(f_d)$: Reluctancia no lineal de las columnas sin devanados

La parte d del circuito representa el circuito de dispersión que se cierra a través de la cuarta y quinta columna del núcleo, por lo que en este caso $\mathfrak{R}_d(f_d)$ será una reluctancia no lineal dependiente de la fuerza magnetomotriz f_d .

El circuito equivalente de la fig. 4.18 cumple las mismas ecuaciones que en el circuito del núcleo de tres columnas:

$$\phi_a + \phi_b + \phi_c = \phi_d \quad * 4.1$$

$$N_p \cdot i_{pk} - N_s \cdot i_{sk} - f_k = f_d \quad * 4.2$$

Para $k = a, b, c$

De igual forma se realizará un análisis sobre lo que ocurre en el circuito magnético del transformador de cinco columnas en vacío en la conexión Yyn al momento en que se desenergiza una de sus fases.

Se considerará que el transformador de cinco columnas se encuentra en vacío, es decir, $i_{sa} = i_{sb} = i_{sc} = 0$. Si se desconecta la fase C del transformador de conexión Yyn, la alimentación de los devanados de las columnas A y B no se verá afectado, es decir seguirán alimentados con sus respectivos voltajes fase-neutro. Entonces se tendría que:

$$N_p \cdot i_{pc} = 0 \quad 4.8$$

Reemplazando 4.8 en 4.2:

$$-f_c = f_d$$

Se sabe que: $\phi = \frac{f_{mm}}{\mathfrak{R}}$

Entonces:

$$\begin{aligned} -\mathfrak{R}_c(f_c) \cdot \phi_c &= \mathfrak{R}_d(f_d) \cdot \phi_d \\ \phi_d &= -\frac{\mathfrak{R}_c(f_c)}{\mathfrak{R}_d(f_d)} \cdot \phi_c \end{aligned} \quad 4.9$$

La fig. 4.17 es una representación bastante aproximada de un núcleo de cinco columnas. Lo cual se puede apreciar comparándolo con la fig. 4.8. Si se observa las dimensiones de las columnas del núcleo se puede ver que las columnas con devanados están formadas por dos columnas iguales a las columnas sin devanado. Y las reluctancias de la cuarta y quinta columna se encuentran en paralelo entre sí.

La reluctancia magnética está definida como:

$$\mathfrak{R} = \frac{\text{longitud}}{\text{permeabilidad magnetica} \cdot \text{área}}$$

Entonces la reluctancia $\mathfrak{R}_d(f_d)$ será igual a:

$$\mathfrak{R}_d(f_d) = \mathfrak{R}_{4columna} \parallel \mathfrak{R}_{5columna}$$

$$\mathfrak{R}_{4columna} = \mathfrak{R}_{5columna} = \frac{L}{\mu(f_d) \cdot A}$$

$$\mathfrak{R}_d(f_d) = \frac{\mathfrak{R}_{4columna}}{2}$$

$$\boxed{\mathfrak{R}_d(f_d) = \frac{1}{2} \cdot \frac{L}{\mu(f_d) \cdot A}}$$

Para calcular la reluctancia de las columnas donde se encuentran los devanados, se considera que la longitud será igual a la de la cuarta y quinta columna, pero el área será el doble. Por lo que la reluctancia $\mathfrak{R}_k(f_k)$ será igual a:

$$\boxed{\mathfrak{R}_k(f_k) = \frac{L}{\mu(f_k) \cdot 2A}}$$

Para $k=a, b$ y c

Si reemplazamos $\mathfrak{R}_d(f_d)$ y $\mathfrak{R}_c(f_c)$ en la ecuación 4.3 se tendrá:

$$\phi_d = -\frac{\frac{L}{\mu(f_c) \cdot 2A}}{\frac{1}{2} \cdot \frac{L}{\mu(f_d) \cdot A}} \cdot \phi_c$$

Simplificando:

$$\phi_d = -\frac{\mu(f_d)}{\mu(f_c)} \cdot \phi_c$$

Anteriormente se había establecido que $f_d = f_c$, y debido a que el material del núcleo es el mismo para todas las columnas, se cumplirá que $\mu(f_d) = \mu(f_c)$, y se tendrá que:

$$\phi_d = -\phi_c$$

De acuerdo a la ecuación *4.1, esto significaría que:

$$\phi_a + \phi_b + \phi_c = -\phi_c$$

Despejando ϕ_c :

$$\phi_c = -\frac{(\phi_a + \phi_b)}{2}$$

En la fig. 4.19 se muestra fasorialmente la ecuación anterior.

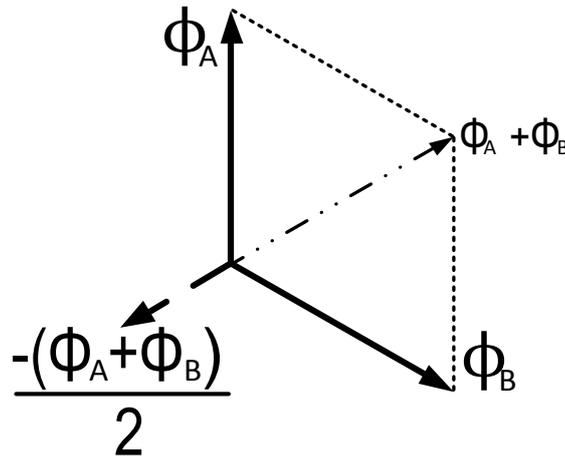


Fig. 4.19 Diagrama Fasorial de la Fase Inducida 5 Columnas

Como se puede observar al desenergizar la fase C, por la topología del circuito magnético y eléctrico (Conexión Yyn), cuando se desenergiza una fase cualquiera, las otras dos inducen un flujo magnético en la fase desenergizada igual a la mitad del que existiría si dicha fase se encontrara energizada. Este flujo resultante generará un voltaje igual a la mitad nominal en los devanados de la fase desenergizada, tanto en el primario como en el secundario; tal como se ha demostrado en las pruebas de laboratorio.

En el caso de transformadores con núcleos de cinco columnas, cuando se induce la mitad del voltaje nominal, se tendrá el caso similar al explicado anteriormente con la fig. 4.16, pero en este caso el transformador tipo pedestal alimentará a la fase desenergizada del resto de la carga con la mitad de su voltaje nominal. Dependiendo del tipo de cargas conectadas, se tendrán tres casos: cargas de aparatos eléctricos que generalmente no funcionarán con voltajes inferiores al nominal y la potencia consumida será mínima, cargas resistivas que consumirán la mitad de la potencia, y motores que en ciertos casos tratarán de compensar la reducción del voltaje aumentando la corriente para consumir la potencia nominal

(esto puede llegar a dañar a los motores). Debido a esto, aun cuando la potencia que se exige al transformador de 5 columnas es menor que si se tuviera un transformador de 3 columnas, se repetirá el fenómeno anterior donde se crea un desequilibrio de los flujos magnéticos, lo cual hace que los flujos netos que fluyen a través de cada columna aumenten y con ello aumenten las corrientes parásitas que empiezan a recalentar el núcleo del transformador.

4.2.2.1.2 Conexión Dyn5

Adicionalmente se realizará un análisis de lo que ocurre en un transformador con conexión Dy5 cuando se desenergiza a una de sus fases.

Cuando se utiliza este grupo de conexión, los transformadores son construidos únicamente con núcleos de tres columnas. Las figuras 4.12 y 4.13 también representan a un transformador con conexión Dy5, y de igual forma cumplirán con las ecuaciones 4.1 y 4.2.

Se considera que el transformador se encuentra en vacío, es decir, $i_{sa} = i_{sb} = i_{sc} = 0$. Si se desenergiza cualquiera de las fases del transformador, se estará desconectando la alimentación de dos de sus devanados, es decir, solo se estaría alimentando a uno de los tres devanados del transformador. Sabemos que los devanados primarios de un transformador Dyn5 están alimentados por V_{AB} , V_{BC} Y V_{CA} ; si se desconecta, por ejemplo, la fase C se tendrá que $V_{BC} = V_{CA} = 0$, por lo que solo se tendría el voltaje V_{AB} . De acuerdo a las ecuaciones 4.1 y 4.2 se tendrá que:

$$N_p \cdot i_{p-bc} = N_p \cdot i_{p-ca} = 0 \quad 4.10$$

$$N_p \cdot i_{p-ab} \neq 0 \quad 4.11$$

Reemplazando 4.10 y 4.11 en 4.2 se tendrá que:

$$-f_{bc} = -f_{ca} = f_d$$

Se sabe que: $f_{mm} = \mathfrak{R} \cdot \phi$

Entonces:

$$-\mathfrak{R}_b(f_{bc}) \cdot \phi_b = -\mathfrak{R}_c(f_{ca}) \cdot \phi_c = \mathfrak{R}_d \cdot \phi_d$$

$$\phi_d = -\frac{\mathfrak{R}_b(f_{bc})}{\mathfrak{R}_d} \cdot \phi_b = -\frac{\mathfrak{R}_c(f_{ca})}{\mathfrak{R}_d} \cdot \phi_c$$

La permeabilidad magnética (μ) del aceite siempre será mucho menor a la del núcleo laminado del transformador, y siendo $\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu \cdot A}$ se tiene que:

$$\mathfrak{R}_d \gg \mathfrak{R}_b(f_{bc})$$

$$\mathfrak{R}_d \gg \mathfrak{R}_c(f_{ca})$$

Al cumplirse esta relación entre las reluctancias, también se cumplirá que:

$$\frac{\mathfrak{R}_b(f_{bc})}{\mathfrak{R}_d} \approx \frac{\mathfrak{R}_c(f_{ca})}{\mathfrak{R}_d} \rightarrow 0$$

Por lo que,

$$\phi_d \rightarrow 0$$

De acuerdo a la ecuación 4.1, esto significaría que:

$$\phi_a + \phi_b + \phi_c = 0$$

Despejando $\phi_b + \phi_c$:

$$\phi_c + \phi_b = -(\phi_a)$$

Esto significa que debido a que el único flujo existente es el flujo ϕ_a , inducido por el voltaje V_{AB} , éste se cerrará a través de las columnas B y C. Es posible que

estos nuevos flujos ϕ_c y ϕ_b generen voltajes en los devanados BC y CA, pero debido al gran desequilibrio existente, estos voltajes generados también serán bastante desbalanceados, tanto en magnitud como en ángulo. Esto hace muy improbable que las cargas conectadas en las fases no energizadas, sobre todo las cargas trifásicas, puedan alimentarse con estos voltajes.

Si la carga de las fases no energizadas del transformador no es alimentada, no existen corrientes en el secundario que induzcan flujos magnéticos. Si estos flujos no existen, no es posible que los flujos netos que fluyen por cada una de las columnas sean mayores que en las condiciones de operación normal, y tampoco aumentarán las corrientes parásitas, que en el caso del transformador con conexión $yy0$ producían un recalentamiento del núcleo.

4.2.2.2 Recalentamiento del Tanque

4.2.2.2.1 Conexión $Yyn0$

♣ NÚCLEO DE 3 COLUMNAS

Este tipo de núcleo ha sido el más utilizado en transformadores trifásicos, pues resulta mucho más económico debido a su tamaño reducido. Como se había explicado en el capítulo I (fig. 1.16), este tipo de núcleo se basa en el principio de que se tendrá un sistema trifásico equilibrado, en el cual el flujo residual será cero. Por lo cual en el núcleo de tres columnas no se tiene un camino magnético de retorno para cualquier flujo residual.

Si los voltajes de excitación no se encuentran balanceados, generalmente cuanto se tiene un neutro corrido; entonces los tres flujos inducidos no sumaran cero; y se tendrá un flujo residual. Este flujo residual puede ser visto como la suma de las componentes de tres flujos iguales en fase de las tres columnas, y generalmente se denominan flujos de secuencia cero. [5] [9] [13]

Si el en núcleo de tres columnas se generan flujos de secuencia cero, estos buscarán un camino de retorno, de un yugo al otro, a través del aceite, del tanque y de las estructuras de sujeción del núcleo. [5] [9] [13]

Si los flujos de secuencia cero se cierran a través de las paredes del tanque, existirá un flujo rodeado por la superficie del tanque. Este flujo inducirá una corriente en las paredes del tanque. Puesto que el tanque tendría solo 1 vuelta, las corrientes inducidas pueden ser varias veces las corrientes de secuencia cero que normalmente circulan por los devanados del transformador. El tanque del transformador no se encuentra diseñado para soportar ese tipo de corrientes y si el flujo de secuencia cero aumenta demasiado, las corrientes inducidas causarán un grave recalentamiento en cuestión de segundos. En algunos casos las temperaturas llegan a ser tan altas que destruyen la pintura del tanque. [5] [9] [13]

Como se explicó en el punto 4.2.2.1.1, cuando se pierde una fase y el transformador se encuentra cargado, se tendrá un gran desbalance en los flujos magnéticos, esto causa que la suma de los flujos de las tres columnas (ϕ_a, ϕ_b y ϕ_c) no sea igual a cero, dejando un flujo residual considerable, este flujo al igual que el flujo de secuencia cero buscará un camino para cerrarse, a través del aceite y del tanque del transformador, produciendo el recalentamiento del tanque y la posible destrucción del transformador.

Como se explicó anteriormente, los voltajes desbalanceados se producen generalmente a causa de un neutro corrido, y esto también puede ocurrir cuando se conectan cargas desbalanceadas.

♣ NÚCLEO DE 5 COLUMNAS

A diferencia del núcleo de tres columnas, el núcleo de cinco columnas si presenta un camino magnético de retorno para flujos residuales. Por lo que cualquier flujo residual, ya sea provocado por corrientes de secuencia cero o desbalance de flujos por la falta de una fase se cerrará a través de estas columnas y no del

tanque, ni el aceite del transformador. Es por ello que al utilizar este tipo de núcleo se evita el problema de sobrecalentamiento del tanque.

4.2.2.2.2 Conexión Dyn5

En esta conexión los voltajes de excitación siempre serán balanceados, sin importar la carga conectada, pues los devanados son alimentados con voltajes fase-fase. Esto hace que la sumatoria de los tres flujos inducidos tienda a ser cero; al no existir flujo residual, no existe el problema de recalentamiento del tanque.

En el punto 4.2.2.1.2 se explicó que cuando se desconecta una de las fases del transformador sólo un devanado es alimentado, resultando muy improbable que los voltajes que se pueden generar en las fases desenergizadas alimenten al resto de la carga. Por lo que en este caso tampoco existirá un flujo residual significativo que cause el recalentamiento del tanque del transformador.

La Empresa Eléctrica Quito S.A. tiene varias referencias de que los transformadores tipo pedestal se averían debido al fenómeno de ferresonancia, este fenómeno se explicará en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 5: GRUPO DE CONEXIÓN DYN5 VS. YYN0

Los transformadores de la EEQ S.A. tienen principalmente dos grupos de conexión: Dyn5 para los transformadores convencionales y transformadores tipo pedestal de 6300V; y Yyn0 para los transformadores tipo pedestal de 22860V.

Como se mencionó anteriormente, cuando ocurre una falla en el sistema de distribución de la EEQ S.A., éste puede seguir brindando servicio con las demás fases que no fallaron, debido a los seccionamientos unipolares. Por lo que existe la misma probabilidad de que cualquiera de los transformadores conectados al sistema pueda verse afectado por esta “falta de fase”, sin importar su tipo (convencional o tipo pedestal) o grupo de conexión (Dyn5 o Yyn0).

Con respecto a los transformadores convencionales, la EEQ S.A. no ha reportado problemas importantes, a excepción de las fallas comunes. Según las estadísticas del capítulo 3, lo mismo ocurre con los transformadores tipo pedestal de niveles de voltaje de 6300V. Esto significa que la ausencia de energía en una de las fases del transformador de conexión Dyn5, no causa ningún tipo de problema en la operación de dicho transformador.

Al contrario, al analizar los transformadores tipo pedestal de niveles de voltaje de 22860V (conexión Yyn0), se han reportado varias averías cuando existe una ausencia de energía en una de sus fases, que incluso puede llegar a destruir al transformador.

Por esta razón la EEQ S.A. ha pedido analizar la factibilidad de no utilizar más la conexión Yyn0, y reemplazarla por la conexión Dyn5, para así solucionar el problema de los transformadores quemados.

A continuación se analizará el comportamiento de cada grupo de conexión respecto a: la presencia de cargas desbalanceadas y armónicos, la coordinación de protecciones, los costos y el fenómeno de ferroresonancia.

5.1 CARGAS DESBALANCEADAS

En cualquier sistema de distribución, se tiene tanto cargas trifásicas como monofásicas de distintas potencias, si bien siempre se trata de distribuir estas cargas lo más equilibrado posible, siempre existirá desbalance de cargas. Ambos grupos tienen en el lado secundario la conexión Y con acceso al neutro, lo que les permite alimentar a estos dos tipos de cargas.

La conexión triángulo-estrella (Dyn) puede manejar grandes desbalances de carga. En el lado primario, debido a la conexión en triángulo los flujos se redistribuyen en el núcleo, compensando así cualquier desequilibrio que se presente en el lado secundario y evitando desbalances de voltaje debido al desplazamiento del neutro. [30]

La conexión estrella-estrella (Yyn) presenta inconvenientes cuando se prevén grandes desbalances de carga en el sistema; puesto que si el neutro no se encuentra correctamente aterrizado, puede desplazarse provocando voltajes desbalanceados. Otro inconveniente que se presenta cuando las cargas son desbalanceadas es que por el neutro del sistema circulará una corriente considerable diferente de cero, y generalmente los neutros se diseñan considerando que por ellos circularán corrientes menores a las nominales. [31]

Lo que quiere decir que la conexión Dyn tiene una mejor respuesta ante el desequilibrio de cargas, que la conexión Yyn.

5.2 ARMÓNICOS

Cuando se induce un voltaje en cualquier transformador es necesaria una corriente de magnetización para crear el flujo magnético. Aun cuando el voltaje sea 100% sinusoidal dicha corriente de magnetización tendrá componentes armónicas, teniendo un valor importante la armónica de tercer grado, estas componentes de tercer grado se encuentran en fase, por lo que no se anulan

entre ellas, y pueden crear distorsiones en los voltajes inducidos. Por esa razón otro factor importante que han considerado para elección del grupo de conexión es la respuesta ante los armónicos de tercer grado. [5]

Una de las grandes ventajas de la conexión Dy es la eliminación de armónicos. Si las formas de onda de las corrientes de magnetización de las tres fases son aproximadamente iguales y desfasadas 120° entre ellas, las corrientes armónicas de tercer grado, serán iguales en magnitud y estarán en fase, pueden circular a través del arrollamiento de la conexión triángulo, es decir, únicamente circularán dentro del transformador y no aparecerán en los terminales de los devanados. De esa forma se eliminan estas corrientes tanto en el lado primario como en el secundario. Lo mismo ocurre con las corrientes de secuencia cero. [30]

En la conexión Yyn es necesario proporcionar un camino por el cual pueden circular estas corrientes, lo cual se puede lograr aterrizando sólidamente el neutro del primario. Aun cuando esto mejora el problema de los armónicos de tercer grado, no se considera conveniente esta conexión porque se permite circulación de armónicos aun cuando el transformador se encuentra en vacío. Otra solución que recomiendan es añadir un devanado terciario conectado en triángulo, para que circulen los flujos homopolares creados por corrientes armónicas y desbalances de cargas. [31]

De igual forma, con respecto a los armónicos la conexión Dy presenta una mayor ventaja frente a la conexión Yyn.

5.3 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

♣ CONEXIÓN TRIÁNGULO - ESTRELLA

Cuando se tiene una carga conectada fase – neutro, la corriente absorbida por ésta es entregada por dos fases del lado primario, generando dos corrientes iguales en cada fase. Si el neutro del secundario se encuentra aterrizado sólidamente, lo mismo ocurrirá cuando exista una falla fase – tierra, entonces

cuando ocurre una falla a tierra en el secundario ésta no se refleja de la misma forma en el lado primario, por ello las fallas que ocurran en el secundario están aisladas del primario. Esta característica hace que la coordinación de protecciones pueda hacerse correctamente y de manera más fácil, para que cuando ocurra una falla a tierra en bajo voltaje no operen las protecciones de medio voltaje. [30]

♣ CONEXIÓN ESTRELLA - ESTRELLA

Si en la conexión. Yy se tiene sólidamente aterrizados los neutros de primario y secundario, la coordinación de protecciones se dificulta. Cuando ocurra una falla fase-tierra en el secundario, esta se refleja exactamente igual en el lado primario, lo que podría hacer que las protecciones en el lado primario operen cuando ocurra una falla en el secundario. [31]

5.4 COSTO

Cuando la EEQ S.A. planteo la idea de cambiar la construcción de los transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0 por la conexión Dyn5 a los fabricantes de transformadores, estuvieron en desacuerdo principalmente porque sus costos de fabricación se elevarían considerablemente.

Si se compara los costos de fabricar un transformador de las mismas características con conexión Dy5 o Yy0, se tendrá que:

- ♣ La relación de transformación en la conexión Dy será mayor que en la conexión Yy, pues:

$$Yy \rightarrow a_{Yy} = \frac{V_{FASE-NEUTRO PRIMARIO}}{V_{FASE-NEUTRO SECUNDARIO}}$$

$$Dy \rightarrow a_{Dy} = \frac{V_{FASE-FASE PRIMARIO}}{V_{FASE-NEUTRO SECUNDARIO}} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{FASE-NEUTRO PRIMARIO}}{V_{FASE-NEUTRO SECUNDARIO}} = \sqrt{3} \cdot a_{Yy}$$

Eso significa que se necesitará un mayor número de vueltas en el primario por cada vuelta del secundario en la conexión Dy lo que lo haría más costoso que con la conexión Yy. [21] [23]

- ♣ Otro factor que diferencia los costos entre la una conexión y la otra es el nivel de aislamiento en los bornes de medio voltaje. En la conexión Dy el nivel de aislamiento debe ser mayor, pues los bornes tienen que soportar los voltajes entre fase – fase, mientras que en la conexión Yy los voltaje que debe soportar es solo el de fase – neutro. Esto también haría que la conexión Dy sea más costosa. [21] [23]

Los dos factores mencionados, en especial el nivel de aislamiento, son los que hacen que un transformador de las mismas características resulte más costoso si se utiliza la conexión Dy que si se utilizará la conexión Yy.

5.5 FERRORESONANCIA

Puesto que en un sistema de distribución siempre se tendrán cargas desbalanceadas, y armónicos debido a las corrientes de magnetización, en la construcción de sistemas de distribución aéreos se opta por utilizar la conexión Dyn5 y se trataba de evitar al máximo la conexión Yyn0. En los análisis realizados en este capítulo resulta evidente que la conexión Dyn5 presenta muchas ventajas frente a la conexión Yyn0. Pero los transformadores tipo pedestal son diseñados para sistemas de distribución subterráneos, para alimentar a estos transformadores generalmente se utiliza cable apantallado, el cual tiene una capacitancia mucho mayor que un conductor desnudo de las mismas características. Debido a las altas capacitancias de los cables, la probabilidad de ocurrencia de ferresonancia aumenta en sistemas de distribución subterráneos.

La ferresonancia es un tipo especial de resonancia serie, por lo que es importante primero entender cuándo se puede producir este tipo de resonancia. La resonancia serie se puede producir en circuitos series R – L – C, como el

mostrado en la fig. 5.1, en donde se tenga una resistencia despreciable. Si las magnitudes de reactancia inductiva y capacitiva se acercan, debido a que son opuestas, se anularán entre ellas, y la impedancia total vista por la fuente será muy baja, provocando corrientes elevadas. Estas corrientes elevadas pueden provocar sobrevoltajes tanto en el inductor como en el capacitor. [12] [33]

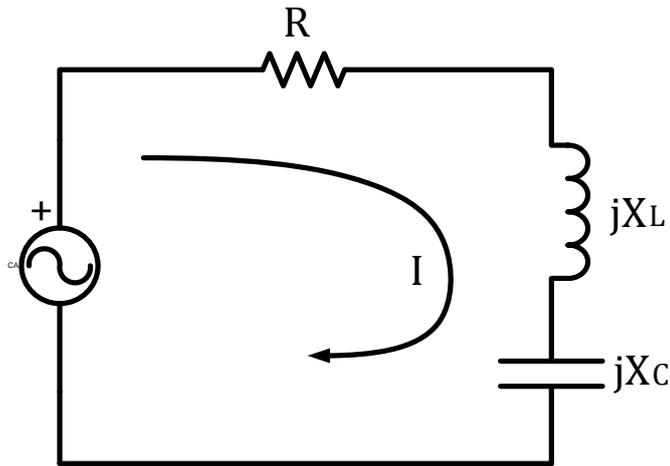


Fig. 5.1 Circuito Serie R – L – C

Lo que diferencia a la resonancia serie de la ferresonancia es la característica del inductor, debido a que existe un núcleo de material ferromagnético la inductancia no será lineal y dependerá de la corriente de magnetización, que a su vez depende del voltaje aplicado a sus terminales y la saturación del núcleo. Esta característica no lineal de la inductancia hace que existan varios regímenes permanentes estables para una misma configuración y parámetros dados, pudiendo producirse la ferresonancia en cualquiera de ellos. [33]

Para que se produzca la ferresonancia en un sistema de distribución debe existir un circuito serie L – C, en donde la inductancia es aportada por el transformador, la capacitancia por los conductores y el transformador debe estar en vacío o con una carga muy baja para que la resistencia sea despreciable. Cuando el sistema se encuentra operando normalmente, es muy poco probable que se den las condiciones para que se produzca la ferresonancia. [12]

Cuando se energiza o desenergiza un transformador, éste queda temporalmente con una o dos fases conectadas, en la fig. 5.2 se puede apreciar, en un

transformador monofásico conectado a dos fases, que cuando esto ocurre la inductancia del transformador queda en serie con capacitancia de los conductores.

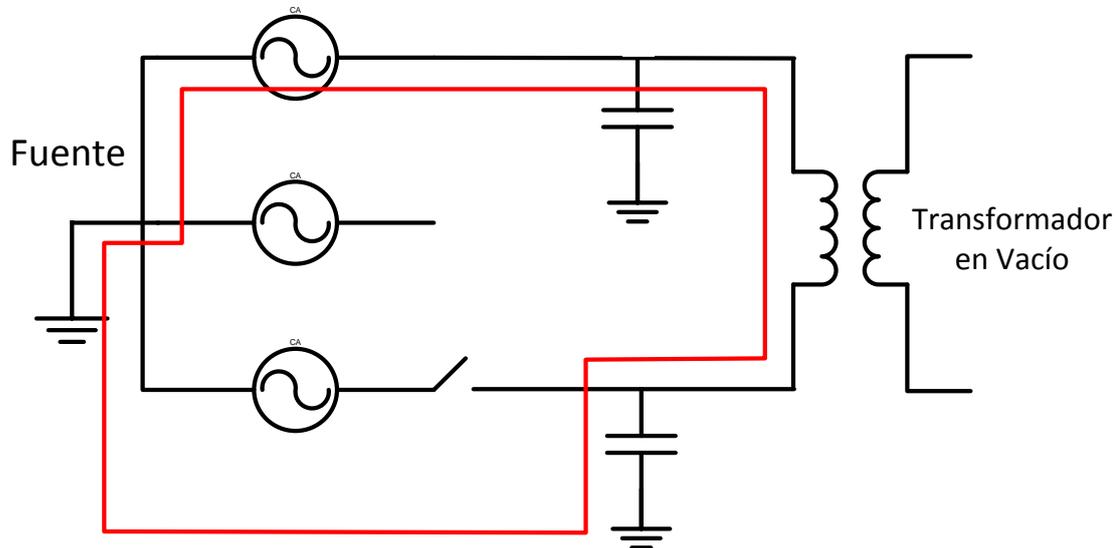


Fig. 5.2 Transformador Monofásico energizado con una fase [12]

Al estar el transformador en vacío, la única resistencia en el circuito sería la de los devanados, la cual es despreciable. Por ello en este circuito se puede producir la ferresonancia.

5.5.1 CONEXIÓN TRIÁNGULO – ESTRELLA

Para conocer la incidencia del grupo de conexión del transformador en la probabilidad de que ocurra ferresonancia, se debe analizar el circuito formado en el lado de medio voltaje cuando el transformador se encuentra en vacío o con una carga muy baja y cuando al menos una de sus fases se encuentra desenergizada.

En la fig. 5.3 (A) se puede observar un transformador trifásico de conexión triángulo – estrella cuando solo una de sus fases se encuentra energizada. Al estar dos fases abiertas, el circuito formado por la fase que si se encuentra energizada se cerrará a través de las capacitancia de los cables de las fases no

energizadas, formándose así un circuito L – C donde es probable que ocurra la ferresonancia. De igual forma cuando se tengan dos fases energizadas, los circuitos conectados a la red se cerrarán a través de la capacitancia de la fase no energizada, tal como se observa en la fig. 5.3 (B). [12]

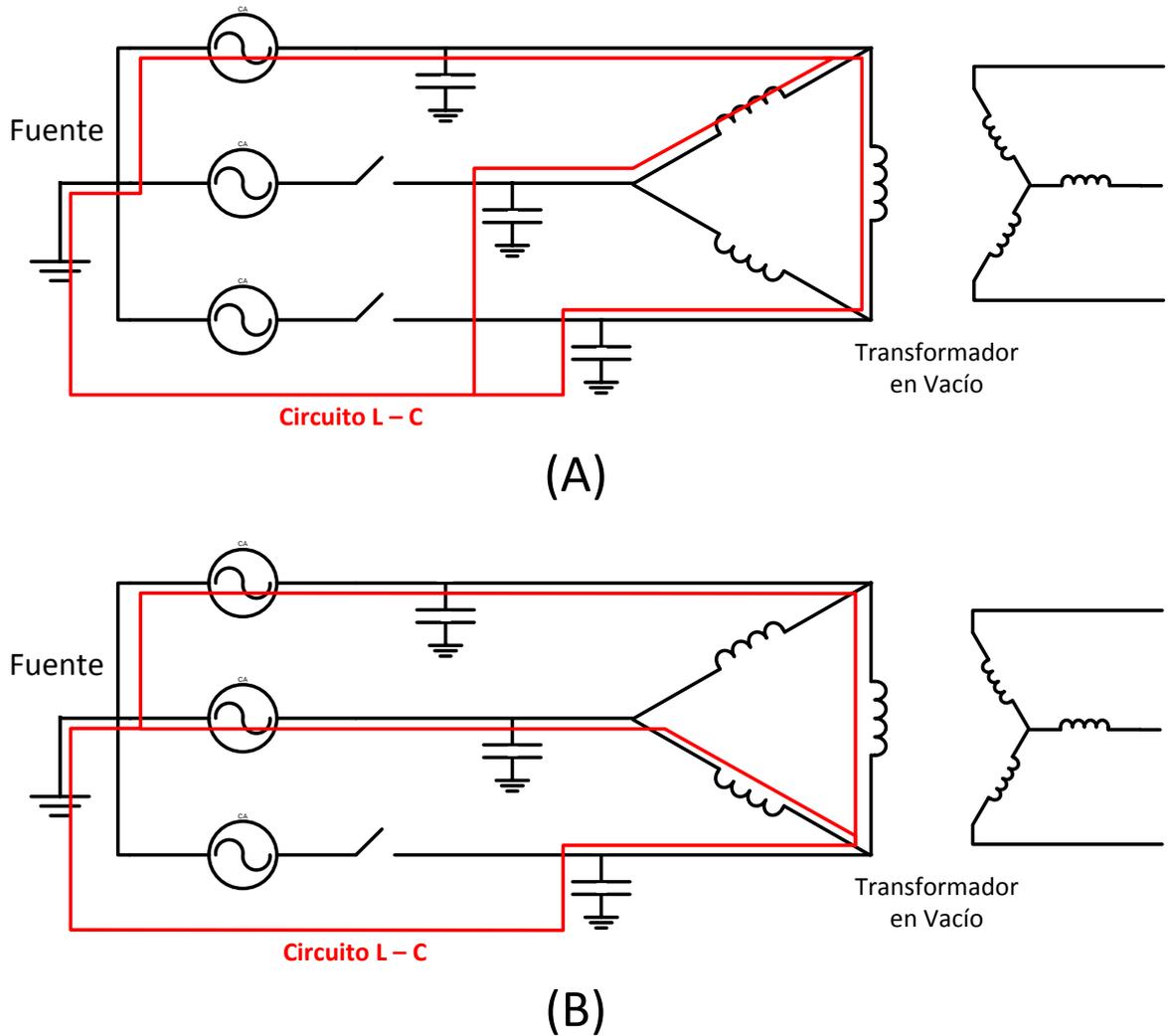


Fig. 5.3 Transformador D-y (A) Con una fase energizada
(B) Con dos fases energizadas [12]

La conexión Triángulo – Estrella puede formar el circuito necesario para que ocurra el fenómeno de ferresonancia, ya sea con una o dos fases energizadas.

5.5.2 CONEXIÓN ESTRELLA – ESTRELLA

De igual forma que en la conexión Triángulo – Estrella, se analizará el circuito formado en el lado de medio voltaje del transformador bajo las mismas condiciones.

En la conexión Estrella – Estrella se puede tener dos casos, el primero cuando el neutro no esté sólidamente conectado a tierra o no tenga una buena puesta a tierra; y el segundo cuando si se encuentre aterrizado correctamente.

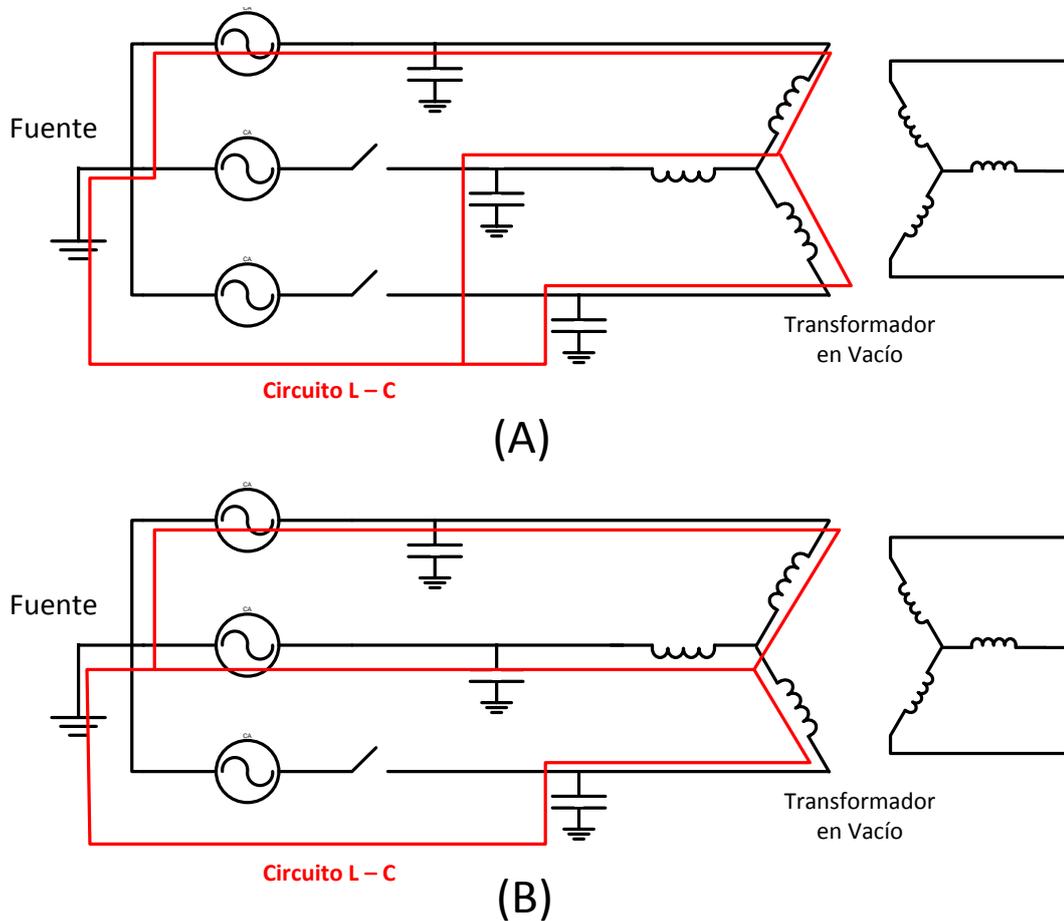


Fig. 5.4 Transformador Y no aterrizada – y (A) Con una fase energizada
(B) Con dos fases energizadas [12]

Primero se analizará el circuito formado cuando el neutro no se encuentre aterrizado. En la fig. 5.4 (A) se puede observar un transformador trifásico de conexión Estrella – Estrella con neutro no aterrizado, cuando solo una de sus

fases se encuentra energizada, y la fig. 5.4 (B) cuando se encuentra energizado con dos fases. En ambos casos se puede observar que los circuitos formados por las fase que si se encuentran energizadas se cierran a través de los devanados y las capacitancia de los cables de las fases no energizadas, formándose así un circuito L – C donde es probable que ocurra la ferroresonancia.

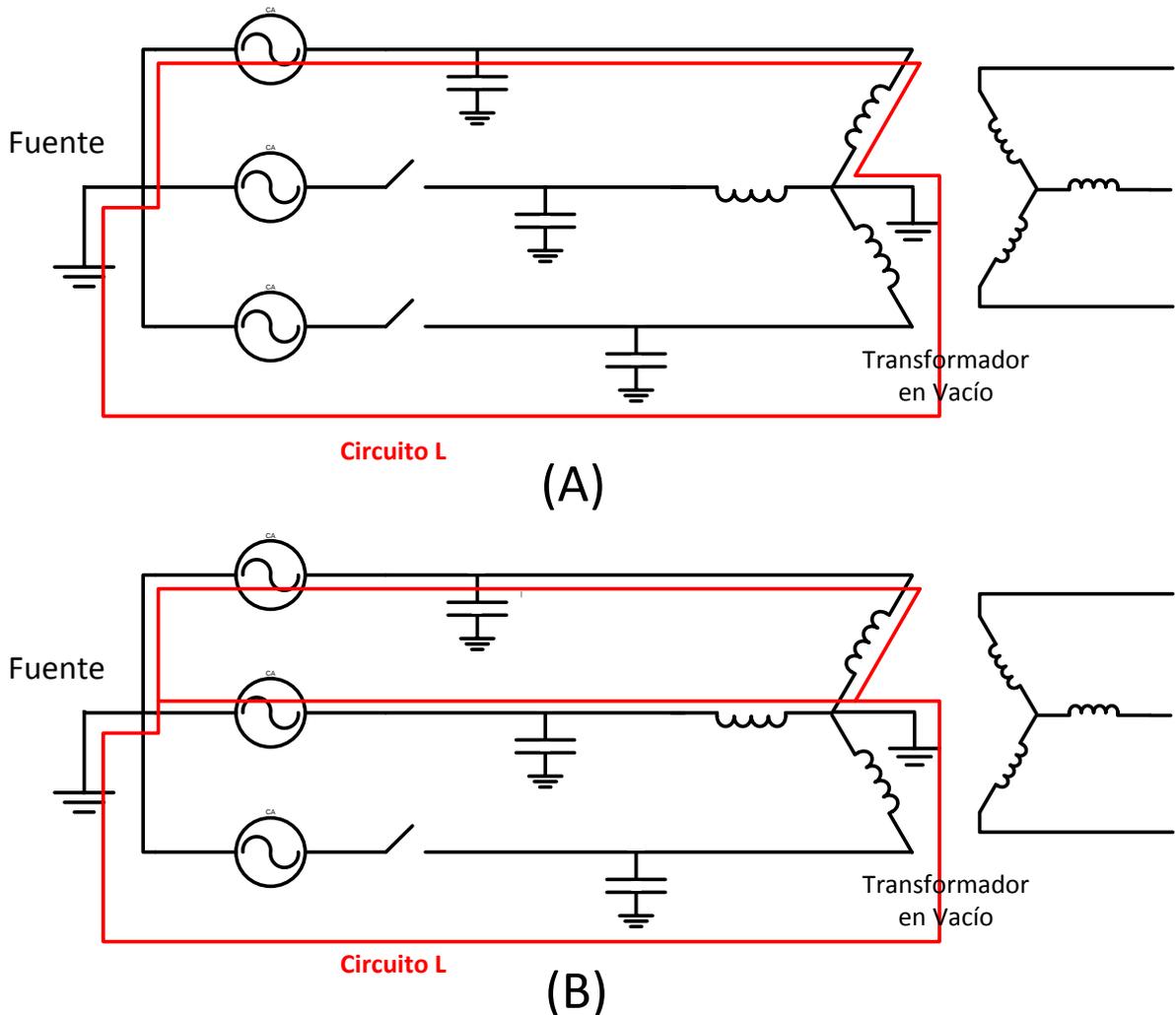


Fig. 5.5 Transformador Y aterrizada – y (A) Con una fase energizada
(B) Con dos fases energizadas [27]

La fig. 5.5 muestra los circuitos que se forman en un transformador con conexión Estrella – Estrella con neutro sólidamente aterrizado en el lado primario. Se puede observar que a diferencia de la conexión Triángulo – Estrella, y Estrella no aterrizada – Estrella, cuando se tiene una o dos fases no energizadas, los

circuitos formados por las fases energizadas se cerrarán a través del neutro aterrizado. Esto significa que en el lado primario no se forma el circuito necesario para que pueda ocurrir ferresonancia.

A pesar de que esta configuración no forma un circuito L – C en el lado primario, es posible que si el neutro secundario no se encuentra aterrizado se produzcan las condiciones necesarias para que ocurra ferresonancia y se creen sobrevoltajes en el lado secundario, los cuales se transfieren al primario. Por ello la mejor configuración para evitar la ferresonancia sería Estrella – Estrella con el neutro aterrizado en ambos lados. [33]

Un factor importante que incide que se debe considerar es el nivel de voltaje, a mayor voltaje mayores son las capacitancias de los cables y mayor será la probabilidad de que ocurra el fenómeno de ferresonancia. La tabla 5.1 corresponde a la norma IEEE C57.12.26, esta nos indica que hasta 16 340 V se puede usar la conexión Dy o Yy, pero que a partir de 22 860 V se debe utilizar únicamente la conexión Yy aterrizada.

Tabla 5.1 Rango de kVA y Voltajes Nominales

Altos – Voltajes Nominales (V)	kVA Nominales	
	Bajos – Voltajes Nominales (V) 208Y/120, 240	Bajos – Voltajes Nominales (V) 480Y/277, 480
Delta o Estrella		
2400	75 – 750	75 – 750
4160	75 – 1000	75 – 1000
4800	75 – 1000	75 – 1500
7200	75 – 1000	75 – 2000
12 000, 12 470	75 – 1000	75 – 2500
13 200, 13 800, 16 340	75 – 1000	75 – 2500

Estrella Aterrizada

22 860, 23 900, 24 490	75 – 1000	75 – 2500
34 500	75 – 1000	75 – 2500

NOTA:

- 1— Los Kilovoltios-amperios nominales separados por un guion indican que todos los valores nominales intermedios que se cubren en esta norma están incluidos.
- 2— Cargas desequilibradas de unidades conectas en Estrella-Estrella pueden causar un calentamiento de sus tanques en exceso, mayor del que existiría bajo condiciones balanceadas. Para reducir la probabilidad de calentamiento del tanque, estas unidades deben tener un núcleo que no se sature cuando se aplique un 33% del voltaje de secuencia cero.

Luego de realizar un análisis sobre las ventajas y desventajas que presenta cada conexión se observa claramente que no es factible que la conexión Dy5 reemplace a la conexión Yyn0, pues a pesar de las muchas ventajas que tiene, a niveles de voltaje de 22 860V o superiores aumenta la probabilidad de que se presenten sobrevoltajes debido a la ferroresonancia y es necesario una configuración que minimice al máximo la probabilidad de que esto ocurra. Por lo tanto para sistemas subterráneos se debe utilizar la conexión Estrella – Estrella con el neutro aterrizado en ambos lados, cuando los niveles de voltaje sean igual o mayores a 22 860V.

CAPÍTULO 6: POSIBLES SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS ANALIZADOS

En este capítulo se explicará las soluciones para evitar que los transformadores tipo pedestal se averíen ante la falta de energía de una de sus fases. Debido a que se debe utilizar la conexión Yyn0 a partir de 22 860 V, y esta conexión puede causar recalentamiento del tanque, es necesario continuar utilizando núcleos de 5 columnas.

6.1 DETECCIÓN DE FALTA DE FASE

Los problemas presentados en los transformadores tipo pedestal de conexión Yyn0, eran causados porque cuando existe una ausencia de energía en una de sus fases, el transformador no detecta esta anomalía, continúa operando normalmente e incluso induce el 50% del voltaje nominal de la fase no energizada.

La EEQ S.A. para evitar que los transformadores tipo pedestal se averíen envió una resolución, la cual se encuentra en el anexo B, en la que se exigía instalar una caja de maniobras o celda de media tensión cuando se prevea la instalación de más de dos transformadores tipo pedestal en un mismo circuito de media tensión. Esta caja de maniobras no es más que un mando tripolar, con la finalidad de evitar problemas por ferresonancia cuando se energice o desenergice al transformador. Pero no soluciona los problemas que se presentan cuando existe una ausencia de energía en una de las fases del transformador con conexión Yyn0.

Por ello se propone instalar conjuntamente con cualquier transformador tipo pedestal de conexión Yyn0 un sistema que pueda detectar y desconectar al transformador totalmente cuando exista una ausencia de energía en una de sus fases, este sistema también podrá actuar como un interruptor tripolar. A pesar de que con la configuración Y-y aterrizada se minimiza la probabilidad de que ocurra

ferroresonancia, si además se tiene un mando tripolar para la energización y desenergización del transformador, esta probabilidad será prácticamente nula.

En la fig. 6.1 se muestra el esquema de la instalación actual de cualquier transformador tipo pedestal con conexión Yyn0.

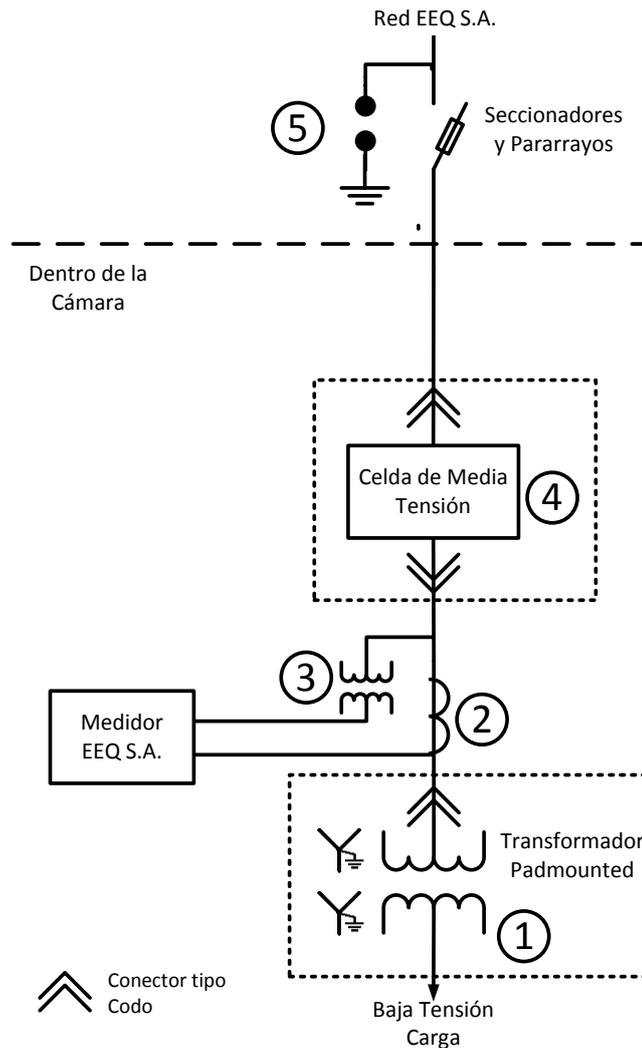


Fig. 6.1 Diagrama Instalación Actual Transformador Padmounted Yyn0

Los puntos 2 y 3 corresponden a los TC's y TP's, respectivamente, del equipo de medición de la EEQ S.A: para la facturación. Esta medición en media tensión únicamente se realiza cuando la carga total del transformador corresponde a una sola empresa.

El punto 4 corresponde a la caja de maniobras o celda de media tensión, la cual permite la conexión o desconexión del transformador bajo carga. Actualmente estas celdas se operan manualmente y únicamente por la EEQ S.A.

En el presente trabajo se propone instalar un sistema de control automático que pueda monitorear si existe una falta de energía en cualquiera de las fases y, si ese es el caso, desconecte al transformador de la red. Este sistema continuará monitoreando y reconectará al transformador cuando detecte energía en las tres fases, similar a un tablero de transferencia.

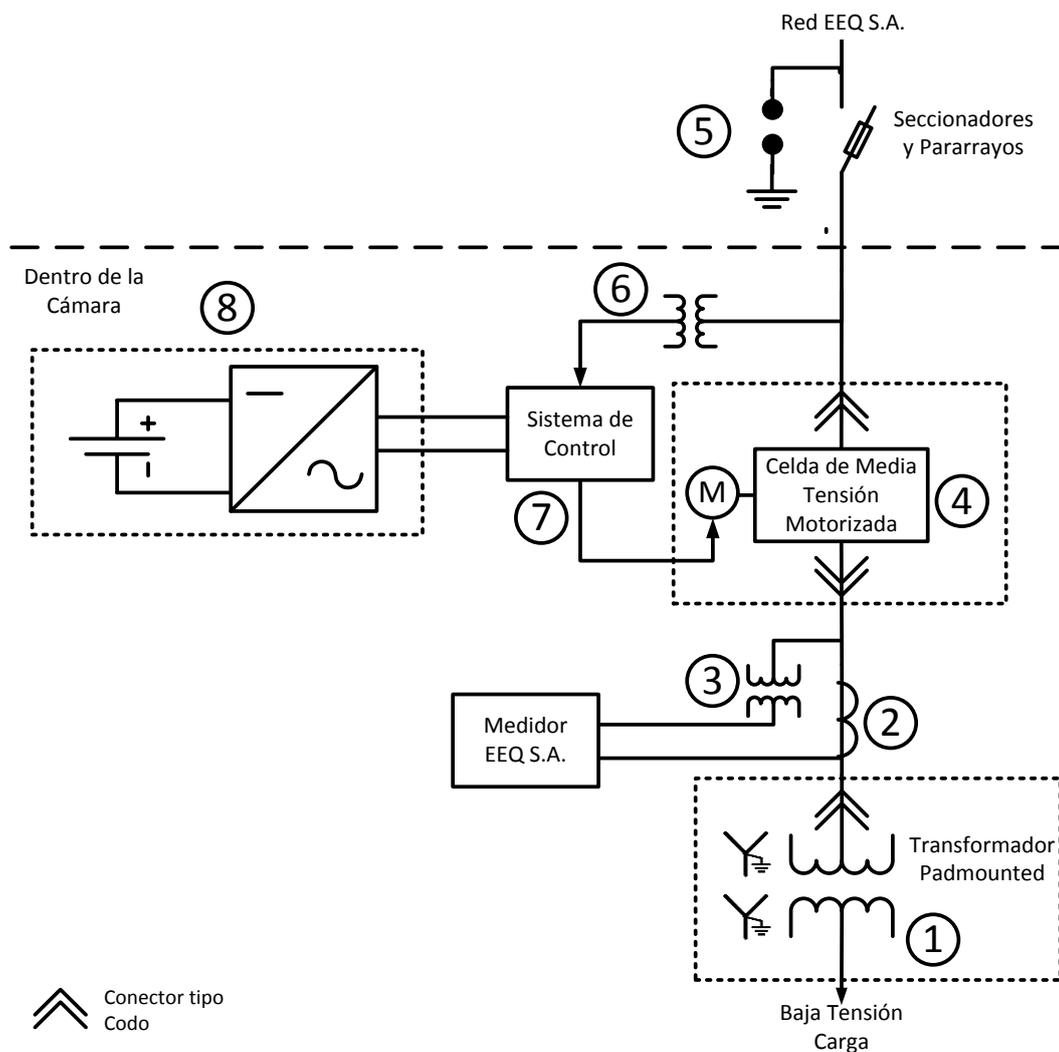


Fig. 6.2 Diagrama Instalación Propuesta Transformador Padmounted Yyn0

En la fig. 6.2 se muestra el esquema de la instalación del transformador tipo pedestal con el sistema de detección de falta de fase.

Los elementos que han añadido son:

♣ CAJA DE MANIOBRAS CON OPERACIÓN MOTORIZADA

Las cajas de maniobras, también conocidas como celdas de media tensión, más económicas y comunes cuentan con una operación manual mediante una palanca, es decir, con un accionamiento mecánico. Para poder implementar el sistema de control automático, es necesario poder operar a estas celdas mediante la activación de contactos, lo cual se logra motorizando su accionamiento. En el mercado existen estas mismas cajas de maniobras con un motor incluido para su operación automática.



Fig. 6.3 Celda de Media Tensión Marca RB [17]

♣ DOS TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

La medición de voltaje para detectar una falta de fase debe hacerse directamente de la red de la empresa eléctrica, es decir a nivel de medio voltaje. Se puede utilizar dispositivos que detecten un falta de fase para alto voltaje, pero resultaría demasiado costoso y se necesitaría un mayor espacio físico. La mejor alternativa es transformar el medio voltaje a bajo voltaje con TP's para utilizar detectores de bajo voltaje.

Para minimizar los costos se opta por una configuración en delta abierta, tal como se muestra en la fig. 6.4 y de esa forma solo se utilizarían dos TP's.

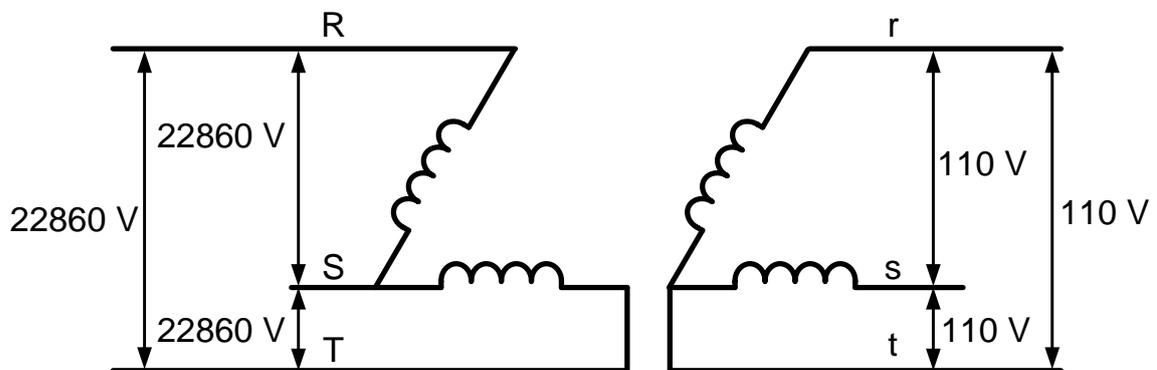


Fig. 6.4 Configuración en D-abierta para TP's

♣ SISTEMA DE CONTROL

Este sistema será el que controle cuando opera la celda de media tensión para desconectar y conectar al transformador. El sistema de control que se propone debe seguir la lógica mostrada en la fig. 6.5.

Para definir la lógica del sistema de control se han tenido las siguientes consideraciones:

- La norma IEEE 1159-2006 indica que cuando se tiene voltajes entre 0.9 – 0.8 p.u. por un tiempo mayor a 1 minuto, es una perturbación que afecta la calidad de la energía.

- Según la norma IEC El desbalance máximo admisible entre las tres fases es del 3%, el cual se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$Desbalance = 100 \cdot \frac{\text{máx}|U_{ij} - U_{media}|}{U_{media}}$$

Donde: i y j corresponden a las fases r, s y t.

En el capítulo 4 se estableció que los transformadores de conexión Yyn0 contruidos en núcleos de 5 columnas inducen el voltaje de la fase no energizada al 50% aproximadamente, lo que facilita la detección de la falta de una fase, pudiendo utilizar relés detectores de fase para el monitoreo del voltaje de la red, este relé abrirá un contacto si falta una de las fases. Es necesario utilizar temporizadores para asegurar que el sistema actúe únicamente cuando exista un estado permanente, cuando esto ocurra el sistema de control cerrará los contactos de conexión o desconexión del accionamiento motorizado de la celda de media tensión.

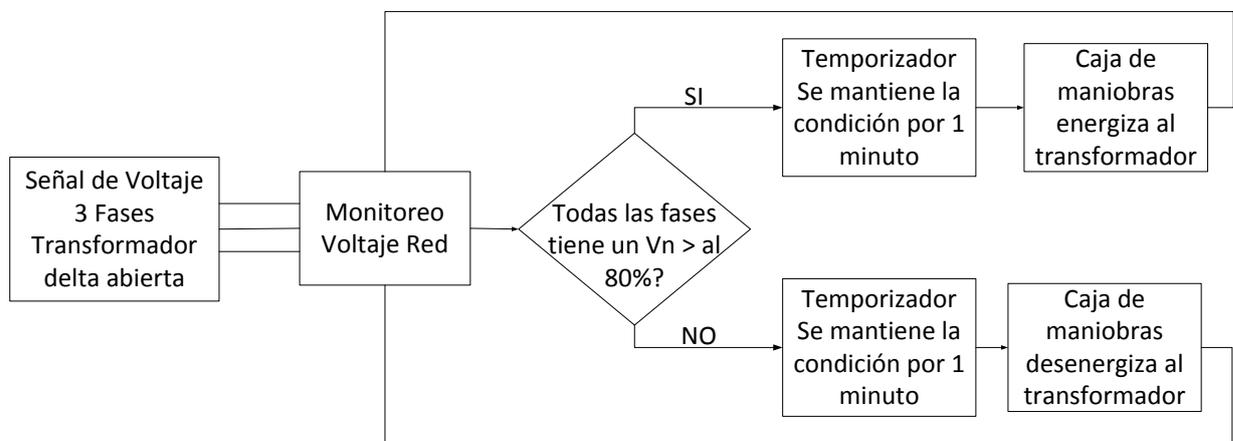


Fig. 6.5 Lógica Sistema de Control

♣ ALIMENTACIÓN SISTEMA DE CONTROL

Es necesario alimentar al sistema de control y el motor que acciona a la celda de media tensión con un banco de baterías, para que éstos continúen funcionando aun cuando se desconecte al transformador. Se necesitará un inversor, para convertir el voltaje continuo de las baterías en voltaje alterno. Y un sistema para

cargar las baterías constantemente para que siempre estén en capacidad de alimentar al sistema aún cuando no se tenga energía por parte de la empresa eléctrica.

Se tendrán dos casos:

a) Cuando no se tiene un Generador de emergencia

En este caso el transformador queda desenergizado durante el tiempo que la empresa eléctrica se tarde en restablecer la energía de las tres fases, lo cual no es inmediato. Por lo que es necesario que el banco de baterías tenga una autonomía de por lo menos 48 horas.

b) Cuando se tiene un Generador de emergencia

Cuando se tenga un generador de emergencia, la autonomía de las baterías puede reducirse a 12 horas, pues se prevé que cuando el transformador se desconecte el generador entrará a funcionar en un lapso de tiempo corto.

En caso de que se tenga un generador de emergencia, y con ello un tablero de transferencia, se recomienda diseñar e instalar un sistema de control, con su respectiva alimentación, independiente del sistema del tablero de transferencia, debido a varios motivos:

- Para simplificar el diseño de los sistemas de control.
- Para que la confiabilidad del sistema sea la mayor posible, si se tiene un solo sistema que controle tanto la transferencia de la carga, como la conexión y desconexión del transformador padmounted; y éste llegara a fallar, todo el sistema podría colapsarse, y la carga no podría alimentarse a través de la Empresa Eléctrica ni del Generador.
- Para no exponer la garantía del generador. Generalmente se extiende una garantía conjunta del generador con el tablero de transferencia, si el control del tablero interviene en otro sistema, la garantía podría quedar anulada.

Actualmente para instalar el transformador padmounted con la celda de media tensión o caja de maniobras, es necesaria la construcción de una cámara. De

igual forma este sistema de detección de fase se incluirá en la cámara de transformación con sus respectivas protecciones y medidas de seguridad.

6.1.1 TRANSFORMADOR DE MEDIDA

En las figuras 6.1 y 6.2 se muestra la conexión de los TC's (2) y TP's (3) utilizados para la medición de la empresa eléctrica, en caso que sea necesaria una medición a nivel de media tensión. Normalmente para esta medición la EEQ S.A. utiliza Equipos Compactos de Medida (ECM) como los mostrados en la fig. 6.6. Estos equipos son unidades compactas que tienen en un solo tanque los 3 transformadores de corriente (TC) y 3 transformadores de potencial (TP) necesarios para la medición en media tensión.



Fig. 6.6 Equipos Compactos de Medida

Para que la medición de energía sea más confiable, estos equipos utilizan una conexión Yyn0; están contruidos en un solo núcleo para reducir los costos y el espacio, por lo que cuando existe la ausencia de energía en una de las fases del sistema de distribución, estos equipos también tienen el inconveniente de inducir la fase no energizada, lo que hace difícil detectar una falta de fase.

Se ha presentado esta inquietud a dos empresas que fabrican estos equipos. La Compañía Electro Andina (CEA), ha realizado pruebas de laboratorio en estos transformadores y los resultados muestran que en efecto cuando existe una

ausencia de energía en una de las fases, las otras dos inducen la fase no energizada. Los resultados de estas pruebas se muestran en la fig. 6.7.

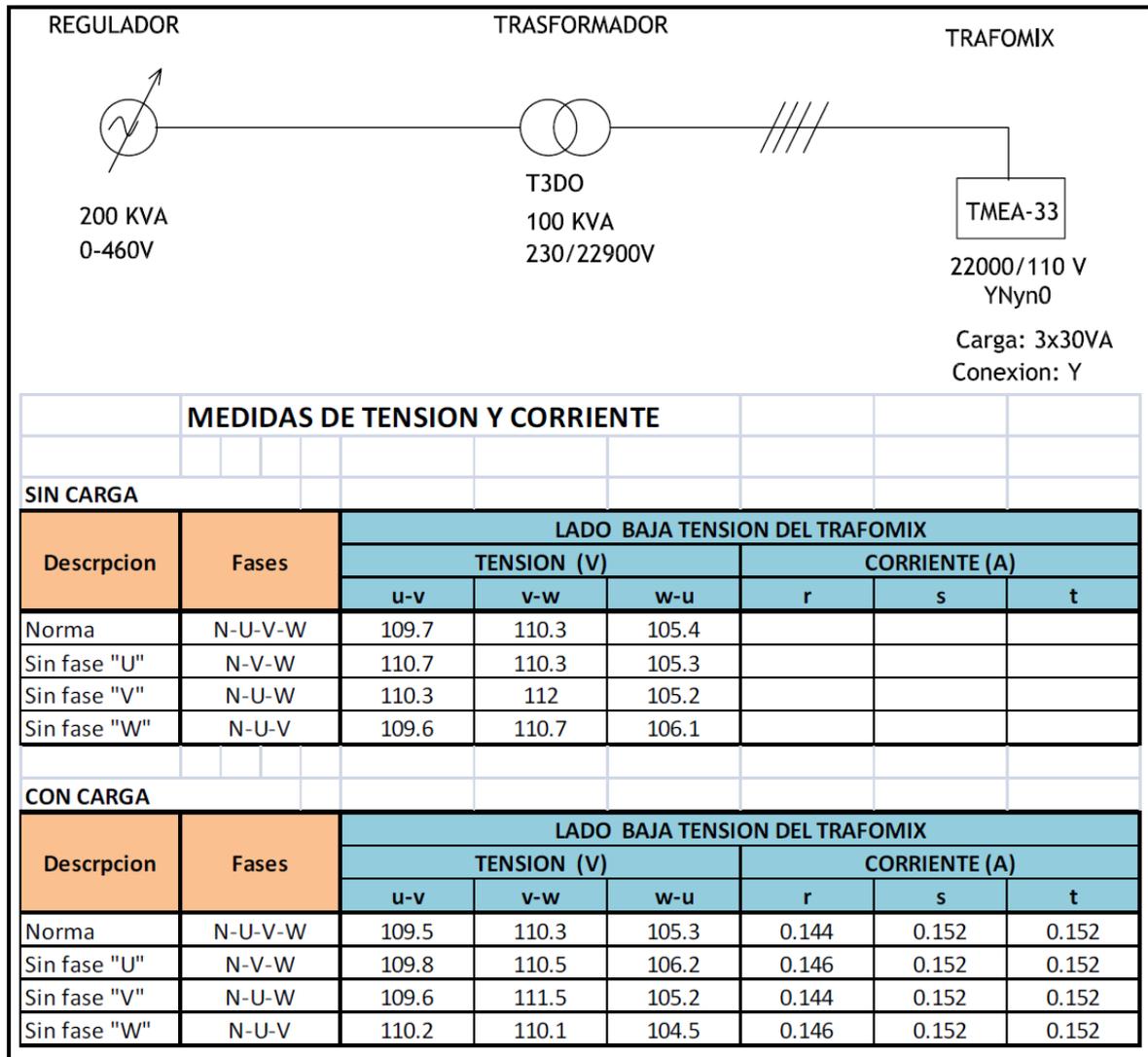


Fig. 6.7 Resultados Pruebas ECM de CEA

La empresa Shaffner S.A. también concuerda en que cuando una fase no se encuentre energizada, el transformador inducirá el voltaje aproximadamente al 100% en esta fase; y explica que estos transformadores cuentan con un devanado terciario conectado en triángulo, el cual induce el voltaje en la fase no energizada. Este devanado es utilizado para compensar posibles desbalances de voltaje durante la operación normal. La solución para la detección de la falta de fase dada por la Empresa Shaffner, es medir la corriente de este devanado

terciario, pues en estos equipos se tiene acceso a este terminal. En el anexo C se encuentra más información sobre esta solución propuesta.

La mayoría de Equipos Compactos de Medida cuentan con este devanado terciario conectado en triángulo, por lo que esta solución se podría aplicar en cualquier ECM, independientemente de su marca.

Entonces, cuando se utilicen Equipos Compactos de Medida con conexión Yyn0, es necesario considerar el valor de la corriente del devanado terciario en el sistema de control, para evitar que estos equipos produzcan lecturas erróneas en la detección de falta de fase. Esto significa que el sistema de control tendría otra variable de entrada, su diseño se complicaría un poco más y la confiabilidad será menor al tener otro punto de falla.

Para que los transformadores de medición no creen problemas y se evite la complicación del sistema de control, se propone cambiar los Equipos Compactos de Medida por Transformadores Combinados.

Los transformadores combinados de medida contienen en una misma unidad transformadores de corriente y de potencial necesarios para la medición de energía, se utilizan principalmente con el objetivo de reducir espacios. En la fig. 6.9 se muestra un transformador combinado monofásico para exterior, diseñados para voltajes de hasta 36kV; también se muestra el modelo de unidades trifásicas formadas por tres transformadores combinados, como se puede apreciar el espacio utilizado no será mayor al que utilizaría un Equipo Compacto de Medida.

Si se tienen tres unidades monofásicas, estas forman circuitos magnéticos independientes entre ellos, por lo que no inducirá el voltaje en la fase no energizada.

Con respecto a los costos, se tiene que una unidad del Equipo Compacto de Medida (equipo trifásico) tiene un costo aproximado de \$ 6500, y los transformadores combinados monofásicos tienen un costo aproximado de \$ 2100

cada uno, lo cual sería un costo total de \$ 6300. Por lo que económicamente resulta lo mismo instalar cualquiera de los dos equipos.

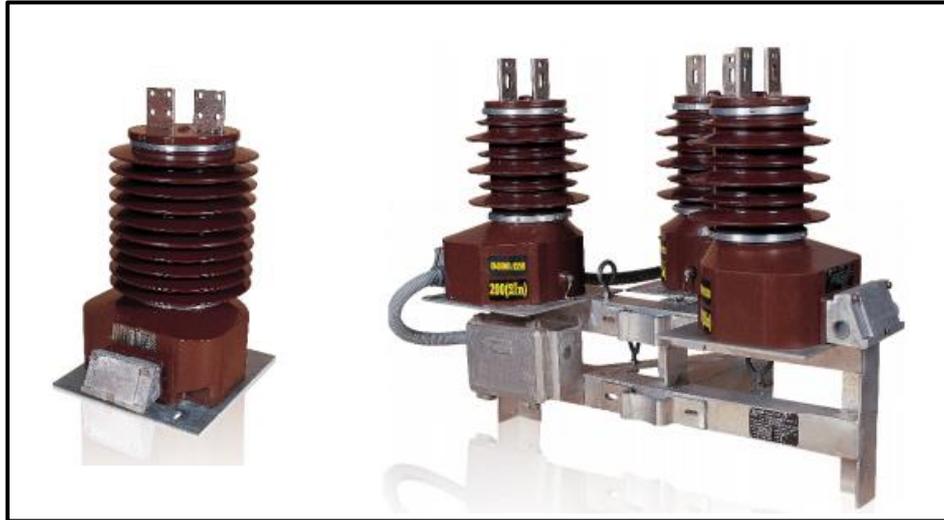


Fig. 6.9 Transformadores Combinados

6.1.2 COSTO

Un factor importante es el costo que tendría implementar este sistema de detección de fase. A continuación se detallará los costos aproximados extras que se tendrán con la instalación propuesta, pero se debe considerar que la instalación actual no resuelve los problemas que se presentan con esta configuración ante la ausencia de energía de una de sus fases.

Puesto a que en ambos casos se debe construir una cámara de transformación, se utiliza el mismo transformador padmounted y se instalan las mismas protecciones, estos costos no se incluirán.

♣ COSTO APROXIMADO SISTEMA DE DETECCION DE FASE

Cantidad	Descripción	Precio Unitario Aproximado	Precio Total
1	Celda de Media Tensión con Operación Motorizada Marca Schneider	17 800	17 800

2	Transformadores de potencial	1 200	2 400
1	Sistema de Control con Alimentación Propia	1 800	1 800
TOTAL (\$)			22 000

Como se puede observar en la tabla anterior, el costo más significativo es el de la celda de media tensión. Las normas internacionales indican que para alturas mayores a 1000 m.s.n.m. es necesario realizar una corrección en los niveles de aislamiento; pues a mayor altura, menor presión atmosférica y menor será la rigidez dieléctrica del aire. Por ello la EEQ S.A. exige que para 22 860 V las celdas tengan un BIL de 150kV, las celdas de media tensión que cumple con esta condición son las de 34kV; en la marca Schneider esta celda siempre tiene una operación motorizada, por lo que este costo no variará de la instalación actual con la propuesta.

Esto significa que actualmente para instalar un transformador tipo pedestal es necesaria una caja de maniobras o celda de media tensión, la cual obligatoriamente debe estar dentro de una cámara de transformación. Para solucionar los problemas que se presentan ante la ausencia de energía en una de las fases es necesario además implementar el sistema de detección de fase, con lo cual los costos incrementarían aproximadamente \$ 4200,00.

La instalación de este sistema es necesario debido a que el sistema de distribución de la EEQ S.A. no maneja mandos tripolares, por lo que cuando se producen fallas monofásicas, es posible tener dos o solo una de las fases energizadas. Los países más desarrollados en sus sistemas eléctricos cuentan con equipos que diferencian sus condiciones de servicio eléctrico con las nuestras, estos son:

- ♣ **RECONECTADORES:** son equipos que permite diferenciar entre fallas temporales y permanentes, dando un tiempo para que las fallas temporales se despejen y el sistema mantenga una continuidad en su servicio.

- ♣ EQUIPOS TRIPOLARES: seccionadores, protecciones, etc. Este mando tripolar hace que cuando se conecte o desconecte el equipo, siempre sea de las tres fases, por lo que es imposible que se sistema siga operando con dos o solo una de las fases.

Debido a esos factores, los sistemas siempre operaran con las tres fases energizadas, o con ninguna. Por lo que nunca se presentan los inconvenientes que se han presentado en la EEQ S.A. Mientras las condiciones de servicio sean las mismas, será necesario este sistema de detección de fase.

6.2 TRANSFORMADOR CONVENCIONAL

Primero se realizará un análisis económico, comparando los costos de instalar un transformador convencional y un transformador tipo pedestal. Como se indicó anteriormente, según la resolución de la EEQ S.A. (Anexo B) todos los transformadores tipo pedestal deben instalarse con una celda de media tensión dentro de una cámara de transformación, por lo que los siguientes costos son iguales para ambas instalaciones y no se tomarán en cuenta en la comparación:

- Construcción Civil de la Cámara de Transformación
- Seccionadores y Pararrayos para tomar energía de la red.
- Cable Apantallado y puntas terminales para la alimentación subterránea de la cámara.
- TC's y TP's para medición en Medio Voltaje

♣ INSTALACIÓN TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

El esquema de la instalación de un transformador tipo pedestal, considerando el sistema de detección de fase propuesto será el de la fig. 6.2. En la tabla 6.1 se muestran los costos aproximados de esta instalación.

Tabla 6.1 Costo Aproximado de Instalación de Transformador Padmounted

Cantidad	Descripción	Precio Unitario Aproximado	Precio Total
1	Transformador Tipo Pedestal 150kVA	\$ 12.000,00	\$ 12.000,00
1	Celda de Media Tensión con Operación Motorizada Marca Schneider	\$ 17.800,00	\$ 17.800,00
2	Transformadores de potencial	\$ 1.200,00	\$ 2.400,00
1	Sistema de Control con Alimentación Propia	\$ 1.800,00	\$ 1.800,00
9	Conectores tipo Codo	\$ 150,00	\$ 1.350,00
TOTAL (\$)			\$ 35.350,00

♣ INSTALACIÓN TRANSFORMADOR CONVENCIONAL

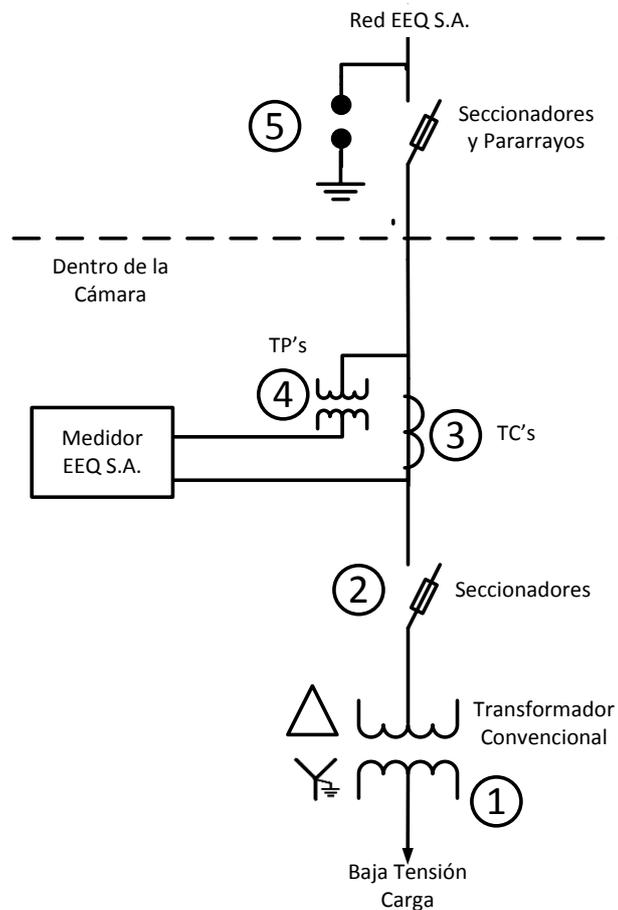


Fig. 6.10 Diagrama Instalación Transformador Convencional

Para entender mejor las diferencias entre la instalación de un transformador tipo pedestal y un convencional, en la fig. 6.10 se muestra un esquema de la instalación de un transformador convencional en una cámara de transformación.

De igual forma se ha incluido la ubicación de los TC's (3) y TP's (4) en caso que se requiera una medición en medio voltaje. Como se puede observar es una instalación mucho más sencilla que la instalación de un transformador tipo pedestal, y los costos se reducen, tal como se muestra en la tabla 6.2.

Tabla 6.2 Costo Aproximado de Instalación de Transformador Convencional

Cantidad	Descripción	Precio Unitario Aproximado	Precio Total
1	Transformador Convencional 150kVA	\$ 6.200,00	\$ 6.200,00
3	Seccionadores	\$ 95,00	\$ 285,00
TOTAL (\$)			\$ 6.485,00

Al comparar las tablas 6.1 y 6.2 se puede observar claramente que resulta mucho más costoso instalar un transformador tipo pedestal que un transformador convencional. Pero en sistemas donde no es posible que se siga operando con una o dos fases del sistema de distribución eléctrico el costo de instalar transformadores tipo pedestal será menor respecto a la instalación de una cámara de transformación convencional, debido a que:

- Bajo las condiciones de operación del sistema de distribución de la EEQ S.A. es necesario desconectar la alimentación del transformador para evitar daños por las razones explicadas en el capítulo 4; para ello es necesario un sistema que monitoree la falta de fase y una celda de media tensión que actúa como un switch bajo carga. Si la alimentación del transformador siempre será solamente trifásica, no será necesario este sistema ni la instalación de la celda de media tensión.
- Cuando se instala una celda de media tensión, ésta obligatoriamente debe ir dentro de una cámara. En el capítulo 1 se explicó que los

transformadores tipo pedestal se utilizaban con el objetivo de reducir el espacio de instalación, pues no se requiere la construcción de una cámara de transformación. Entonces si se elimina la celda de media tensión, no será necesario construir una cámara de transformación. No solo se reduce el costo de la construcción física de la cámara de transformación, sino también el costo que representa el espacio que utilizaría dicha cámara.

Si, bajo las condiciones de servicio de la EEQ S.A., al instalar un transformador tipo pedestal no se cumple con los principales objetivos que son reducir el costo y el espacio de una cámara de transformación, no se justificaría el uso de estos transformadores; pues como se indicó en el capítulo 1, la parte activa de un transformador tipo pedestal es exactamente igual al de un convencional, la diferencia entre ambos es que el tipo pedestal es diseñado para que la cabina pueda ser instalada en lugares accesibles al público. Igualmente, económicamente resulta mucho más factible instalar una cámara de transformación convencional, que un transformador tipo pedestal.

Mientras las condiciones de servicio del sistema de distribución sigan igual, es decir, que sea posible que el sistema funcione con dos o solo una fase energizada; la mejor opción será usar una cámara de transformación convencional. Si se desea utilizar el transformador tipo pedestal se lo deberá instalar dentro de una cámara con el sistema de detección de falta de fase, tal como se lo ha propuesto anteriormente.

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

- ♣ La parte activa de un transformador tipo pedestal es exactamente igual al de un transformador convencional, la principal diferencia radica en que el primero está diseñado con frente muerto, es decir, no se tiene acceso a las partes energizadas. Esto lo hace ideal para redes subterráneas, y su alimentación será a través de cables apantallados, por lo que es más probable que ocurra el fenómeno de ferresonancia en estos transformadores.
- ♣ Los transformadores averiados en la Empresa Eléctrica Quito S.A. corresponde a transformadores tipo pedestal de niveles de voltaje de 22860V con grupo de conexión Yyn0, tal como lo indica la norma IEEE C57.12.26. En niveles de voltaje de 6300 V, se utilizan transformadores tipo pedestal con conexión Dyn5, los mismos que no han presentado ningún problema en su operación.
- ♣ Los transformadores tipo pedestal Yyn0 con un núcleo de tres columnas se han averiado debido a que cuando existe ausencia de energía en una de sus fases, se genera casi el 100% del voltaje nominal en la fase no energizada, en bajo y medio voltaje. Este voltaje generado, es capaz de alimentar las cargas del transformador y del sistema de distribución conectados a la fase desenergizada; cuando esto ocurre dentro del transformador se crea un desbalance significativo de flujos magnéticos. Este desbalance causa que aumente tanto el flujo neto de cada columna, que a su vez produce un aumento de corrientes parásitas, causantes de un recalentamiento gradual del núcleo; como el flujo neto residual, el cual busca un camino para cerrarse, a través del aceite y del tanque produciendo así un recalentamiento del tanque.
- ♣ Cuando los transformadores de conexión Yyn0 usan núcleos de cinco columnas el voltaje generado es aproximadamente el 50% del voltaje nominal; a pesar de esto ciertas cargas pueden ser alimentadas y el

problema de recalentamiento del núcleo persistirá. Sin embargo, el problema de recalentamiento del tanque se soluciona, pues el núcleo de cinco columnas brinda un camino para el flujo residual neto a través de las columnas sin devanados.

- ♣ Luego de realizar un análisis del fenómeno de ferro-resonancia, se concluye que esta no es la causa por la cual se averían los transformadores tipo pedestal con conexión Yyn0. Por el contrario para minimizar al máximo la probabilidad de que ocurra este fenómeno se debe utilizar la configuración Yy con ambos neutros correctamente aterrizados.
- ♣ Una de las conexiones más propensa a sufrir daños por sobre-voltajes creados por ferroresonancia es la conexión Dyn5, por lo que a pesar de las muchas ventajas que presenta esta conexión frente a la Yyn0 no es factible utilizarla en transformadores tipo pedestal de niveles de voltaje de 22 860 V o mayores.
- ♣ Para evitar que los transformadores tipo pedestal con conexión Yyn0 sigan dañándose debido a la ausencia de energía en una de sus fases es necesario implementar un sistema que detecte esta condición y desconecte la alimentación del transformador, que debe contar con una celda de media tensión instalada en una cámara de transformación.
- ♣ No se justifica el uso de transformadores tipo pedestal con conexión Yyn0 instalados dentro de una cámara de transformación, pues su propósito principal es el de poder instalarse en lugares accesibles al público y reducir el espacio que ocupan las cámaras de transformación convencionales.
- ♣ En otros lugares no se han presentado los problemas que ha sufrido la EEQ S.A. debido a que sus sistemas no permiten la continuidad del servicio con dos o solo una fase. Bajo esas condiciones no es necesario instalar la celda de media tensión, y por ende se evita el uso de la cámara de transformación, resultando más económico instalar transformadores tipo pedestal que los convencionales.

7.2 RECOMENDACIONES

- ♣ En transformadores tipo pedestal, se recomienda seguir utilizando la conexión Yyn0 para voltajes de 22860V, debido al fenómeno de ferresonancia. Además, aun cuando la norma permite utilizar la conexión Dyn5 para 6300V, se recomienda tener en consideración que la probabilidad de que ocurra el fenómeno de ferresonancia aumenta conforme aumenta la longitud de los cables subterráneos con los cuales se alimenta al transformador.
- ♣ Se recomienda seguir utilizando núcleos de 5 columnas para evitar sobrecalentamientos en el tanque, pues cuando se utilice un transformador con conexión Yyn0, es probable que existan corrientes de secuencia cero considerables debido al desbalance de cargas.
- ♣ Mientras las condiciones de operación del sistema de distribución permitan la continuidad de servicio con una o dos fases, se recomienda que para niveles de voltaje de 22860 V se use una cámara de transformación convencional. Se puede utilizar también el transformador tipo pedestal siempre y cuando se diseñe un sistema de detección de falta de fase.
- ♣ Se recomienda tomar en cuenta los problemas que puede ocasionar la conexión Yyn0 de los equipos compactos de medida. Se puede optar por sustituir estos equipos por tres transformadores monofásicos compactos.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Avelino Pérez, Pedro, "Transformadores de Distribución". Segunda Edición. Editorial Reverté, México, 2001.
- [2] Ras Oliva, Enrique. "Transformadores de potencia, de medida y de protección" Séptima Edición, Editorial Marcombo Boixareu, España, 1994.
- [3] Enrpiquez Harper, Gilberto, "Curso de Transformadores y Motores de Inducción" Cuarta Edición, Editorial Limuna, México, 2012.
- [4] Blume, L, y otros, "Transformer Engineering". Second Edition, John Wiley & Sons Inc Ed. New York, 1982.
- [5] Bean, Richard, y otros. "Transformadores para la Industria Eléctrica". Primera Edición, Editorial Continental, México, 1963.
- [6] Fitzgerald, A. E y otros. "Máquinas eléctricas" Sexta Edición, Editorial McGraw-Hill, México, 2004.
- [7] Ramírez, Samuel "Redes de Distribución de Energía", Tercera Edición, Editorial Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales, 2004.
- [8] Harlow, James H. "Electric Power Transformer Engineering", First Edition, CRC Press Ed., 2012.
- [9] Winders, John. "Power Transformers: Principles and Applications", First Edition, Marcel Dekker Inc. Ed., United Stated of America, 2002.
- [10] Heathcote, Martin J., "The J & P Transformer Book" Twelfth edition, Reed Educational and Professional Publishing, Great Britain, 1998.
- [11] Mago, María Gabriela, y otros "Análisis de fallas en transformadores de distribución utilizando ensayos no destructivos y pruebas de tensión mecánicas" Revista INGENIERÍA UC, 2011, Vol. 18, Venezuela. 2011.
- [12] Aponte, Guillermo "La ferresonancia en transformadores de distribución" Universidad del Valle, Colombia. 2010.
- [13] McNutt, W. 1976. "Application of distribution and Power Transformers" New York: IEEE, 1976.
- [14] Catálogo "Transformadores", 2010. PROMELSA.
- [15] Catálogo Técnico "Transformadores Tipo Pedestal" PROLEG

- [16] Catálogo Técnico de Producto "Transformadores Padmounted". ECUATRAN
- [17] Catálogo Técnico "Celdas de Media Tensión" ADRIATICA RB
- [18] Technical Data, 2013 "Three-Phase Pad-mounted Transformer" COOPER POWER SYSTEMS
- [19] Catálogo "Transformadores de Distribución tipo Pedestal" 2005, INTER ELÉCTRICAS
- [20] José Hugo Argañaraz. "*Transformadores Trifásicos*". [En línea] Disponible: <http://www.ingelec.uns.edu.ar/cee2553/docs/CEE-T2-TransfTrif-Grupo.pdf>.
- [21] Miguel Carrillo. (2011). "Instalaciones Delta Estrella Industriales". [En línea] Disponible: <http://5toelectricidadinedencv2011.blogspot.com/2011/02/las-instalaciones-de-delta-estrella.html>.
- [22] Universidad Pontificia Comillas. (2003). "Transformadores Trifásicos". [En línea] Disponible: <http://www.iit.upcomillas.es/~dlaloux/fte/docs/TrafosTrif.pdf>.
- [23] Universidad Miguel Hernández. "Análisis Comparativo de los Grupos de Conexión más importantes". [En línea] Disponible: <http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/11/Grupos-de-Conexi%C3%B3n.pdf>.
- [24] Víctor Manuel Estrada (2012). "Transformador tipo pedestal de distribución subterránea". [En línea] Disponible: <http://constructorelectrico.com/home/transformador-tipo-pedestal-de-distribucion-subterranea/>.
- [25] Severino Argüelles. "Transformadores". [En línea] Disponible: http://www.cpraviles.com/fpblog/ELE/ELECTROTECNIA_TRANSFORMADORES.pdf.
- [26] Luis Guasch. "Modelo del Transformador Trifásico". [En línea] Disponible: <http://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6303/02Lgp02de02.pdf;jsessionid=CFBFB05F82F520A0698B88DC729E1C5C.tdx2?sequence=2>.
- [27] Rymel. "Ferroresonancia". [En línea] Disponible: <http://rymelcr.net/InforFerroresonancia.html>.

- [28] Tuveras. "El Transformador Trifásico". [En línea] Disponible: <http://www.tuveras.com/eltrafotrifasico/eltrafotrifasico.htm>.
- [29] Inductores e Inductancia. "Tipos de Transformadores". [En línea] Disponible: <http://inductoreseinductancia.blogspot.com/2013/05/tipos-de-transformadores.html>
- [30] Wordpress (2013) "Delta-Star Connection of Transformer". [En línea] Disponible: <http://electricalnotes.wordpress.com/2012/05/02/delta-star-connection-of-transformer/>.
- [31] Wordpress. (2013). "Star-Star Connection of Transformer". [En línea] 2013. Disponible: <http://electricalnotes.wordpress.com/2012/04/30/star-star-connection-of-transformer/>.
- [32] Díaz de la Vega, Eduardo; "Diagnóstico de Fallas de Transformadores de Distribución" Monografía, Universidad Veracruzana, Xalapa – México. Febrero. 2013.
- [33] González, O.; Hernández L.; "Aislamiento en Sistemas de Media Tensión ante Fenómenos por Ferroresonancia" Trabajo Especial de Grado, Universidad de Carabobo, Venezuela. Diciembre. 2008.
- [34] IEEE Standard for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers for Use with Separable Insulated High-Voltage Connectors (34 500 Grd Y/19 920 V and Below; 2500 kVA and Smaller), IEEE Standard C57.12.26 – 1992, June. 1992.
- [35] IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, IEEE Standard C57.12.00 – 2000, June. 2000.
- [36] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE 1159-2006, June. 2009.
- [37] ANSI American National Standard Pad-Mounted Equipment—Enclosure Integrity, ANSI C57.12.28-1999, June. 2009

ANEXO A

**INFORME EJECUTIVO DE LA EEQ S.A. SOBRE FALLAS
EN TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL Y
CONVENCIONALES**



DDZS

Quito, D.M.,

PARA: Ing. Gonzalo Bravo.
JEFE DEPARTAMENTO DE CONSTRUCCIÓN DE REDES

DE: SECCIÓN LABORATORIO DE TRANSFORMADORES

ASUNTO: FALLAS EN TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL Y CONVENCIONALES

REFERENCIA: TRÁMITE 197970

INFORME EJECUTIVO

Con el fin de realizar un análisis sobre las contingencias que presentan los transformadores tipo pedestal, de relación de transformación 22 860-220/127V, cuando una o dos de sus fases se encuentran desenergizadas, la Gerencia de distribución coordinó una charla técnica con el Ing. Carlos Céliiri y representantes de la Escuela Politécnica Nacional Ingenieros: Luis Taco y Luis Tapia, para tratar posibles alternativas de solución. A la misma asistieron, fabricantes de transformadores, contratistas y áreas de la Empresa que utilizan este tipo de equipos, proceso en el cual se sugiere a la EEQ se realice un estudio de lo siguiente:

Pregunta: 1

¿Cuántos transformadores de conexión Dyn5 han fallado con respecto a los de la Conexión Yyn0 en un sistema de voltaje 22 860V?

Respuesta:

- 36 unidades quemadas en instalaciones áreas con grupo de conexión Dyn5. (90%)
- 2 unidad quemada en instalación subterránea con grupo de conexión Dyn5. (5%)
- 2 unidad quemada en instalación subterránea con grupo de conexión Yyn0. (5%)

Pregunta: 2

¿Cuántos transformadores del grupo de conexión Dyn5 y Yyn0 se instalan por año?

Respuesta:

- 200 unidades instaladas áreas con grupo de conexión Dyn5. (66%)
- 71 unidad instaladas subterráneas con grupo de conexión Dyn5. (23%)
- 33 unidad instaladas subterráneas con grupo de conexión Yyn0. (11%)





Pregunta: 3

¿Cuántos transformadores trifásicos instalados en redes aéreas, fallan con respecto a los subterráneos en el nivel de 22 860V?

Respuesta:

En el período de análisis 2009, 2010 y 2011 fallaron promedio 36 unidades trifásicas convencionales en instalaciones aéreas, y 2 unidades promedio en las instalaciones subterráneas sea esta cámara de transformación o transformador tipo pedestal en el sistema de voltaje de 22860 V, equivalente al 10%.

Pregunta: 4

Cuántos casos de fallas existen en transformadores tipo pedestal en el sistema de 22860 V, y cuales fueron sus causas.

Respuesta:

TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL QUEMADOS SISTEMA DE VOLTAJE 22860 V

USUARIO	UNIDADES	POTENCIA KVA	No. EMPRESA	MARCA	GRUPO CONEXIÓN	AÑO FAB	AÑO FALLA
URB. EL INGENIO	1	100	116014-C	RYMEL	Yyn0	2003	2010
URB. E-10 PALLAGUA	2	75	115974-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2005
		75	115975-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2006
ESMERALDA	1	300	116069-C	ECUATRAN	Yyn0	2002	2004
FUNDICIONES SANGOLQUI	1	250	116001-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2010
URB. BOSQUES DEL SAN PEDRO	1	150	37227-C	RYMEL	Yyn0	1999	2005
TERMINAL QUITUMBE	1	100	166332-C	INATRA	Yyn0	2009	2012
CJTO. ARAUCARIAS DE QUITUMBE	1	150	164060-C	ECUATRAN	Yyn0	2006	2009
C.C. RIVERMALL	1	1000	161731-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2009
EDIFICIO BAYES	1	50	166233-C	ECUATRAN	Yyn0	2009	2010
CJTO. RESD. ALAMBRA	1	100	40902-C	ECUATRAN	Yyn0	2006	2007
CARDO DE GUAYAS	1	30	162880-C	AICO	Yyn0	2005	2008
REVISIÓN VEHICULAR CALDERÓN	1	F	115970-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2008
REVISIÓN VEHICULAR CALDERÓN	1	200	115616-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2008
CJTO. HABIT. ROSA VERA DE SANJA	1	75	116129-C	ECUATRAN	Yyn0	2003	2004
Asparubiy Olmedo - Sanguburi	3	150	37226-E	RYMEL	Yyn0	1999	2005
		150	37227-E	RYMEL	Yyn0	1999	2005

TOTAL: 18 unidades



Código: 06831237



De las 18 unidades analizadas tipo pedestal de conexión Yyn0 en un 99% han fallado por ausencia de energía en una de sus fases, lo cual ha producido el recalentamiento del tanque o entre en ferresonancia en esta condición, además se tiene conocimiento que los transformadores que inicialmente fallaron por esta causa fueron construidos de 3 columnas, por lo cual en su momento la EEQ dio la disposición que los equipos que se instalen en el área de concesión deben fabricarse de acuerdo a la norma IEEE C57.12.26-1992 para diseño y construcción de este tipo de equipos.

Pregunta: 5

¿Cuántos transformadores tipo pedestal de los instalados en el período 2009, 2010 y 2011 han fallado por año en un sistema de voltaje de 22 860V?

CONTESTACIÓN:

De acuerdo al análisis estadístico en el período descrito se instalaron en promedio 33 transformadores tipo pedestal con grupo de conexión Yyn0 en un sistema de voltaje de -22860 V, de los cuales NO FALLAN NINGUNO EN EL MISMO AÑO DE INSTALACIÓN.

Cabe mencionar que los transformadores tipo pedestal fallan en promedio de 2 unidades por año, cuyo año de instalación es diferente al de falla., de esta observación se puede indicar que las unidades instaladas versus las falladas por año es 6%.

Nota.- Para la elaboración del presente informe se consideró la información disponible en el sistema SDI, GIS, DISCOVERER, Base de datos de transformadores y en los documentos correspondientes a órdenes de trabajo, correos electrónicos, protocolos de pruebas, hoja de Ingreso del equipo eléctrico a Laboratorio.

Atentamente,

Ing. Carlos Tupiza
Sección Laboratorio de Transformadores



ANEXOS:

ABLA RESUMEN TRANSFORMADORES QUEMADOS SISTEMA 22860 V

Instalación	Unidades Quemadas			Promedio	Conexión
	Año 2009	Año 2010	Año 2011		
Aéreo	52	28	33	40	Dyn5
Subterráneo	2	2	1	2	Dyn5
Subterráneo	2	3	0	2	Yyn0

TABLA RESUMEN TRANSFORMADORES INSTALADOS CONEXIÓN Dyn5 –Yyn0 SISTEMA 22860 V

Tipo Instalación	Unidades Instaladas			Promedio	Conexión
	Año 2009	Año 2010	Año 2011		
Aéreo	205	194	201	200	Dyn5
Subterráneo	78	68	67	71	Dyn5
Subterráneo	25	38	35	33	Yyn0

código: 06031237

C57-105 ferresonancia

ANEXO B

**RESOLUCIÓN DE LA EEQ S.A. SOBRE LA UTILIZACIÓN
DE TRANSFORMADORES TIPO PEDESTAL**



DD **1105264**
 Quito, **10 MAYO 2011**

PARA: DIVISIÓN INGENIERÍA DE DISTRIBUCIÓN

DE: DIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

ASUNTO: Utilización de transformadores tipo pedestal.

REFERENCIA: Acta 911 de 2011/02/18 | Trámite 162213

Considerando que:

- Se han quemado varios transformadores tipo pedestal en las redes de la EEQ principalmente en 22.8 kV,
- En Acta 911 de reunión realizada en 2011/02/18, se solicitó realizar un análisis de las protecciones a utilizar en este tipo de transformadores, recomendándose el uso de seccionadores trifásicos en el punto de derivación para alimentar estos transformadores,

Solicito que a partir de la presente se comunique a los ingenieros diseñadores, internos y externos, que se recomienda no utilizar transformadores tipo pedestal en las redes de 22.8 kV de la EEQ, principalmente en usuarios industriales y comerciales, y en caso de utilizarlos, en el punto de derivación se instalará un seccionador trifásico, y se exigirá una garantía extendida de al menos 3 años,

En redes a 6.3 kV y 22.8 kV, se deberán cumplir los siguientes requerimientos adicionales:

- Cuando se prevea la instalación de más de dos transformadores tipo pedestal para un mismo circuito de media tensión, se deben instalar adicionalmente cajas de maniobras o celdas de media tensión,
- En los transformadores tipo pedestal ubicados al final de un circuito, deben instalarse pararrayos,
- La instalación de un transformador tipo pedestal en cámara debe realizarse considerando paredes con retardo de llama (antifuego) y cuando estén instalados en el exterior, se deberán considerar las distancias de separación de mínimo 1 metro a paredes o edificaciones y de 3 metros en el frente del transformador,
- Estas disposiciones deberán ser incluidas en las normas de distribución en la siguiente actualización.

Atentamente,

Ing. Roberto Aguirre O.
 DIRECTOR DE DISTRIBUCIÓN (E)

CMT/ 2011-05-09
 copia: DERO, Estudios de Distribución, Proyectos, Archivo



ANEXO C

**RESPUESTA DE EMPRESA SHAFFNER S.A. SOBRE
EQUIPOS COMPACTOS DE MEDIDA**

Consulta Técnica:

En una conexión de un ECM relación 13.200/120 voltios, Yyn0, al quitarse una fase en Media Tension, por ser núcleo acorazado, se genera la fase que se quitó en el ECM.....lo que no permite detectar que hay una falta de fase

Consulta.....que es lo que sucede ??...y como podría detectarse esa falta de fase

Respuesta:

Efectivamente en el secundario del transformador de potencial, de la fase que está en vacío, se medirá una tensión de fase correspondiente a $(-V_v - V_w)$, que en un sistema balanceado correspondería a la tensión de fase V_u . Esto se produce debido a que existe un devanado terciario conectado en serie entre las fases y cortocircuitado, la cual induciría la tensión de fase V_u .

Este devanado terciario se utiliza para compensar posibles desbalances de tensión en la medición, con operación normal de funcionamiento de la red.

En la placa de voltaje están disponibles los terminales **TE** (normalmente en cortocircuito). Manteniendo el cortocircuito en esos terminales la corriente medida entre estos terminales será cero o muy baja en un sistema balanceado, pero si se cae una fase y queda terminal R en vacío el sistema no estaría balanceado (para el equipo compacto de medida) y entre los terminales TE aparecería una corriente diferente de cero. Entonces, midiendo la corriente del terciario se detectaría la falta de fase.

Para más claridad se muestran las siguientes Figuras, con la conexión de este tipo de equipos.

