



# TRANSFORMADORES DE MEDIDA



# 1. INTRODUCCIÓN

- 1.1. Objetivos de los transformadores de medida
- 1.2. Definición
- 1.3. Conceptos generales de los TI
- 1.4. Conceptos generales de los TV
- 1.5. Elementos principales de un Transformador de medida
  - 1.5.1. Circuitos eléctricos
  - 1.5.2. Circuito magnético
  - 1.5.3. El Aislamiento

1

1

1

2

2

2

2

3

3

# 2. PRINCIPIOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES

- 2.1. Transformador en vacío
- 2.2. Transformador ideal con carga
- 2.3. Circuito equivalente del transformador

7

7

8

10

11

# 3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

- 3.1. Cálculo de errores
  - 3.1.1. Variación de los errores con la corriente
  - 3.1.2. Variación de los errores respecto a la potencia aparente
  - 3.1.3. Variación de los errores relacionado a la cantidad de Ampere-vueltas
- 3.2. Núcleos de medición y núcleos de protección
- 3.3. Saturación del núcleo
  - 3.3.1. Dimensionamiento del núcleo
  - 3.3.2. Factor de seguridad (Transformadores de medición)
  - 3.3.3. Factor límite de precisión (ALF) (Transformadores de protección)
- 3.4. Funcionamiento del transformador a circuito abierto
- 3.5. Ventajas y desventajas de los tipos constructivos más utilizados
  - 3.5.1. Sumergido en aceite tipo tanque con forma de U
  - 3.5.2. Sumergido en aceite, en cascada
  - 3.5.3. Sumergido en aceite tipo núcleo superior
- 3.6. Elementos principales que componen un TI
- 3.7. Transformadores de corriente de protección para respuesta transitoria
  - 3.7.1. Generalidades
  - 3.7.2. El sistema o red
  - 3.7.3. Parámetros importantes

11

13

13

14

14

15

16

16

17

17

18

18

18

18

19

19

19

20

22

3.7.4.	Cálculo del factor de sobredimensionamiento	24
3.8.	Polaridad y distintos tipos de conexionado de TI	25
3.8.1.	Polaridad	25
3.8.2.	Conexión en estrella	25
3.8.3.	Conexión en triángulo	26
3.8.4.	Medición de corriente residual con un TI	27
3.8.5.	Uso de TI para comparación	27
3.9.	Puesta a tierra de circuitos secundarios	28
3.10.	Selección de transformadores de corriente	28

## **4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS**

4.1.	Cálculo de errores	29
4.1.1.	Determinación de valores de ZK a modo de ejemplo	30
4.1.2.	Variación de los errores con la tensión	30
4.2.	Dimensionamiento del núcleo	31
4.3.	Diferencias entre TV de protección y de medida	32
4.4.	Funcionamiento del TV con el secundario en cortocircuito	32
4.4.1.	Uso de fusibles en el primario del TV	32
4.5.	Caída de tensión en el circuito secundario	33
4.6.	Características constructivas de los transformadores de tensión inductivos	33
4.6.1.	Tipos de transformadores de tensión inductivos especiales	35
4.7.	Ferroresonancia	36
4.7.1.	Ferroresonancia en transformadores inductivos	36
4.8.	Descarga de líneas a través de transformadores de tensión	37
4.9.	Polaridad y distintos tipos de conexionado de los TV	38
4.9.1.	Polaridad	39
4.9.2.	Conexionados de alta tensión	39
4.9.3.	Conexión del secundario en estrella	39
4.9.4.	Conexión del secundario en triángulo	39
4.9.5.	Conexión en Broken Delta	40
4.10.	Puesta a tierra de circuitos secundarios	41
4.11.	Selección de transformadores de tensión	41

## **5. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS (TVC)**

42

5.1.	Características de un TVC 5	43
5.2.	Cálculo de errores en TVC	44
5.2.1.	Funcionamiento en vacío y con carga	44
5.2.2.	Inclinación de la línea de carga	45
5.2.3.	Dependencia de la frecuencia de los TVC	45
5.2.4.	Dependencia de los errores respecto a la tensión	45
5.2.5.	Variación de la capacidad respecto a la temperatura	45
5.3.	Factor de calidad	46
5.4.	Corrientes de fuga y capacidad de pérdida	46
5.5.	Respuesta transitoria	47
5.6.	Ferroresonancia	48
5.7.	Medición de armónicos en TV	48
5.8.	TVC como capacitores de acople	49
5.9.	Características constructivas de los TVC	49
<b>6.</b>	<b>REFERENCIAS NORMATIVAS</b>	<b>50</b>
6.1.	Normas generales	50
6.1.1.	Niveles de Aislamiento	50
6.1.2.	Descargas parciales	51
6.1.3.	Frecuencia	52
6.1.4.	Aislación secundaria	52
6.1.5.	Elevación de temperatura soportada	52
6.2.	Transformadores de Corriente	52
6.2.1.	Valores nominales de corriente primaria	52
6.2.2.	Corrientes nominales secundarias	53
6.2.3.	Corrientes de trabajo continuo	53
6.2.4.	Cargas nominales	53
6.2.5.	Clases de precisión de transformadores de medición	54
6.2.6.	Clases de precisión de transformadores de protección	57
6.2.7.	Intensidades de cortocircuito.	58
6.2.8.	Marcado o designación de bornes	60
6.2.9.	Placa característica	60
6.2.10.	Ensayos	62
6.3.	Transformadores de tensión inductivos	64
6.3.1.	Tensiones primarias asignadas	64
6.3.2.	Tensiones secundarias asignadas	65
6.3.3.	Relaciones de transformación nominales	65
6.3.4.	Factor de tensión	65
6.3.5.	Potencia nominal	66
6.3.6.	Clases de precisión para transformadores de medida	66
6.3.7.	Clases de precisión para TV de protección	68

6.3.8. Límite térmico de las cargas	69
6.3.9. Tensión soportada en el terminal de neutro	69
6.3.10. Capacidad de soportar cortocircuitos	69
6.3.11. Designación de bornes	69
6.3.12. Placa característica	70
6.3.13. Ensayos	70
6.4. Transformadores de tensión capacitivos	72
6.4.1. Frecuencia nominal	72
6.4.2. Capacidad y Factor de disipación dieléctrica	72
6.4.3. Clases de precisión	72
6.4.4. Ferroresonancia	73
6.4.5. Respuesta transitoria	74
6.4.6. Placa característica	74
6.4.7. Ensayos	75

## **7. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE USOS ESPECIALES** 76

7.1.1. Transformadores combinados	76
7.1.2. Transformadores de tensión para suministro de potencia	77

## **8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA NO CONVENCIONALES** 78

8.1. Sensores de fibra óptica	79
8.1.1. Transformador de corriente magneto-óptico MOCT (Magneto-Optic Current Transformer)	79
8.1.2. Transformador de tensión electro óptico EOVT (Electro-Optic Voltage Transformer)	81
8.2. Transformadores Optodigitales	83
8.2.1. Transformadores de corriente	83
8.2.2. Transformadores de corriente	83
8.3. Bobina de Rogowski	83

## **9. BIBLIOGRAFÍA** 84

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. OBJETIVOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Debido a que por lo general las variables primarias del circuito a medir son del orden de varios de kiloVolts y centenares de Amperes, se deben reducir los valores a tensiones y corrientes más “manejables”. También, como los valores anteriormente mencionados pueden ser peligrosos para los seres humanos, se debe separar de alguna manera ambos sistemas.

Por lo que tienen como finalidad 2 funciones principales:

- Reducir a valores no peligrosos y normalizados, las características de tensión e intensidad de una red eléctrica.
- Proveer aislación galvánica entre el circuito primario de potencia y el secundario de protección, control y medición

Otra ventaja que no forma parte de los objetivos primarios de los transformadores de medida es la estandarización, con lo cual al día de la fecha se tienen un conjunto acotado de valores secundarios nominales en los cuales deben trabajar los equipos, con esto se reduce la necesidad de la compra de un producto específico para cada valor de tensión y corrientes primarias nominales.

## 1.2. DEFINICIÓN

Se dividen en 2 categorías elementales, transformadores de corriente y transformadores de tensión, denominados como TI y TV respectivamente. Otras denominaciones comunes son CT para los transformadores de corriente y PT/VT para los de tensión por sus siglas en inglés, así también para los TV en castellano está aceptada la denominación TT.

Los TV son conectados en paralelo al circuito primario y los TI en serie.

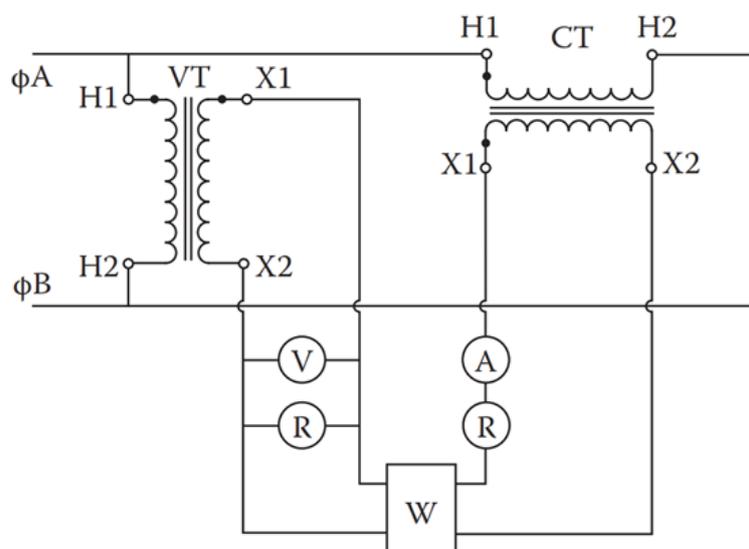


Fig. 1.1 Diagrama esquemático de conexión de un TI y un TV (Mullikin, 2012)

### 1.3. CONCEPTOS GENERALES DE LOS TI

El *primario*, está dispuesto en serie con el circuito principal (objeto de medición), puede estar formado por una o varias espiras, las cuales se pueden conectar de diversas formas permitiendo así obtener distintas relaciones dentro de un mismo equipo, las mismas atraviesan el núcleo magnético, cuya forma suele ser cerrada tipo toroidal o puede tener un cierto entrehierro, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión.

Puedo tener también uno o varios arrollamientos secundarios, bobinados cada uno sobre su circuito magnético independiente. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección.

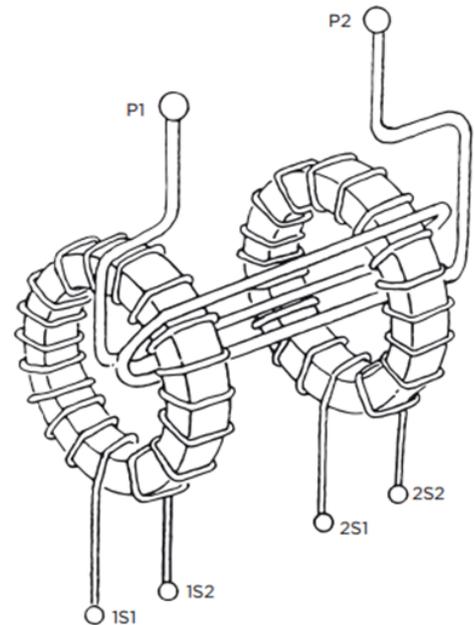


Fig. 1.2 TI con 2 secundarios independientes y 2 espiras primarias. (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 1.4. CONCEPTOS GENERALES DE LOS TV

En un principio se tratan los TV inductivos, a menos que se aclare lo contrario en la documentación.

Tiene mayor semejanza con un transformador de potencia convencional que un TI en su método de funcionamiento. Consiste en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común, debido a esto la carga de uno de los secundarios afecta a la precisión del otro.

Los terminales primarios se conectan a un par de fases de la red o fase y tierra o neutro. A partir de cierto nivel de tensión los TV se diseñan casi de manera indefectible para medición fase-tierra (alrededor de 72,5 kV).

Un TV convencional tiene, en la mayoría de los casos, un solo arrollamiento primario, cuya aislación presenta grandes problemas para tensiones superiores a 132 kV. Esos problemas son solucionados con los TV en cascada repartiendo la tensión primaria en varias etapas separadas.

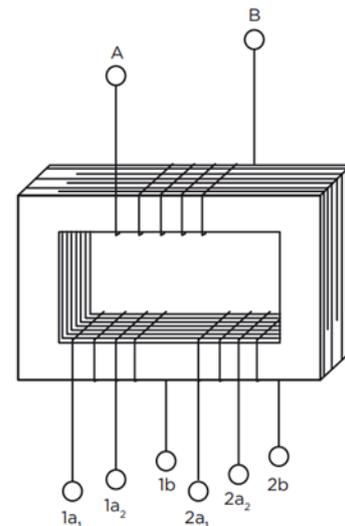


Fig. 1.3 TV con 2 secundarios y toma en cada uno de ellos (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 1.5. ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN TRANSFORMADOR DE MEDIDA

#### 1.5.1. CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Tanto el primario como el secundario son arrollamientos de conductor eléctrico. En particular, se usa cobre recocido porque se dobla más fácilmente y así facilita su trabajo; el aluminio, como es bastante más barato y más ligero, compite con él en algunas aplicaciones. Es importante una buena conductividad del conductor ya que se debe tener las menores pérdidas posibles.

Los bornes, que son los terminales de los arrollamientos que luego estarán en contacto con el ambiente, suelen ser de aleaciones de cobre (bronce o latón), cobre puro o aluminio y a veces de otras composiciones metálicas menos empleadas.

### 1.5.2. CIRCUITO MAGNÉTICO

Una corriente eléctrica alterna crea un flujo magnético alterno. Los materiales en que el flujo magnético transita más fácilmente se llaman ferromagnéticos porque el hierro es uno de ellos.

Como en un T.M. (transformador de medida) lo que se pretende es que todo el flujo magnético que genera el primario, atravesase el secundario, para generar a su vez en éste una intensidad o tensión semejante a la del primario.

La circulación del flujo a través del núcleo produce pérdidas. Se trata de la energía eléctrica consumida en la magnetización del hierro y en el calentamiento del mismo. Lo más importante es disminuir estas pérdidas al mínimo, empleando varias vías:

- Elección de un material ferromagnético adecuado a las características que se pretenden, p. ej. hierro con un 70% de níquel (Mumetal), chapas de grano orientado, etc.
- Tratamiento térmico de las chapas, p. ej. laminado en frío y posterior recocido.
- Empleo de chapas muy finas apiladas, aisladas eléctricamente una de otra para eliminar corrientes eléctricas que el flujo magnético mismo induce sobre el núcleo.
- Eliminación de entrehierros y discontinuidades, como pernos y similares, a la hora de fabricar el núcleo y montarlo.

El tamaño del núcleo será diferente según la cantidad de potencia eléctrica que deba transmitir de primario a secundario por vía electromagnética.

El estado de saturación del núcleo depende de la sección del hierro que se ofrece al paso del flujo magnético, y del número de Ampere-vueltas que se hayan establecido. Los Ampere-vueltas, como su mismo nombre indica, son el producto del número de Amperes que circulan por los arrollamientos conductores y el número de vueltas o espiras de que estos se componen.

### 1.5.3. EL AISLAMIENTO

Como en todos los transformadores, en el transformador de medida hay que aislar y separar convenientemente unos circuitos de otros entre sí y del exterior.

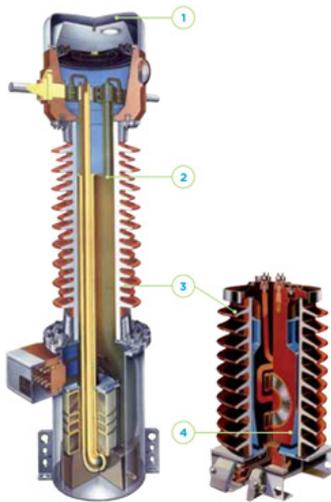
Así, en cada uno de los arrollamientos primario y secundario, debe aislarse cada espira de la siguiente para que la corriente las atraviese ordenadamente una después de otra y no todas a la vez. En el caso de hilos de cobre al comprarlos esmaltados, o sea con un recubrimiento continuo de esmalte aislante, ya se tiene un primer aislamiento entre espiras que luego se reforzará con sucesivas capas de papel. Si no vinieran aislados los hilos habría que proceder a su aislamiento, como se hace en el caso de pletinas y cintas desnudas que se aíslan con fundas o cartones. El papel impregnado de gas aislante (hexafluoruro de azufre: SF<sub>6</sub>) o de aceite es mucho mejor aislante que el papel solo.

Para aislar un arrollamiento del otro también se recurre a papel impregnado o a resina (hasta media tensión) Este mismo tipo de aislamiento se da al núcleo respecto a cada uno de los arrollamientos. El aislamiento del aparato frente al ambiente se consigue mediante porcelana, silicona o resina cicloa-

lifática en los de servicio exterior o intemperie y a base de resina epóxica en los de servicio interior.

Hemos de consignar también el aislamiento que se procura entre cada una de las finas chapas que componen el núcleo. Aislando entre sí las chapas se interrumpen las corrientes eléctricas que el flujo magnético genera en ellas, manteniéndolas así muy pequeñas (pérdidas de Foucault). Este aislamiento lo da el mismo fabricante de las chapas proporcionándoles un recubrimiento superficial aislante.

La forma y calidad del aislamiento depende en cada caso de múltiples factores, siendo el principal el valor de la tensión que existe entre los dos extremos a aislar. Aquí conviene tener presente que la relación entre espesor de aislante y tensión aplicada no es lineal, sino que habrá que atenerse a lo que en cada caso corresponda a la naturaleza del dieléctrico.



- 1) Compensador de volumen de aceite
- 2) Papel impregnado en aceite Aislamiento entre A.T. y B.T.
- 3) Aislador exterior (porcelana o silicona)
- 4) Aislamiento (resina)

Fig. 1.4 Modelos CH y CX Artech (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 1.5.3.1. AISLAMIENTO EXTERNO

La porcelana es el material más habitualmente utilizado como aislamiento externo en AT. En menor medida se usan aisladores poliméricos, con cuerpo de fibra de vidrio y aletas de silicona.

Las aletas suelen ser todas iguales o alternadas con líneas de fuga de 20 mm/kV para contaminación media y 31 mm/kV para muy fuerte.

En los nuevos diseños se ha reducido el diámetro de la porcelana, consiguiendo aumentar la tensión de contorno especialmente en el caso de fuerte polución. Al reducir el volumen de aceite se consigue también reducir los efectos de una posible explosión y posterior incendio.

Mediante las bridas cementadas, que permiten coeficientes de trabajo en la porcelana muy superiores al caso de mordazas, se obtienen excelentes características mecánicas a pesar de su reducido diámetro.

Si la porcelana es de gran altura, puede ser necesario fabricar piezas por separado y unir las finalmente.

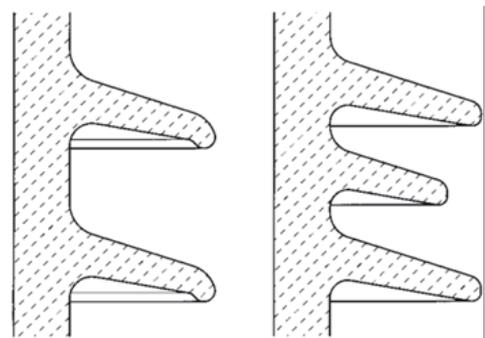


Fig. 1.5 Distintos tipos de aletas de porcelana (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 1.5.3.2. AISLAMIENTO INTERNO EN PAPEL-ACEITE

Está formado por el conjunto aislante papel-aceite situado entre los electrodos o pantallas de alta y baja tensión.

En los TI este aislamiento puede situarse sobre el primario, sobre el secundario o parcialmente en cada uno de ellos. Los que tienen el secundario aislado, como la figura Fig. 1.6 T.I. Tipo núcleo superior, se los suele denominar de cuba activa. Los que tienen el primario aislado, se los suele denominar tipo tanque o de cuba a tierra a diferencia de los anteriormente mencionados. Dentro de los denominados cuba a tierra se diferencian 2 tipos principales los que tienen forma de U (o pin de cabello) o con forma circular como el de la figura Fig. 1.7 T.I. Tipo aguja.

Los modelos con aislamiento repartido entre el primario y secundario son poco utilizados, en la figura Fig. 1.8 T.I. Tipo Intermedio se puede ver uno de estos transformadores.



Fig. 1.6 T.I. Tipo núcleo superior

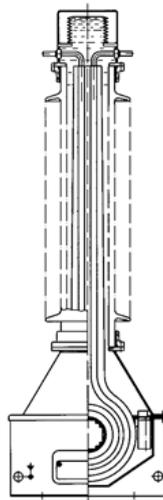


Fig. 1.7 T.I. Tipo aguja

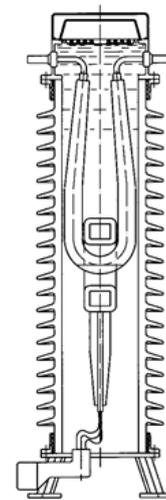


Fig. 1.8 T.I. Tipo Intermedio

(Berrostequieta & Enzunza, 2013)

Los transformadores tipo cascada en TI constituyen un caso especial. En base a uno de los tipos citados se colocan en serie dos TI, soportando cada uno la mitad de la tensión. Este reparto de tensiones es función de las capacidades de los transformadores (500 a 1000 pF) y puede variar debido a las capacidades parásitas o corrientes de fuga en caso de fuerte polución.

El material utilizado es papel tipo cable, Kraft crepado y/o condensador, colocado de forma solapada para evitar la formación de caminos fáciles para el arco eléctrico. También hay que evitar la formación de huecos ya que, tras la impregnación, en ellos solamente hay aceite, con una constante dieléctrica mitad a la del papel-aceite lo que produce un fuerte incremento del gradiente en una zona ya eléctricamente débil.

Los TT pueden estar formados por una sola bobina, o por varias colocadas sobre un solo núcleo o sobre varios. En este caso, el reparto de tensiones se garantiza de forma inductiva, mediante arrollamiento auxiliares dentro de cada núcleo y entre núcleos. Como la distancia entre capas de hilo es reducida, los gradientes de trabajo del aislante son muy superiores a los utilizados en los TI, llegando incluso a la mitad los utilizados en los TTC.

En los TTC el aislamiento está formado por unidades condensadoras planas (galletas) conectadas en serie colocadas dentro de la porcelana. Cada galleta se fabrica arrollando sobre un mandril cilíndrico dos láminas de aluminio y diversas láminas de papel que posteriormente se impregnan con aceite mineral. También se utiliza polipropileno, con una lámina de papel para mejorar la impregnación del conjunto. Con el polipropileno el valor de la  $\tan \delta$  del condensador se reduce notablemente (Berrostequieta & Enzunza, 2013).

### 1.5.3.3. AISLAMIENTO EN SF6

Existen diseños de TI fabricados con gas SF6 como aislante principal desde hace muchos años.

En la figura 1.9 se aprecia este tipo de construcción, donde el aislamiento papel-aceite, y el aceite complementario han sido sustituidos por SF6, resultando un conjunto muy simple.

Se utiliza una pantalla intermedia para optimizar el reparto de campo a lo largo del aislador.

Los TT de las subestaciones blindadas se fabrican, generalmente aislados también con SF6. El aislamiento entre capas puede ser papel, pero es necesario asegurar su correcto secado, ya que la presencia de humedad en atmósfera de SF6 y arcos eléctricos produce compuestos corrosivos. Por esta razón es habitual utilizar polipropileno como aislante, ya que no es higroscópico.

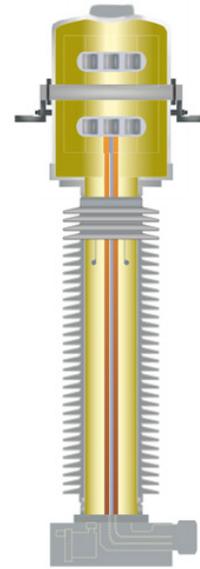


Fig. 1.9 TI. Aislado con SF6 (Berrostequieta & Enzunza, 2013)

### 1.5.3.4. AISLAMIENTO EN RESINA EPOXI

La aparición de resinas sintéticas de tipo epoxi permitió utilizar el mismo aislante para el aislamiento interno y externo en los TM de media tensión y servicio interior. (Fig. 1.10 - Fig. 1.11)



Fig. 1.10 TI de Interior



Fig. 1.11 TV de interior

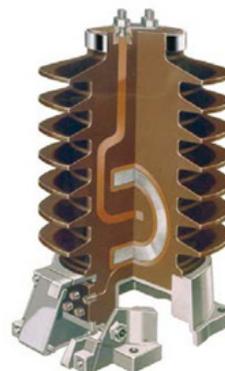


Fig. 1.12 TI Exterior,  
tipo seco



Fig. 1.13 TI Exterior  
Resina + Porcelana

(Berrostequieta & Enzunza, 2013)

Posteriormente con resinas de tipo cicloalifático o materiales como el butilo con mejores características ante los arcos eléctricos superficiales y rayos ultravioleta, se ha podido utilizar la misma técnica para el diseño de TM de servicio exterior (Fig. 1.12).

No obstante, en estos casos la línea de fuga debe ser superior a la utilizada en los aisladores de porcelana debido a su carácter orgánico y consiguiente menor resistencia a los citados arcos eléctricos. Es posible combinar las ventajas de fabricación del aislamiento sólido con una elevada resistencia externa, mediante un diseño como el de la Fig. 1.13, donde se combinan la resina epoxi con la porcelana en un TM de media tensión.

En este caso debe garantizarse la estanqueidad de la cámara entre ambos elementos para evitar que se humedezca y como consecuencia de ello se produzca un arco entre alta y baja tensión a través de dicha cámara.

A pesar de diversas experiencias en la utilización de estos materiales en alta tensión, se ha comprobado que no son aconsejables para tensiones superiores a 72 kV por lo que se sigue empleando el papel-aceite como aislamiento interno, aunque es un procedimiento más laborioso, y porcelana para el exterior. (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 1.5.3.5. AISLAMIENTO EN AIRE

En los últimos años se vienen realizando esfuerzos por proveer transformadores de medida que no contaminen el medio ambiente con aceite o SF6, esto llevo a que se utilicen transformadores asilados en aire directamente (Trench Blue) o en el caso de GE desarrollaron un gas con propiedades similares al SF6. Se lo denomina g3 (Green Gas for Grid).

## 2. PRINCIPIOS TÉCNICOS DE TRANSFORMADORES

Un transformador consta de 2 o más bobinados unidos por un flujo magnético. Si uno de esos bobinados es conectado a una corriente alterna, se producirá un flujo variable dependiente de la tensión y el número de vueltas de dicho bobinado. Una proporción de este flujo se asociará con el bobinado restante e inducirá una tensión que dependerá del flujo y el número de vueltas de este último bobinado. La relación de transformación o de tensiones es proporcional al número de espiras en los bobinados.

Debido a sus propiedades magnéticas, los bobinados son unidos a través de un núcleo de un material ferromagnético.

### 2.1. TRANSFORMADOR EN VACÍO

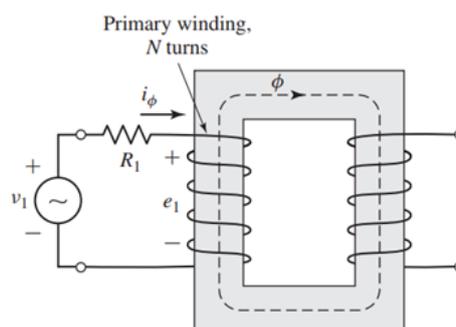


Fig. 2.1 Transformador en vacío.

$$e_1 = \frac{d\lambda_1}{dt} = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

Ecuación 2.1

$\phi$  = Flujo en el núcleo que vincula ambos bobinados [We]

$\lambda_1$  = Flujo concatenado del bobinado primario (Tengo en cuenta el flujo de todas las espiras)

$N_1$  = Número de espiras en el bobinado primario

La fem inducida junto con la caída de tensión en el bobinado debe ser igual a la tensión aplicada

$$v_1 = R_1 i_\phi + e_1$$

Ecuación 2.2

No se tienen en cuenta los efectos del flujo disperso.

En la gran mayoría de los transformadores la resistencia  $R_1$  es lo suficientemente pequeña cuando el trafo se encuentra en vacío de manera que  $e_1 \approx v_1$

Si bien los flujos no son en su totalidad senoidales, a los mismos se los puede analizar como tal sin tener grandes errores. Por lo cual:

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} = \omega N_1 \phi_{max} \cos \omega t \therefore E_1 = \sqrt{2} \pi f N_1 \phi_{max}$$

Ecuación 2.3

$\phi_{max}$  = Flujo máximo [We]

$\omega$  =  $2 \pi f$  [rad/s]

$f$  = Frecuencia [Hz]

$E_1$  = Valor de  $e_1$  en rms [V]

La fem inducida con el conexionado de la figura Fig. 2.1, se encuentra  $90^\circ$  en adelanto respecto al flujo.

Debido a las propiedades no lineales del núcleo la forma de onda de la corriente difiere de la del flujo. Esto, en circuitos cerrados (sin entrehierro) como lo es el de un transformador se hace más notorio. Una de las formas de relacionarlos prácticamente es con un método gráfico, el cual relaciona la tensión, el flujo y la curva de histéresis del material del núcleo. Al analizar la corriente de excitación con series de Fourier se obtiene una frecuencia fundamental y componentes no armónicas de la misma, esta se puede trabajar como 2 componentes uno en fase con la fem y otra a  $90^\circ$  en atraso. La primera se debe a las pérdidas por corriente de Foucault e histéresis en el núcleo las otras son las de magnetización, esta última con un alto contenido del 3° armónico.

## 2.2. TRANSFORMADOR IDEAL CON CARGA

Al conectarle una carga en el secundario al transformador de la figura anterior, la corriente que circula por el secundario genera una fuerza magnetomotriz en dirección opuesta a la del primario.

Se adoptan condiciones ideales para los transformadores, sin resistencia de bobinados, sin autoinductancias, todo el flujo se encuentra confinado al núcleo, la permeabilidad de este es infinita y se desprecian las pérdidas en el núcleo.

Con estas condiciones:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = K_n$$

Ecuación 2.4

$v_1$  = Tensión instantánea del primario

$v_2$  = Tensión instantánea del secundario

$N_1$  = Número de espiras del bobinado primario

$N_2$  = Número de espiras del bobinado secundario

$K_n$  = Relación nominal

Como la fmm que actúa sobre el núcleo debe permanecer despreciable, se debe cumplir:

$$N_1 i_1 - N_2 i_2 = 0 \therefore \frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

Ecuación 2.5

$i_1$  = Corriente instantánea del primario

$i_2$  = Corriente instantánea del secundario

Con esto se puede observar que para que la fmm permanezca en cero cualquier variación de la corriente en el secundario debe ser acompañada por una variación en el primario.

También, toda la potencia instantánea que “ingresa” al transformador por el bobinado primario, debe ser igual a la potencia del bobinado secundario que “sale”.

Como se puede ver en la figura Fig. 2.2, se suele indicar un punto en los transformadores, se lo utiliza para indicar la polaridad del mismo, si uno comienza a recorrer la bobina desde el punto indicado, vera que ambas recorren en el mismo sentido de giro el núcleo con respecto a la circulación del flujo.

Si uno mide las tensiones desde el punto hacia el no punto, las tensiones se encontrarán en fase.

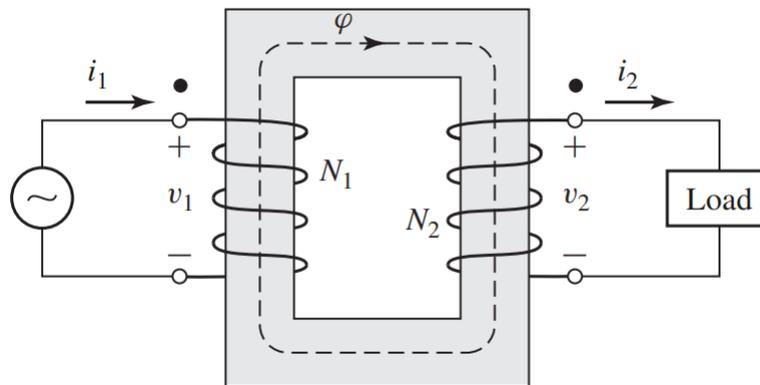


Fig. 2.2 Transformador ideal con carga en secundario (Umans, 2013)

Se pueden escribir las relaciones vectoriales de la siguiente forma:

$$\frac{\hat{V}_1}{\hat{I}_1} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \frac{\hat{V}_2}{\hat{I}_2}$$

Ecuación 2.6

Asumimos que la carga toma los valores de impedancia  $Z_2$  la cual es igual:

$$Z_2 = \frac{\hat{V}_2}{\hat{I}_2}$$

Ecuación 2.7

Y la impedancia del lado primario se puede obtener como:

$$Z_1 = \frac{\hat{V}_1}{\hat{I}_1}$$

Ecuación 2.8

Con lo cual:

$$Z_1 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 Z_2$$

Ecuación 2.9

## 2.3. CIRCUITO EQUIVALENTE DEL TRANSFORMADOR

En algunos casos es necesario tener en cuenta las capacidades del transformador, sobre todo en aquellos que trabajan en frecuencias superiores a la de radio o en situaciones de transitorios del transformador como los son los fenómenos atmosféricos.

2 métodos de análisis para llegar al transformador real desde el ideal, uno el modelo del circuito equivalente basado en un razonamiento físico y un acercamiento matemático basado en el análisis de los circuitos magnéticos acoplados.

Se discutirá el enfoque del circuito equivalente.

Los principales aspectos que se deben considerar en la construcción de un modelo como éste son:

- Pérdidas en el cobre ( $I^2R$ ). Las pérdidas en el cobre son causadas por el calentamiento resistivo en los devanados del primario y secundario.
- Pérdidas por corrientes parásitas. Las pérdidas por corrientes parásitas son provocadas por el calentamiento resistivo en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada al transformador.
- Pérdidas por histéresis. Son una función compleja y no lineal del voltaje aplicado al transformador.
- Flujo disperso. Estos flujos que escapan producen una autoinductancia en las bobinas primarias y secundarias.

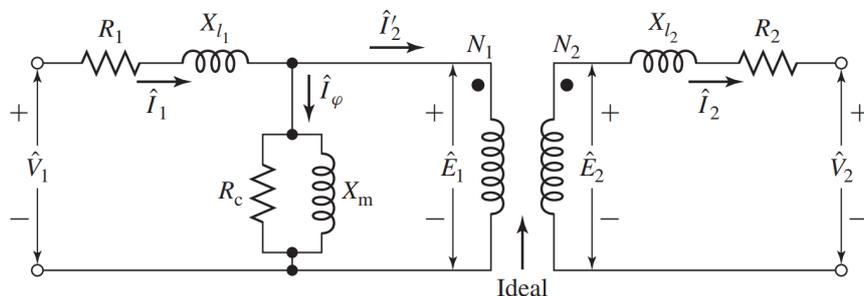


Fig. 2.3 Circuito equivalente de un transformador real (Umans, 2013)

Las más fáciles de evaluar son las pérdidas en el cobre ya que las mismas se representan en el circuito equivalente mediante 2 resistencias, una para cada uno de los bobinados.

El flujo disperso produce una fem en los bobinados primarios y secundarios dada por:

$$e_n = N_n \frac{d\varphi_n}{dt}$$

Ecuación 2.10

Siendo n el número de bobinado ya sea primario o secundario.

Debido a que gran parte del recorrido del flujo disperso es a través del aire, los flujos son directamente proporcionales con las corrientes, por lo que:

$$\varphi_n = (\mathcal{P}N_n)i_n$$

Ecuación 2.11

$\mathcal{P}$  = permanencia del camino del flujo

Sustituyendo se obtiene:

$$e_n = N_n \frac{d}{dt} (\mathcal{P} N_n) i_s = N_n^2 \mathcal{P} \frac{di_n}{dt} = L_n \frac{di_n}{dt}$$

*Ecuación 2.12*

Estas inductancias se pueden expresar como reactancias en serie con su respectiva resistencia de bobinado.

$$X_n = 2\pi f L_n$$

*Ecuación 2.13*

La corriente de magnetización que como se menciona en el punto 2.1, se encuentra  $90^\circ$  en atraso y en la región no saturada del núcleo es proporcional a la corriente, se la representa como una reactancia conectada a través de la fuente primaria  $X_m$ .

La corriente de pérdidas en el núcleo, es proporcional a la tensión aplicada y se encuentra en fase con la misma, por lo cual se lo representa con una resistencia en paralelo  $R_c$  con la inductancia de magnetización.

Ambos se conectan luego de la resistencia e inductancia del primario ya que las tensiones que se le aplican efectivamente son las de la tensión de entrada menos caídas de tensión de estos elementos.

## 3. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

En los transformadores de corriente pueden variar, incluso independientemente, la carga del secundario como la corriente primaria. En tal caso, la tensión en el primario no se mantiene constante, esta tensión toma carácter de una caída de tensión realmente.

Supóngase que en el circuito principal (objeto de la medición) se varía la corriente, mientras que, en el circuito secundario, las cargas se mantienen. Con esto el flujo y la corriente de excitación varían, siguiendo la corriente.

Ahora, al analizar el comportamiento variando la impedancia de carga del secundario (suponga que uno de los elementos del circuito se encuentra bajo mantenimiento por lo cual fue cortocircuitado). Para el análisis se supone que la corriente primaria se mantiene constante, entonces se verán reducidas las caídas de tensión en el secundario, el flujo la caída de tensión en el primario y el flujo. Por lo general esto no representa en mayores problemas siempre y cuando la carga en el secundario no sea excesivamente superior, lo cual llevaría a la saturación del núcleo.

### 3.1. CÁLCULO DE ERRORES

La caída de tensión primaria prácticamente no afecta la corriente de excitación y los errores, por lo tanto, la impedancia interna del primario se puede llegar a despreciar. En el secundario la resistencia de bobinado toma un papel importante en el cálculo de los errores. Las reactancias de pérdida en el

secundario se vuelven despreciables en bobinados con forma de anillo y bobinados uniformemente distribuidos.

Teniendo en cuenta las simplificaciones mencionadas, quedaría:

$$\hat{E}_2 = I_2 \times (R_2 + Z_C)$$

Ecuación 3.1

$$B = \frac{\hat{E}_2}{\pi\sqrt{2}f A N_2}$$

Ecuación 3.2

Siendo:

A = Área del núcleo [mm<sup>2</sup>]

B = Campo magnético [Tesla]

Las corrientes  $I_C$  e  $I_M$  que componen  $I_\varphi$  se pueden obtener de las curvas de densidad de flujo (B) vs la fuerza de magnetización (H).

$$I_C = H_C \times \frac{L}{N_2}$$

Ecuación 3.3

$$I_M = H_M \times \frac{L}{N_2}$$

Ecuación 3.4

L = Longitud media del circuito magnético en cm

El error de intensidad,  $\varepsilon_i$  es el error que el transformador, por su propia naturaleza, introduce en la medida de la intensidad. Es expresado en tanto por ciento y viene dado por:

$$\varepsilon_i [\%] = \frac{K_n I_2 - I_1}{I_1}$$

Ecuación 3.5

$I_1$  = Intensidad real del primario

$I_2$  = Intensidad real del secundario

Desfase o error de fase de un transformador de intensidad ( $\delta_i$ ) es la diferencia de fase entre los vectores de la intensidad primaria y secundaria.

En la práctica con cargas con un factor de potencia de 0,8, el desfase no resulta ser un factor limitante por lo cual el transformador se calcula para el máximo error de relación, es decir cuando  $I_2$  e  $I_\varphi$  están en fase.

De lo cual la Ecuación 3.5 quedaría:

$$\varepsilon_i = \frac{N_2 I_\varphi}{N_1 I_1} \approx \frac{N_2 I_\varphi}{N_2 I_2}$$

Ecuación 3.6

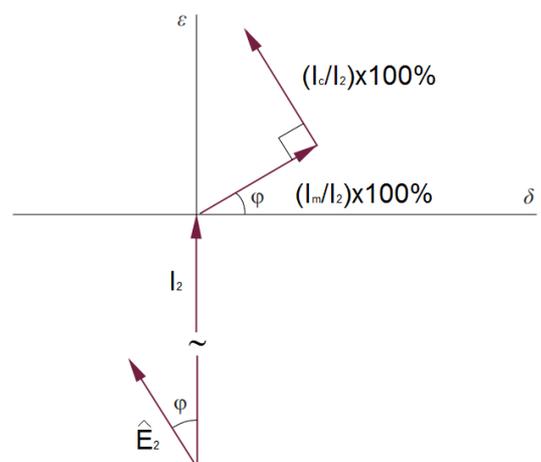


Fig. 3.1 Determinación de errores en un TI. (ABB, 2015)

### 3.1.1. VARIACIÓN DE LOS ERRORES CON LA CORRIENTE

Si se calcula el error con 2 valores de corriente primaria distintas y la carga del secundario se mantiene constante, el error calculado en cada uno de ellos va a ser distinto. Esto se debe a la no linealidad de los materiales ferromagnéticos.

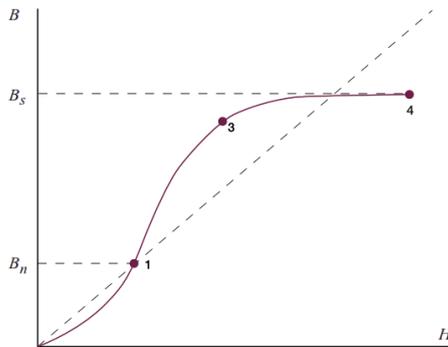


Fig. 3.2 Densidad magnética vs Intensidad magnética

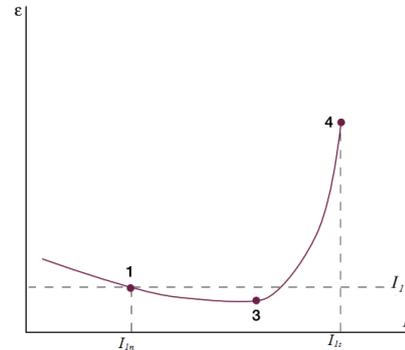


Fig. 3.3 Error de intensidad vs corriente en el primario

(ABB, 2015)

### 3.1.2. VARIACIÓN DE LOS ERRORES RESPECTO A LA POTENCIA APARENTE

La potencia aparente es prácticamente proporcional a la impedancia total, pues  $Z_2 < Z_c$  y, por lo tanto, el error es relativamente proporcional a la potencia aparente. Se debe realizar una sección de núcleo proporcional a la potencia aparente, para mantener el error dentro de los límites permitidos, teniendo en cuenta que, si aumentamos la línea media, debemos aumentar de nuevo la sección, para anular su efecto.

Es interesante hacer notar, que, si un transformador de intensidad está proyectado de forma que trabaje con  $\mu$  máximo a la intensidad y carga nominales, al funcionar con una carga  $Z_c/4$  reduciremos el error a la cuarta parte, si  $\mu$  permanece constante, es decir, para  $4 I_{sn}$ .

Debido a que el error es siempre negativo, en la práctica se "centra" esta curva, respecto al eje de abscisas, dando un avance positivo igual o menor que el error. Esto se logra modificando la relación de espiras. En la siguiente figura vemos un caso real.

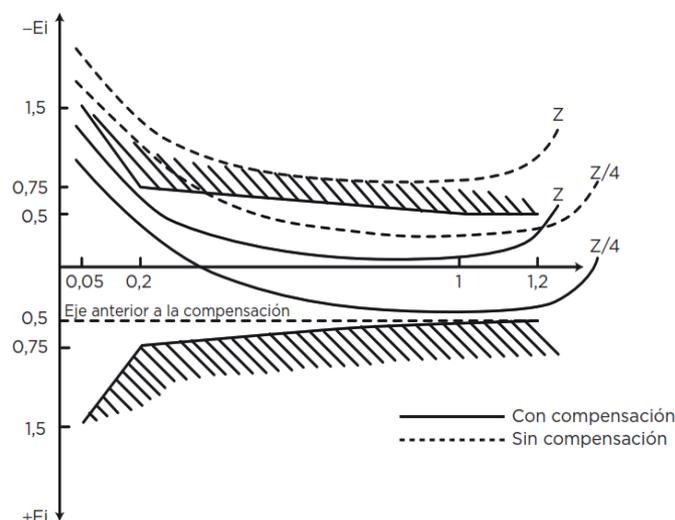


Fig. 3.4 Caso real de ajuste de errores (Berrostequieta & Enzunza, 2013)

### 3.1.3. VARIACIÓN DE LOS ERRORES RELACIONADO A LA CANTIDAD DE AMPERE-VUELTAS

El error varía con el número de Ampere-vueltas con la siguiente proporción:

$$\varepsilon \approx k \times \frac{1}{(AN)^2}$$

Ecuación 3.7

k = Constante dependiente del diseño del transformador

AN = Ampere-vueltas

De manera similar la longitud del camino magnético va a llevar en un aumento del error:

$$\varepsilon \approx k \times L_j$$

Ecuación 3.8

k = Constante dependiente del diseño del transformador, no necesariamente debe ser igual a la de la Ecuación 3.7

L<sub>j</sub> = Longitud media del camino magnético

## 3.2. NÚCLEOS DE MEDICIÓN Y NÚCLEOS DE PROTECCIÓN

Al presentarse un cortocircuito en los bornes primarios del transformador, la corriente puede llegar a alcanzar varias veces el valor de la corriente nominal, y si esta se ve reflejada en su totalidad en los aparatos de medida conectados a su secundario, los mismos se pueden llegar a averiar. Por el contrario, si el transformador alimenta equipos de protección, si no se posee una lectura fiel de la elevación de la corriente, puede llevar al mal funcionamiento del sistema de protección.

En los aparatos de medida debido a su naturaleza, por lo general no interesa tomar una lectura fiel de corriente por encima de determinado valor para no terminar dañándolos. En estos casos lo que se sabe hacer es diseñar el núcleo de forma tal que, a determinado valor de flujo, el mismo se sature y así, ante aumentos elevados de la corriente en el primario los mismos no se verán completamente reflejados en el secundario a partir de cierto nivel de corriente.

En cambio, en los transformadores de protección la intención es que el núcleo se sature para valores muy elevados de corriente, para así lograr una reproducción fiel en el secundario para el mayor rango posible de corriente.

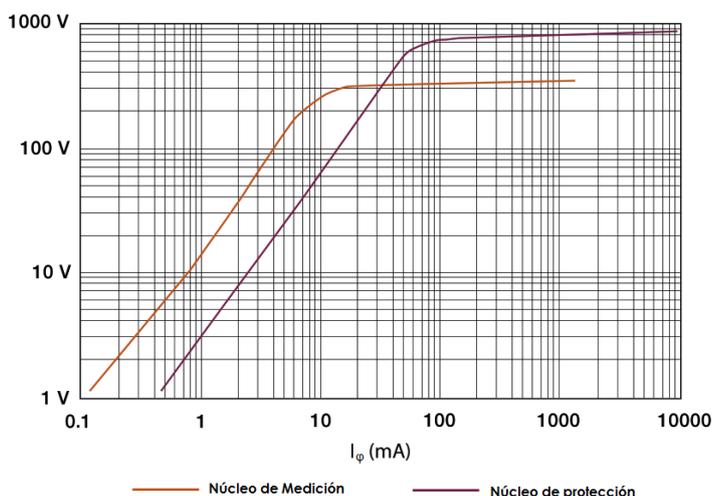


Fig. 3.5 Curvas de excitación típicas para núcleos de medición y protección (ABB, 2015)

Esta curva de excitación presenta la característica de excitación del transformador, la misma puede ser presentada en forma de tabla, indicando la relación entre la corriente de excitación y una tensión sinusoidal aplicada a bornes del secundario, con el resto de los bobinados secundarios abiertos como así también el primario. Se suele medir en un rango de valores bajos hasta 1,1 veces el punto de rodilla de la fem.

El punto de rodilla de la fem es aquel para el cual un incremento del 10% de la fem produce un aumento del 50% de la corriente de excitación. Se lo considera igual al punto de rodilla de la tensión aplicada debido a las bajas caídas de tensión que presentan los transformadores de corriente.

En los núcleos de medición el efecto de reducción de la carga en el secundario afecta en mayor medida a las clases de precisión ya que se tienen límites más próximos a cero que los núcleos de protección. Para lograr que el transformador se encuentre en clase, sobre todo en clase de alta precisión, la corriente de magnetización se debe mantener en valores bajos, la consecuencia es una baja densidad de flujo en el núcleo, alta precisión junto con un número de Ampervueltas bajo resulta en un elevado FS. Se puede observar que es una relación de compromiso, un ajuste que realice en un punto me afecta de forma contraproducente otro. Para lograr esto se suelen utilizar núcleos de aleación de Acero-Niquel.

Los equipos de medición modernos tienen una impedancia menor, el total puede llegar a ser menor a lo indicado por la norma por lo cual el transformador se puede encontrar fuera de clase, para evitar esto se debe procurar seleccionar un transformador con una carga secundaria nominal lo más próxima a la que se va a tener en la realidad. Otra opción en la conexión de una carga ficticia

Por otro lado, las principales características de los transformadores de protección son:

- Precisión reducida
- Alta tensión de saturación (elevado ALF)
- Baja o nula corrección de fase

### 3.3. SATURACIÓN DEL NÚCLEO

Para los transformadores destinados a la medición se tiene lo que se denomina factor de seguridad (FS) y en los de protección lo que se llama como factor límite de precisión (ALF por sus siglas en ingles. Ambos se calculan de distinta manera, pero su significado es prácticamente el mismo:

$$FS (ALF) = \frac{I_{1s}}{I_{1n}}$$

*Ecuación 3.9*

Con  $I_{1N}$  siendo la corriente primaria nominal y la corriente denominada corriente nominal de seguridad  $I_{1s}$  la cual es la intensidad primaria para la cual empezó a saturarse el núcleo.

Si la corriente del primario aumenta hasta  $I_{1s}$ , la tensión inducida y el flujo se van a incrementar prácticamente en la misma proporción.

$$FS (ALF) = \frac{I_{1s}}{I_{1n}} \approx \frac{B_s}{B_n}$$

*Ecuación 3.10*

Debido a la forma plana de la curva de excitación en la región saturada,  $B_s$  se lo puede analizar como una constante e independiente de la carga.

Sin embargo,  $B_n$  es directamente proporcional a la impedancia de carga, lo que significa que se puede escribir como:

$$FS (ALF) \sim \frac{1}{B_n} \sim \frac{1}{Z}$$

*Ecuación 3.11*

La fórmula indica que el factor de saturación depende la magnitud de la carga, por lo tanto, se lo relaciona con la carga nominal y se lo estima para distintos tipos de carga de la siguiente manera.

$$(ALF) \approx FS_n(ALF_n) \times \frac{Z_n}{Z}$$

*Ecuación 3.12*

### 3.3.1. DIMENSIONAMIENTO DEL NÚCLEO

El diseño de un núcleo para determinados requerimientos, es principalmente la determinación del área del mismo. Distintos factores se deben tener en cuenta, dentro de los cuales se encuentran:

- Corriente primaria nominal (N° de Amperivoltas)
- Carga nominal
- Resistencia del bobinado secundario
- Clase de precisión
- Factor de saturación nominal
- Longitud del trayecto magnético

El procedimiento para dimensionar el núcleo en un principio es acorde a lo siguiente:

Primero se debe seleccionar un área. Luego se calculan los errores para las distintas cargas y rangos de corrientes, si los errores resultan ser muy grandes, el área se debe aumentar y repetir el procedimiento. Una vez que se encuentran los errores dentro de los aceptados para cada clase se toma como el tamaño del núcleo definitivo. Puede llegar a suceder que en un principio los errores ya sean menores, para optimizar el uso de materiales se puede reducir el tamaño del núcleo en este caso.

Si se tiene en cuenta el factor de saturación, el área se puede obtener de la siguiente fórmula:

$$A \approx K \times \frac{(FS)ALF \times I_{2n} \times Z_n}{N_2}$$

*Ecuación 3.13*

K = Constante que depende del material del núcleo (para metal de grano orientado en frío ~ 25)

### 3.3.2. FACTOR DE SEGURIDAD (TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN)

El factor de seguridad en los transformadores de medición se lo asigna para proteger los aparatos alimentados por el mismo, en caso de un cortocircuito en el circuito primario.

Se entiende que el núcleo se comenzó a saturar cuando, la intensidad nominal del secundario multiplicada por la relación nominal es  $\leq$  a 0,9 veces la intensidad primaria.

$$K_n I_2 \leq 0,9 I_1$$

*Ecuación 3.14*

Para que un transformador de intensidad pueda realizar una clase de precisión elevada con un factor nominal de seguridad bajo, es necesario utilizar en la construcción del núcleo, chapa magnética de gran permeabilidad y de saturación rápida. Esto se logra normalmente, aunque no siempre es posible, con chapa de alto porcentaje de níquel, de elevado coste.

Para verificar el valor de factor de seguridad se pueden utilizar 2 métodos:<sup>1</sup>

- Alimentando el primario con la corriente nominal de seguridad, verificando que el error en el secundario (con su debida carga) sea mayor o igual al 10%.
- Excitar el transformador a través del secundario hasta obtener en bornes una tensión:

$$U_{\varphi} = FS I_{2n} Z_t$$

*Ecuación 3.15*

Con  $U_{\varphi}$  la tensión de excitación medida en bornes del secundario, la corriente  $I_{\varphi}$  de excitación no debe superar el siguiente:

$$I_{\varphi} \geq 0,1 FS I_{2n}$$

*Ecuación 3.16*

### 3.3.3. FACTOR LÍMITE DE PRECISIÓN (ALF) (TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN)

Se define como Intensidad límite de precisión nominal al valor más elevado de la intensidad primaria, para la cual, el transformador, con la carga de precisión, responde a los límites exigidos del error compuesto.

Para verificar la precisión en valores próximos al ALF, se utilizan 2 métodos también similares a los utilizados en los transformadores de medición:

- Hacer circular por el primario una intensidad sinusoidal, igual en valor eficaz a la intensidad límite de precisión
- Determinando la corriente de excitación para la frecuencia nominal y una tensión sinusoidal de valor eficaz igual a la fem límite secundaria.

## 3.4. FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR A CIRCUITO ABIERTO

Si vemos el transformador ideal del punto 2.3, al tender a infinito la carga secundaria, la corriente que circulará por el secundario será igual a cero. En estas condiciones Toda la corriente primaria circulará será la corriente de excitación del transformador, sin que exista fmm del secundario que se le oponga.

Debido a esto, el núcleo se satura rápidamente con relativamente pequeños valores de la corriente primaria, respecto a su valor nominal. Al aumentar el flujo también lo hace la tensión en bornes secundarios del transformador con un valor de pico proporcional a  $\sqrt{I_1}$ .

Este problema toma mayor importancia en núcleos de protección debido al tamaño de su núcleo, por lo que se puede llegar a limitar la tensión de pico en bornes secundarios hasta 4 u 8 kV y se determina un tiempo de funcionamiento máximo en estas condiciones, todo esto se debe acordar con el cliente final, ya que por norma el secundario debe soportar una tensión de 3 kV eficaces durante un minuto solamente.

Para evitar estos problemas todos los circuitos secundarios que no se encuentren en uso se deben encontrar en cortocircuito y preferentemente puestos a tierra.

<sup>1</sup> Si bien en algunas normas se admiten los dos métodos de ensayo indicados, hay que tener en cuenta que en el método directo se mide el error de relación y en el indirecto el error compuesto. No obstante, los valores de FS obtenidos en ambos métodos difieren muy poco y la fácil aplicación del método indirecto justifica plenamente su utilización.

### 3.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TIPOS CONSTRUCTIVOS MÁS UTILIZADOS

#### 3.5.1. SUMERGIDO EN ACEITE TIPO TANQUE CON FORMA DE U

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo centro de gravedad</li> <li>• Alta resistencia a terremotos</li> <li>• Se pueden usar núcleos pesados sin esforzar la porcelana</li> <li>• Permite la fácil adaptación del núcleo para los distintos requerimientos</li> <li>• Se puede lograr una alta calidad con el uso de máquinas al aislar el primario</li> <li>• El mismo tanque es parte del apoyo</li> <li>• La circulación del aceite asegura una buena dispersión de la temperatura.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conductor primario largo lo que se transforma en mayores pérdidas térmicas, limitando las corrientes de cortocircuito</li> </ul>

#### 3.5.2. SUMERGIDO EN ACEITE, EN CASCADA

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Híbrido entre tipo tanque y núcleo superior</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conductor primario largo, traduciéndose en altas pérdidas térmicas, por lo general no son competitivos para <math>I_n &gt; 2000A</math>.</li> <li>• Se presentan dificultades para enfriar el primario.</li> <li>• Limitados ante corrientes de cortocircuito.</li> <li>• Presenta dificultades para tener núcleos de gran volumen.</li> </ul>

#### 3.5.3. SUMERGIDO EN ACEITE TIPO NÚCLEO SUPERIOR

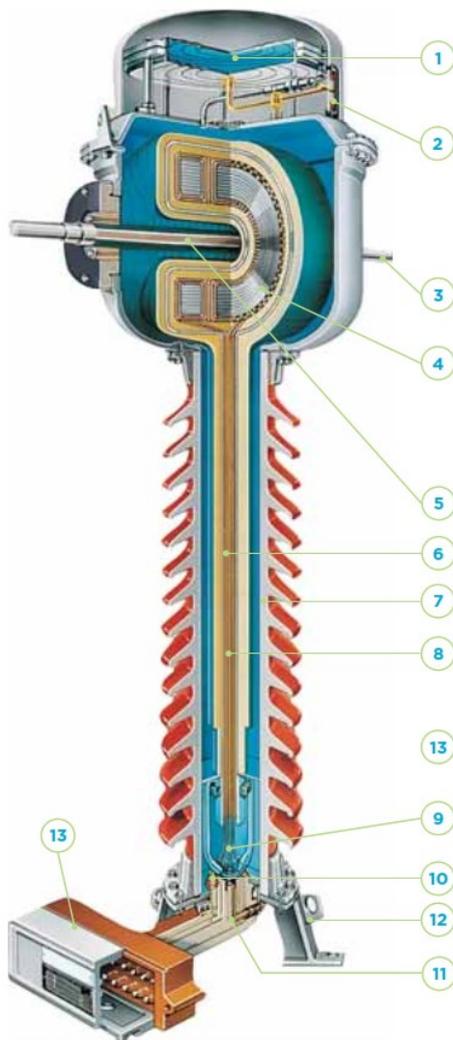
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Corto conductor primario.</li> <li>• Alta corriente nominal y corriente de cortocircuito</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto centro de gravedad.</li> <li>• Grandes tamaños de núcleos sobrecargan la porcelana, por lo general esto termina siendo un limitante para el tamaño del mismo.</li> </ul>

**VENTAJAS****DESVENTAJAS**

- Dificultada para refrigeración de bobinados secundarios.
- No es recomendable para zonas de terremotos.

**3.6. ELEMENTOS PRINCIPALES QUE COMPONEN UN TI**

Se selecciona a modo de ejemplo un TI Arteche modelo CA.



1. Compensador de volumen de aceite.
2. Indicador de nivel de aceite.
3. Terminal primario.
4. Núcleos y arrollamientos secundarios.
5. Conductor primario.
6. Conductores secundarios.
7. Aislador (porcelana o silicona).
8. Borna condensadora.
9. Conexión de tierra reforzada.
10. Toma de muestras de aceite.
11. Toma medida tangente delta.
12. Terminal de puesta a tierra.
13. Caja de terminales secundarios.

Fig. 3.6 TI Arteche modelo CA en corte. (Berrostequieta & Enzunza, 2013)

**3.7. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE PROTECCIÓN PARA RESPUESTA TRANSITORIA****3.7.1. GENERALIDADES**

A lo largo del tiempo, las corrientes de cortocircuito como las constantes de tiempo del offset debido a la CC en un transitorio de falla han ido aumentando. En paralelo el sistema precisa tiempos de operación más rápidos, por lo cual muchas veces la toma de decisiones del relé de protección se debe tomar durante el transitorio de un cortocircuito.

Debido a la corriente continua, un núcleo normal tendería a saturarse, lo que llevaría a que las corrientes secundarias se vean distorsionadas de la realidad, lo que puede llevar a una toma de decisiones inapropiada de parte del relé de protecciones.

Teniendo en cuenta lo mencionado la norma IEC 61869-2 presenta 3 clases de transformadores acorde a estos requerimientos:

- TPX: TI con el núcleo sin entrehierros, pero de sección suficiente para responder correctamente durante el período transitorio. Refleja bien la componente aperiódica. El valor de  $T_2 \gg T_1$ . TI de alta remanencia
- TPY: TI con pequeños entrehierros en el núcleo, para reducir la inducción remanente. Refleja bastante bien la componente aperiódica. TI de baja remanencia
- TPZ: TI con entrehierros superiores a los del TPY. Refleja bien la componente alterna, pero no la aperiódica. Debido a los entrehierros, no es posible obtener mucha precisión a  $I_n$ . TI no remanente

### 3.7.2. EL SISTEMA O RED

Como se menciona anteriormente, durante las condiciones transitorias, la corriente de cortocircuito consiste de corriente alterna simétrica y un offset de corriente continua, el cual logra saturar rápidamente un núcleo de protección normal. (2-5 ms).<sup>2</sup>

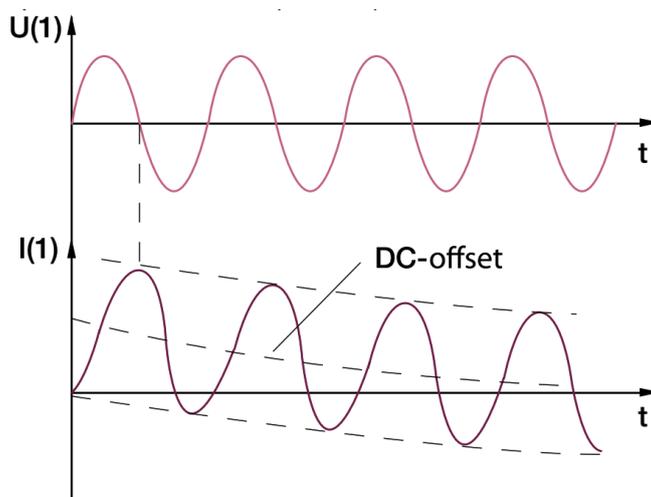


Fig. 3.7 Ejemplo de la tensión y corriente al momento de una falla. (ABB, 2015)

La impedancia del sistema es mayormente inductiva y el ángulo de fase entre la tensión y la corriente es  $\sim 90^\circ$  o muy próximo a  $90^\circ$ . Un offset de CC total solo se puede lograr si la falla sucede en el momento en el cual la tensión pasa por cero, para que esto suceda las fallas deben ser de un cortocircuito “rígido” o fallas atmosféricas que incidan sobre la red.

El tiempo en el cual la componente de corriente continua desaparece de la línea es dependiente de los parámetros de la línea.

<sup>2</sup> Tener en cuenta que fallas cercanas a generadores presentan una etapa de cortocircuito adicional, la región subtransitoria que depende principalmente de las impedancias del generador. Su análisis no forma parte del alcance de este cuaderno técnico.

$$T_1 = \frac{L}{R}$$

Ecuación 3.17

Con L y R la inductancia y resistencia de la línea respectivamente.

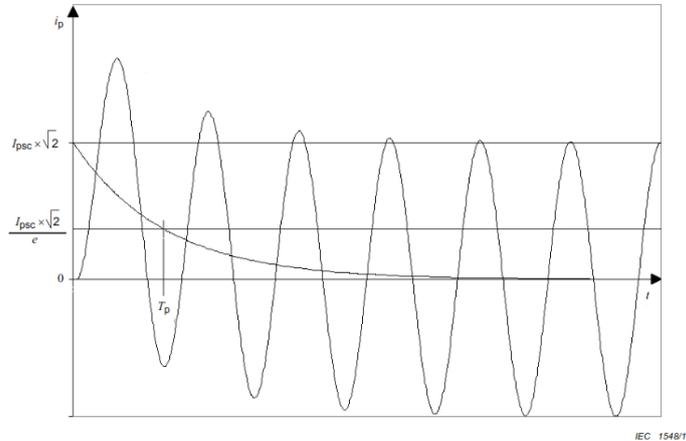


Fig. 3.8 Representación gráfica de  $T_p$ , extraída de IEC 61869-2 *Intrument transformers – Additional requirements for current transformers (IEC)*

Algunos valores típicos de la constante de tiempo son:

Tensión del sistema [kV]	Constante de tiempo típica [ms]
100-360	Hasta 100 pero usualmente <50
380-500	Hasta 150 pero usualmente <80
> 500	Varía, pero suele rondar 100-150

Tabla 3-1 Valores típicos de la constante de tiempo  $T_p$

Los valores de la tabla se incrementan cuando la falla ocurre próxima a un transformador.

Hay que tener en cuenta que la constante de tiempo no tiene el mismo valor a lo largo del sistema, es más, en una subestación 2 líneas que acometan a la misma pueden tener distintos valores. Hay que tener en cuenta que es probable que la empresa encargada de donde se montará el transformador puede llegar a indicar valores normalizados por zonas, estos por lo general suelen encontrarse del lado de la seguridad por lo cual suelen ser demasiados elevados.

Como se menciona en el punto anterior el transformador debe proveer a los relés de protección de una lectura lo más próxima a la realidad posible, incluso durante condiciones de falla, esto puede llevar a dimensiones del núcleo con poca aplicación práctica.

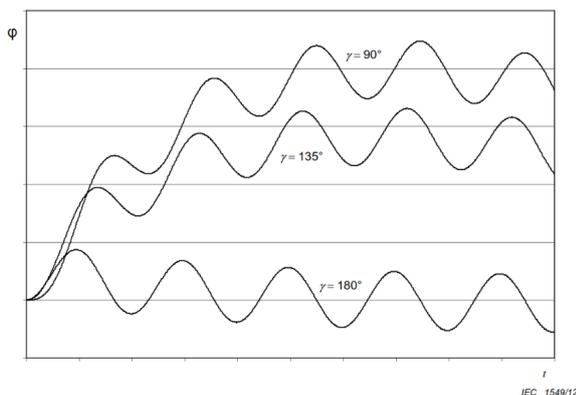


Fig. 3.9 Distintos valores de flujo para distintos ángulos al momento de la falla extraído de IEC 61869-2 *Intrument transformers – Additional requirements for current Transformers (IEC)*

### 3.7.3. PARÁMETROS IMPORTANTES

#### 3.7.3.1. Ciclo de trabajo especificado (C-O y C-O-C-O)

Durante cada energización, la corriente de energización primaria será asumida como si estuviera totalmente desfasada de la constante de tiempo especificada y con un valor igual a la corriente de cortocircuito simétrica nominal.

Para cada energización, la precisión del equipo se debe mantener dentro de los límites de la norma, las energizaciones pueden ser de ciclos simples o dobles.

Una energización con un ciclo simple de trabajo realiza un único cierre y apertura, se lo suele denominar con las siglas C-O (Close-Open por sus siglas en inglés), si bien se lo especifica de esta manera entre el cierre y la apertura se tiene un tiempo, al cual denominaremos  $t'$ , el cual es el tiempo que tiene el sistema para despejar la falla.

Un ciclo de trabajo doble (C-O-C-O) tiene los siguientes tiempos C-t'O-tfr-C-t''-O, con:

$t'$  = 1° tiempo necesario para despejar la falla

tfr = Tiempo muerto

$t''$  = 2° tiempo necesario para el despeje nuevamente +

Se trata de una operación de recierre automático, el tiempo muerto se puede deber a el tiempo necesario para la carga de resorte del interruptor.

#### 3.7.3.2. Constante de tiempo del circuito secundario

Se toma en cuenta la inductancia del circuito secundario y la resistencia del mismo, teniendo en cuenta para ambas la resistencia del cableado hasta los equipos, por lo general la inductancia del cable suele ser  $\ll$  a la inductancia del transformador por lo cual solamente se tiene en cuenta la resistencia del cableado y equipos conectados.

$$T_2 = \frac{L_2}{R_2 + R_{c2}}$$

*Ecuación 3.18*

Constantes de tiempo típicas para transformadores bajo norma

- TPX (sin entrehierro) 5-20 s
- TPY (pequeño entrehierro) 0,5-2 s
- TPZ (gran entrehierro) ~ 60 ms (desplazamiento de fase de 180 min +/- 10%)

#### 3.7.3.3. Factor de corriente de cortocircuito simétrica

$$K_{ssc} = \frac{I_{1sc}}{I_{1n}}$$

*Ecuación 3.19*

$K_{ssc}$ = Factor de corriente de cortocircuito simétrica

$I_{1sc}$ = Corriente primaria de cortocircuito simétrica

$I_{1n}$ = Corriente primaria nominal

#### 3.7.3.4. Factor de dimensionamiento transitorio nominal ( $K_{td}$ )

Un núcleo apto para transitorios debe ser altamente sobredimensionado comparado con los núcleos convencionales de protección. Se debe determinar un factor transitorio ( $K_{tr}$ ) que relaciona las constantes

de tiempo primarias y secundarias ante un cortocircuito totalmente desplazado luego de  $t$  segundos. El  $K_{td}$  donde se tiene en cuenta los ciclos de trabajo y los requerimientos del sistema de protección o la peor condición del sistema.

Valores típicos de  $K_{td}$  varían entre 10 y 25

### 3.7.3.5. Flujo remanente y factor de remanencia

El factor de remanencia  $K_r$  es la relación entre el flujo remanente y el flujo de saturación.

$$K_r = \frac{\varphi_r}{\varphi_s}$$

Ecuación 3.20

El flujo de saturación es el valor máximo del flujo que existiría en un núcleo en la transición de no saturado a completamente saturado, tomándose como completamente saturado el punto en la curva de histéresis en el cual un 10% de incremento de  $B$  resulta en un incremento de  $H$  del 50%.

El flujo remanente es aquel que permanece en el núcleo luego de 3 minutos de haberse interrumpido una corriente de excitación tal que hubiese logrado saturar el núcleo. En núcleos sin entrehierro este valor puede llegar a ser de hasta 80%.

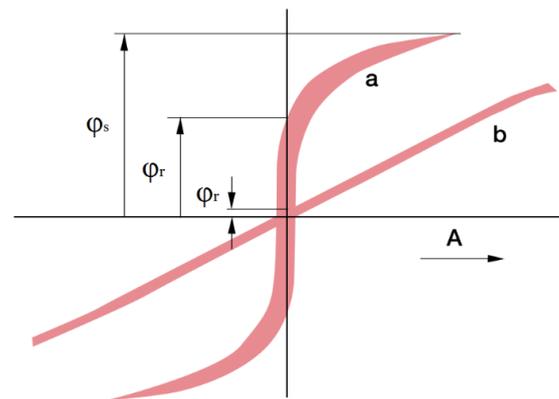


Fig. 3.10 Comparación de curvas de histéresis indicando el flujo remanente en TI con núcleo sin entrehierro (a) y núcleo con entrehierro (b). (ABB, 2015)

### 3.7.3.6. Definición de errores

Se toma el error instantáneo que está definido por:

$$i_\varepsilon = k_n \times i_2 - i_1$$

Ecuación 3.21

$$i_\varepsilon = i_{\varepsilon ac} + i_{\varepsilon dc} = (k_n \times i_{2ac} - i_{1ac}) + (k_n \times i_{2dc} - i_{1dc})$$

Ecuación 3.22

Cuando se tienen corrientes con componentes de continua, el error debe ser calculado por separado como se muestra en Ecuación 3.22

#### 3.7.3.6.1. Error pico instantáneo

Este error se utiliza para asignar la precisión a los TI clase TPX y TPY.

Se toma el valor pico del error instantáneo acorde a Ecuación 3.21 expresado como porcentaje del valor pico de la corriente nominal de cortocircuito primaria.

$$\hat{\varepsilon} = \frac{\hat{i}_\varepsilon}{\sqrt{2} \times I_{1sc}} \times 100\%$$

Ecuación 3.23

#### 3.7.3.6.2. Error pico de alterna instantáneo

Similar al del punto anterior, con la diferencia que solamente tiene en cuenta el valor de la componente de alterna del error instantáneo. Es utilizado para definir la precisión de la clase TPZ.

$$\hat{\varepsilon}_{ac} = \frac{\hat{i}_{\varepsilon ac}}{\sqrt{2} \times I_{1sc}} \times 100\%$$

Ecuación 3.24

### 3.7.4. CÁLCULO DEL FACTOR DE SOBREDIMENSIONAMIENTO

Primero se debe conocer el valor de la sobrecorriente, para lo cual:

$$i_{cc}(t) = \sqrt{2}I_{1sc} \left[ e^{-\frac{t}{T_1}} \cos(\theta) - \cos(\omega t + \theta) \right]$$

Ecuación 3.25

$\theta$  tiene en cuenta el desfase entre la tensión y la corriente y el ángulo de la impedancia de cortocircuito del sistema ( $\phi$ ). La corriente de cortocircuito dependerá por lo tanto del momento en el que se produzca la falla y el lugar donde se produzca.

Para analizar el  $K_{td}$  se lo debe descomponer en 3 etapas. Estas etapas tienen en cuenta los distintos tiempos que forman del ciclo de trabajo.

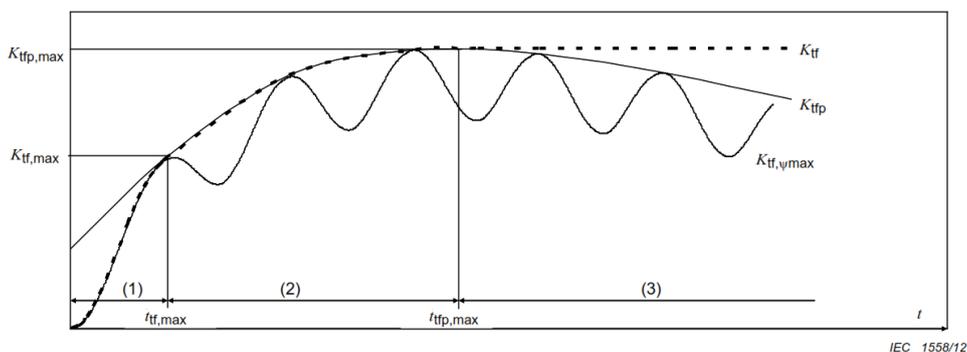


Fig. 3.11 Tiempos relevantes para el cálculo del factor de tensión extraído de IEC 61869-2 Instrument transformers – Additional requirements for current Transformers (IEC)<sup>3</sup>

Etapla 1:  $0 \leq t_{al} < t_{tf,max}$

En esta etapa  $K_{tf}$  sigue a la curva de  $K_{tf\phi max}$

$$t_{tf,max} = \frac{\pi + \phi}{\omega}$$

Ecuación 3.26

Se simplificó la ecuación asumiendo  $\gamma = 90^\circ$ .

En este rango de tiempo se considera la peor condición de falla que llevaría máximo valor de flujo al tiempo límite  $t'_{al}$ . En esta sección  $K_{tf}$  es dependiente de  $T_1$ ,  $T_2$  y el valor del tiempo  $t'_{al}$ .

Etapla 2:  $t_{tf,max} \leq t_{al} < t_{tfp,max}$

En esta etapa  $K_{tf}$  sigue a la curva envolvente  $K_{tfp}$  para un ángulo  $\gamma$  de  $90^\circ$ , por lo cual  $\theta = 90 - \phi$

$$K_{tfp} = \frac{\omega T_2 T_1}{T_1 - T_2} \cos(\theta) \left( e^{-\frac{t_{al}}{T_1}} - e^{-\frac{t_{al}}{T_2}} \right) + \sin(\theta) e^{-\frac{t_{al}}{T_2}} + 1$$

Ecuación 3.27

<sup>3</sup> En la normativa indica el flujo con la letra griega  $\Psi$  a lo que en este cuaderno se lo indica con la letra  $\phi$

$$t_{tfp,max} = \frac{T_1 T_2}{T_1 - T_2} \ln \frac{\frac{T_1}{T_2} \cos(\theta) + \frac{T_2 - T_1}{\omega T_2^2} \sin(\theta)}{\cos(\theta)}$$

Ecuación 3.28

**Etapa 3:**  $t_{tfp,max} \leq t_{al}$

En esta etapa  $K_{tf}$  asume el valor máximo  $K_{tfp,max}$  definido como el máximo valor de la curva que forma  $K_{tfp}$ .

$$K_{tfp,max} = \left( \omega T_1 \cos(\theta) + \frac{T_1 + T_2}{1} \sin(\theta) \right) \times \left[ \frac{\frac{T_1}{T_2} \cos(\theta) + \frac{T_2 - T_1}{\omega T_2^2} \sin(\theta)}{\cos(\theta)} \right]^{\frac{T_1}{T_2 - T_1}} + 1$$

Ecuación 3.29

### 3.8. POLARIDAD Y DISTINTOS TIPOS DE CONEXIONADO DE TI

Como los equipos tienen polaridad, es necesario tener en cuenta la misma al momento de realizar los conexiones en el secundario para no perder la secuencia de fase.

Teniendo en cuenta esto, existe una gran cantidad de conexiones de TI dependiendo del uso que se les va a dar a los mismos, por esta razón se expondrán algunos de sus conexiones.

Los transformadores de corriente, suelen ser monofásicos con más de un secundario para un mejor uso de los materiales y el espacio en la subestación.

#### 3.8.1. POLARIDAD

Teniendo en cuenta la denominación de bornes acorde a la IEC (ver punto 6.2.8), la convención es que la corriente “entre” por P1, es decir circule desde P1 hacia P2. Cuando esto sucede la corriente en el secundario sale por S1

Como la corriente alterna se encuentra continuamente cambiando de dirección, uno se podría llegar a preguntar cuál es el sentido de la polaridad, pues, el mismo es para indicar la dirección relativa de la corriente respecto a otra corriente o incluso otras tensiones. El uso de la polaridad se ve radicado en la necesidad de los TI de actuar como parte de un sistema.

#### 3.8.2. CONEXIÓN EN ESTRELLA

Se trata de una de las conexiones más comunes que uno se puede encontrar en la práctica. Con ella se puede obtener la corriente de cada una de las fases.

Una variante es el uso de un medidor adicional el cual se encargue de medir la suma vectorial de las corrientes. En la figura, esta adición se puede observar en el medidor denominado GF, ya que en el ejemplo se lo utiliza para la medición de fallas a tierra (GF por sus siglas en inglés).

Con esta configuración ante un funcionamiento balanceado de la red, el medidor GF no registrará valores de corriente, pero ante una falla a tierra, el mismo registrará 3 veces la corriente homopolar del sistema.

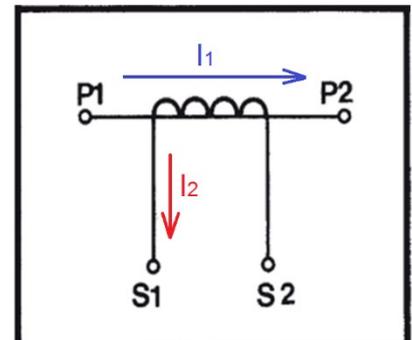


Fig. 3.12 Circulación de la corriente acorde a la polaridad

Esto se puede analizar mediante el uso de las componentes simétricas.

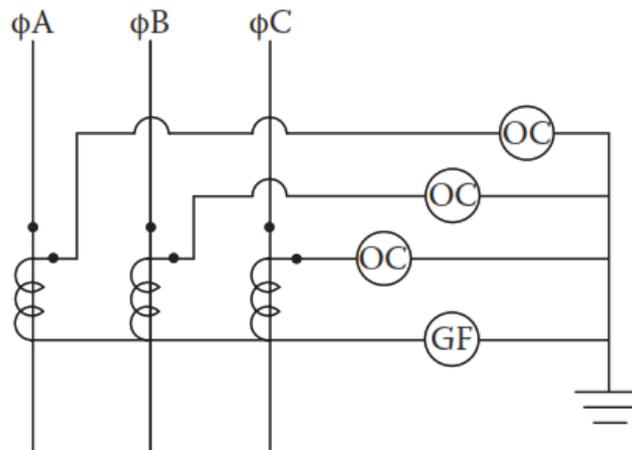


Fig. 3.13 Conexión en estrella con medición de corriente de retorno por tierra. (Mullikin, 2012)

### 3.8.3. CONEXIÓN EN TRIÁNGULO

Se presentan 2 tipos de conexión en triángulo a modo de ejemplo. La única diferencia es que la salida de la conexión B representa la inversa de la conexión A.

Con las conexiones en triángulo no se pueden medir las corrientes de secuencia homopolar.

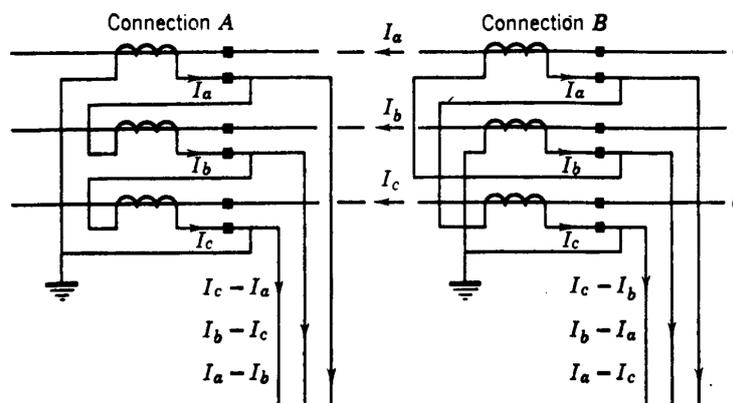


Fig. 3.14 Conexiones en triángulo (Mason)

Ante fallas a tierra, asumiendo una distribución simétrica entre las corrientes de secuencia directa e inversa, se obtienen para las fases que se encuentra involucrada la falla un valor de 3 veces su secuencia directa. Por ejemplo, para una falla fase a-tierra, las mediciones serían:

$$I_a - I_b = 3I_{a1} \quad I_b - I_c = 0 \quad I_c - I_a = -3I_{a1}$$

La simplificación de que las secuencias directa e inversa tienen el mismo valor por lo general se cumplen en la realidad.

Son mayormente usados en configuraciones antiguas de protección diferencial de transformadores con grupos de conexión que consten de un devanado en estrella y otro en triángulo. La conexión se realiza, por convención, lado del transformador de potencia en estrella con TI conectados en triángulo y viceversa, de esta forma se eliminaban los errores por circulación de corriente homopolar de un lado.

del transformador y no del otro. Esta técnica hoy en día se encuentra en desuso ya que la mayoría de las protecciones de transformadores tiene dentro de su lógica la corrección de secuencia homopolar.

### 3.8.4. MEDICIÓN DE CORRIENTE RESIDUAL CON UN TI

La forma de conexión es que todas las fases circulen por el TI junto con el neutro o tierra, dependiendo de cuál sea el caso.

Como se muestra en la figura, la correcta utilización del TI es con el retorno ya sea a neutro o tierra del mismo lado que la alimentación de las fases, de otra forma el conexionado no cumplirá su función.

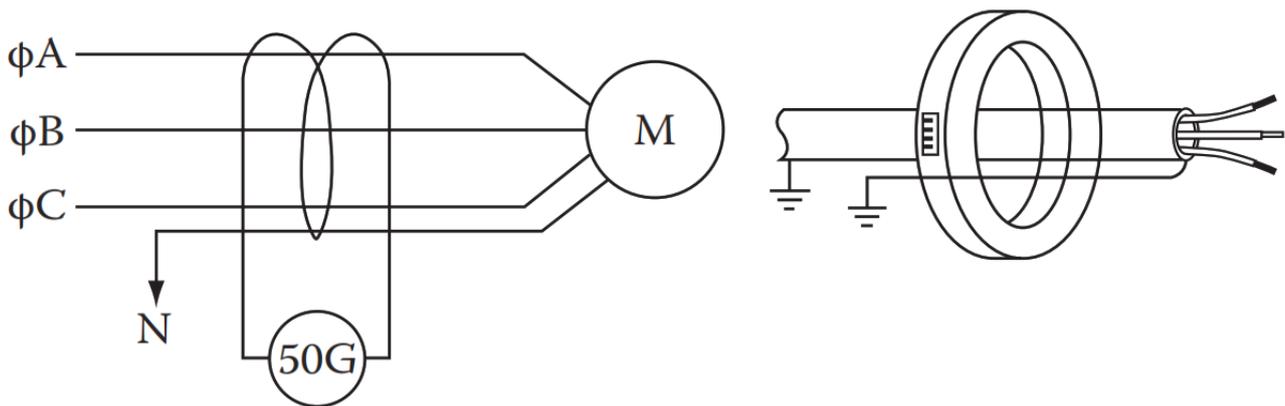


Fig. 3.15 Conexiones para la medición de corriente homopolar con un único TI (Mullikin, 2012)

Tener en cuenta que para lograr esto se requiere de un TI toroidal que permita que las 3 fases y el retorno circulen dentro del núcleo.

### 3.8.5. USO DE TI PARA COMPARACIÓN

Su uso más notorio es en esquemas de protección diferencial de equipos. Lo que se busca con esta conexión es la suma vectorial de las fases, por lo cual ante cualquier desbalance que se produzca, circule una corriente por el equipo de medición, si ambas corrientes son idénticas la suma vectorial de las mismas será cero.

Cabe mencionar que se debe tener en cuenta el equipo que se está protegiendo ya que, si es un transformador, las corrientes mayormente cambiarán de fase y magnitud para lo cual se deberán tener en cuenta dichos factores. El estudio de este tipo de conexión más detallado escapa al alcance de este cuaderno.

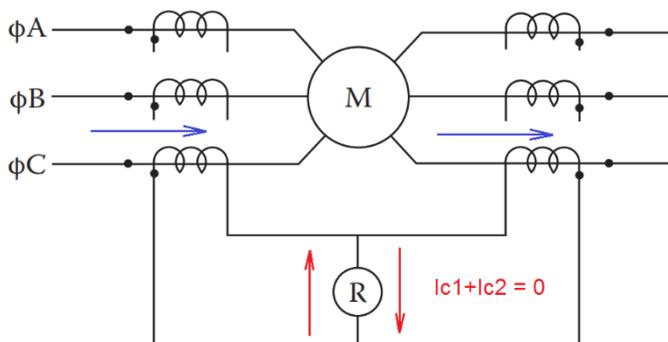


Fig. 3.16 Circuito de comparación ante un funcionamiento normal

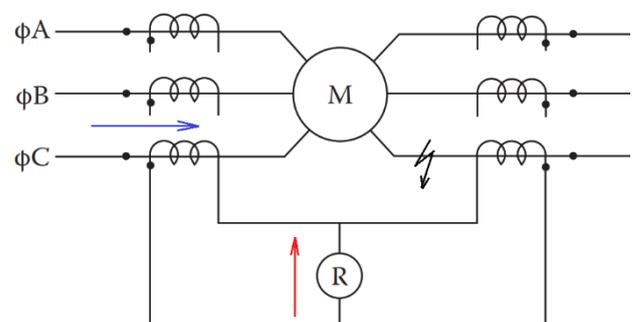


Fig. 3.17 Circuito de comparación ante una falla

### 3.9. PUESTA A TIERRA DE CIRCUITOS SECUNDARIOS

Para evitar que se generen tensiones respecto a tierra peligrosas, se suele aterrar el circuito secundario. Se puede aterrarse tanto S1, como S2 indistintamente.

Para núcleos de medición se recomienda poner a tierra al terminal más próximo al consumo, mientras que para núcleos de protección se recomienda en las proximidades del objeto a proteger. En el caso excepcional que se tengan aparatos de medición y protección en un mismo núcleo, se deberá conectar la tierra con la misma referencia que para los de protección.

Si se tiene una aislación galvánica entre 2 TI, los mismos se deberán conectar a tierra en un único punto.

### 3.10. SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es conveniente, para una correcta instalación de un transformador de corriente, un estudio detallado para la elección del mismo, del cual dependerá el funcionamiento y seguridad de la instalación. A título orientativo se recomienda seguir las siguientes pautas:

- **Tipo de instalación:** si es de interior o intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud para alturas superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- **Nivel de aislamiento:** definido por tensión máxima permanente admisible de servicio  $U_m$  en kV
- **Relación de transformación nominal:** las relaciones de transformación nominal deberán ser normalizadas, tal y como quedan indicadas en la norma IEC. Se recomienda no seleccionar un transformador de corriente con una corriente primaria excesivamente elevada con respecto a la que le corresponda
- **Clase de precisión:** se seleccionará la clase de precisión en función de la utilización que vaya a recibir el transformador. Las clases de precisión quedan reflejadas en las tablas dadas.
- **Potencia nominal:** según la carga a conectar en el secundario se adoptará uno de los valores de potencia de precisión especificados en la norma. Conviene no sobredimensionar excesivamente la potencia del transformador. Si el secundario tiene una carga insuficiente, se puede intercalar una resistencia para compensar.
- **Frecuencia nominal:** si no se especifica otra distinta, se tomará por defecto 50 Hz.
- **Número de secundarios:** si se desea realizar medida y protección a partir de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.
- **Resistencias a los esfuerzos térmicos y dinámicos:** vendrán determinados, por los respectivos valores de intensidad límite térmica e intensidad límite dinámica. Conviene no sobredimensionar estos valores para no encarecer mucho el transformador.

En caso que se requiera el uso de transformadores aptos para funcionamiento en transitorios, se deberá tener en cuenta también:

- Constante de tiempo de la línea ( $T_1$ ).
- Características del cortocircuito ( $t'_f, f_{rt}, TD$ ).
- Precisión necesaria a  $I_n$ .
- Precisión necesaria durante el período transitorio. Puede referirse solamente a la componente simétrica (TPZ) o también a la componente aperiódica (TPX, TPY).

# 4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS

Trabajan de manera similar a un transformador de potencia, por tal razón, su comportamiento resulta más sencillo que el de un transformador de corriente.

Funcionan con una pequeña potencia secundaria, es decir, con un régimen relativamente próximo al de vacío, pero con la presencia de una corriente de secundario, aunque esta sea prácticamente insignificante. Con esto se logra que la caída de tensión interna sea pequeña, esto es esencial para el funcionamiento de un transformador de tensión, ya que grandes caídas de tensión generan errores de relación  $U_1/U_2$ .

La corriente de vacío, es prácticamente constante al mismo tiempo que el flujo, siempre y cuando la tensión primaria se mantenga prácticamente constante en el tiempo (como lo sería ante un funcionamiento normal del sistema). Ante sobretensiones elevadas, la corriente de excitación puede llegar a ser tal que produzca un flujo que sature el núcleo del transformador.

## 4.1. CÁLCULO DE ERRORES

El error de tensión se debe a la caída de tensión interna del transformador.

$$\varepsilon_u \% = \frac{(K_n U_2 - U_1) 100}{U_1}$$

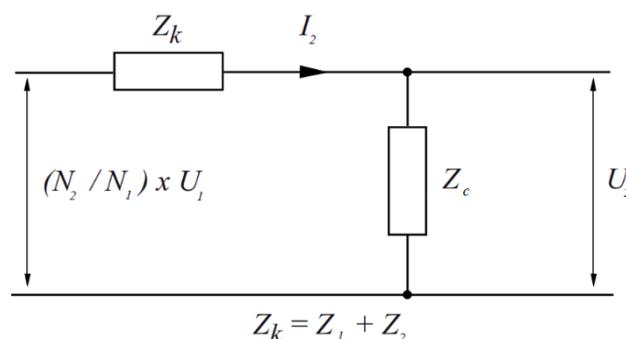
*Ecuación 4.1*

Desfase o error de fase es la diferencia de fase que se tiene entre los vectores de tensión primario y secundario.

De acuerdo con la definición, el error de tensión es positivo si la tensión en el secundario es más elevada de lo que debería ser y el error de fase es positivo si la tensión del secundario va en adelante de la tensión del primario.

Como se menciona anteriormente, la caída de tensión es, en general, bastante pequeño y por lo general de la misma magnitud para determinados diseños de transformadores.

Si reducimos el secundario al primario, se obtendrá un circuito similar al siguiente:



*Fig. 4.1 Circuito reducido al primario de un TV.*

En el esquema el circuito de magnetización se encuentra incluido dentro de la impedancia primaria. La caída de tensión en la carga es:

$$\Delta U_c = \frac{N_2}{N_1} \times U_1 \times \frac{Z_k}{Z_k + Z_c} = U_2 \times \frac{Z_k}{Z_c}$$

Ecuación 4.2

Como  $Z_k$  se compone de partes inductivas como resistiva se puede descomponer la caída de tensión en estas 2 componentes  $\Delta U_r$   $\Delta U_x$ .

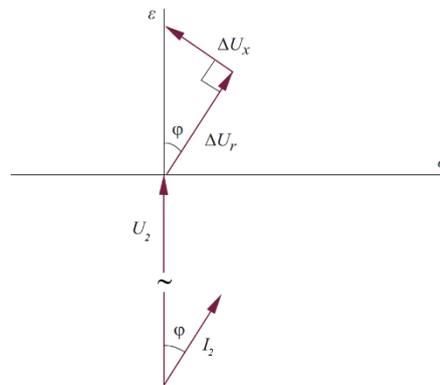


Fig. 4.2 Diagrama vectorial simplificado de un TV con carga (ABB, 2015)

#### 4.1.1. DETERMINACIÓN DE VALORES DE $Z_k$ A MODO DE EJEMPLO

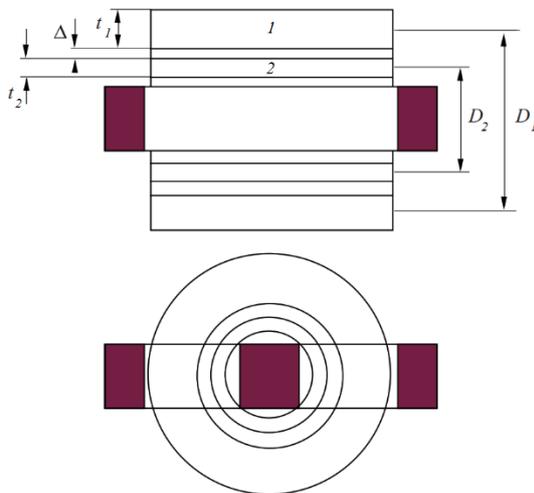


Fig. 4.3 Construcción de los arrollamientos con los valores interesantes para la determinación de  $Z_k$  (ABB, 2015)

$$R_k = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \times R_1 + R_2$$

Ecuación 4.3

$$R_1 = 0,018 \times \frac{\pi \times D_1 \times N_1}{a_1}$$

Ecuación 4.4

$D_1$  = Diámetro promedio del bobinado en metros  
 $a_1$  = Diámetro del conductor primario en mm<sup>2</sup>  
 $R_2$  se lo calcula de la misma forma.

$$X_k = 8 \times f \times N^2 \times \frac{\pi \times D_m}{L} \times \left(\Delta + \frac{t_1 + t_2}{3}\right) \times 10^{-8} [\Omega]$$

Ecuación 4.5

$D_m$  = Diámetro promedio general teniendo en cuenta  $D_1$  y  $D_2$   
 Todas las unidades se encuentran en mm.

#### 4.1.2. VARIACIÓN DE LOS ERRORES CON LA TENSIÓN

Como se mencionó anteriormente los errores varían con la tensión, esta variación depende de la característica no lineal de la curva de excitación, lo que quiere decir que la variación también aparecerá en momentos con carga nula. Los errores dependientes de la corriente secundaria, y por lo tanto de la

carga, son independientes de los cambios de la tensión, en la figura se puede apreciar que la diferencia de errores con y sin carga es constante.

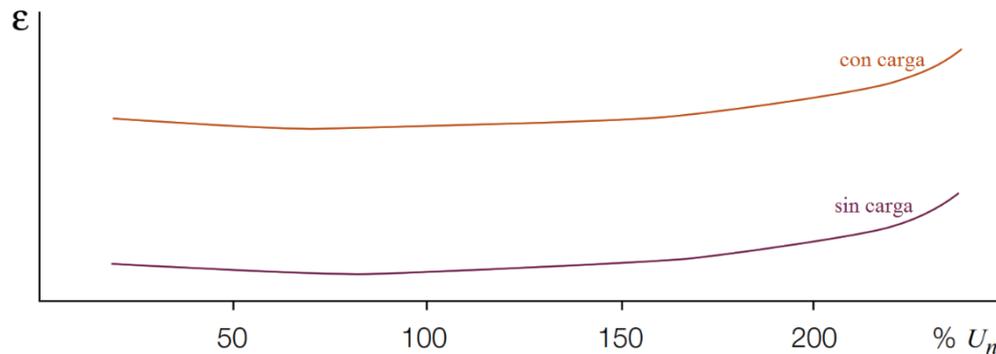


Fig. 4.4 Variación de los errores con la tensión con el secundario con carga y sin carga.

## 4.2. DIMENSIONAMIENTO DEL NÚCLEO

De forma similar al dimensionamiento del núcleo de los TI se basa en el cálculo de la sección transversal del mismo. Los aspectos que se deben tener en cuenta son:

- Tensiones nominales, tanto primarias como secundarias.
- Numero de bobinados secundarios.
- Potencia nominal en cada bobinado
- Clase
- Frecuencia nominal
- Factor de tensión nominal

El procedimiento es en principio de la siguiente manera.

a) Determinación del número de vueltas

$$N = \frac{U_n}{\pi \times \sqrt{2} \times f \times A_i \times B_n}$$

Ecuación 4.6

Con  $B_n$  el flujo nominal esperado para la tensión nominal y el factor de tensión  $F_v$

b) Determinación de la resistencia de cortocircuito  $R_k$

Teniendo en cuenta la máxima caída de tensión que admite la clase junto con la carga nominal se estima  $R_k$ .

$$R_k = \frac{\Delta U_r}{100} \times Z_c$$

Ecuación 4.7

- Con este valor se obtienen los valores de la sección de los conductores primarios y secundarios.
- Con esto se logra calcular  $X_k$
- Se calculan los errores que se obtendrían con los datos obtenidos y en base a ellos ajustar el área  $A_i$  en el punto a).

### 4.3. DIFERENCIAS ENTRE TV DE PROTECCIÓN Y DE MEDIDA <sup>4</sup>

A diferencia de los TI, no presentan grandes diferencias entre los bobinados destinados a protección y aquellos destinados a medición. Una de las razones que no se tienen tanta diferencia entre ambos es que comparten el núcleo en un transformador de tensión.

Dentro de las diferencias a tener en cuenta al momento de diseñar el equipo es que, para bobinados de medición, los errores permisibles son menores por lo cual pueden utilizar cables de sección mayor para reducir las pérdidas.

Mientras que los núcleos de protección la máxima exigencia se encuentra en que deben encontrarse dentro del rango permisible de errores para niveles de tensión de hasta un 5% de la nominal. Esto último se debe a que si una falla se produce en las cercanías del transformador la tensión decae, por lo cual para una correcta operación de la protección se deberá tener una lectura fiel de esta tensión en valores próximos a cero.

### 4.4. FUNCIONAMIENTO DEL TV CON EL SECUNDARIO EN CORTOCIRCUITO

Cuando el circuito secundario está en cortocircuito, la intensidad secundaria está limitada solamente por la impedancia interna del TV, por lo que el tiempo que el TV puede funcionar en estas condiciones es muy breve.

Se puede proteger el TV, colocando fusibles o disyuntores en el circuito secundario, pero hay que tener en cuenta que un fallo de estos dispositivos puede dar lugar al funcionamiento intempestivo del sistema de protección de la subestación.

Como gran parte de los fallos de los TV por cortocircuito secundario se producen por un mal conexionado, resulta práctico colocar fusibles de forma provisional, hasta comprobar que la instalación es correcta. Se hace mención a esta práctica, pero no es muy utilizada en territorio argentino en alta tensión, por lo general los circuitos secundarios quedan protegidos.

#### 4.4.1. USO DE FUSIBLES EN EL PRIMARIO DEL TV

Es común ver en TV de media tensión que los mismos vengán asociados con un fusible en el lado primario, el mismo no cumple ninguna función de protección hacia el TV sino que realmente protege al sistema ante fallas de aislación del TV.



Fig. 4.5 TV de MT con fusible (ABB TJP)

<sup>4</sup> Estas diferencias aplican también a los TVC.

## 4.5. CAÍDA DE TENSIÓN EN EL CIRCUITO SECUNDARIO

La caída de tensión en los secundarios es de vital importancia en los transformadores de tensión, ya que la caída de tensión el fabricante lo asegura a bornes del equipo, por lo cual se debe prestar especial atención a los conductores y fusibles que se encuentren en el sistema. La caída de tensión máxima recomendada en el circuito secundario no deberá ser mayor al 0,05 - 0,1 %.

## 4.6. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS

Usualmente los TV dedicados a la alta tensión son conectados fase-tierra, con los bobinados y el núcleo situados en el tanque inferior.

Al aumentar el nivel de tensión, el número de vueltas del bobinado asociado, también aumentará, lo que lógicamente lleva a tener mayores pérdidas en el bobinado primario, desencadenando en un nivel de tensión máximo para determinadas clases. A partir de 245-300 kV, para lograr la precisión deseada se requiere de características constructivas especiales como los TV en cascada que se mencionan más adelante.

Estos problemas parecen verse reducidos en los TV aislados en SF6 ya que el volumen de aislación del bobinado primario es menor.

Por lo general la mayoría de los usuarios finales prefiere el uso de TV capacitivos en lugar de TV inductivos de características especiales debido a su menor costo. Sin embargo, para lecturas de medición comercial, se suele solicitar TV en cascada; esto se debe a que en los primeros TV capacitivos fabricados ante sobretensiones los mismos se podrían llegar a dañar modificando los valores de las lecturas. Esto con los capacitores modernos y los descargadores asociados, es principalmente un problema teórico.

1. Cámara de expansión de aceite
2. Terminal Primario
3. Capas de aislación de papel aceite
4. Caja de terminales secundarios
5. Núcleo/Arrollamientos primarios y secundarios
6. Indicador de nivel de aceite
7. Aislador externo porcelana o silicona
8. Caja de terminales secundarios
9. Cámara de expansión
10. Punto de izaje
11. Terminal Primario
12. Aislador de porcelana tipo poste
13. Aislación en papel aceite
14. Ensamblado de 2 bobinados y un núcleo para tipo cascada
15. Tanque de transformador
16. Aislación de porcelana tipo poste
17. Sello de aceite-aire
18. Caja de terminales secundarios

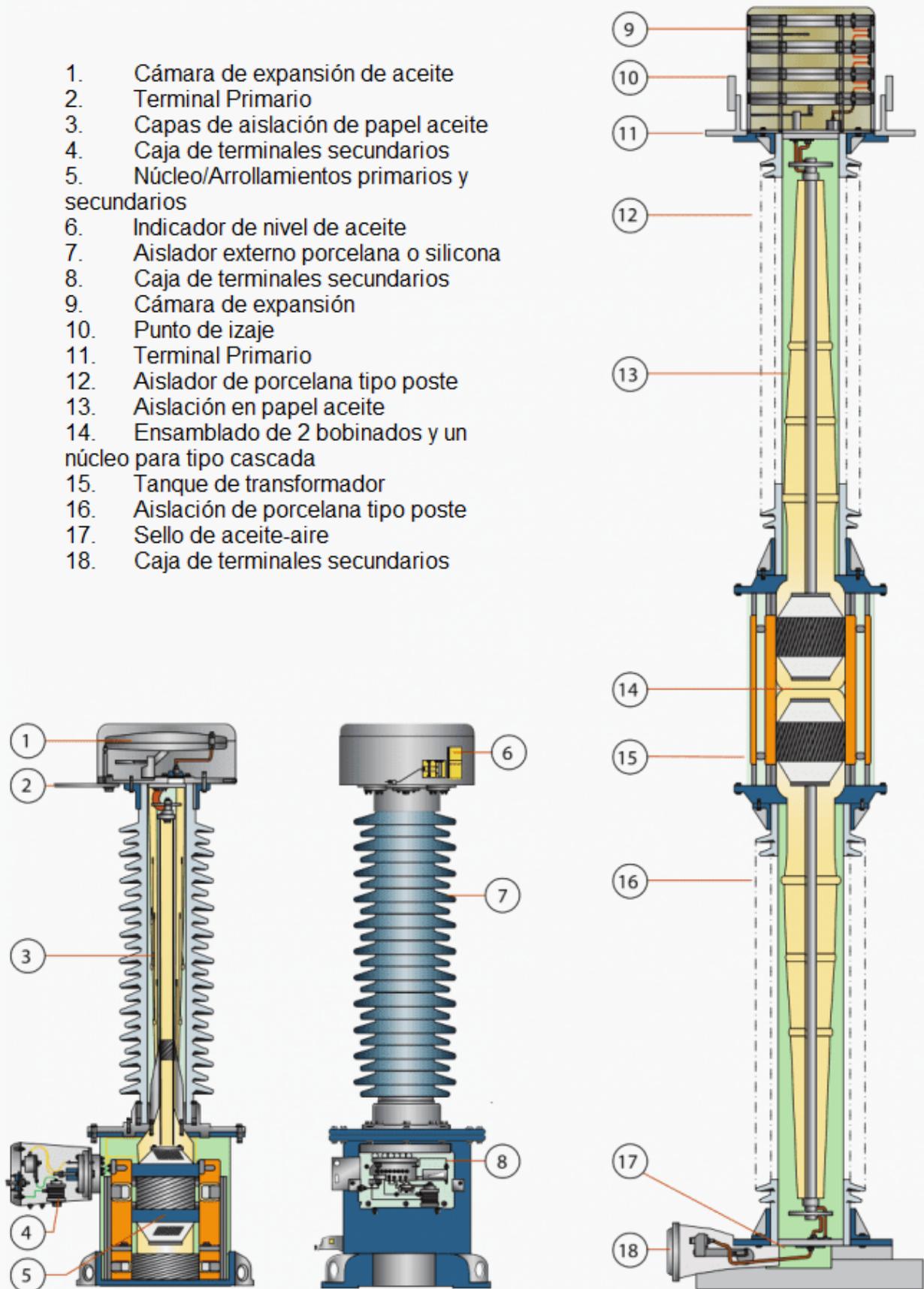


Fig. 4.6 Transformadores de tensión GE OTEF.

## 4.6.1. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS ESPECIALES

### 4.6.1.1. Transformadores con varias tensiones nominales primarias

Estos transformadores se pueden realizar de cuatro maneras:

- Acoplamiento serie-paralelo en el primario,
- Bobinado primario con tomas,
- Acoplamiento serie-paralelo en el secundario,
- Bobinado secundario con tomas.

En los dos primeros, existen problemas de aislamiento y de aprovechamiento del núcleo, que limitan prácticamente su campo a la baja tensión, principalmente patrones.

La realización serie-paralelo en el secundario, solamente se utiliza si las dos secciones del bobinado secundario tienen el mismo número de espiras, pues de no ser así, aparece una corriente de circulación interna, absorbiendo potencia. También hay que tener en cuenta, que ambas secciones deben aislarse entre sí, al menos a 2 kV.

Por último, la realización por toma en el secundario, es interesante, principalmente cuando no es posible la realización serie-paralelo o cuando la potencia exigida es la misma para las dos realizaciones, con lo que el aprovechamiento del núcleo es máximo.

### 4.6.1.2. Transformadores con varias tensiones nominales secundarias.

Estos se realizan de dos maneras:

- Acoplamiento serie-paralelo en el secundario
- Bobinado secundario con toma.

El acoplamiento serie-paralelo en el secundario, sólo es utilizable para la relación 2 a 1, y conserva todas las características del transformador normal en cuanto a sus posibilidades.

La realización con toma en el secundario, se utiliza normalmente cuando la relación de tensiones no es 2 a 1.

### 4.6.1.3. Transformadores en cascada

La construcción en cascada, consiste en repartir el arrollamiento primario en varias bobinas, estando él o los secundarios, únicamente sobre la última bobina. Esta construcción en cascada, permite que cada bobina deba soportar solamente una fracción de la tensión total.

El transformador en cascada se compone de uno o varios núcleos, cada uno de los cuáles tiene dos bobinas.

Entre otras ventajas del transformador de tensión en cascada, conviene mencionar que los errores en vacío son muy pequeños, gracias a la reducción de la impedancia del arrollamiento primario.

En la figura se puede observar un transformador en cascada con 3 núcleos. Con la designación de C los arrollamientos de acoplamiento encargados de lograr una distribución simétrica de la tensión entre los distintos arrollamientos primarios. S para el secundario y P para el primario.

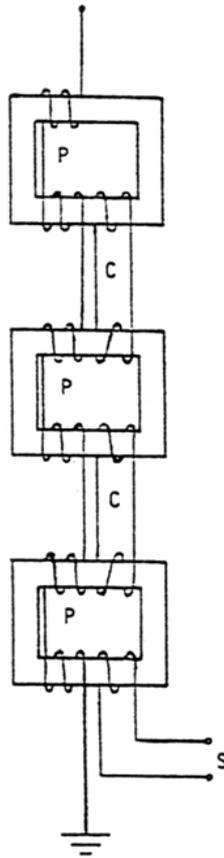


Fig. 4.7 Diagrama esquemático de un TV en cascada

#### 4.6.1.4. Transformadores con varios arrollamientos secundarios

Si bien se lo menciona como un transformador de desarrollo especial, es uno de los más comunes que se pueden encontrar en las estaciones de Alta Tensión. Esto es obviamente por razones económicas y también para un mejor uso del espacio en las subestaciones.

Son transformadores de tensión con varios arrollamientos secundarios sobre el mismo núcleo, pues si bien la carga de uno de ellos afecta a los restantes, no existen en cambio las limitaciones del transformador de intensidad.

En los transformadores de tensión, con el P2 a tierra, que vayan a instalarse en redes sin neutro a tierra, es conveniente realizar un terciario (segundo secundario) para proteger al transformador, si aparece el fenómeno de ferroresonancia.

## 4.7. FERRORESONANCIA

La ferroresonancia en los transformadores de tensión tanto inductivos como capacitivos, es una fuente de sobretensiones. Cuando se produce la maniobra trifásica, monofásica, la actuación de fusibles y rotura de conductores puede llevar a una sobretensión cuando el fenómeno de ferroresonancia ocurre entre la impedancia de excitación del transformador y las capacidades de la fase o fases aisladas.

### 4.7.1. FERRORESONANCIA EN TRANSFORMADORES INDUCTIVOS

Es una oscilación entre el sistema y el TV, la misma puede ocurrir en redes con el neutro aislado de tierra.

La oscilación se puede dar entre las capacidades a tierra del sistema y la inductancia no lineal del transformador. Puede ser originada por cambios bruscos en los niveles de tensión, como se menciona en el punto anterior.

Presentar una regla simple para identificar donde no se tendría riesgo alguno de ferresonancia, es una tarea difícil, ya que depende del diseño del transformador. Se puede llegar a estimar que puede llegar a existir un riesgo de resonancia con cables cuando la capacidad de secuencia homopolar de un cable expresada en S km de línea es:

$$S > 42000 / U_n^2 \text{ [km]} \quad \text{Para líneas aéreas}$$

$$S > 1400 / U_n^2 \text{ [km]} \quad \text{Para cables}$$

El método de protección ante este fenómeno es el uso de resistencias conectadas en el extremo de un bobinado delta-abierto dedicado específicamente para tal fin. Tener en cuenta que esto no elimina por completo la posibilidad de que el fenómeno de ferresonancia ocurra.

La resistencia puede ser obtenida de forma empírica por la siguiente ecuación:

$$R_{Delta} = \frac{100 \times L_A}{K_n^2}$$

$R_{Delta}$  = Valor de la resistencia en  $\Omega$

$L_A$  = Inductancia del primario saturado en mH

$K_n$  = Relación nominal

En caso de que no se tenga el dato de la inductancia primaria una buena aproximación y muy utilizada en la práctica es valores de resistencia de 50 o 60  $\Omega$

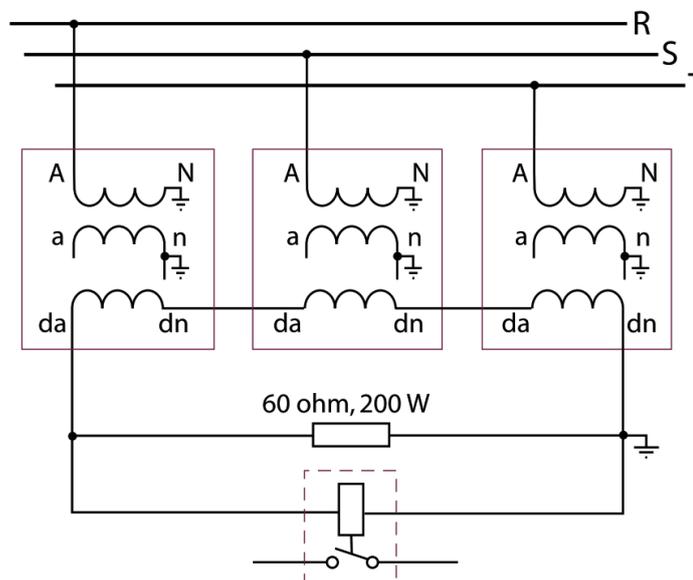


Fig. 4.8 Diagrama de conexión de resistencia de atenuación de ferresonancia. (ABB, 2015)

## 4.8. DESCARGA DE LÍNEAS A TRAVÉS DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Al momento en que se abre una línea de alta tensión, queda energía capacitiva almacenada en ella. En el caso que sean cables los niveles de energía almacenada son mayores, lo que representa un mayor riesgo para el TV.

Si se dimensiona de manera adecuada el TV, el mismo se puede encargar de descargar la línea, si no se toman las medidas necesarias se puede llegar a que los TV se deterioren por calentamiento o efectos dinámicos.

Esto se debe a que mientras se descarga a través del TV, el mismo se comenzará a calentar, y en casos de que se tengan recierres, existe el riesgo de que el TV se sobrecaliente. Por lo general el tiempo de enfriamiento normal será de 6-12hs lo que atrasaría la reconexión al sistema de la línea afectada.

En un estudio simplificado del problema se puede suponer que cuando el TV no está saturado, la intensidad de descarga es despreciable, y la tensión de la línea permanece constante. Cuando se satura, la reactancia decrece al valor del arrollamiento primario en el aire, L. En este caso el circuito a considerar es el de la figura, donde C es la capacidad de la línea y R la resistencia del arrollamiento primario del TV.

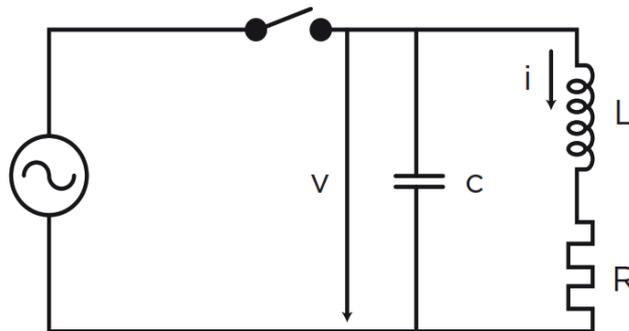


Fig. 4.9 Circuito de análisis simplificado para la descarga a través de un TV (Berrostequieta & Enzunza, 2013)

Si  $R^2C > 4L$ , la descarga es aperiódica y lenta.

Si  $R^2C < 4L$ , la descarga es oscilante.

A efectos del calentamiento, se considera que toda la energía almacenada en la línea se invierte en calentar el cobre del primario del TV. Esta energía es  $W = 1/2CV^2$  donde V es la tensión de la línea en el momento de la apertura.

A efectos de los esfuerzos mecánicos, hay que tener en cuenta el valor máximo de la intensidad de descarga.

Para el caso oscilante es:

$$i_{max} = \frac{V}{LW_1} e^{-\frac{R\pi}{4LW_1}}$$

Ecuación 4.8

Donde:

$$W_1 = \frac{\sqrt{4L - R^2}}{2LC}$$

Ecuación 4.9

$W_1$  es la pulsación natural del circuito.

## 4.9. POLARIDAD Y DISTINTOS TIPOS DE CONEXIONADO DE LOS TV <sup>5</sup>

### 4.9.1. POLARIDAD

Las marcas de polaridad tienen el mismo significado que en los TI, cuando una corriente ingresa en A, la misma sale por a. Se debe recordar que por más que la característica principal del TV es encargarse de reducir los niveles de tensión, una corriente, por más mínima que esta sea, circulará por sus bobinados primarios y secundarios.

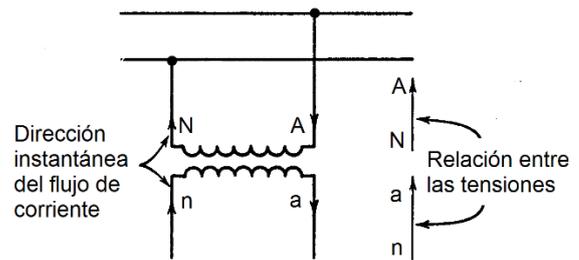


Fig. 4.10 Diagrama esquemático de un TV para indicar su polaridad. (Mason)

### 4.9.2. CONEXIONADOS DE ALTA TENSIÓN

La primer gran distinción que se presenta es en el conexionado de alta tensión, ya que se pueden tomar medición de fase-fase o fase-tierra. La gran mayoría de los TV están diseñados para el trabajo de fase-tierra, como se viene mencionando a lo largo del documento.

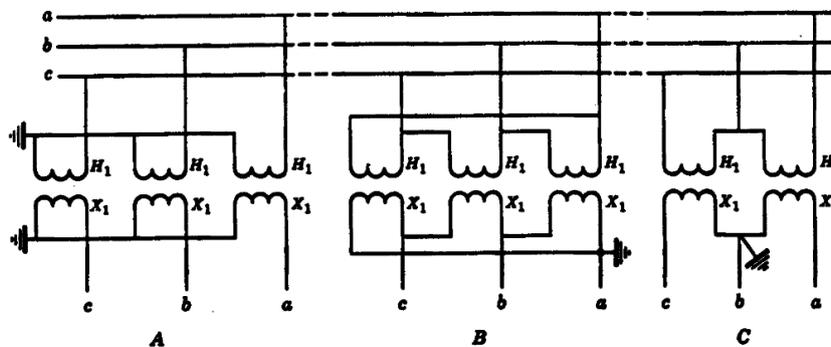


Fig. 4.11 Conexiones del lado primario y secundario utilizadas. A) Primario en estrella secundario en estrella. B) Primario en triángulo, secundario en triángulo. C) Conexión en V para tensiones compuestas. (Mason)

La conexión en V, resulta en el uso de un equipo menos que teniendo una conexión trifásica, se suele utilizar en protecciones direccionales para cortocircuitos entre fases, también puede ser utilizada para la medición de energía. Presenta la desventaja de no poder tomar mediciones de secuencia homopolar, por lo cual ante fallas a tierra no se las utiliza.

Más adelante se detallarán los conexionados más utilizados, con el primario conectado entre fase y tierra.

### 4.9.3. CONEXIÓN DEL SECUNDARIO EN ESTRELLA

Forma de conexionado más habitual permite tomar lectura de las tensiones de forma individual. Hoy en día, con las tensiones de fase se pueden obtener las lecturas de las tensiones de línea tanto en aparatos de medición como de protección. Se puede observar su conexionado en el secundario de la Fig. 4.11 A.

### 4.9.4. CONEXIÓN DEL SECUNDARIO EN TRIÁNGULO

Presenta la desventaja de que no se pueden visualizar las tensiones de secuencia homopolar, por lo cual ante fallas a tierra no responden de manera adecuada y su uso es prácticamente nulo hoy en día, en funciones de protección, puede ser utilizada para sincronismo o medición de energía. Se puede observar su conexionado en la Fig. 4.11 B

<sup>5</sup> Los TVC utilizan los mismos conexionados.

### 4.9.5. CONEXIÓN EN BROKEN DELTA<sup>6</sup>

Esta conexión es utilizada para la lectura de tensiones residuales, es muy utilizada en sistemas de protección de distancia o como protección ante fallas en circuitos donde no se tiene acceso a tierra, por lo cual una falla de una fase a tierra, con funciones de sobrecorriente no sería detectado.

El primario se debe encontrar conectado en estrella sí o sí.

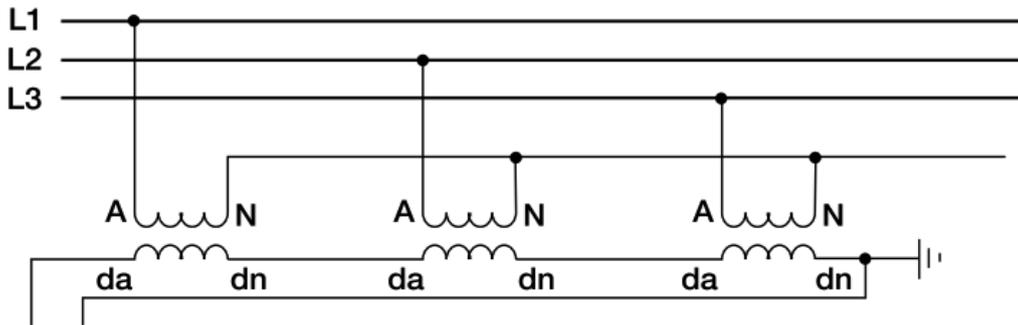


Fig. 4.12 Conexión en estrella abierta del bobinado secundario de un TV.

En sistemas aislados de tierra,  $3V_0 = V_{Rg} + V_{Sg} + V_{Tg} = 0$ , también las tensiones  $V_{Rg} = V_{Rn}$ .

Ante una falla rígida de R, la tensión cae a cero en esa fase y en las otras se transforma en tensión de línea  $V_{Sg} = V_{SR} = \sqrt{3} \times V_{Sn-150^\circ}$ ;  $V_{Tg} = V_{TR} = \sqrt{3} \times V_{Tn150^\circ}$ ;  $V_{Rg} = 0$ ;  $V_0 = 3V_{fase180^\circ}$

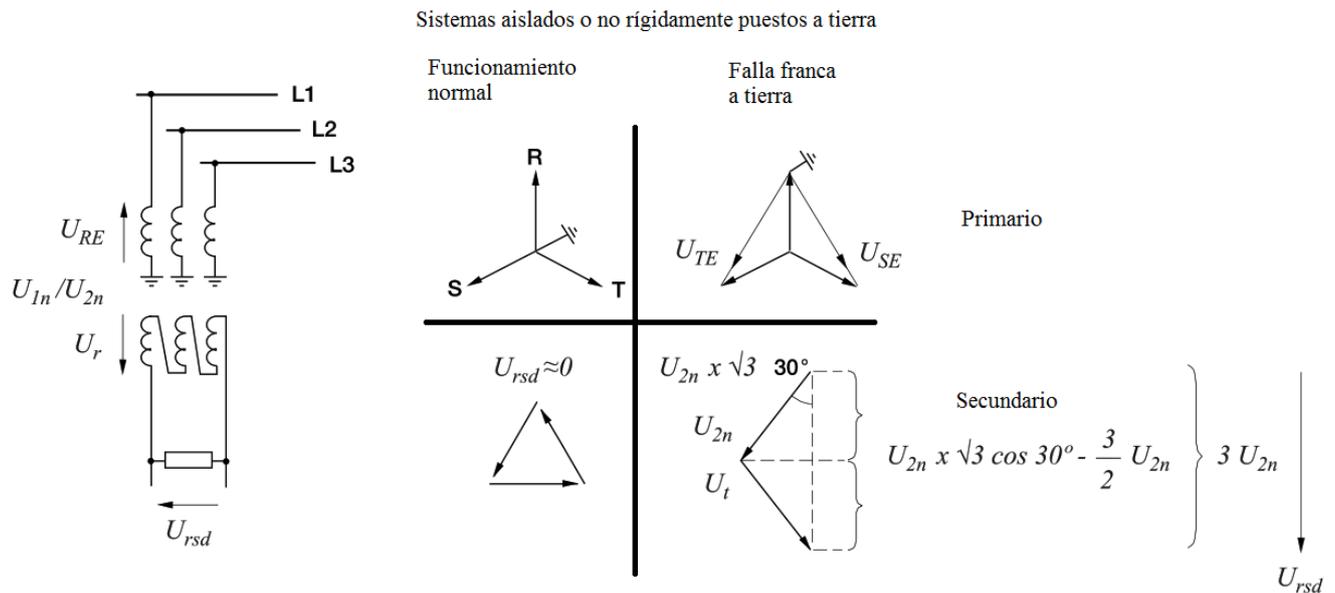


Fig. 4.13 Funcionamiento del TV con configuración Broken Delta en sistemas aislados o no rígidamente puestos a tierra (ABB, 2015)

En sistemas rígidamente puestos a tierra ante una falla a tierra se obtendrá la misma tensión pero desfasada  $180^\circ$

<sup>6</sup> Para evitar confusiones se utiliza su denominación anglosajona ya que existe una conexión de transformadores denominada Open Delta que difiere de la que se quiere expresar en este capítulo. El problema reside en que en el lenguaje castellano a ambas se las denomina triangulo abierto (traducción directa de la opción errónea).



# 5. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS (TVC)

Para niveles de tensión superiores a los 220 kV se suelen utilizar transformadores de tensión capacitivos.

Estos transformadores se componen básicamente de un divisor de tensión capacitivo consistente en varios condensadores conectados en serie, contenidos dentro de aisladores huecos de porcelana, con el fin de obtener una tensión intermedia. En este punto de acceso a la tensión intermedia del divisor de tensión se conecta un transformador de tensión intermedia, igual que uno inductivo, a través de una inductancia que compensa la reactancia capacitiva del divisor y por lo general se suele añadir un equipo para la protección de ferresonancia del circuito.

La teoría básica en lo que respecta a clases, errores, relaciones, discrepancias de fase, etc de los TVC es la misma que la de los TV inductivos.

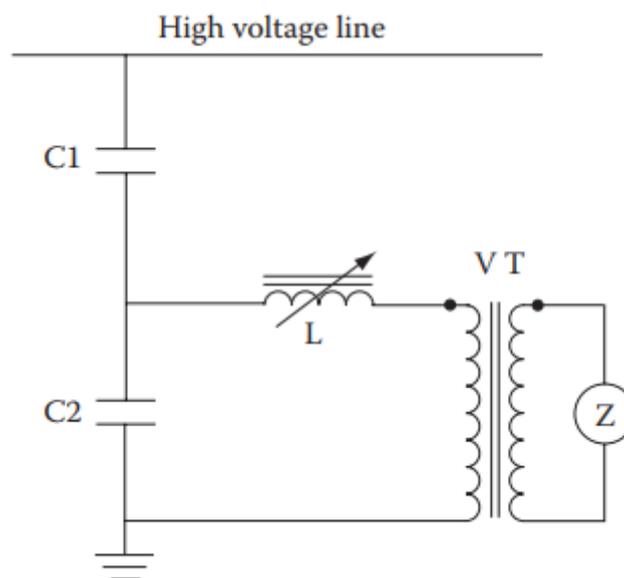


Fig. 5.1 Diagrama de un TV capacitivo simplificado (Mullikin, 2012)

Una de las ventajas que poseen los transformadores de tensión capacitivos es que pueden ser utilizados como capacitor acoplador para funciones de onda portadora. Esto representa un gran ahorro económico, sobre todo para tensiones superiores a los 145 kV.

Presenta ciertas desventajas respecto a los TV inductivos que son:

- Variaciones en la precisión con el paso del tiempo y cambios de temperatura
- Su respuesta transitoria, debido a la acumulación de carga en los capacitores, ante una falla la tensión no cae de manera instantánea en el circuito de medición como sí sucede en el objeto medido.

## 5.1. CARACTERÍSTICAS DE UN TVC

La unidad electromagnética (UEM) debe compensar la reactancia capacitiva del divisor capacitivo, esto lo logra mediante la naturaleza inductiva del transformador y la inductancia de ajuste.

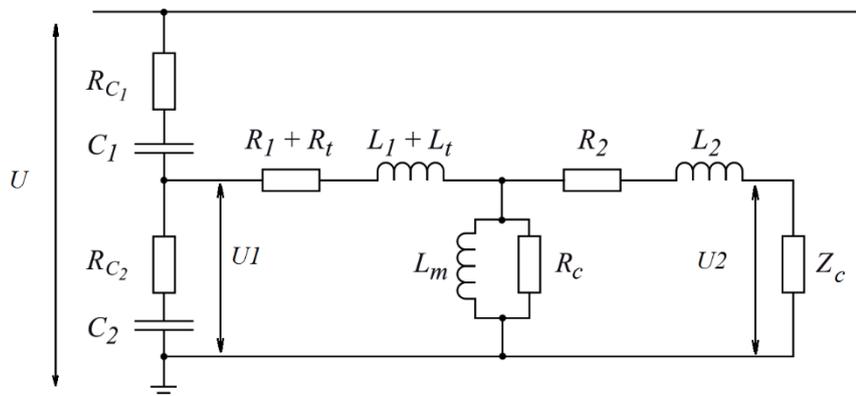


Fig. 5.2 Esquema equivalente de un TVC

$L_t$  y  $R_t$  son los valores de inductancia y resistencia de la inductancia de ajuste, la letra  $t$  hace referencia a ajuste en ingles tuning.

Denominaremos  $Z_e$  a la impedancia de los capacitores  $Z_1$  a la impedancia del bobinado primario del UEM junto con la inductancia de ajuste,  $Z_m$  a la impedancia de magnetización y  $Z_2$  a la impedancia del secundario.

En un principio asumiremos el secundario a circuito abierto (sin carga)

$$U_2 = \frac{Z_m}{Z_m + Z_1 + Z_e} \times U_1$$

Ecuación 5.1

El error de relación y de fase se puede obtener:

$$\varepsilon_0 + j\delta = \frac{U_2 - U_1}{U_1} = -\frac{Z_1 + Z_e}{Z_m + Z_1 + Z_e}$$

Ecuación 5.2

Al introducir una carga en el secundario circulará por el mismo una corriente que denominaremos  $I_2$ . Quedando la tensión  $U_2$ .

$$U_2 = \frac{Z_m}{Z_m + Z_1 + Z_e} \times \frac{C_1}{C_1 + C_2} \times U_1 \left[ Z_2 + \frac{Z_m(Z_1 + Z_e)}{Z_m + Z_1 + Z_e} \right] \times I_2$$

Ecuación 5.3

Los capacitores modernos tienen un ángulo de pérdida muy bajo, de 0,2% por lo cual este puede ser dejado de lado. Entonces la impedancia  $Z_e$  vista desde el UEM es:

$$Z_e = \frac{\frac{1}{j\omega C_1} \times \frac{1}{j\omega C_2}}{\frac{1}{j\omega C_1} + \frac{1}{j\omega C_2}} = \frac{1}{j\omega(C_1 + C_2)}$$

Ecuación 5.4

$C_1 + C_2 = C_e$  se lo denomina capacidad equivalente.

$U_1$  es por lo tanto:

$$U_1 = \frac{C_1}{(C_1 + C_2)} \times U$$

Ecuación 5.5

$$K_c = \frac{C_1 + C_2}{C_1}$$

Ecuación 5.6

$n_c$  = Relación de tensión del divisor capacitivo.

## 5.2. CÁLCULO DE ERRORES EN TVC

### 5.2.1. FUNCIONAMIENTO EN VACÍO Y CON CARGA

En la figura se muestra un rectángulo que representa los márgenes de error permisibles por la normativa, la indicación L y N-L hacen referencia a con carga y sin carga respectivamente.

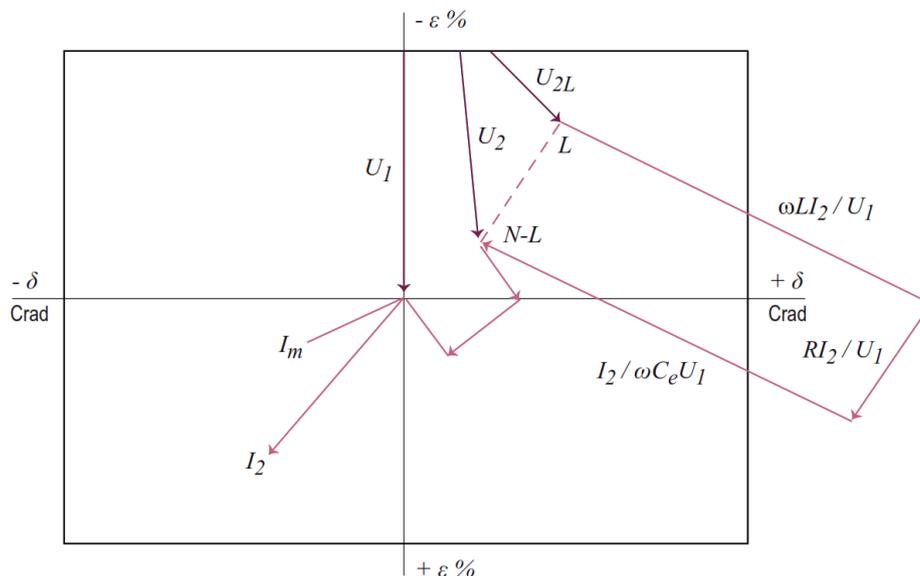


Fig. 5.3 Diagrama de errores de un TVC sin ajuste de vueltas.

Para mantener las pérdidas en vacío al mínimo, la mayor parte de la compensación inductiva de la UEM, se debe encontrar en el primario, así la corriente de excitación circula a través de un circuito compensado. En el comportamiento en carga, un valor elevado de tensión intermedia  $U_1$  resulta ventajoso ya que reduce la corriente que circula.

Cuando se tiene un circuito completamente compensado se logra eliminar la parte inductiva como la reactiva del circuito, por lo cual a efectos de calcular las fallas al transformador lo vería solamente como una resistencia.

Como se ve en la figura, la tensión sin carga se puede encontrar próxima a los límites negativos del error porcentual permitido, por lo cual se lo suele ajustar para que ante un funcionamiento normal se tengan las tensiones más próximas al límite positivo del error.

Algunos TV poseen la posibilidad de ajuste externo de la relación de vueltas y a estos se les puede realizar un ajuste fino en campo logrando un ajuste más preciso teniendo en cuenta la carga real que se encuentra conectada al equipo.

## 5.2.2. INCLINACIÓN DE LA LÍNEA DE CARGA

Con la inductancia de ajuste se puede manejar la inclinación que tiene la línea de carga en el diagrama de error indicado en la Fig. 5.3. Se lo puede sobre compensar para lograr un comportamiento inductivo como los TV que llevan dicho nombre.

## 5.2.3. DEPENDENCIA DE LA FRECUENCIA DE LOS TVC

Debido a que el ajuste de la inductancia se realiza para una determinada frecuencia (la nominal del sistema 50-60 Hz), cuando la frecuencia varía la precisión del TV también lo hace. Esto queda en evidencia cuando se analiza la dependencia de la reactancia capacitiva e inductiva.

La norma IEC solicita que se debe asegurar la clase para frecuencias que varíen del 99-101% y 96-102% de la nominal.

La dependencia de la precisión con la frecuencia dependerá de los valores de la capacidad y tensión intermedia del transformador. Mientras más altos sean estos valores, menor será la influencia de la frecuencia.

Un circuito secundario resistivo puro se verá afectado solamente en el desfase, mientras que un circuito inductivo variará tanto el error porcentual y desfase.

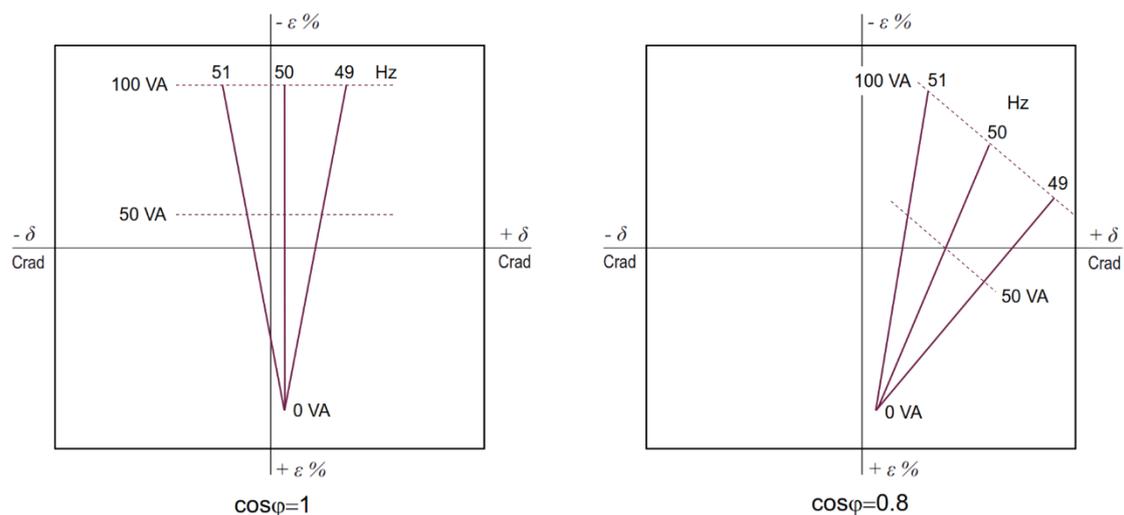


Fig. 5.4 Variaciones de los errores de un TVC con la frecuencia y el factor de potencia de la carga secundaria (ABB, 2015)

## 5.2.5. VARIACIÓN DE LA CAPACIDAD RESPECTO A LA TEMPERATURA

Como los transformadores inductivos, los errores en un TVC varían muy poco respecto a cambios en la tensión, tanto es así que para las aplicaciones prácticas no son tenidos en cuenta.

$$T_c = \frac{\Delta C}{\Delta T \times C_{20}} \left[ \frac{1}{K} \right]$$

Ecuación 5.7

$\Delta C$  = Variación de la capacidad en un intervalo de temperatura  $\Delta T$

$C_{20}$  = Capacidad medida a 20°C

La variación de la capacidad con la temperatura tiene doble efecto en los transformadores.

El primero, si los cuerpos del capacitor tienen distintos coeficientes de temperatura o se encuentran a diferentes temperaturas, la relación del divisor capacitivo cambiará, esto claramente tiene un efecto en los errores del equipo. Debido a esta razón es necesario tener en cuenta al momento del diseño que ambos tengan el mismo coeficiente, respecto a las temperaturas, como ambos se encuentran físicamente cerca uno del otro, se tendría previsto que se encuentren a la misma temperatura.

El segundo efecto, es la variación de la reactancia con la variación de la capacidad. Estos tienen un efecto similar a la dependencia con la frecuencia del equipo.

Un tercer efecto que está presente pero afecta a la capacidad sino al UEM, es la dependencia de la resistencia de los conductores con la temperatura, este efecto esta presente en los TV inductivos también y se lo ataca aumentando la sección del conductor.

Capacitores diseñados de papel y aceite solamente, tienen un coeficiente de temperatura elevado, por lo cual es prácticamente imposible diseñar un equipo clase 0,2 con esta tecnología.

Capacitores con tecnología mixta, usando films de papel/plástico con fluido sintético, tienen un coeficiente de aproximadamente 10 veces menor que los de papel aceite y ya con esta variación tienen una dependencia similar a los TV inductivos de la temperatura.

### 5.3. FACTOR DE CALIDAD

El desempeño de un equipo para lograr elevada precisión con cargas en el secundario elevadas y la amplitud de una respuesta transitoria, puede relacionarse con un "factor de calidad" Q:

$$Q = (C_1 + C_2) \times \left( \frac{U_n}{\sqrt{3} \times K_C} \right)^2$$

*Ecuación 5.8*

Cambios en el desplazamiento de fase se pueden escribir como:

$$\Delta\delta = \frac{Z_c(X + Y\%)}{2\pi f Q}$$

*Ecuación 5.9*

$Z_c$  = Carga en VA

X = Variación de la frecuencia permitida para cada clase en porcentaje =  $\pm (\omega/\omega_n - \omega_n/\omega) \times 100\%$

Y = Pasos en porcentaje de la inductancia de ajuste

Queda en evidencia que un elevado factor de calidad es necesario para mantener las variaciones de los errores en pequeños rangos.

### 5.4. CORRIENTES DE FUGA Y CAPACIDAD DE PÉRDIDA

El divisor capacitivo por lo general es formado a partir de un número de secciones aislantes conectadas en serie. La suciedad en la superficie exterior de los aisladores, será vista eléctricamente como una resistencia en paralelo y una distribución no proporcional de esta suciedad entre las distintas secciones llevará a variaciones en los errores.

Se ha probado que esta influencia en TVC con capacidades elevadas, no llega a afectar el correcto desempeño del equipo.

En subestaciones, donde las pérdidas capacitivas de los equipos adyacentes pueden llegar a influenciar las mediciones del TVC, se ha probado que la misma para estaciones al aire libre tampoco afecta al funcionamiento del equipo en un desempeño normal.

## 5.5. RESPUESTA TRANSITORIA.

Debido a estar compuesto de un circuito RLC, la respuesta transitoria de un TVC es más compleja que la de un TV inductivo.

Cuando ocurre un cortocircuito en el primario, se descarga la energía acumulada en los capacitores e inductores del circuito, lo que resulta en una tensión oscilante en el secundario. Este transitorio por lo general es la combinación de oscilaciones de baja frecuencia 2-15 Hz y de alta frecuencia que pueden variar entre 900-4000 Hz. Por lo general la parte de alta frecuencia es atenuada en menos de 10 ms, mientras que la de baja frecuencia suele perdurar un tiempo más prolongado.

Las amplitudes iniciales del transitorio dependerán del ángulo de fase de la tensión al momento de producirse le cortocircuito.

Se define la respuesta transitoria como la capacidad de un equipo de reproducir los cambios rápidos que se pueden originar en la tensión y es definida como la tensión secundaria remanente a un tiempo especificado luego de un cortocircuito en el primario.

Depende tanto de las características constructivas del TV como de la carga y su factor de potencia asociados.

Se puede demostrar que a capacidades equivalentes y tensiones intermedias elevadas la tensión remanente secundaria se ve reducida. De manera similar, cargas elevadas y factores de potencia inductiva aumentan la tensión secundaria remanente.

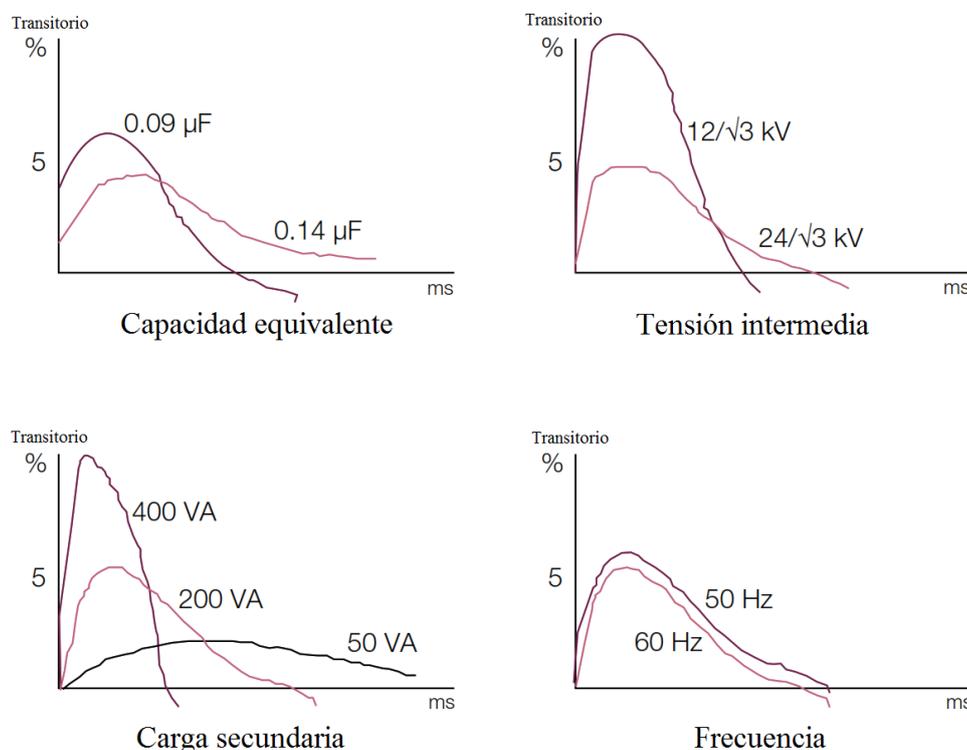


Fig. 5.5 Dependencia de la tensión secundaria remanente en porcentaje en el tiempo respecto a distintas variables (ABB, 2015)

Los equipos con requerimientos más exigentes para la respuesta en transitorio suelen llevar un mecanismo adicional de atenuación de la tensión, su uso debe estar acordado con el cliente ya que introducen un punto de falla al TV.

## 5.6. FERRORESONANCIA

Como sucede en los TV inductivos el fenómeno suele presentarse cuando se satura el núcleo, por lo general en maniobras de los equipos primarios.

Se suele presentar como una oscilación con una frecuencia menor a la nominal.

Todos los TVC se proveen con algún medio de reducción de ferresonancia para proteger el transformador de sobretensiones o calentamientos excesivos debidos a saturación del núcleo.

Existen varios mecanismos de atenuación de la ferresonancia. Los analógicos con resistencias de carga tienen la desventaja de que añaden errores a las lecturas secundarias, mientras que los que se encuentran ajustados para ciertas frecuencias tienen la desventaja de que se diseñan para cierta frecuencia de ferresonancia, si la misma se produce en otros niveles de frecuencia el equipo no actúa.

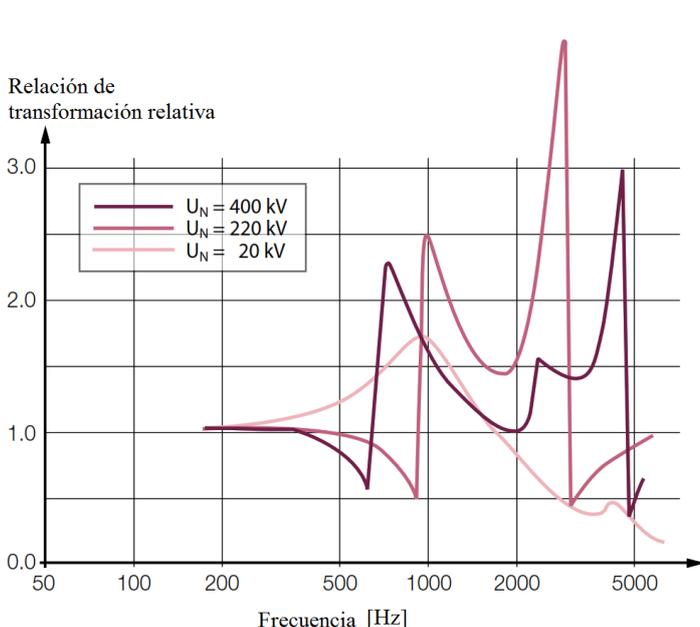
Las normativas indican los requerimientos necesarios para los equipos de atenuación de ferresonancia y ensayos necesarios.

## 5.7. MEDICIÓN DE ARMÓNICOS EN TV

Hoy en día la calidad de energía está tomando un papel más importante, debido a esto los equipos se tienen que adaptar a las nuevas necesidades que exige el mercado.

Dentro de las normativas que regulan la calidad de energía se encuentran IEEE 519, IEC 61000-4-30 e IEC 61000-4-7 la cual requiere una medición de tensión con armónicos de hasta el 50° orden.

Ante esto se presenta una problemática ya que los TV al ser dependientes de la frecuencia para lecturas de tensiones de orden superior al 10°, los mismos presentan grandes errores en las lecturas.



Como se puede ver en la figura, se tienen errores hasta superiores al 300% para determinados niveles de frecuencia.

Ante esta necesidad se diseñaron equipos electrónicos que se asocian a los TVC. Esta tecnología se encuentra dentro de sus primeras aplicaciones por lo cual no existe mucha información difundida respecto a como logran realizar las mediciones. Pero los distintos fabricantes aseguran que con estos equipos se logra una lectura fiel de la tensión hasta el 50° Orden.

Fig. 5.6 Dependencia de la relación del TV respecto a la frecuencia en un TV Inductivo (ABB, 2015)

## 5.8. TVC COMO CAPACITORES DE ACOPLA

Como se menciona anteriormente los equipos pueden ser utilizados para la conexión de equipos de onda portadora (PLC por sus siglas en inglés) al sistema.

La mínima capacidad de los capacitores de acople es normalmente 3 nF pero se suelen preferir valores de 5-6 nF especialmente cuando se trabaja con frecuencias por debajo de los 100 kHz.

Por lo general se provee un punto de conexión para la onda portadora, donde se suele conectar un descargador y una bobina de drenaje junto con un switch para la puesta a tierra del circuito. Estos últimos en equipos de PLC modernos no son requeridos en la caja del transformador ya que forman parte del equipo de onda.

Hay que tener en cuenta que, si se va a conectar un equipo de onda portadora, el cableado debe ser diseñado para tensiones de hasta 10 kV.

Las trampas de onda pueden ser montadas sobre el TVC en determinados casos, esto depende del tamaño de la misma y del nivel de tensión, ya que, a mayores niveles de tensión, mayor la altura de los capacitores. Esto debe ser tenido en cuenta al momento de diseño de la estación.

## 5.9. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS TVC

Como se viene mencionado, la transformación se desarrolla en 2 etapas, la primera la realiza el divisor capacitivo, llevándola a una tensión intermedia, por lo general de media tensión. La segunda etapa es realizada por un transformador inductivo.

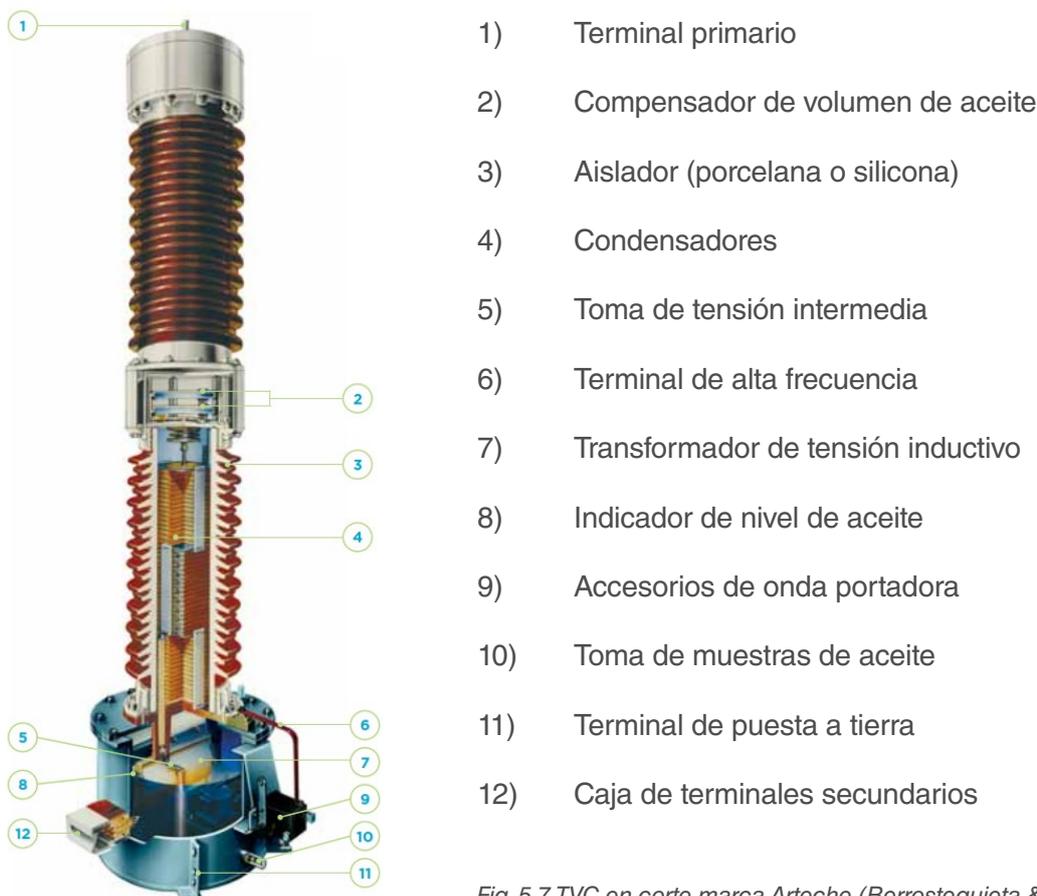


Fig. 5.7 TVC en corte marca Artech (Berrostequieta & Enzunza, 2013)

# 6. REFERENCIAS NORMATIVAS

Las normas consultadas son IEC 61869 e IEEE/ANSI C57.13. (IEC) (IEEE)  
Tener en cuenta que la normativa de referencia en Argentina es la IEC 61869.

La siguiente sección se divide en normativas generales, las cuales aplican tanto a TI como TV y luego se tratan las normativas específicas de cada tipo.



## NOTA

La siguiente sección es informativa y no debe ser utilizada como reemplazo de las normas. Pueden contener información incompleta.

## 6.1. NORMAS GENERALES

### 6.1.1. NIVELES DE AISLAMIENTO

En la siguiente tabla se indican los valores de tensión que debe soportar el equipo para determinados niveles de tensión.

La tensión de impulso tipo rayo corresponde a la onda 1,2/50  $\mu$ s y la de tipo maniobra a la de 250/2500  $\mu$ s.

IEC 61869				IEEE C57.13				
Máxima tensión de servicio $U_m$ [kV]	Frecuencia industrial [kV]	Impulso [kVp]	Maniobra [kVp]	Tensión nominal [kV]	Máxima tensión del sistema [kV]	Frecuencia industrial [kV]	Impulso Ambiental [kVp]	Impulso de Maniobra [kVp]
0,72	3	-	-	0,6	0,66	4	10	-
1,2	6	-	-	1,2	1,2	10	30	-
3,6	10	20/40	-	2,4	2,75	15	45	-
7,2	20	40/60	-	5	5,6	19	60	-
12	28	60/75	-	8,7	9,52	26	75	-
17,5	38	75/95	-	15	15,5	34	95/110	-
24	50	95/125	-	25	25,5	40/50	125/150	-
36	70	145/170	-	34,5	36,5	70	200	-
52	95	250	-	46	48,3	95	250	-
72,5	140	325	-	69	72,5	140	350	-
100	185	450	-					
123	185/230	450/550	-	115	123	185/230	450/550	-
145	230/275	550/650	-	138	145	275	650	-
170	275/325	650/750	-	161	170	325	750	-
245	395/460	950/1050	-	230	245	395/460	900/1050	-
300	395/460	950/1050	750/850					

362	460/510	1050/1175	850/950	345	362	510/575	1175/1300	950/975
420	570/630	1300/1425	950/1050					
550	630/680	1425/1550	1050/1175	500	550	680/830	1550/1800	1175/1300
800	880/975	1950/2100	1425/1550	765	800	975	2100	1550

Tabla 6-1 Niveles de tensión para instrumentos de medida en ambas normas

## 6.1.2. DESCARGAS PARCIALES

La norma IEC determina que la medición de descargas parciales se debe realizar en transformadores con una tensión de servicio  $\geq 7,2$  kV. También diferencia respecto al método de aterramiento que tendrá el equipo y si se trata de aislación sólida o aceite o gás.

Tipo de puesta a tierra del neutro del sistema	Tipo de instrumento	Tensión aplicada [kV]	Nivel máximo de descargas parciales permitido según aislación [pC]	
			Sumergido en líquido o gas	Sólida
Sistemas puestas a tierra (factor de falla a tierra $\leq 1,4$ )	TI y TV puesto a tierra	$U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	TV aislado	$1,2 U_m$	5	20
Sistemas aislados o no efectivamente puestas a tierra (factor de falla a tierra $>1,4$ )	TI y TV puesto a tierra	$U_m$ $1,2 U_m / \sqrt{3}$	10 5	50 20
	TV aislado	$1,2 U_m$	5	20

Tabla 6-2 Valores de descargas parciales norma IEC.

En la normativa IEEE por otro lado, los valores de descargas parciales no deben superar los 10 pC para transformadores sumergidos en aceite y gas y 50 pC para transformadores de aislación sólida. Se debe realizar a equipos con tensiones nominales superiores a los 5 kV.

A los equipos se los debe someter previamente a una tensión denominada de stress previo, y luego se miden las descargas parciales en lo que denomina tensión de extinción

Para transformadores de tensión nominal superior a 72 kV la norma indica los siguientes niveles de tensión de prueba.

Diferencia para pruebas de rutina y de tipo, se indican solamente las tensiones para ensayos de tipo.

Tensión máxima del sistema (Tensión de línea) [kV]	Tensión de pre stress (Tensión de fase) [kV]	Tensión de extinción estipulada (Tensión de fase) [kV]
123	230	123
145	275	145
170	325	170
245	395/460	245
362	510/575	362
550	680/830	550
800	975	800

Tabla 6-3 Valores de tensión de ensayo de descargas parciales norma IEEE con tensiones  $> 72$  kV

Para tensiones nominales menores que 72 kV diferencia en los valores de tensión a aplicar en transformadores de corriente y los de tensión.

Equipo	Tensión de pre stress (Tensión de fase) [kV]	Tensión de extinción estipulada (Tensión de fase) [kV]
TV	1,8 x Un	1,2 x Un
TV	1,8 x Un	1,2 x Un / $\sqrt{3}$

Tabla 6-4 Valores de tensión de ensayo de descargas parciales norma IEEE con tensiones < 72 kV

### 6.1.3. FRECUENCIA

IEEE solamente admite como frecuencia nominal 60 Hz, en cambio IEC admite 16  $\frac{2}{3}$ , 25, 50, 60 Hz

### 6.1.4. AISLACIÓN SECUNDARIA

En la normativa IEC, debe resistir una tensión de 3 kV a frecuencia industrial durante 60 s.

IEEE indica que los secundarios deberán soportar una tensión de 2,5 kV (no indica el tiempo) entre los distintos secundarios. El mismo requerimiento aplica para autotransformadores y transformadores de medición que se encuentren conectado al secundario del equipo.

### 6.1.5. ELEVACIÓN DE TEMPERATURA SOPORTADA

IEEE presenta 3 alternativas y estas son dependientes de la temperatura ambiente, dando 2 opciones de temperatura ambiente 30 °C y 55 °C. Estas para 30 °C ambiente son:

- Aumento a 55 °C con una temperatura promedio de 55 °C y un punto caliente de 65 °C.
- Aumento a 65 °C con una temperatura promedio de 65 °C y un punto caliente de 80 °C.
- Aumento a 80 °C (Transformadores de aislación seca) con una temperatura promedio de 80 °C y un punto caliente de 110 °C.

En cambio, IEC presenta una tabla que diferencia entre tipos de aislaciones y distintas partes constructivas del TI. Este valor de temperatura se ve disminuido con la altura a partir de los 1000 m sobre el nivel del mar.

## 6.2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

### 6.2.1. VALORES NOMINALES DE CORRIENTE PRIMARIA

Acorde a la norma IEC para transformadores de relación única, la corriente del primario debe ser:

**10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 A**

O cualquier fracción o múltiplo decimal de los mismos con preferencia en aquellos en negrita. Si posee más de una relación, los valores indicados aplican a la menor intensidad primaria asignada. La norma IEEE presenta la siguiente tabla:

Relación simple			Relación doble con combinaciones serie y paralelo en el primario	Relación doble con taps en el secundario
5:5	150:5	1 500:5	25 × 50:5	25/50:5
10:5	200:5	1 600:5	50 × 100:5	50/100:5
15:5	250:5	2 000:5	100 × 200:5	100/200:5
20:5	300:5	2 500:5	200 × 400:5	200/400:5
25:5	400:5	3 000:5	400 × 800:5	300/600:5
30:5	500:5	4 000:5	500 × 1 000:5	400/800:5
40:5	600:5	5 000:5	600 × 1 200:5	500/1 000:5
50:5	750:5	6 000:5	1 000 × 2 000:5	600/1 200:5
60:5	800:5	8 000:5	2 000 × 4 000:5	1 000/2 000:5
75:5	1 000:5	10 000:5		1 500/3 000:5
100:5	1 200:5	12 000:5		2 000/4 000:5

Tabla 6-5 Valores de corriente nominal primaria según IEEE

## 6.2.2. CORRIENTES NOMINALES SECUNDARIAS

IEC reconoce secundarios de 1 y 5 A como valores nominales y admite solamente 1 A para los núcleos que requieran funcionamiento en transitorio. En su lugar, IEEE no presenta ningún valor como nominal de secundario, pero a través de los textos se ve una cierta preferencia hacia los 5 A.

## 6.2.3. CORRIENTES DE TRABAJO CONTINUO.

Se denomina a la corriente de trabajo continuo como aquella que permite trabajar al TI de manera constante sin reducir su vida útil. IEC indica que es el valor nominal del TI pero admite valores superiores de los cuales los preferidos son 120, 150 y 200 por ciento.

IEEE presenta los siguientes valores aceptados 100, 133, 150, 200, 300 y 400 por ciento, con una temperatura de referencia de 30°C.

Si se trabaja con una temperatura ambiente promedio distinta de los 30 °C IEEE brinda una curva donde se encuentran los valores admisibles de corriente en función de la temperatura y dependiente de los valores de corrientes de trabajo continuo seleccionadas.

También para valores alturas de instalación superiores a los 1000 m sobre el nivel del mar, se debe reducir la corriente máxima a la cual puede trabajar el TI en un 0,3% por cada 100 m por encima de los 1000 m

## 6.2.4. CARGAS NOMINALES

IEC diferencia entre TI de medición, de protección clase P y PR y de los que requieren respuestas transitorias como TPX, TPY y TPZ. Para los primeros la carga nominal es de:

2,5 - 5,0 - 10 - 15 - 30 VA

Con valores superiores a 30 aceptados donde sea necesario.

En los transformadores TPX, TPY y TPZ los valores están dados en Ohm, con los valores preferenciales en negrita.

## 0,5 - 1 - 2 - 5 Ohm

Están indicados para secundarios de 1 A, si se tienen secundarios de distinto amperaje se los debe convertir de forma acorde.

Se presenta la siguiente tabla con los valores aceptados por la norma IEEE, los mismos están indicados para 5 A, si se trabaja con otro valor de secundario se deberá realizar el mismo procedimiento que el indicado para IEC.

Cargas	Designación	Resistencia [Ω]	Inductancia [mH]	Impedancia [Ω]	Potencia total (VA at 5 A)	Factor de potencia
Electrónicas	E0.04	0.04	0	0.04	1.0	1.0
	E0.2	0.2	0	0.2	5.0	
Cargas de medición y protección	B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
	B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	
	B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	
Cargas de medición	B-0.9	0.81	1.040	0.9	22.5	
	B-1.8	1.62	2.080	1.8	45.0	
Cargas de protección	B-1.0	0.50	2.300	1.0	25.0	0.5
	B-2.0	1.00	4.600	2.0	50.0	
	B-4.0	2.00	9.200	4.0	100.0	
	B-8.0	4.00	18.400	8.0	200.0	

Tabla 6-6 Cargas admisibles acorde norma IEEE.

### 6.2.5. CLASES DE PRECISIÓN DE TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

Tanto la normativa IEC como la IEEE, presentan un subgrupo de transformadores de medida que son los utilizados para la medición comercial de la energía eléctrica, la cual requiere una precisión mayor.

IEEE trabaja con RCF e IEC trabaja con error porcentual de relación.

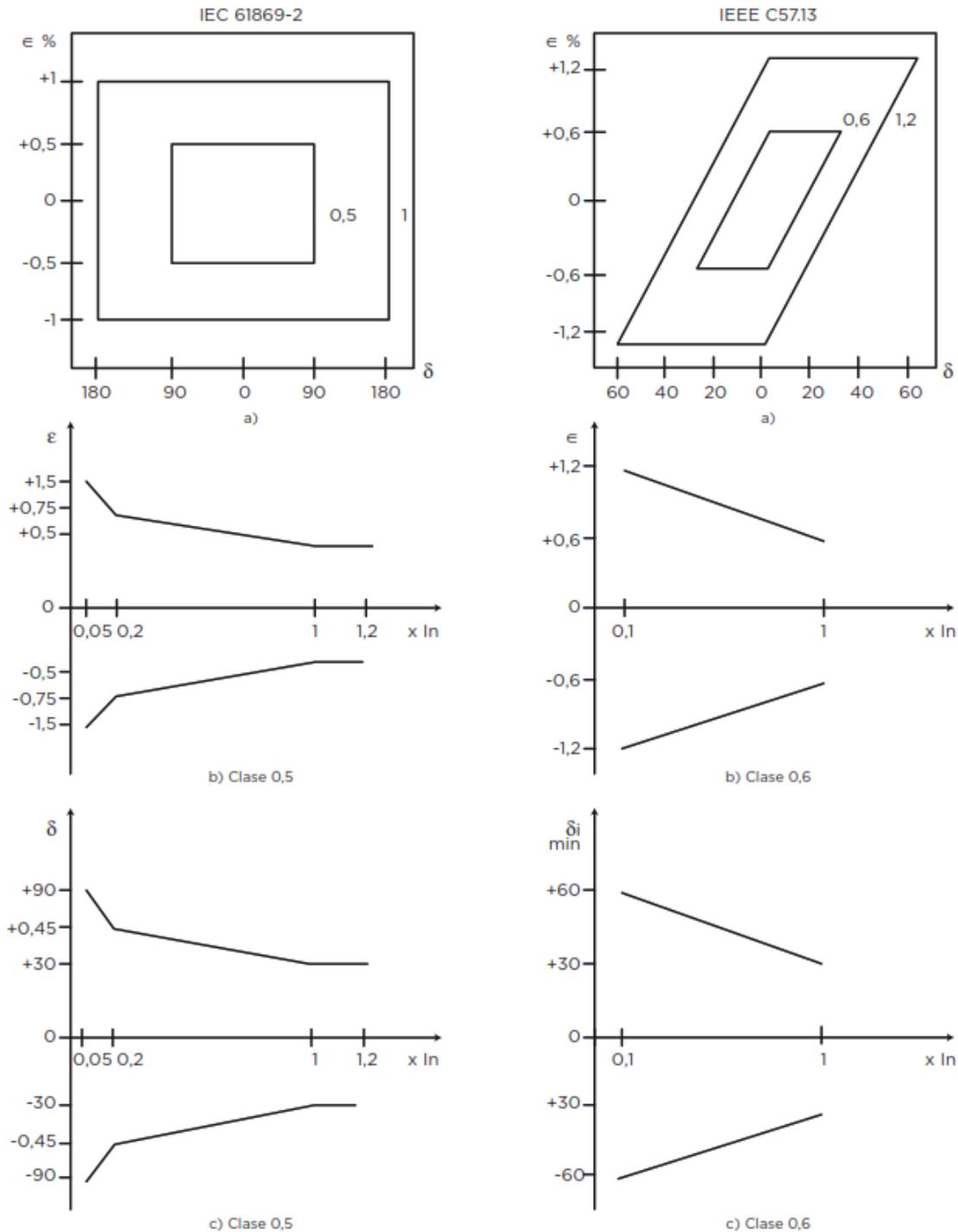


Fig. 6.1 Comparación gráfica de clases IEC e IEEE. a) Diagrama de error porcentual vs desplazamiento de fase; b) Error porcentual respecto a la corriente nominal del TI; c) Desplazamiento de fase respecto a la  $I_n$  del TI. (Berrosteguieta & Enzunza, 2013)

### 6.2.5.1. IEC

Las clases de medición son:

0,1 - 0,2 - 0,2S - 0,5 - 0,5S - 1 - 3 - 5

Clases 0,1 - 0,2 - 0,2S - 0,5 - 0,5S - 1 el error se debe encontrar dentro de los valores establecidos con

cargas en el secundario que van del 25 al 100 %.

Clases 3 y 5 el error es necesario que se encuentre dentro de los márgenes establecidos para cargas del secundario de 50 al 100%. Para este tipo de clase no existe limitante de ángulos.

Debe cumplir los requisitos con cargas con un factor de potencia de 0,8 en atraso excepto en cargas menores a 5VA donde se tomará un factor de potencia igual a la unidad y con un valor mínimo de carga de 1 VA.

Clase	Error de Relación [±%]						Desplazamiento de fase										
							[± Minutos]					[± Centiradianes]					
	Porcentaje de corriente nominal						Porcentaje de corriente nominal					Porcentaje de corriente nominal					
	1	5	20	50	100	120	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	
0,1	-	0.4	0.2	-	0.1	0.1	-	15	8	5	5	-	0.45	0.24	0.15	0.15	
0,2	-	0.75	0.35	-	0.2	0.2	-	30	15	10	10	-	0.9	0.45	0.3	0.3	
0,5	-	1.5	0.75	-	0.5	0.5	-	90	45	30	30	-	2.7	1.35	0.9	0.9	
1	-	3	1.5	-	1	1	-	180	90	60	60	-	5.4	2.7	1.8	1.8	
0,2 S	0.75	0.35	0.2	-	0.2	0.2	30	15	10	10	10	0.9	0.45	0.3	0.3	0.3	
0,5 S	1.5	0.75	0.5	-	0.5	0.5	90	45	30	30	30	2.7	1.35	0.9	0.9	0.9	
3	-	-	-	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
5	-	-	-	5	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabla 6-7 Errores de relación y desplazamiento de fase para transformadores de medición

Casos con corrientes primarias de trabajo continuo superiores a las nominales, se aceptarán clases de 0,1 a 1 siempre y cuando para la máxima corriente del transformador se cumplan los errores indicados para un 120% de la corriente nominal

#### 6.2.5.2. IEEE

En la última versión de la norma se añadieron a la normativa IEEE C57.13 las clases de los transformadores de medición comercial 0,15 y 0,15S.

Exige que los valores deben encontrarse por debajo del factor de corrección del transformador (TCF) con factores de potencia en el secundario de 0,6 en atraso a 1, con una carga del 10 o 5 % dependiendo la clase y del 100% de la carga nominal y en casos que se tengan corrientes superiores de trabajo continuo, se deberá asegurar por los mismo también.

La expresión del TCF con un factor de potencia de 0,6 se escribe como:

$$TCF = RCF - \frac{\beta}{2600}$$

Ecuación 6.1

Siendo RCF = factor de corrección de relación que se obtiene de 1 (± Error de relación/100)

$\beta$  = ángulo en minutos.

Para valores conocidos de RCF los ángulos se pueden escribir como:

$$\beta = 2600 \times (RCF - TCF)$$

*Ecuación 6.2*

De los cuales el TCF se toman los puntos máximos y mínimos indicados en la tabla.

Clase de medición	100 % In		10 % In		5 % In	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
0.15S	0.9985	1.0015	-	-	0.9985	1.0015
0.15	0.9985	1.0015	-	-	0.9970	1.0030
0.15N	0.9985	1.0015	0.9970	1.0030	-	-
0.3S	0.9970	1.0030	-	-	0.9970	1.0030
0.3	0.9970	1.0030	0.9940	1.0060	-	-
0.6	0.9940	1.0060	0.9980	1.0120	-	-
1.2	0.9880	1.0120	0.9760	1.0240	-	-

*Tabla 6-8 Clases estandarizadas de transformadores de medida con sus respectivos límites de TCF y RCF con cargas de 0,6 a 1 de factor de potencia en atraso*

## 6.2.6. CLASES DE PRECISIÓN DE TRANSFORMADORES DE PROTECCIÓN.

### 6.2.6.1. IEC

El error compuesto viene dado por:

$$\epsilon_c = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T (k_n i_2 - i_1)^2 dt}}{I_1} \times 100\%$$

*Ecuación 6.3*

Siendo:

$k_n$  = Relación nominal

$I_1$  = Valor de corriente que circula en el primario en (r.m.s.)

$I_1$  = Valor de corriente instantáneo del primario

$I_2$  = Valor de corriente instantáneo del secundario

$T$  = Duración de un ciclo

#### 6.2.6.1.1. Subclase P

Se tienen valores estándares de factores de límites de precisión (ALF), los mismos son:

5 - 10 - 15 - 20 - 30

Las clases se designan con el error compuesto más elevado seguido por la letra P (protección) y el valor de ALF. Los errores compuestos son de 5 y 10.

Se debe asegurar la clase para una carga con un factor de potencia de 0,8 inductiva excepto casos en los cuales la carga nominal del secundario sea menor a 5 VA en ese caso se usará una carga resistiva pura.

Clase	Error de relación a corriente primaria nominal [±%]	Desplazamiento de fase a corriente primaria nominal		Error compuesto a la corriente primaria del límite de precisión [±%]
		[± Minutos]	[± Centiradianes]	
5P y 5PR	1	60	1,8	5
10P y 10PR	3	-	-	10

Tabla 6-9 Errores permisibles para TI clase P y PR

#### 6.2.6.1.2. Subclase PR

Similar a la subclase P, solamente que los TI se deben indicar con las siglas PR (indicando Protección baja Remanencia).

El factor de remanencia no debe superar el 10 %.

Se puede solicitar que se indique la constante de tiempo del secundario del transformador como la resistencia de bobinado del mismo.

#### 6.2.6.1.3. Subclase PX y PXR

Son equipos de diseño específico a pedido del usuario.

Para la clase PX el error de relación no debe exceder  $\pm 0,25\%$ . Para la clase PXR el error de relación no debe superar el  $\pm 1\%$  y el factor de remanencia no debe ser mayor al  $\pm 10\%$ .

#### 6.2.6.1.4. Subclase TP para respuesta transitoria

Cuando el ciclo de operación especificado (o un ciclo de trabajo correspondiente con el factor de dimensionamiento transitorio  $K_{td}$ ) se le aplica a un transformador de corriente conectado a una carga resistiva, los errores transitorios  $\hat{\varepsilon}$  (para TPY y TPX) o  $\hat{\varepsilon}_{ac}$  (para TPZ) no deben superar los siguientes valores.

Clase	A corriente nominal primaria			Error transitorio bajo las condiciones de operación especificadas
	Error de relación [±%]	Desplazamiento de fase		
		[ Minutos]	[Centiradianes]	
TPY	0,5	$\pm 30$	$\pm 0,9$	10 %
TPX	1,0	$\pm 60$	$\pm 1,8$	10 %
TPZ	1,0	$180 \pm 18$	$5,3 \pm 0,6$	10 %

Tabla 6-10 Límites de tolerancia de errores transitorios para Subclase TP

El límite del factor de remanencia para núcleos TPY y TPZ es de 10% y para núcleos TPX no tiene límite.

#### 6.2.6.2 IEEE

Se tienen 3 clasificaciones principales C, T y X; esta última es para definición del usuario, el cual debe indicar la tensión de rodilla junto con la corriente que produce y una resistencia de secundario máxima referida a 75°.

Las primeras 2 se diferencian por la influencia que tiene el flujo disperso en la relación del TI, en los clase C no tiene un efecto apreciable, en contrario si lo tiene en los clase T.

Tanto la clase C como la T se indican con una tensión en bornes que viene dada por la tensión que tendría el secundario con una corriente de 20 veces  $I_n$ , para una corriente de secundario fija, la tensión está directamente relacionada con la carga del secundario.

Clase	Límites de error de relación	
	@ $I_n$	@20 x $I_n$
Clase C y T	3%	10%
Clase X	1%	Definido por el usuario

Tabla 6-11 Errores admitidos para TI de protección IEEE

En la última revisión de la norma se eliminó la clase K que tenía ciertas similitudes con la clase C.

También reconoce como TI para régimen transitorio a los TPX, TPY y TPZ de la norma IEC 61689.

#### 6.2.7. Intensidades de cortocircuito.

Según la norma IEC se debe indicar la corriente de  $I_{th}$  que es la intensidad límite térmica nominal que puede soportar el equipo por cierto período de tiempo sin que se vea afectado su funcionamiento. El tiempo estándar es de 1s. Esta debe ser superior a la corriente de cortocircuito del sistema.

Luego indica que la corriente dinámica que debe soportar debe ser de por lo menos 2,5  $I_{th}$ . La corriente dinámica tiene en cuenta los valores picos que puede soportar el transformador en su circuito primario con el secundario cortocircuitado sin sufrir daños.

La norma IEEE indica prácticamente lo mismo para el límite térmico. La corriente de cortocircuito que debe soportar durante 1 segundo, con el secundario cortocircuitado sin tener temperaturas que superen los valores permisibles.

La temperatura de los bobinados será calculada mediante:

$$\frac{I}{A} = \sqrt{\frac{[C \times (T + 20)]}{[2 \times \rho_{20} \times t]} \times \ln \left[ \frac{\left(\frac{T + \theta_m}{T + \theta_s}\right)^2 + K}{1 + K} \right]}$$

Ecuación 6.4

Siendo:

$I$  = Corriente de cortocircuito en amperes

$A$  = Sección del conductor en  $\text{cm}^2$

$C$  = Capacidad térmica promedio por unidad de volumen en  $\text{Ws}/(^{\circ}\text{C cm}^3)$

$\rho_{20}$  = Resistencia específica en  $\text{Ohm cm}$

$t$  = Duración del cortocircuito

$T$  = 234,5  $^{\circ}\text{C}$  para el cobre y 225  $^{\circ}\text{C}$  para el aluminio

$\theta_s$  = Temperatura inicial en  $^{\circ}\text{C}$

$\theta_m$  = Temperatura máxima en  $^{\circ}\text{C}$

$K$  = Ratio de las pérdidas parásitas del conductor debido a las pérdidas dc  $I^2R$  del bobinado a la temperatura inicial

Dependiendo del tipo de Elevación de temperatura soportada se obtiene para el cobre y el aluminio los siguientes valores de  $I/A$ :

Material	Elevación de 55 °C	Elevación de 65 °C	Elevación de 80 °C
Aluminio	8110	7430	5940
Cobre	14260	13420	11660

Tabla 6-12 Valores admisibles de corriente por superficie de conductor

Siendo  $I$  corriente de cortocircuito y  $A$  la superficie mínima del conductor por el cual circulará dicha corriente, expresadas en  $A/cm^2$ .

La temperatura límite será de 250 °C para el cobre o 200 °C para el aluminio, con ciertas excepciones donde se permitirán 250 °C para este último.

Si el valor de 1 segundo no es dependiente de la saturación del núcleo la intensidad límite térmica para cualquier valor hasta los 5 s se determinará dividiendo la corriente a 1s por la raíz cuadrada del número especificado de segundos.

La intensidad límite dinámica es denominado como intensidad límite mecánica y tiene un valor de 2.7 para la normativa americana.

#### 6.2.8. Marcado o designación de bornes

En la norma IEC se utiliza la letra P para la demarcación de bornes primarios y la letra S para bornes secundarios. También se tiene la letra C para la denominación de bornes primarios cuando se tiene más de una relación y la misma se logra a través de distintas interconexiones. A modo de ejemplo se presenta la siguiente imagen.

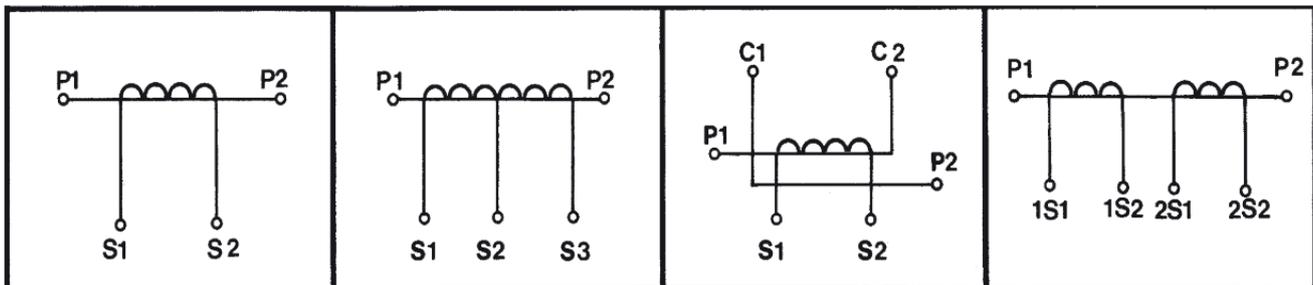


Fig. 6.2 Demarcación de bornes acorde a normativa IEC

IEEE indica que cuando la polaridad es indicada mediante letras. La letra H seguida por una codificación numérica que comienza en 1 se usará para los bobinados primarios, para los bobinados secundarios las letras X, Y, Z, W, V, U, etc se usarán para los secundarios en el caso de que se tengan múltiples bobinados secundarios con su correspondiente denominación numérica.

#### 6.2.9. Placa característica

##### 6.2.9.1. IEC

- Nombre del fabricante o marca identificable del mismo
- Año de manufactura junto con un número serial y/o una designación de tipo (preferentemente las 2)
- Frecuencia nominal
- Tensión máxima del equipo
- Nivel de aislación nominal
- Categoría de temperatura

- Clase de requerimientos mecánicos (para tensiones  $U_m > 72$  kV)
- Clase de aislación si difiere de clase A
- Tipo de fluido aislante
- Presión de llenado nominal
- Presión mínima de funcionamiento
- Masa del fluido aislante o su volumen
- Corriente nominal primaria y secundaria
- Intensidad de cortocircuito térmica  $I_{th}$
- Intensidad de cortocircuito dinámica  $I_{dyn}$
- Si se tiene más de un secundario el uso que se le va a dar a cada uno asociado a sus terminales (medición, protección)
- La corriente de funcionamiento continuo si es que difiere de la nominal

Para transformadores de medida:

- Clase con Factor de seguridad seguido por la salida del secundario nominal
- En caso que tengan rangos extendidos de precisión se deberán indicar.
- En casos que se tengan rangos extendidos de cargas de secundario se deberán indicar

Para transformadores de protección clase P:

- Clase junto con ALF y consumo secundario nominal

Para transformadores clase PR:

- Clase junto con ALF y consumo secundario nominal
- Si fueron especificados también deberán ser indicados la constante de tiempo del loop secundario y la resistencia del bobinado secundario.

Para transformadores clase PX y PXR:

- La relación nominal
- El punto de rodilla nominal  $E_k = k \times (R_2 + R_C) \times I_{2n}$
- El límite superior de la corriente de excitación en el punto de rodilla
- El límite máximo de la resistencia de bobinado secundario.
- Si fueron especificados los siguientes, también deberán de ser indicados en la placa: factor de dimensionamiento carga de secundario nominal

Para transformadores de régimen transitorio

Consiste de los siguientes 2 elementos

- Parte de Definición (Obligatoria) Es aquella información esencial para determinar si el transformador cumple los requerimientos para un determinado ciclo y constante de tiempo.
- Parte complementaria (Obligatoria en casos donde el ciclo de trabajo es especificado por el cliente.

#### 6.2.9.2. IEEE

- Nombre del fabricante
- Tipo o modelo del fabricante
- Número Serial
- Año de manufactura
- Corriente primaria nominal
- Corriente secundaria nominal
- Tensión nominal del sistema y/o máxima tensión del sistema
- BIL
- Frecuencia nominal
- Intensidad de cortocircuito térmica y mecánica

- Factor térmico de corriente de funcionamiento continuo (RF)
- Nivel de precisión
- Estándar aplicable
- Si son de aislación en aceite se debe indicar que no contiene PCB

## 6.2.10. Ensayos

## 6.2.10.1. IEC

<b>Ensayo o medición</b>	<b>Cláusula/ Subcláusula*</b>
<b>Ensayos de Tipo</b>	<b>7.2</b>
Elevación de temperatura	7.2.2
Tensión de impulso en bobinados primarios	7.2.3
Ensayos bajo lluvia para transformadores de exterior	7.2.4
Pruebas de compatibilidad electromagnética	7.2.5
Ensayos concernientes a la precisión	7.2.6
Verificación del grado de protección del recinto exterior	7.2.7
Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.2.8
Prueba de presión del recinto	7.2.9
Ensayo de cortocircuito en el secundario	7.2.201
<b>Ensayos de Rutina</b>	<b>7.3</b>
Tensión aplicada a frecuencia industrial	7.3.1
Medición de descargas parciales	7.3.2
Tensión aplicada a frecuencia industrial entre secciones	7.3.3
Tensión aplicada a frecuencia industrial en terminales secundarios	7.3.4
Ensayos relacionados a la precisión	7.3.5
Verificación del marcado de bornes	7.3.6
Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.3.7
Prueba de presión del recinto	7.3.8
Determinación de resistencia del bobinado secundario	7.3.201
Determinación de la constante de tiempo del secundario	7.3.202
Ensayo de punto de quiebre nominal y corriente de excitación nominal en el punto de quiebre	7.3.203
Ensayo de sobretensión entre espiras	7.3.204
<b>Ensayos Especiales</b>	<b>7.4</b>
Tensión de impulso recortada en bobinados primarios	7.4.1
Tensión de impulso recortada múltiple en bobinados primarios	7.4.2
Medida de capacidad y factor de disipación dieléctrica	7.4.3
Ensayo de sobretensión transmitida	7.4.4
Ensayos mecánicos	7.4.5
Ensayo de arco interno	7.4.6

Verificación de hermeticidad del recinto a temperaturas bajas y elevadas	7.4.7
Ensayo de punto de rocío del gas	7.4.8
Ensayo de corrosión	7.4.9
Ensayos de peligro de incendio	7.4.10
<b>Ensayos de muestreo</b>	<b>7.5</b>
Determinación del factor de remanencia	7.5.1
Determinación del factor de seguridad (FS) de transformadores de medición	7.5.2

Tabla 6-13 Ensayos para transformadores de corriente según IEC

\* Cláusulas y subcláusulas que se encuentran en IEC 61869-1:2007 e IEC 61869-2:2012

#### 6.2.10.2. IEEE

Ensayo o medición	Subcláusula de referencia*	Tipo de ensayo
capacidad y factor de potencia	4.7	Rutina
Tensión aplicada	4.5d), 4.5e), 4.5f) y 8.5.3	Rutina
Descargas parciales	8.6 R y 11.4 T	Rutina/Tipo
Tensión inducida	6.7.2 y 8.5.4	Rutina
Sobretensión entre espiras	12.3	Tipo
Polaridad	8.3 y 9.4	Rutina
Precisión	Figura 7, 8.1 y 9.1	Rutina
Excitación	Figura 7 y 8.2.3	Rutina
Error compuesto	8.2.3.1	Rutina
Resistencia	8.4	Rutina
Impedancia	8.2 y 9.3	Tipo
Límite térmico de corto plazo	11.1 y 13.1	Tipo
Elevación de la temperatura	11.2 y 13.2	Tipo
Impulso	11.3	Tipo
Ensayos bajo lluvia (para transformadores destinados a intemperie)	11.5	Tipo
Prueba de aislación de tierra	11.6	Tipo

Tabla 6-14 Ensayos para transformadores de corriente según IEEE

\*Subcláusula dentro de la IEEE C57.13 - 2016

Para tensiones superiores a 115 kV se encuentra la normativa C57.13.5, con procedimientos específicos. Los mismos siguen la línea de los ensayos que presenta C57.13 pero con ciertas modificaciones en el método de ensayo.

## 6.3. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS

Se debe mencionar que la norma IEEE hace una distinción de 5 grupos distintos de transformadores de tensión.

- **Grupo 1:** son para aplicaciones en donde el 100% de la tensión nominal es aplicada a través del primario ya sea fase-fase o fase-tierra. Deberán poder trabajar a un 125 % de su valor nominal por 8 hs siempre y cuando la carga del secundario no exceda el 64% del límite térmico del mismo.
- **Grupo 2:** Son diseñados principalmente para trabajar línea a línea y pueden ser utilizados para fase-tierra o fase-neutro con tensiones de  $1/\sqrt{3}$ . Nótese que la capacidad térmica de la carga se verá reducida.
- **Grupo 3:** Solamente aptos para conexión fase-tierra y pueden tener solo 2 secundarios. Pueden tener terminales tipo neutro aislado o neutro puesto a tierra. Las tensiones nominales 92/161 kV Grd Y, deberán ser capaces de ser sometidos a una tensión  $\sqrt{3}$  veces superior a la nominal por un tiempo de un minuto sin superar los 175 °C para cobre y 125 °C para aluminio, luego para tensiones 138/220 kV Grd Y hasta 140% con las mismas limitaciones y para el resto de las tensiones nominales, trabajar de manera continua a un 110% de la tensión nominal sin exceder los límites térmicos del equipo.
- **Grupo 4:** Son para conexiones fase-tierra solamente. Pueden tener terminales tipo neutro aislado o neutro aterrado. Deberán ser capaces de trabajar de manera continua con 1,1 veces la tensión nominal sin que se excedan los límites térmicos de los equipos. Se divide en 2 subgrupos 4A y 4B, el grupo 4A es apto para trabajar al 100% de la tensión nominal, el grupo 4B es apto para trabajar a aprox. 58% de la misma. Además, los transformadores pertenecientes al grupo 4A deberán ser capaces trabajar a un 125% de su valor nominal por 8 hs siempre y cuando la carga del secundario no exceda el 64% de su límite térmico.
- **Grupo 5:** aptos para conexiones fase-tierra, uso en interiores y sistemas puestos a tierra solamente. Pueden tener terminales tipo neutro aislado o puesto a tierra. Deberán ser capaces de ser sometidos a una tensión 1,4 veces superior a la nominal por un tiempo de un minuto sin superar los 175 °C para cobre y 125 °C para aluminio y trabajar de manera continua a un 110% de la tensión nominal sin exceder los límites térmicos del equipo.

### 6.3.1. TENSIONES PRIMARIAS ASIGNADAS

La norma IEC 61869 no asigna tensiones nominales de uso a los transformadores de tensión, pero se basa en los límites máximos y teniendo en cuenta la norma IEC 60038 se presentan algunos valores en la siguiente tabla.

Tensión nominal de aislamiento $U_m$ [kV]	Tensiones primarias asignadas [kV]
12	11
17,5	13,2-16,5
24	22
36	27,5-33
52	44
72,5	55-66
123	110
145	132
245	220
420	380-400
550	500

Tabla 6-15 Niveles de tensión asignados según norma IEC

Los valores estándares para transformadores monofásicos conectados entre línea y tierra o entre neutro y tierra, el valor nominal será  $1/\sqrt{3}$  el indicado en la tabla.

Cada grupo tiene asignados niveles de tensión.

- **Grupo 1** desde 120/280 hasta 14400/24940 Y V
- **Grupo 2** desde 0,12 hasta 69 kV
- **Grupo 3** desde 14,4/24,94 hasta 431/750 Grd Y kV
- **Grupo 4A** desde 2,4/4,16 hasta 8,4/14,4 Grd Y kV
- **Grupo 4B** desde 4,16/4,16 hasta 14,4/14,4 Grd Y kV
- **Grupo 5** desde 7,2/12,47 hasta 20,125/34,5 Grd Y kV

### 6.3.2. TENSIONES SECUNDARIAS ASIGNADAS

La norma IEC admite como valores de tensiones de secundario nominales:

Basados en un grupo de países de la comunidad europea se admiten 100 y 110 V, con 200 V para circuitos secundarios extendidos.

Basados en Estados Unidos y Canadá 120 V para sistemas de distribución, 115 V para sistemas de transmisión y 230 V para circuitos secundarios extendidos.

Los valores son considerados estándar para transformadores monofásicos en sistemas monofásicos o conectados fase-fase en sistemas trifásicos o para transformadores trifásicos.

Para transformadores monofásicos de uso en sistemas trifásicos donde su tensión de fase-tierra es de  $1/\sqrt{3}$  veces la nominal, la nominal de los secundarios será la indicada previamente dividida por  $\sqrt{3}$ , manteniendo así la relación nominal de transformación.

Para transformadores de tensión residual, cuyo propósito es la conexión en delta abierto, se aceptan las tensiones 100 - 110 y 200 (esta última como no preferida) y las mismas divididas por  $\sqrt{3}$  o 3.

La norma IEEE admite los valores de secundario 120 V hasta 25 kV inclusive y 115 V para tensiones por encima de 25 kV.

### 6.3.3. RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN NOMINALES

La norma IEC no expresa valores de relación para transformadores de tensión. Teniendo en cuenta que la misma puede variar con los niveles de tensión primario y secundario se puede lograr un gran número de relaciones.

IEEE en cambio para cada tensión nominal por grupo presenta una única relación de transformación nominal.

### 6.3.4. FACTOR DE TENSIÓN

Los factores de tensión se pueden ver en los distintos grupos a los que pertenecen a la norma IEEE en el principio de la sección 6.3.

Para la norma IEC el factor de tensión es determinado por el máximo nivel de tensión en la que puede operar el equipo, que es dependiente del sistema y el conexionado a tierra del bobinado primario del transformador.

Factor de tensión	Tiempo asignado	Modo de conectar el arrollamiento primario y condiciones de puesta a tierra de la red
1,2	Continuo	Entre fases en cualquier red Entre el centro de estrella del transformador y cualquier tierra de la red.
1,2	Continuo	Entre fase y tierra en una red con el neutro efectivamente puesto a tierra (IEC 61869-1:2007 3.2.7.a)
1,5	30 s	
1,2	Continuo	Entre fase y tierra en una red con neutro no efectivamente puesto a tierra (IEC 61869-1:2007 3.2.7.b) con eliminación automática de fallas a tierra
1,9	30 s	
1,2	Continuo	Entre fase y tierra en una red con neutro aislado (IEC 61869-1:2007 3.2.4), sin eliminación automática del defecto a tierra, o en una red compensada por bobina de extinción (IEC 61869-1:2007 3.2.5), sin eliminación automática del defecto a tierra
1,9	8 h	

Tabla 6-16 Factor de tensión acorde a la normativa IEC

### 6.3.5. POTENCIA NOMINAL

La norma IEC para circuitos con un factor de potencia de 1, la potencia nominal es de:

1 - 2,5 - 5 - 10 VA (Denominadas Cargas Rango I)

Circuitos con un factor de potencia de 0,8 en atraso, la potencia nominal es de:

10 - 20 - 50 - 100 VA (Denominadas Cargas Rango II)

Para transformadores trifásicos la salida nominal será la indicada por fase.  
En cambio, la normativa IEEE presenta los siguientes valores en formato de tabla.

Características en cargas secundarias		
Designación	Potencia [VA]	Factor de potencia
W	12.5	0.1
X	25	0.7
M	35	0.2
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

Tabla 6-17 Cargas nominales para TV acorde a IEEE

### 6.3.6. CLASES DE PRECISIÓN PARA TRANSFORMADORES DE MEDIDA

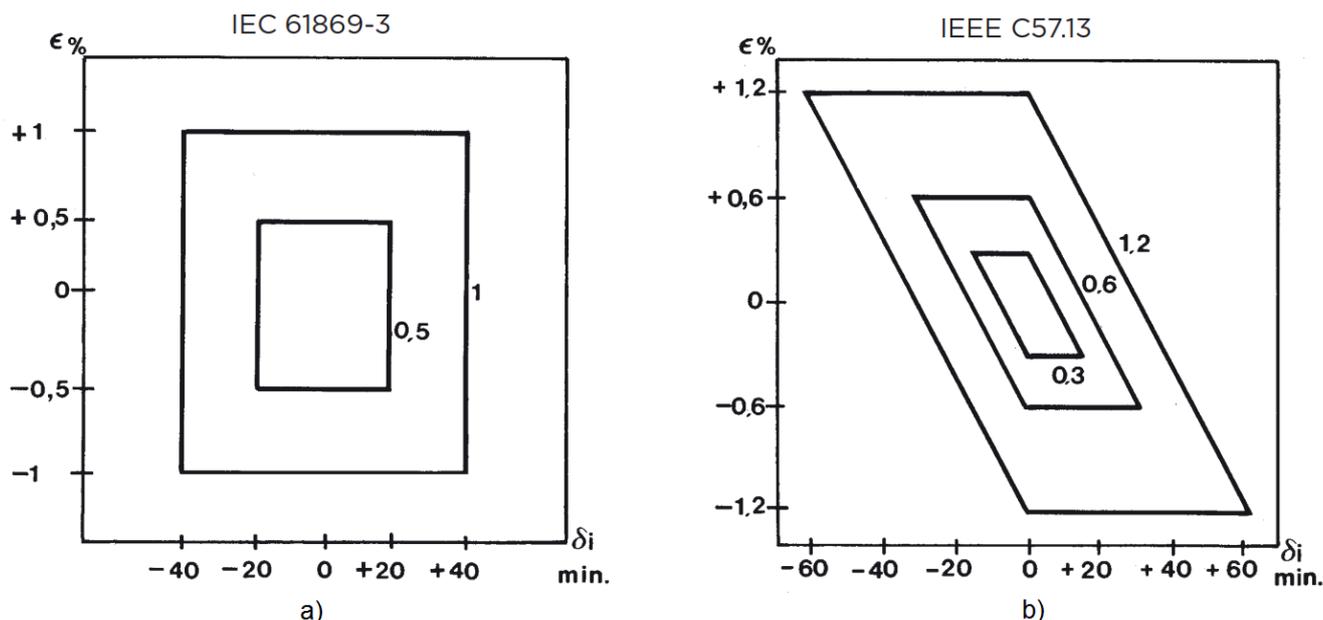


Fig. 6.3 Representación gráfica de las clases con sus errores porcentuales y desplazamiento de fase permitidos según norma. a) IEC. b) IEEE (Berrostequieta & Enzunza, 2013)



Como los arrollamientos de medición y protección se encuentran en el mismo núcleo de hierro los errores no son independientes el uno del otro y el porcentaje de carga en uno de los bobinados afecta a la precisión del resto.

#### 6.3.6.1. IEC

La clase se indica con el error porcentual permisible para la tensión nominal y carga nominal del secundario. Las clases son:

0,1 - 0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0

El error de tensión y desplazamiento de fase no podrá exceder los valores de la tabla a continuación, en cualquier tensión que se encuentre entre un 80 y 120 por ciento de la nominal, con las siguientes cargas:

- 0-100 % para Cargas Rango I
- 25-100 % para Cargas Rango II

Clase	Error de tensión porcentual $\epsilon_u$ [± %]	Desplazamiento de fase	
		[± Minutos]	[± Centiradianes]
0,1	0,1	5	0,15
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	No especificado	No especificado

Tabla 6-18 Límites de error y desplazamiento de acuerdo a la clase según IEC

Los errores deben ser determinados luego de fusibles o resistores que se encuentren en el sistema. Si se tienen taps en el secundario la clase se asigna al de mayor relación de transformación, a menos

que se indique lo contrario.

### 6.3.6.2. IEEE

Para transformadores de tensión la clase se debe verificar para cargas que van desde cero hasta la carga especificada con su respectivo factor de potencia y con cualquier tensión que varía entre el 90 y 110% de la nominal.

La expresión del TCF con un factor de potencia de 0,6 se escribe como:

$$TCF = RCF + \frac{\gamma}{2600}$$

*Ecuación 6.5*

$\gamma$  = ángulo en minutos

Nótese que en este caso el signo es positivo a diferencia de los transformadores de corriente. Para valores conocidos de RCF los ángulos se pueden escribir como:

$$\gamma = 2600 \times (RCF + TCF)$$

*Ecuación 6.6*

De los cuales el TCF se toman los puntos máximos y mínimos indicados en la tabla del punto 6.2.5.2 de la Tabla 6 8. No se tiene las clases de medición comercial 0,15S, 0,3S como así tampoco la clase 0,15N.

Nótese que en este caso el signo es positivo.

A menos que se indique específicamente con un @ la carga nominal a la cual está asociada la clase, por ejemplo 0,3@Y, se deberá asegurar la precisión para todas las cargas nominales previas.

Si se tiene más de un secundario la carga indicada en la precisión del equipo será la carga total del mismo.

### 6.3.7. CLASES DE PRECISIÓN PARA TV DE PROTECCIÓN

La norma IEEE no diferencia entre TV de protección o de medición.

IEC indica que la clase de la precisión tiene el mismo valor que el máximo error porcentual permitido para las tensiones indicadas en los próximos párrafos, seguido por la letra P de protección.

Los valores estándar de clases de precisión son 3P y 6P.

El error de tensión y desplazamiento de fase no podrá exceder los valores de la tabla a continuación, en cualquier tensión que se encuentre entre un 5% de la tensión nominal (para niveles de tensión del 2% los errores deben ser como máximo el doble que para 5 %) hasta la tensión correspondiente a la indicada por el factor de tensión asignado, con las siguientes cargas:

- 0-100 % para Cargas Rango I
- 25-100 % para Cargas Rango II

Clase	Error de tensión porcentual $\epsilon_u$ [± %]	Desplazamiento de fase	
		[± Minutos]	[± Centiradianes]
3P	3	120	3,5
6P	3	240	7

Tabla 6-19 Límites de error y desplazamiento de acuerdo a la clase según IEC para arrollamientos de protección

### 6.3.8. LÍMITE TÉRMICO DE LAS CARGAS

IEC presenta 3 límites térmicos para las cargas nominales que son:

25 - 50 - 100 VA y sus múltiplos decimales

A tensión nominal secundaria con un factor de potencia unitario.

IEEE indica que el fabricante debe indicar el límite máximo que el transformador puede aportar en su secundario sin superar los límites térmicos establecidos previamente. En caso que no se provea de ningún valor en la placa se adoptará la máxima carga para la cual la precisión está asociada.

Cada bobinado tendrá su límite térmico, incluido el primario, si solo se especifica uno será dividido de manera igualitaria entre los secundarios a menos que se indique lo contrario.

### 6.3.9. TENSIÓN SOPORTADA EN EL TERMINAL DE NEUTRO

IEC indica que el terminal de tierra deberá soportar una tensión de corta duración de 3 kV (r.m.s) IEEE para terminales de neutro aislado, la tensión aplicada al primario será de 19 kV para transformadores de exterior con un BIL superior a 110 kV, en los de interior para BIL de 110 kV o menos la tensión a aplicar será de 10 kV, esta tensión se deberá aplicar por 1 s.

En la última edición de la IEEE C57.13.5 - 2019 indica que a los secundarios se le deberá inyectar una tensión de 3 kV por 1 s y luego se deberá medir la aislación con un megóhmetro y la misma no deberá ser menor que 200 MΩ

### 6.3.10. CAPACIDAD DE SOPORTAR CORTOCIRCUITOS

IEC indica que el equipo debe ser capaz de soportar un cortocircuito en el secundario por un tiempo de 1 s, con tensión nominal circulando en el primario.

De manera similar IEEE presenta las mismas exigencias, indicando que las temperaturas que no se deben exceder en los conductores no debe superar los 250 °C para el cobre y 200 °C para el aluminio.

### 6.3.11. DESIGNACIÓN DE BORNES

La norma IEEE utiliza la misma designación de bornes que la indicada para los TI en la sección 6.2.8 Por otro lado, la norma IEC utiliza las letras A, B, C y N, para terminales de bobinados primarios y a, b, c y n para secundarios.

A, B y C son terminales completamente aislados y N indica terminales destinados a ser puesto a tierra (por lo cual tendrá una aislación menor)

La designación da y dn se utiliza en bobinados pensados para uso de tensión residual.

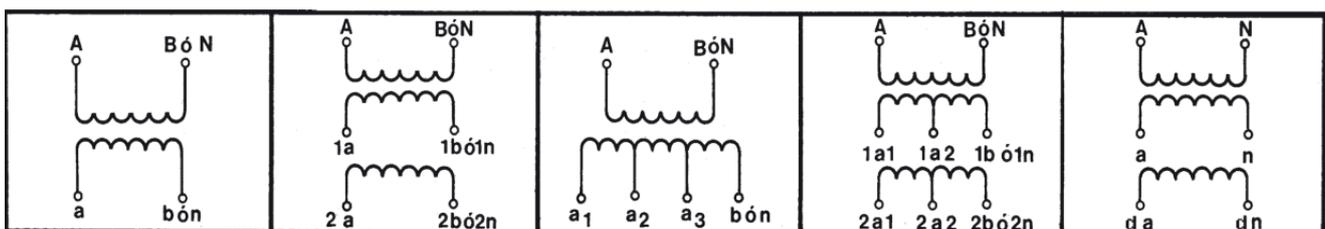


Fig. 6.4 Ejemplos de marcado de bornes para transformadores monofásicos según IEC

## 6.3.12. PLACA CARACTERÍSTICA

### 6.3.12.1. IEC

- Nombre del fabricante o marca identificable del mismo
- Año de manufactura junto con un número serial y/o una designación de tipo (preferentemente las 2)
- Frecuencia nominal
- Tensión máxima del equipo
- Nivel de aislación nominal
- Categoría de temperatura
- Masa en kg (cuando es mayor o igual que 25)
- Clase de requerimientos mecánicos (para tensiones  $U_m > 72$  kV)
- Clase de aislación si difiere de clase A
- Tipo de fluido aislante
- Presión de llenado nominal
- Presión mínima de funcionamiento
- Masa del fluido aislante o su volumen
- Tensión nominal del primario y secundario
- Potencia de salida nominal junto con la clase de precisión correspondiente.
- Factor de tensión junto con el tiempo nominal.

### 6.3.12.2. IEEE

- Nombre del fabricante o marca identificable del mismo
- Tipo de equipo del fabricante
- Número serial del fabricante
- Año de manufactura
- Tensión nominal primaria
- Tensión nominal secundaria.
- BIL
- Frecuencia nominal
- Límite térmico de las cargas a temperatura ambiente (en VA @°C)
- Precisión nominal
- Estándar aplicable
- En el caso de ser transformadores en aceite indicar que no contiene niveles detectables de PCB.
- Potencia de salida nominal junto con la clase de precisión correspondiente.
- Factor de tensión junto con el tiempo nominal.

## 6.3.13. ENSAYOS

### 6.3.13.1. IEC

Ensayo o medición	Cláusula/ Subcláusula*
<b>Ensayos de Tipo</b>	<b>7.2</b>
Elevación de temperatura	7.2.2
Tensión de impulso en bobinados primarios	7.2.3
Ensayos bajo lluvia para transformadores de exterior	7.2.4
Pruebas de compatibilidad electromagnética	7.2.5
Ensayos concernientes a la precisión	7.2.6
Verificación del grado de protección del recinto exterior	7.2.7

Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.2.8
Prueba de presión del recinto	7.2.9
Ensayo de cortocircuito en el secundario	7.2.301
<b>Ensayos de Rutina</b>	<b>7.3</b>
Tensión aplicada a frecuencia industrial	7.3.1
Medición de descargas parciales	7.3.2
Tensión aplicada a frecuencia industrial entre secciones	7.3.3
Tensión aplicada a frecuencia industrial en terminales secundarios	7.3.4
Ensayos relacionados a la precisión	7.3.5
Verificación del marcado de bornes	7.3.6
Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.3.7
Prueba de presión del recinto	7.3.8
<b>Ensayos Especiales</b>	<b>7.4</b>
Tensión de impulso recortada en bobinados primarios	7.4.1
Tensión de impulso recortada múltiple en bobinados primarios	7.4.2
Medida de capacidad y factor de disipación dieléctrica	7.4.3
Ensayo de sobretensión transmitida	7.4.4
Ensayos mecánicos	7.4.5
Ensayo de arco interno	7.4.6
Verificación de hermeticidad del recinto a temperaturas bajas y elevadas	7.4.7
Ensayo de punto de rocío del gas	7.4.8
Ensayo de corrosión	7.4.9
Ensayos de peligro de incendio	7.4.10
<b>Ensayos de muestreo</b>	<b>7.5</b>

Tabla 6-20 Ensayos para transformadores de tensión inductivos según IEC

\* Cláusulas y subcláusulas que se encuentran en IEC 61869-1:2007 e IEC 61869-3:2011

#### 6.3.13.2. IEEE

Ensayo o medición	Subcláusula de referencia*	Tipo de ensayo
Capacidad y factor de potencia	4.7	Rutina
Tensión aplicada	4.5a), 4.5b), 4.5c), 4.5d), 4.5e), 4.5f) y 8.5.3	Rutina
Descargas parciales	8.6 R y 11.4 T	Rutina/Tipo
Tensión inducida	7.9 y 8.54	Rutina
Polaridad	8.3 y 10.3	Rutina
Precisión	7.10, 8.1 y 10.1	Rutina
Excitación	8.2.3	Tipo
Resistencia	8.4	Tipo

Impedancia	8.2 y 10.2	Tipo
Límite térmico de corto plazo	11.1 y 13.1	Tipo
Elevación de la temperatura	11.2 y 13.2	Tipo
Impulso	11.3	Tipo
Ensayos bajo lluvia (para transformadores destinados a intemperie)	11.5	Tipo
Prueba de aislación de tierra	11.6	Tipo

Tabla 6-21 Ensayos para transformadores de tensión según IEEE

\*Subcláusula dentro de la IEEE C57.13 - 2016

Para tensiones superiores a 115 kV se encuentra la normativa C57.13.5, con procedimientos específicos. Los mismos siguen la línea de los ensayos que presenta C57.13 pero con ciertas modificaciones en el método de ensayo.

## 6.4. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN CAPACITIVOS

Esta sección sólo hará referencia a la norma IEC 61869. Aplica a transformadores con tensiones entre fase y tierra  $U_m \geq 72,5$  kV.

Solo se mencionan ciertos puntos de la norma, dejando de lado puntos que fueron cubiertos en transformadores de tensión inductivos, que, si bien los mismos pueden llegar a variar entre los distintos tipos de transformadores, no forma parte del alcance de este escrito.

### 6.4.1. FRECUENCIA NOMINAL

Además de las condiciones estipuladas previamente, el rango de frecuencia nominal debe poder variar entre 99-101% y 96-102% en clases de medición y protección respectivamente, logrando mantener precisiones dentro de las clases establecidas.

### 6.4.2. CAPACIDAD Y FACTOR DE DISIPACIÓN DIELECTRICA

La capacidad de una unidad, una pila y un divisor capacitivo medido con la tensión nominal primaria a temperatura ambiente no deberá variar más que los límites -5/10%. Así también la relación de 2 unidades que forman una pila no deberá variar más que el 5% de la relación recíproca de tensiones nominales de las unidades.

Valores aceptables de factor de disipación expresados en  $\tan\delta$  medidas a tensión nominal primaria son para distintos tipos de capacitores:

- Papel  $\leq 5 \times 10^{-3}$
- Mixto film-papel-film y papel-film-papel  $\leq 2 \times 10^{-3}$
- Film  $\leq 1 \times 10^{-3}$

### 6.4.3. CLASES DE PRECISIÓN

#### 6.4.3.1. Medición

La clase se designa con el máximo error permitido a tensión nominal con carga secundaria nominal asignada. Los valores normalizados son:

0,2 - 0,5 - 1,0 - 3,0

El error porcentual de la relación de tensión y desplazamiento de fase no deberá exceder los valores indicados en la siguiente tabla para todo el rango de medición para Cargas Rango I entre el 25% y el total de la carga para Cargas Rango II. Los errores serán medidos en los terminales transformador y deberán incluir los efectos de resistores y fusibles que formen parte de la provisión.

Clase	Error de tensión porcentual $\epsilon_u$ [± %]	Desplazamiento de fase	
		[± Minutos]	[± Centiradianes]
0,2	0,2	10	0,3
0,5	0,5	20	0,6
1,0	1,0	40	1,2
3,0	3,0	No especificado	No especificado

Tabla 6-22 Errores de relación porcentual y desplazamiento de fase para TTC según IEC

#### 6.4.3.2. Protección

La clase de un TTC de protección será designada como el máximo error porcentual de tensión permisible para un rango de tensión del 5% de la tensión nominal a el factor de tensión correspondiente al equipo. Esta expresión es seguida por la letra P.

También se tienen en cuenta 3 clases para desempeño en transitorio: T1, T2 y T3. Las clases son:

3P - 6P

El error de tensión y desplazamiento de fase no podrá exceder los valores de la tabla a continuación, en cualquier tensión que se encuentre entre un 5% de la tensión nominal (para niveles de tensión del 2% los errores deben ser como máximo el doble que para 5 %) hasta la tensión correspondiente a la indicada por el factor de tensión asignado, con las siguientes cargas:

- 0-100 % para Cargas Rango I
- 25-100 % para Cargas Rango II

Clase	Error de tensión porcentual $\epsilon_u$ [± %]	Desplazamiento de fase	
		[± Minutos]	[± Centiradianes]
3P	3	120	3,5
6P	3	240	7

Tabla 6-23 Límites de error y desplazamiento de acuerdo a la clase según IEC para TTC de protección

#### 6.4.4. FERRORESONANCIA

A cualquier nivel de tensión menor a la indicada por el factor de potencia a cualquier nivel de carga entre 0 y 100%, luego de que se induzca la ferresonancia en el TTC, debido a operaciones de maniobra de los equipos o transitorios en el primario o secundario del equipo, la misma no deberá ser sostenida en el tiempo. Por lo cual se indica el error máximo permitido en las siguientes tablas.

Tensión primaria $U_P$	Duración de la oscilación de ferresonancia $T_F$ [s]	Error $\varepsilon_F$ luego de $T_F$ [%]
0,8 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,0 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,2 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,5 $U_n$	$\leq 2$	$\leq 10$

Tabla 6-24 Error máximo admitido para sistemas con el neutro efectivamente puesto a tierra

Tensión primaria $U_P$	Duración de la oscilación de ferresonancia $T_F$ [s]	Error $\varepsilon_F$ luego de $T_F$ [%]
0,8 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,0 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,2 x $U_n$	$\leq 0,5$	$\leq 10$
1,9 $U_n$	$\leq 2$	$\leq 10$

Tabla 6-25 Error máximo admitido para sistemas con el neutro no efectivamente puesto a tierra o aislado

#### 6.4.5. RESPUESTA TRANSITORIA

La característica de la respuesta transitoria viene dada por la relación de la tensión del secundario a un tiempo específico  $T_S$  luego de aplicarle al primario un cortocircuito cuando se alcanza el valor de tensión pico en el secundario (teniendo en cuenta el factor de tensión) y antes de la aplicación del cortocircuito.

La norma lo que expresa es que la tensión secundaria transcurrido el tiempo  $T_S$  no debe ser mayor que un valor indicado, a esto lo expresa en forma de ratio en la siguiente tabla.

$$\text{Ratio} = \left[ \frac{U_S(t)}{\sqrt{2} \times U_S} \right] \times 100\%$$

Ecuación 6.7

Tiempo $T_F$ [s]	Ratio según clase		
	3PT1 6PT1	3PT2 6PT2	3PT3 6PT3
$10 \times 10^{-3}$	-	$\leq 25$	$\leq 4$
$20 \times 10^{-3}$	$\leq 10$	$\leq 10$	$\leq 2$
$40 \times 10^{-3}$	$\leq 10$	$\leq 2$	$\leq 2$
$60 \times 10^{-3}$	$\leq 10$	$\leq 0,6$	$\leq 2$
$90 \times 10^{-3}$	$\leq 10$	$\leq 0,2$	$\leq 2$

Tabla 6-26 Respuesta transitoria y clases para TTC acorde IEC

#### 6.4.6. PLACA CARACTERÍSTICA

Se deberán indicar, las siguientes características (además de las expresadas para transformadores inductivos):

- Capacidad nominal del divisor capacitivo
- Capacidad nominal del capacitor de alta tensión
- Capacidad nominal del capacitor de tensión intermedia
- Número de unidades

- Aceite del capacitor divisor (tipo y masa)
- Aceite de la unidad electromagnética (tipo y masa)
- Corriente I: conexión A1 - A2
- Carga máxima simultánea para bobinados de un TTC completo teniendo en cuenta la clase
- Tipo de respuesta transitoria (solo para los de protección)

Accesorios de onda portadora si es que forman parte del equipo:

- Bobina de drenaje
- Limitador de tensión
- BIL 1,2/50  $\mu$ s

#### 6.4.7. ENSAYOS

Ensayo o medición	Cláusula/ Subcláusula*
<b>Ensayos de Tipo</b>	<b>7.2</b>
Elevación de temperatura	7.2.2
Tensión de impulso en bobinados primarios	7.2.3
Ensayos bajo lluvia para transformadores de exterior	7.2.4
Pruebas de compatibilidad electromagnética	7.2.5
Ensayos concernientes a la precisión	7.2.6
Verificación del grado de protección del recinto exterior	7.2.7
Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.2.8
Prueba de presión del recinto	7.2.9
Capacidad y tangente de delta a frecuencia industrial	7.2.501
Ensayo de resistencia a cortocircuito	7.2.502
Ensayo de ferresonancia	7.2.503
Ensayo de respuesta transitoria (TTC de protección)	7.2.504
Ensayos de tipo para accesorios de onda portadora	7.2.505
<b>Ensayos de Rutina</b>	<b>7.3</b>
Tensión aplicada a frecuencia industrial	7.3.1
Medición de descargas parciales	7.3.2
Tensión aplicada a frecuencia industrial entre secciones	7.3.3
Tensión aplicada a frecuencia industrial en terminales secundarios	7.3.4
Ensayos relacionados a la precisión	7.3.5
Verificación del marcado de bornes	7.3.6
Verificación de hermeticidad del recinto a temperatura ambiente	7.3.7
Prueba de presión del recinto	7.3.8
Chequeo de ferresonancia	7.3.501
Ensayos de rutina para accesorios de onda portadora	7.3.502
<b>Ensayos Especiales</b>	<b>7.4</b>
Tensión de impulso recortada en bobinados primarios	7.4.1
Tensión de impulso recortada múltiple en bobinados primarios	7.4.2

Medida de capacidad y factor de disipación dieléctrica	7.4.3
Ensayo de sobretensión transmitida	7.4.4
Ensayos mecánicos	7.4.5
Ensayo de arco interno	7.4.6
Verificación de hermeticidad del recinto a temperaturas bajas y elevadas	7.4.7
Ensayo de punto de rocío del gas	7.4.8
Ensayo de corrosión	7.4.9
Ensayos de peligro de incendio	7.4.10
Determinación del coeficiente de temperatura ( $T_C$ )	7.4.501
Hermeticidad de las unidades de capacitores	7.4.502
<b>Ensayos de muestreo</b>	<b>7.5</b>

Tabla 6-27 Ensayos para transformadores de tensión capacitivos según IEC

\* Cláusulas y subcláusulas que se encuentran en IEC 61869-1:2007 e IEC 61869-5:2011

# 7. TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE USOS ESPECIALES

## 7.1. TRANSFORMADORES COMBINADOS

Son los aparatos, que dentro de una misma envolvente contienen un transformador de tensión y un transformador de intensidad.

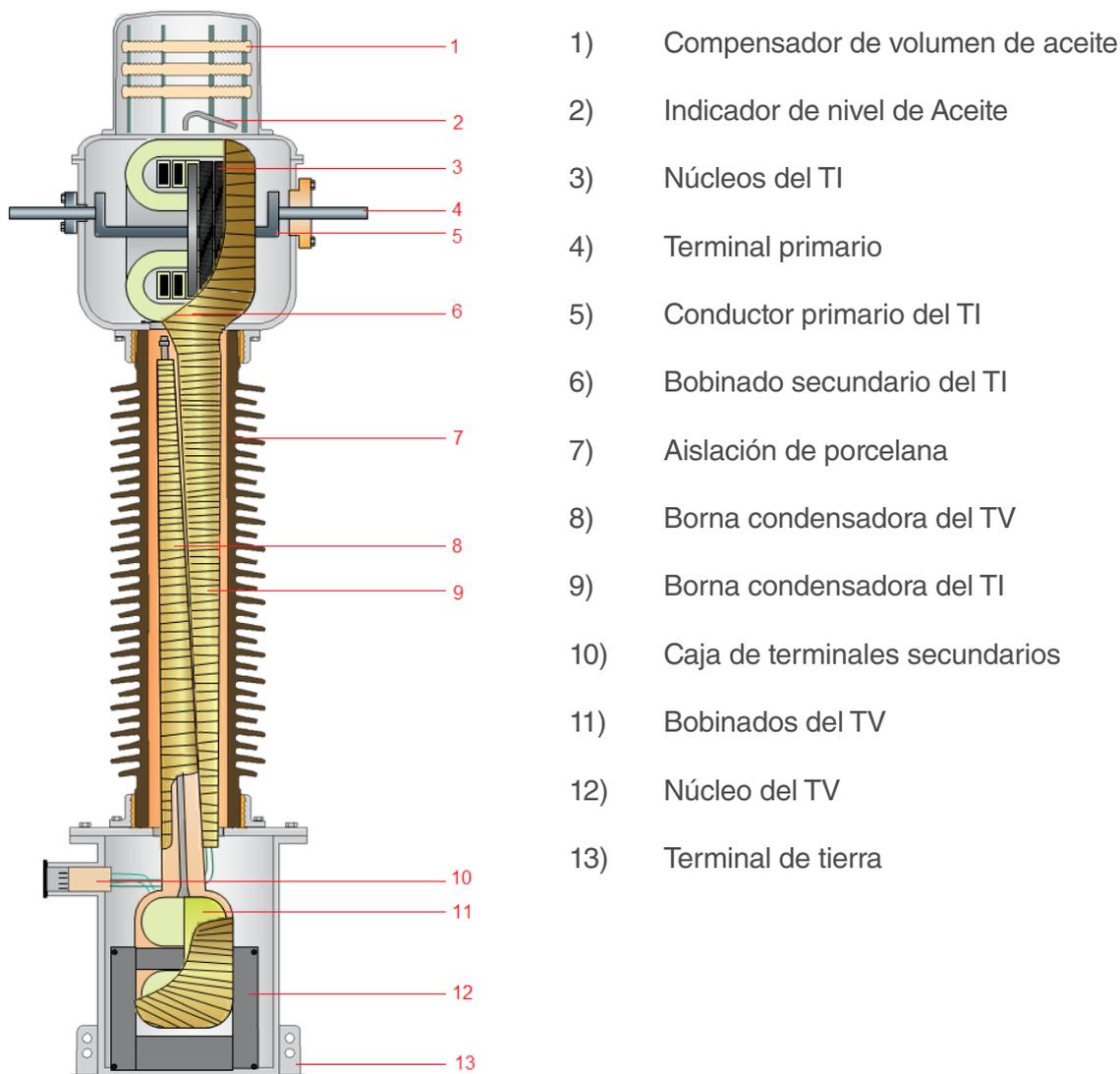
Esta construcción tiene ciertas ventajas económicas, especialmente en alta tensión, donde la porcelana juega un papel importante en el costo del transformador de medida.

También tiene importancia en ciertos casos el menor espacio ocupado en la subestación.

En la parte superior está el TI, y en la inferior el TV, debido a la proximidad entre ambos, los campos eléctricos se influyen mutuamente a la hora de hacer sus respectivas medidas; por tal motivo se debe realizar un diseño más crítico para conseguir la misma precisión en la medida que los TI y los TV logran por separado. También hay que tener presente que, si por cualquier razón se avería el uno de ellos, al retirar de servicio el transformador, nos quedaríamos sin ambos.

Dentro de las desventajas que poseen es su tamaño limitado del núcleo de corriente y son menos flexibles que los específicos.

Dentro de las normativas IEC cuentan con una normativa dedicada cuyo análisis excede el alcance del presente cuaderno. La normativa es IEC 61869-4:2013 Instrument transformers - Part 4: Additional requirements for combined transformers.



7.1 Transformador de medida combinado marca ABB

## 7.2. TRANSFORMADORES DE TENSIÓN PARA SUMINISTRO DE POTENCIA

En algunas subestaciones en lugar de utilizar un transformador para alimentar los servicios auxiliares de la misma se puede llegar a utilizar las tensiones obtenidas del secundario de los TV de barra de la misma.

Otro uso que se les suele dar es para abastecer redes próximas a las líneas de alta tensión sin la necesidad de una estación reductora de tensión.

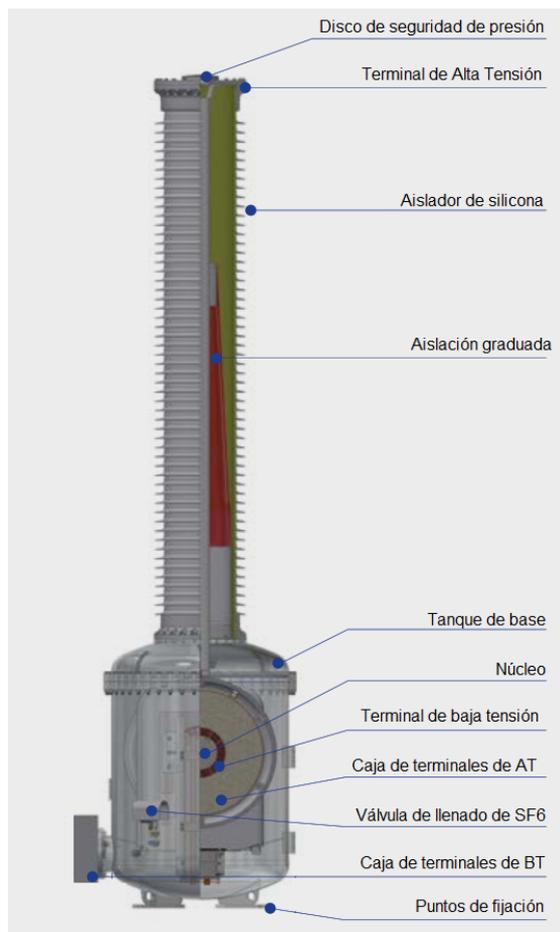


Fig. 7.2 Transformador de tensión de potencia Marca Trench Aislado en SF6

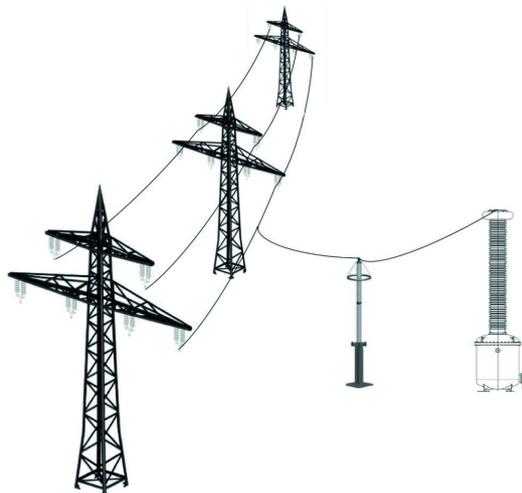


Fig. 7.3 Ejemplo de conexionados en zonas alejadas

## 8. TRANSFORMADORES DE MEDIDA NO CONVENCIONALES

El aumento de tensión en el transporte de energía hace que los niveles de aislamiento, seguridad y características mecánicas sean cada vez más exigentes.

A diferencia de los transformadores convencionales, estos aparatos se basan generalmente en efectos ópticos o electromagnéticos de muy baja potencia para medir la corriente y la tensión, y llevan una electrónica encargada de transformar esas medidas en datos digitales (normalmente) o en señales analógicas de baja potencia.

Se los puede separar en:

- Sensores de fibra óptica
- Transductores óptó digitales

Otro transformador de medida no convencional son las bobinas de Rogowski (solamente para la medición de corriente). Se decide presentar por separado ya que no posee todas las ventajas mencionadas

anteriormente y con el avance de los otros sistemas mencionados su desarrollo está quedando en un segundo plano.

Al ser de baja potencia en su secundario, por lo general vienen asociados a Merging Units que son las encargadas de transformar las mediciones adquiridas al protocolo de comunicaciones de estaciones IEC 61850-9.2

## 8.1. SENSORES DE FIBRA ÓPTICA

Se basan en aprovechar 2 fenómenos eléctricos, el efecto Faraday de mayor aplicación en los TI y el efecto Pockels de mayor aplicación en los TV.

### 8.1.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE MAGNETO-ÓPTICO MOCT (MAGNETO-OPTIC CURRENT TRANSFORMER)

Basa su operación en el efecto Faraday en un haz de luz que circula a través de un material (por lo general vidrio). El efecto Faraday consiste en la rotación del plano de polarización de radiación electromagnética linealmente polarizada al transitar un medio material sometido a un campo magnético paralelo a la dirección de propagación.

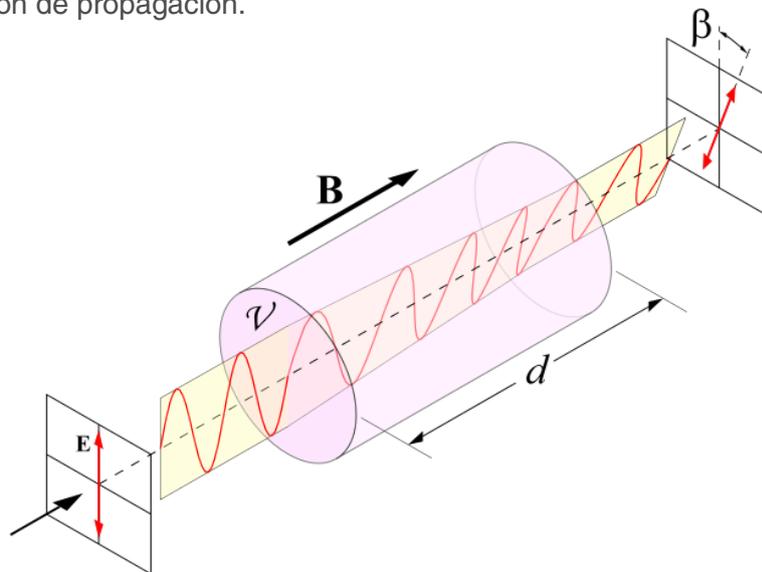


Fig. 8.1 Esquema del efecto Faraday en acción

Dentro de los tipos de equipos entre los más antiguos se encuentran los de gran tamaño denominados bulk optics en inglés, es un sensor de material de Faraday, como ser el vidrio, que encierra el conductor sobre el cual se desea medir la corriente, el haz de luz ingresa por una fibra óptica y por otra es llevada al analizador.

Equipos más modernos utilizan la misma fibra óptica encargada de llevar el haz de luz como sensor, de esta forma se ocupa menos espacio y no se requiere de los varios bloques de vidrio como el caso anterior. Por lo general se tienen varias espiras alrededor

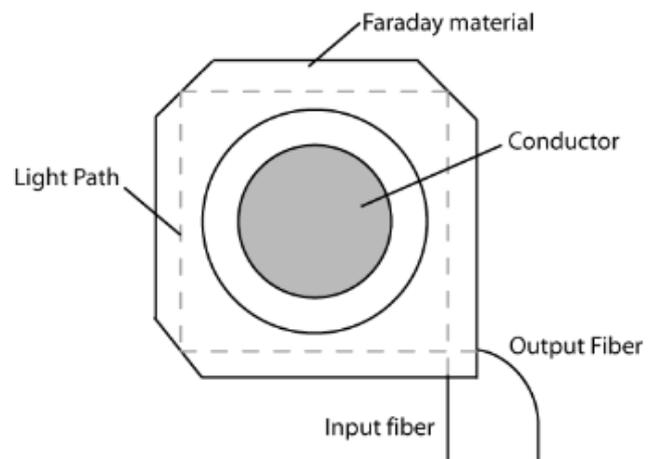


Fig. 8.2 MOCT de vidrio con un sensor de gran tamaño (Sascha, 2006)

alrededor del conductor primario.

Pueden tener un conductor de fibra de emisión y uno de recepción como pueden utilizar un reflector, como el que muestra la siguiente figura.

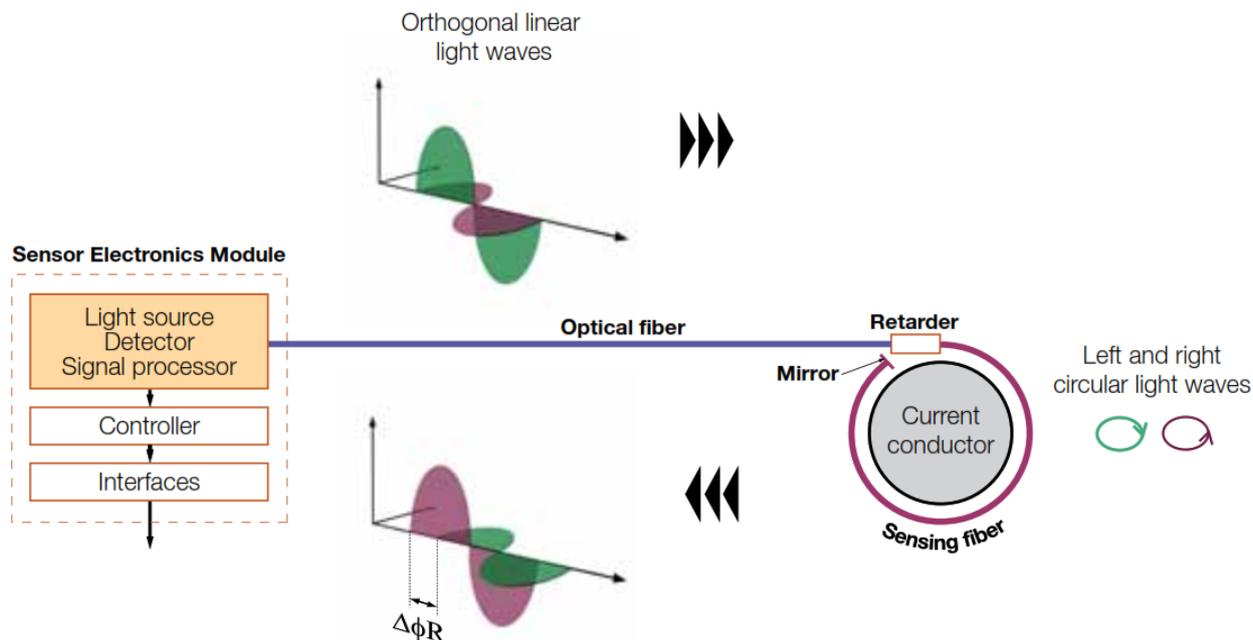


Fig. 8.3 Conexión simplificada de un MOCT de fibra óptica con reflector al final (ABB, 2015)

En un principio presentan el problema que al curvar la fibra se puede presentar birrefringencia lineal, para eliminar esto se puede recocer la fibra, o utilizar una fibra retorcida o una fibra SEB (Spun Elliptically Birefringence - Hilado Eliptico Birrefrejante).

Hoy en día se trabaja mayormente con 2 métodos, sensores reflectivos o con interferómetros en línea de Sagnac, el primero se basa en medir el ángulo que de rotación del haz de luz polarizado y el segundo mide velocidad.

Constructivamente son similares ya que ambos utilizan un reflector, lo que varía es el diseño del sensor. Se utiliza el reflector porque posee la ventaja de que los efectos de Faraday se duplican y se cancelan los errores que provienen de vibraciones.

Debido a su reducido tamaño los sensores pueden ir montados sobre aisladores (se viene prefiriendo siliconados en el mercado), teniendo una forma similar a los TI tradicionales, pueden ir montados directamente sobre otros equipos de potencia como ser bushings o interruptores o pueden ser una caja encargada de procesar las señales con un cable flexible en el cual se encuentra dentro el sensor de fibra óptica.

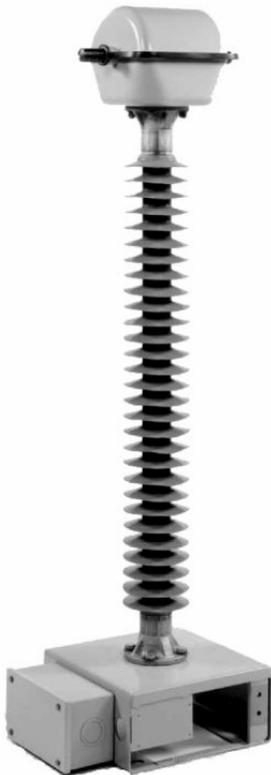


Fig. 8.4 TI con aislador polimérico (Figura Extraída de Brochure MOCT-P Optical Current Transformer System-ABB)



Fig. 8.5 TI montado en Interruptor (Figura Extraída de Smart Grids. FOCS solution with Digital Substation - ABB)



Fig. 8.6 TI de fibra flexible a montar en sitio. (Figura extraída de manual Alstom-Digital Instrument transformers-COSI-NXCT F3. Hoy pertenece a GE Grid solutions)

### 8.1.2. TRANSFORMADOR DE TENSIÓN ELECTRO ÓPTICO EOVT (ELECTRO-OPTIC VOLTAGE TRANSFORMER)

Este tipo de transformador basa su funcionamiento en el efecto Pockels, donde si la luz viaja a través de un material electro-óptico, donde la velocidad de la luz varía con la presencia de un campo eléctrico, la birrefringencia (un cambio en el índice refractivo en direcciones opuestas para luz polarizada en diferentes direcciones, que por lo general son ortogonales) es linealmente proporcional a la magnitud del campo eléctrico.

Utilizan celdas de cuadratura de Pockel, como la que se muestra en la siguiente figura, donde luz linealmente polarizada, es convertida en luz circularmente polarizada, está al estar en presencia de un campo eléctrico se transforma en una elipse y su forma elíptica varía junto con la tensión alterna.

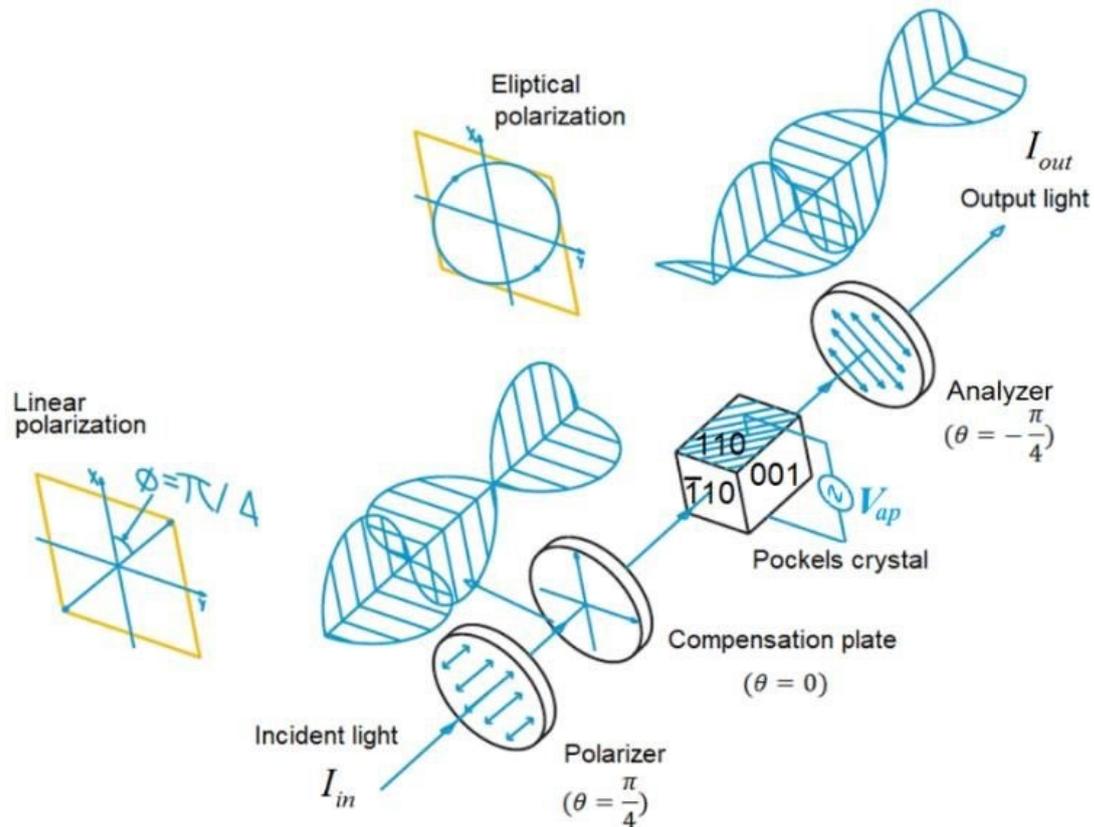


Fig. 8.7 Representación del funcionamiento de una celda de Pockels (Figura extraída de Performance parameters estimation of Pockels high-voltage sensors by means of numerical optimization - Scientific Figure on ResearchGate.)

Para tensiones de más de 10/20 kV utilizar una única celda presenta desafíos en la aislación y el procesamiento de las señales, elevando los costos. Por esta razón por lo general es el uso de celdas de Pockels distribuidas a lo largo de una columna aisladora y combinado las mediciones de las distintas celdas, de esta forma también se le agrega cierta robustez al diseño ya que variaciones en el campo eléctrico medidas en una celda serán compensadas por el resto de las celdas.

La orientación de la celda es tal que sólo los componentes del campo paralelos al trayecto de la luz afectan a la misma, de esta forma el sensor es insensible a las fases aledañas y distintas perturbaciones del campo eléctrico.

Traen asociados un sensor de temperatura para compensar la dependencia de las celdas con la temperatura.

Presentan ventajas similares respecto a los TV convencionales similares a las de los TI de fibra óptica a diferencia de que no pueden ser montados en otros equipos.

Su desarrollo se encuentra en una fase mucho más temprana que los TI, por lo cual su aplicación también.

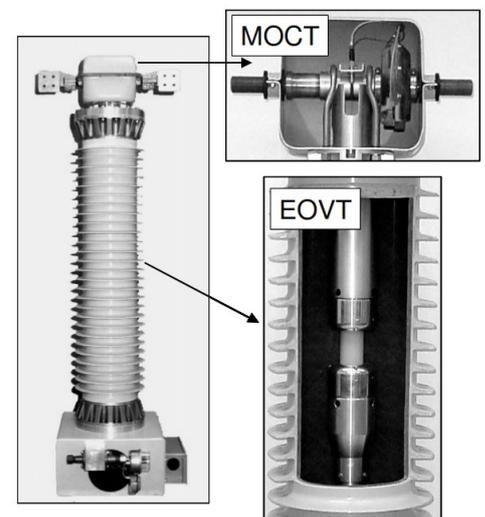


Fig. 8.8 Unidad de medida Óptica con un MOCT y un EOVT (ABB, 2015)

---

## 8.2. TRANSFORMADORES OPTODIGITALES

### 8.2.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Utilizan transformadores convencionales, pero con la diferencia que el secundario es constante y con un valor del orden de 1 VA y un circuito magnético menor. La señal es transformada a valores opto-digitales por un transductor y transmitida en forma de luz hacia la placa de interfaz óptica que puede estar ubicada en la MU, donde luego es transmitida por protocolo de comunicaciones de estación.

### 8.2.2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

De manera similar a los transformadores de corriente se basan en un transformador convencional, en este caso utilizan divisores capacitivos. Presentan la ventaja de que no cuentan con un circuito inductivo en el cual se puede presentar ferresonancia en el secundario, lo que brinda mejores respuestas transitorias.

Luego la información es trabajada de la misma forma que la mencionada en los transformadores de corriente.

## 8.3. BOBINA DE ROGOWSKI.

El anillo de Rogowski es un arrollamiento helicoidal flexible con hilo de retorno axial. Su funcionamiento es equivalente al de un transformador convencional, pero con núcleo no magnético. Su sensibilidad a la inducción magnética es, por lo tanto, mucho menor. Esto se soluciona elevando el número de espiras utilizado en el secundario.

Aunque este método es conocido desde principios del siglo XX no ha tenido aplicación en sistemas eléctricos de medida debido principalmente a su alta impedancia de salida lo que lo hace susceptible al ruido, proporcionando una escasa potencia de salida. Además, para dar una réplica de la corriente primaria es necesario un integrador.

Los problemas de ruido pueden ser corregidos mediante apantallamientos electromagnéticos adecuados. El anillo puede ser de tamaño reducido y tiene poco peso.

# 9. BIBLIOGRAFÍA

ABB. (2015). ABB Instrument Transformers Application Guide. ABB.

Berrosteguieta, J., & Enzunza, Á. (2013). Teoría y tecnología de los transformadores de medida. *Cuaderno de formación: 2. Artech*.

Bohnert, K., Gabus, P., & Brändle, H. (2003). Fiber-Optic Current and Voltage Sensors for High-Voltage Substations. *Optical Fiber Sensors (págs. 752-754)*. Nara: *Technical Digest*.

IEC. (s.f.). 61869. *Instrument Transformers*. IEC.

IEEE. (s.f.). C57.13. *Standard Requirements for Instrument Transformers*. IEEE.

Mullikin, R. (2012). Instrument Transformers. En J. H. Harlow, *Electric Power Transformer Engineering*. CRC Press.

Rahmatian, F. (Marzo de 2018). *PacWorld*. Obtenido de [https://www.pacw.org/issue/march\\_2018\\_issue/cover\\_story/optical\\_instrument\\_transformers/complete\\_article/1.html](https://www.pacw.org/issue/march_2018_issue/cover_story/optical_instrument_transformers/complete_article/1.html)

Ras, E. (1994). Transformadores de medida y protección. En E. Ras, *Transformadores de Potencia, de Medida y de Protección*. Marcomb.

Sascha, L. (2006). Optical Measurement of Current in Power Converters. *Master's Degree Project in Electrical Measurement Technology*. Stockholm, Sweden.





[www.inrush.com.ar](http://www.inrush.com.ar)



[info@inrush.com.ar](mailto:info@inrush.com.ar)

**SEGUINOS EN REDES**

