



# PROTECCION DIFERENCIAL



- Tiene por objeto desconectar el transformador en tiempo mínimo (*disparo instantáneo*) ante un cortocircuito dentro del dominio protegido, entendiéndose por éste al ámbito eléctrico comprendido entre los transformadores de medición de corriente de todos sus niveles de tensión, desde los cuales toma las referencias de corriente para decidir su acción.
  
- Para minimizar los deterioros en la máquina, la protección diferencial será sensible a corrientes diferenciales pequeñas en relación con las de carga (*p. ej., 0,15 a 0,4 I<sub>n</sub>*) y *operará en tiempos muy cortos (p. ej., < 50 ms)*.
  
- El principio de funcionamiento se basará en que en el estado normal la suma de las corrientes en cada fase de los distintos niveles de tensión es cero. Cualquier diferencia mayor que la debida a las condiciones normales de operación (*diferencias de TI, taps, conmutador bajo carga*) *indicará la presencia de una falla en el transformador (suma fasorial = corriente diferencial)*.



**a) Diferencia de módulos entre las corrientes primarias**

y secundarias debido a la relación de transformación del transformador.

**b) Presencia de corriente del lado primario (corriente de**

excitación y de pérdidas) sin contrapartida en el secundario cuando el transformador está en vacío.

**e) Cambios en la relación de transformación nominal**

del transformador debidos al accionamiento del conmutador bajo carga.

**c) Diferencia de fases entre las corrientes primarias y**

secundarias en los transformadores estrella-triángulo.

**d) Saturación desigual de los transformadores de corriente**

cuando se producen cortocircuitos severos fuera del transformador.

**f) Transitorio de magnetización**

cuando se energiza el transformador (*inrush magnetizante*).

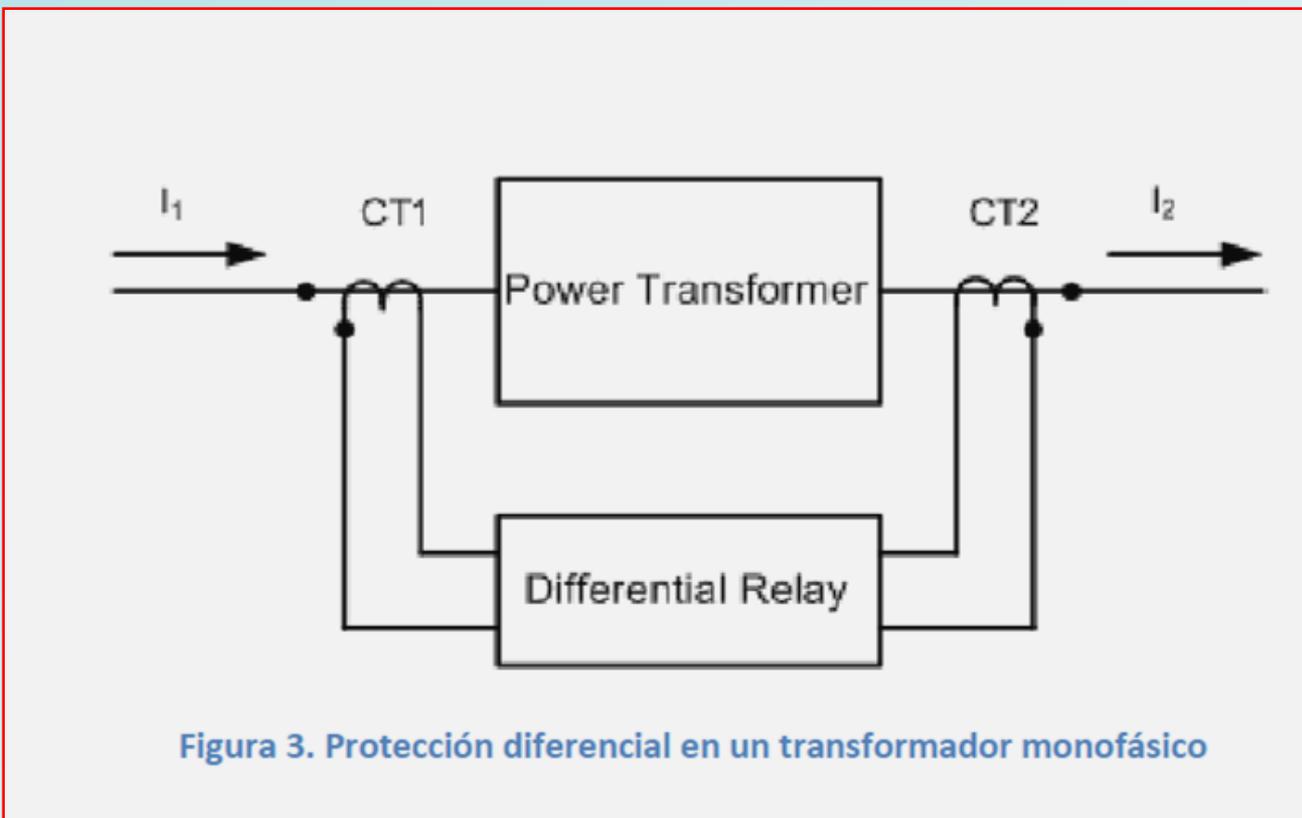


Figura 3. Protección diferencial en un transformador monofásico



**El tipo de protección normalmente usado en transformadores de una potencia aproximada de 10 MVA o +.**

**Basada en la comparación del vector corriente en ambos lados del transformador .**

**En una situación normal, y sin considerar posibles errores o desplazamientos de fase, la magnitud y fase de la corriente en ambos lados del transformador debería tener el mismo valor. Una diferencia entre ambas puede indicar la presencia de una falla interna.**

**Pero esto no siempre es asi..**



**Porque incluso en una situación sin falla externa, el vector de corriente en ambos lados del transformador no presentará el mismo valor, esto es causado por:**

- Relación de Transformación***
- Indice de Conexión.***
- Transformadores con cambios de tomas.***
- Corriente de magnetización.***
- Inexactitud de los transformadores de corriente.***
- Saturación de los transformadores de corriente .***



Mediante Software  
del Relé



- Compensación de la magnitud, debido a la relación del transformador.
- Desplazamiento de fase ( $I_c$ )
- Cambio de Tomas

Las corrientes primarias y secundarias del TP están relacionadas por :  $I_s = n_N I_p$

Si actúa el conmutador bajo carga se tendrá:  $I_s = n'_N I_p$

Por lo tanto las corrientes secundarias de los TTII se diferenciarán en un factor  $\frac{n'_N}{n_N}$

Lo que da lugar a una corriente diferencial  $I_{dif} = I'_p - I'_s$

$$I_{dif} = I'_p \left( 1 - \frac{n'_N}{n_N} \right)$$



Expresión Lineal



**La corriente de magnetización**

- Se presenta en el primer devanado del transformador pero no en el secundario, produciendo una diferencia de corriente entre ambos
- Un valor aproximado,  $5\% \leq I_n$
- Este valor permanece constante, durante la operación del Trafo



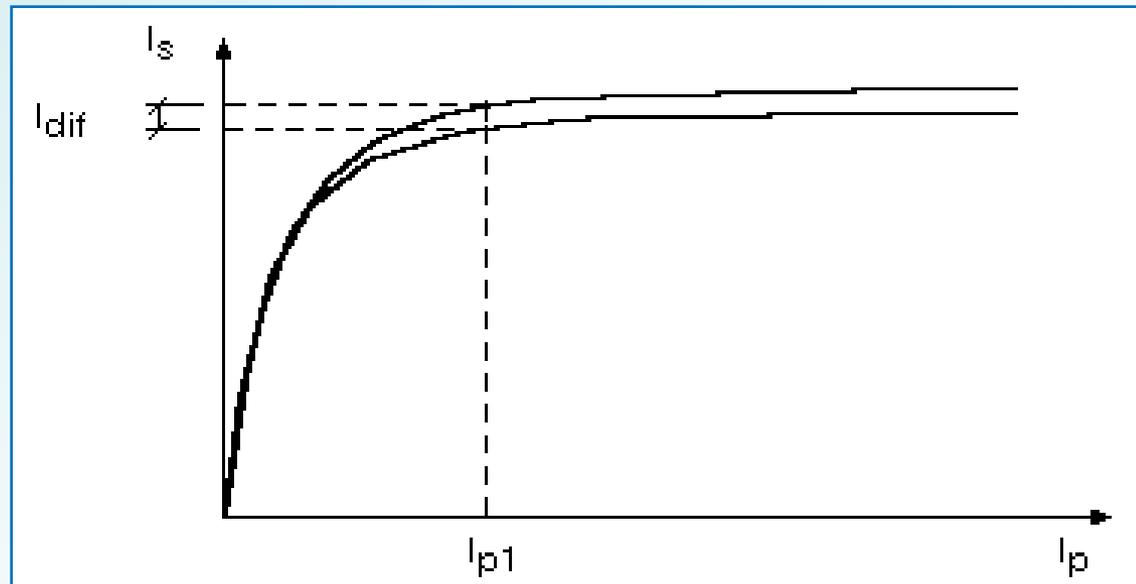
Los Errores de los TI's

Ejemplo el tipo **5P20**

presenta un error aprox. del 3% para  $I_n$

Este error se incrementará hasta un 5% para  $20 I_n$

Saturación del  $C_{mag}$ . los TI's



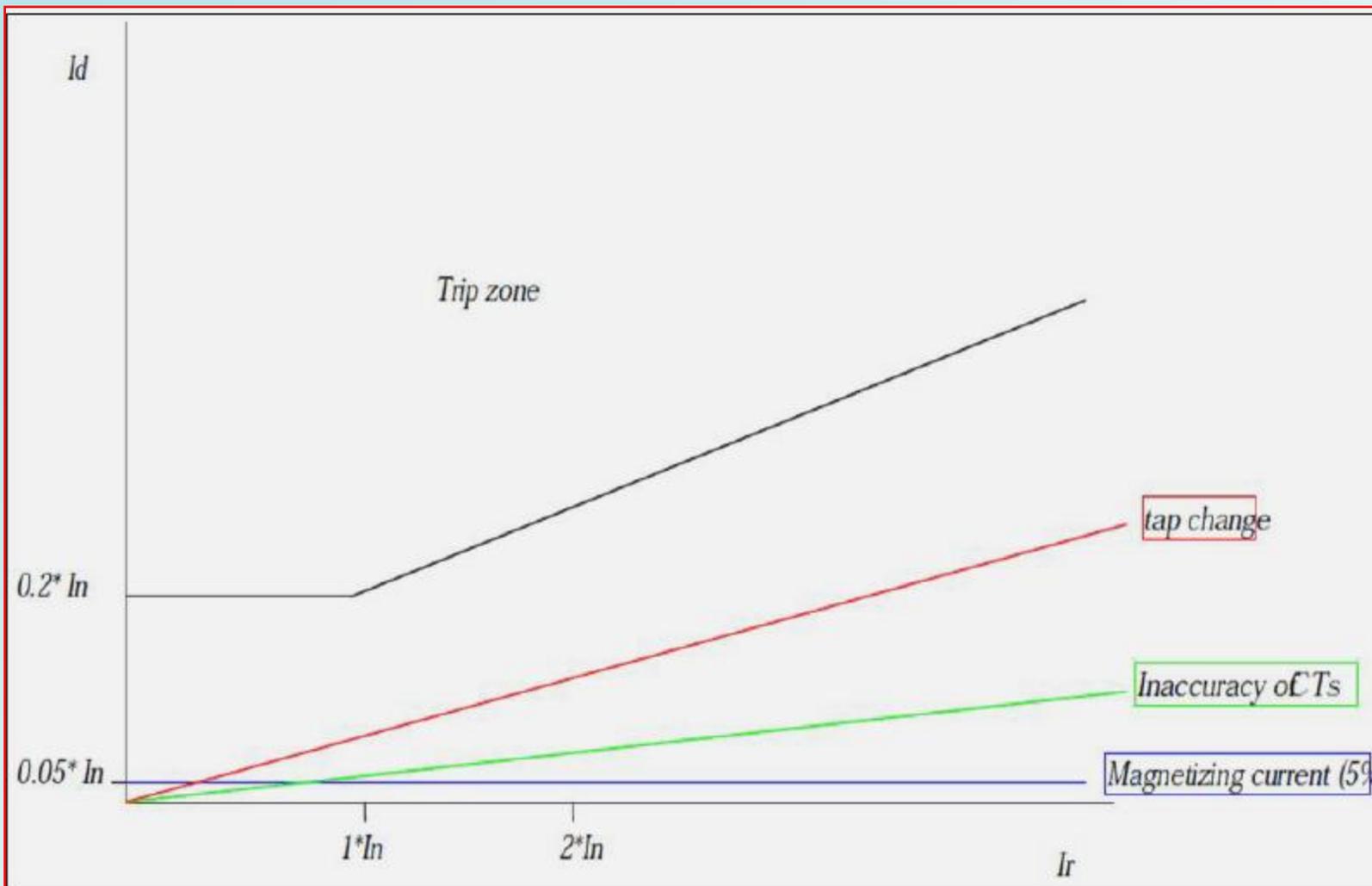
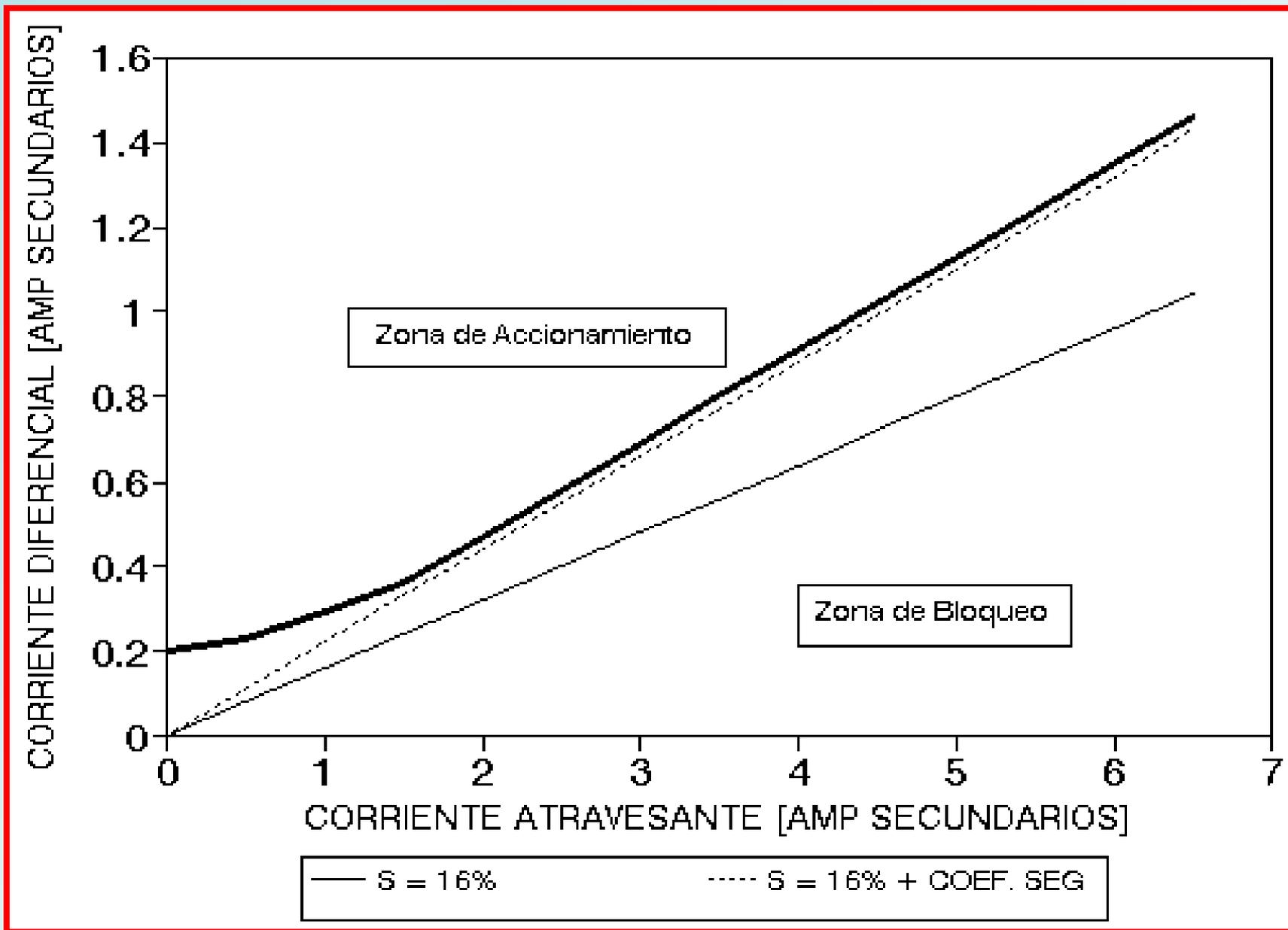


Figura 4. Protección diferencial porcentual. Errores





## La corriente de Inserción- InRush

- Es un fenómeno que se produce cuando el trafo es energizado. En esta situación un alto nivel de corriente se presenta en el devanado primario del transformador, mientras que el secundario no se ve afectado.
- Este fenómeno puede producir un valor suficientemente alto de corriente diferencial como para disparar la protección.
- La in rush puede ser del orden de 100 veces la  $I$  vacío. O de 5 a 8  $I_n$ .

<b>25 <math>I_n</math></b>	<b>10ms</b>	<b>6 <math>I_n</math></b>	<b>1s</b>
<b>12 <math>I_n</math></b>	<b>100ms</b>	<b>3 <math>I_n</math></b>	<b>10s</b>
- Dada la asimetría q presenta la onda de corriente tiene una cantidad importante de armónicos pares. Esto se usa para insensibilizar la PD



## TRANSITORIO DE MAGNETIZACIÓN

El flujo del transformador está compuesto por dos términos, uno correspondiente al del estado estacionario y otro término que representa el componente transitorio

$$\Phi = -\Phi_m \cos(\omega t + \lambda) + \Phi t$$

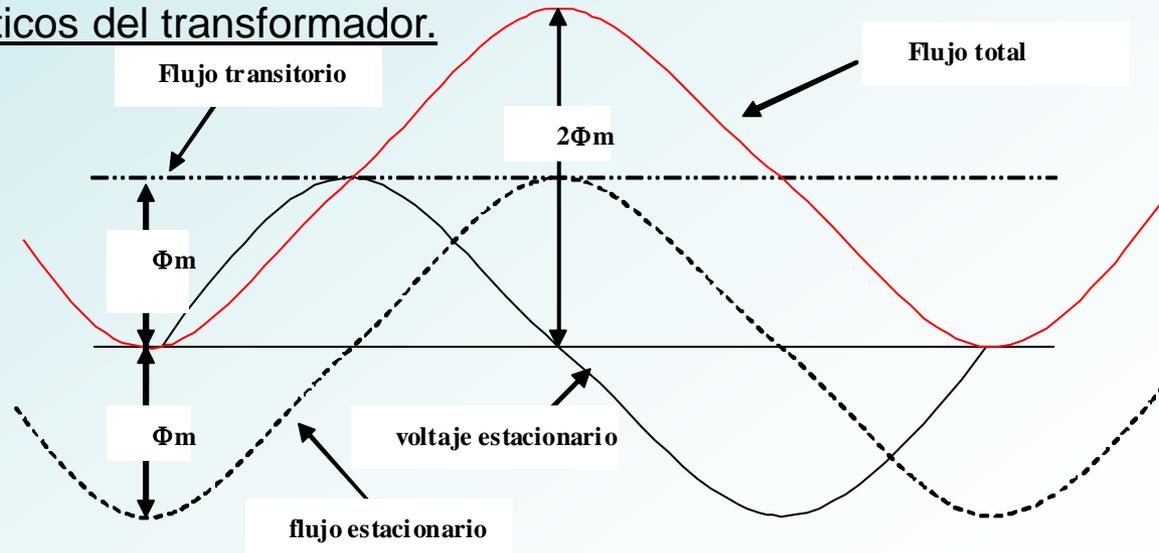
Para el instante  $t = 0$  el flujo será  $\Phi = 0$  además si el transformador tiene **cero residual** y es **energizado para un voltaje pasando por cero** ( $\lambda = 0$ ) tendremos que  $\Phi_m = \Phi t$

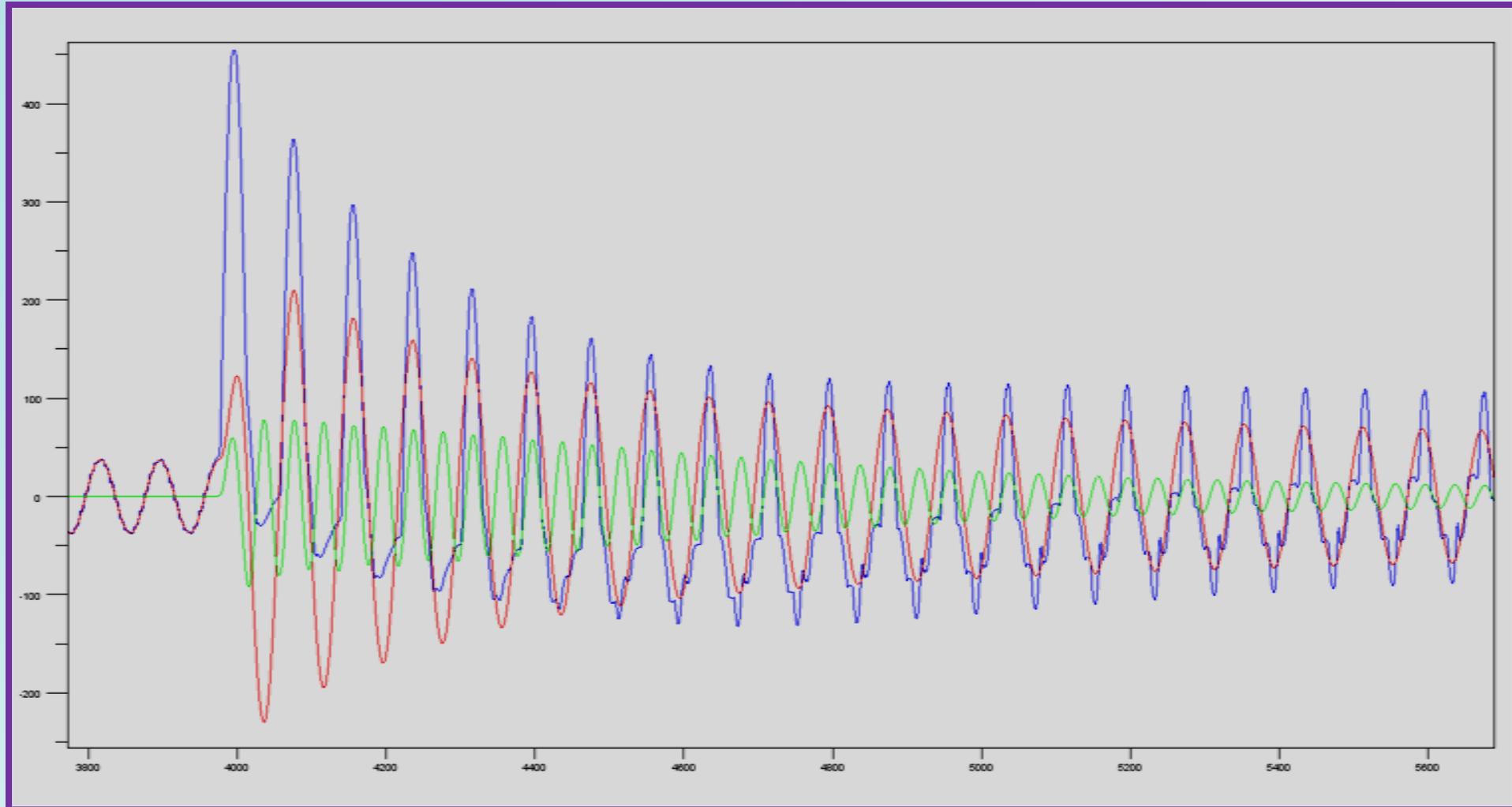
Finalmente 
$$\Phi = -\Phi_m \cos(\omega t) + \Phi_m$$

El FLUJO TOTAL consistirá de un flujo sinusoidal más un flujo d-c.

Alcanzando la cresta igual a dos veces el máximo flujo normal **2.5 si se considera flujo remanente**

La corriente de inrush correspondiente para un determinado flujo se obtiene de la curva B-H. Mientras que el máximo flujo alcanza las dos veces su valor normal, la corriente alcanza varias veces el valor normal de corriente de excitación. Esto es consecuencia del alto grado de saturación de los circuitos magnéticos del transformador.





La Figura representa la corriente de inserción en una fase su **componente fundamental**) y el **segundo armónico**

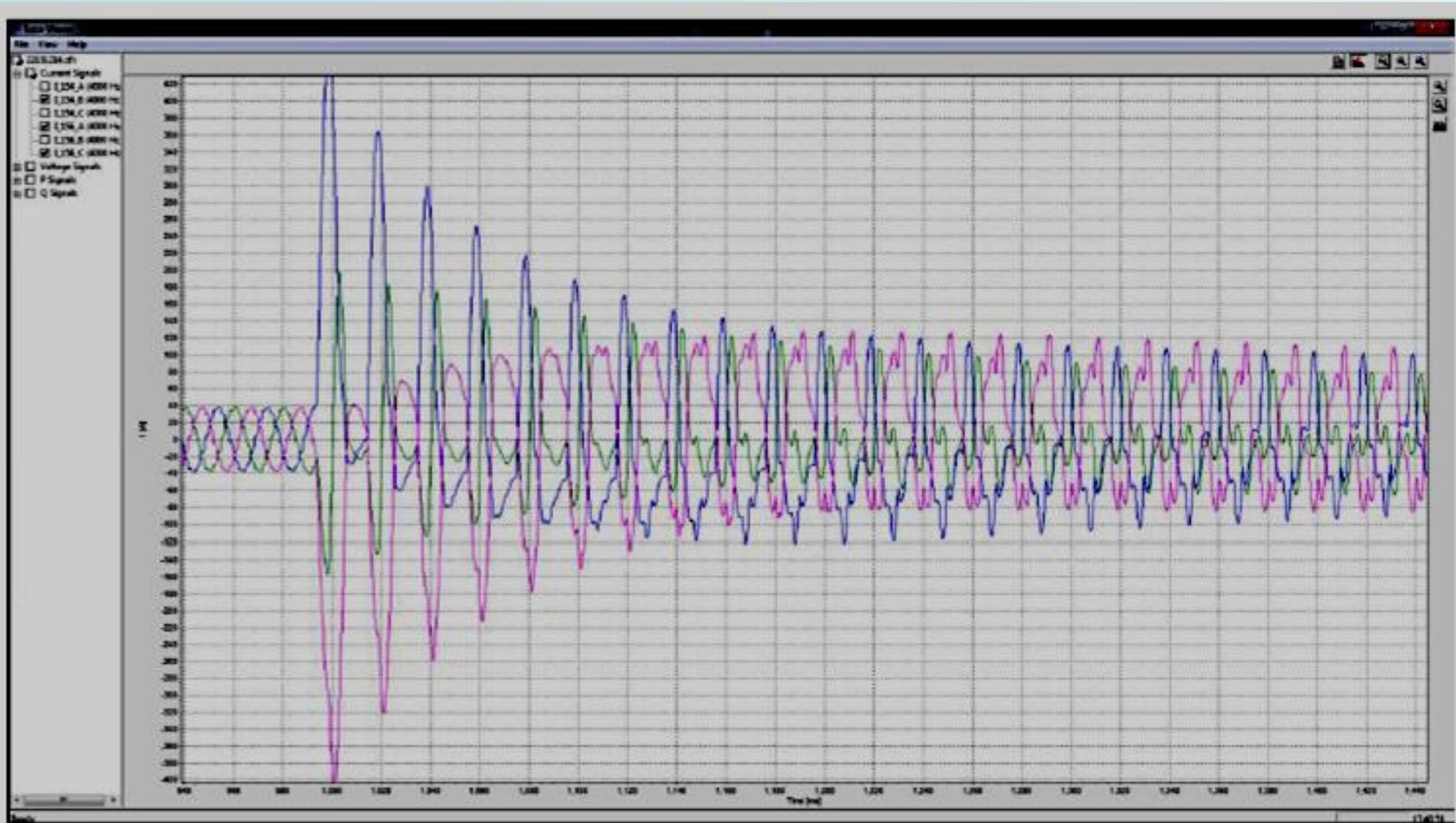
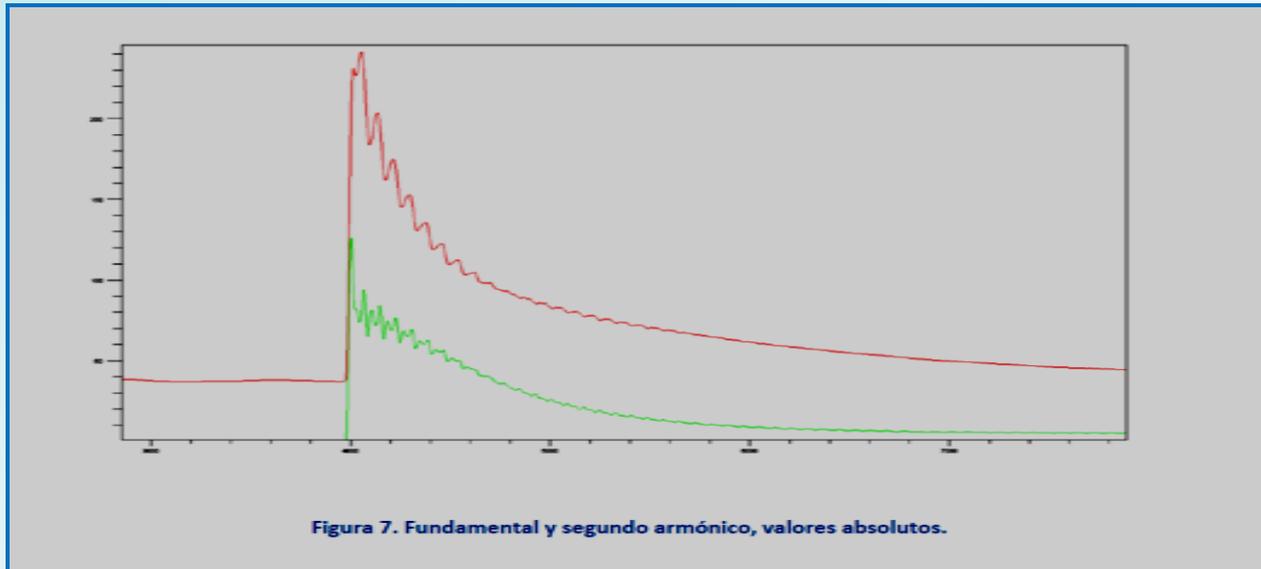


Figura 5. Corriente de arranque



La mayoría de métodos utilizados para evitar disparos causados por corrientes de arranque hacen uso de la forma característica de la onda de esta corriente. Se basa en el hecho de que el contenido armónico, especialmente el segundo armónico, es mayor en una corriente de inserción que en una falla interna.

Uno de los métodos consiste en el bloqueo del relé cuando el valor absoluto del segundo armónico es mayor que un determinado porcentaje de la componente fundamental. Un valor típico de este razón ( $I_2/I_1$ ) es 0.15 (15%).





En la Figura 8 se muestra esta razón para la corriente de arranque analizada (azul). La línea roja representa el valor establecido para realizar el bloqueo del relé. Puede verse como en este caso el relé se bloquearía durante aproximadamente 500 ms

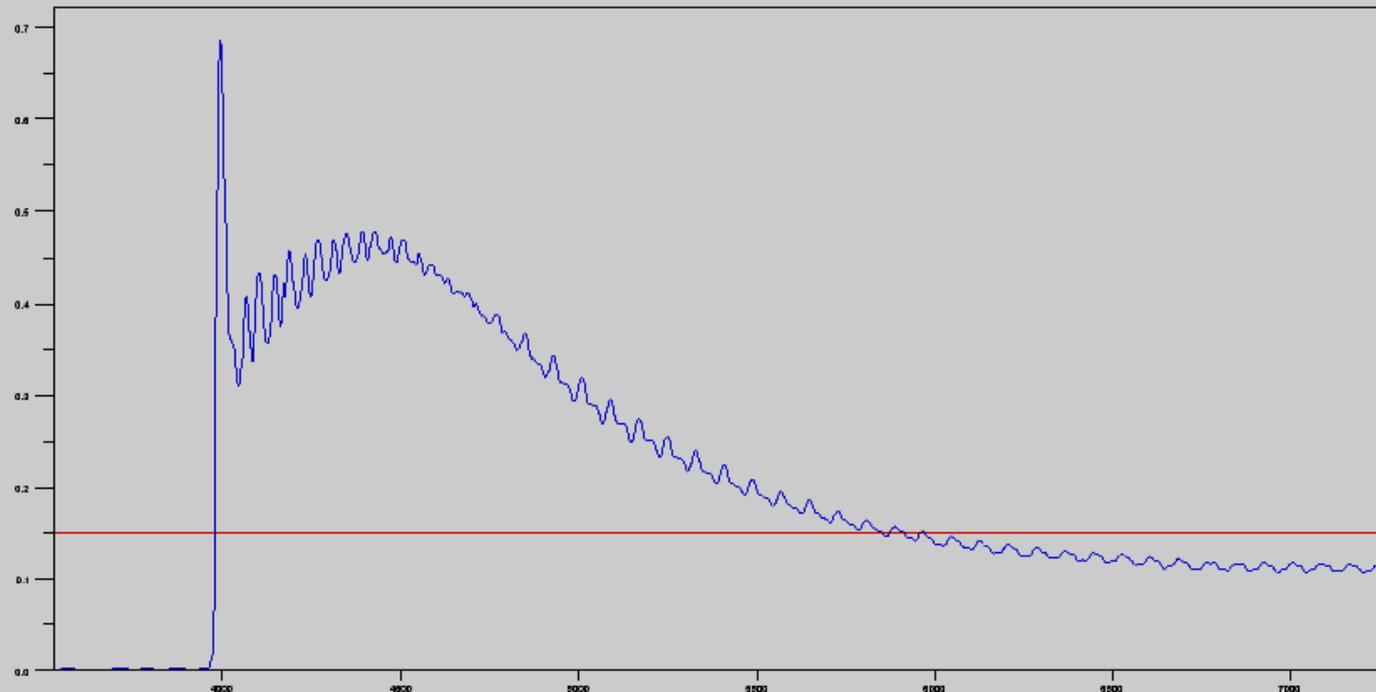


Figura 8. Razón segundo armónico



**ABB. RET670**



**Productos en el Mercado.**

**Siemens. SIPROTEC 7UT6**

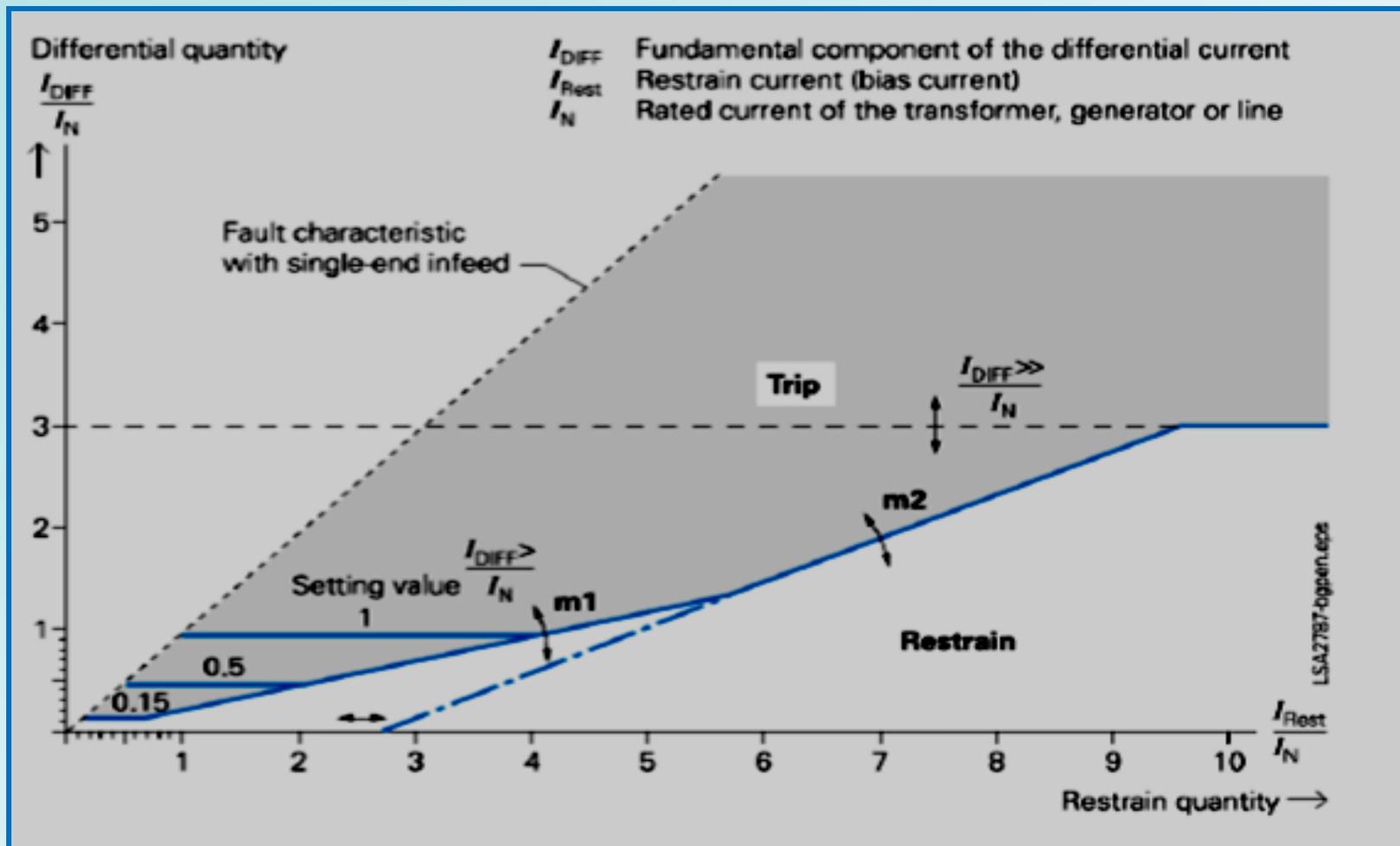


**Schneider Electric. MiCOM P64**





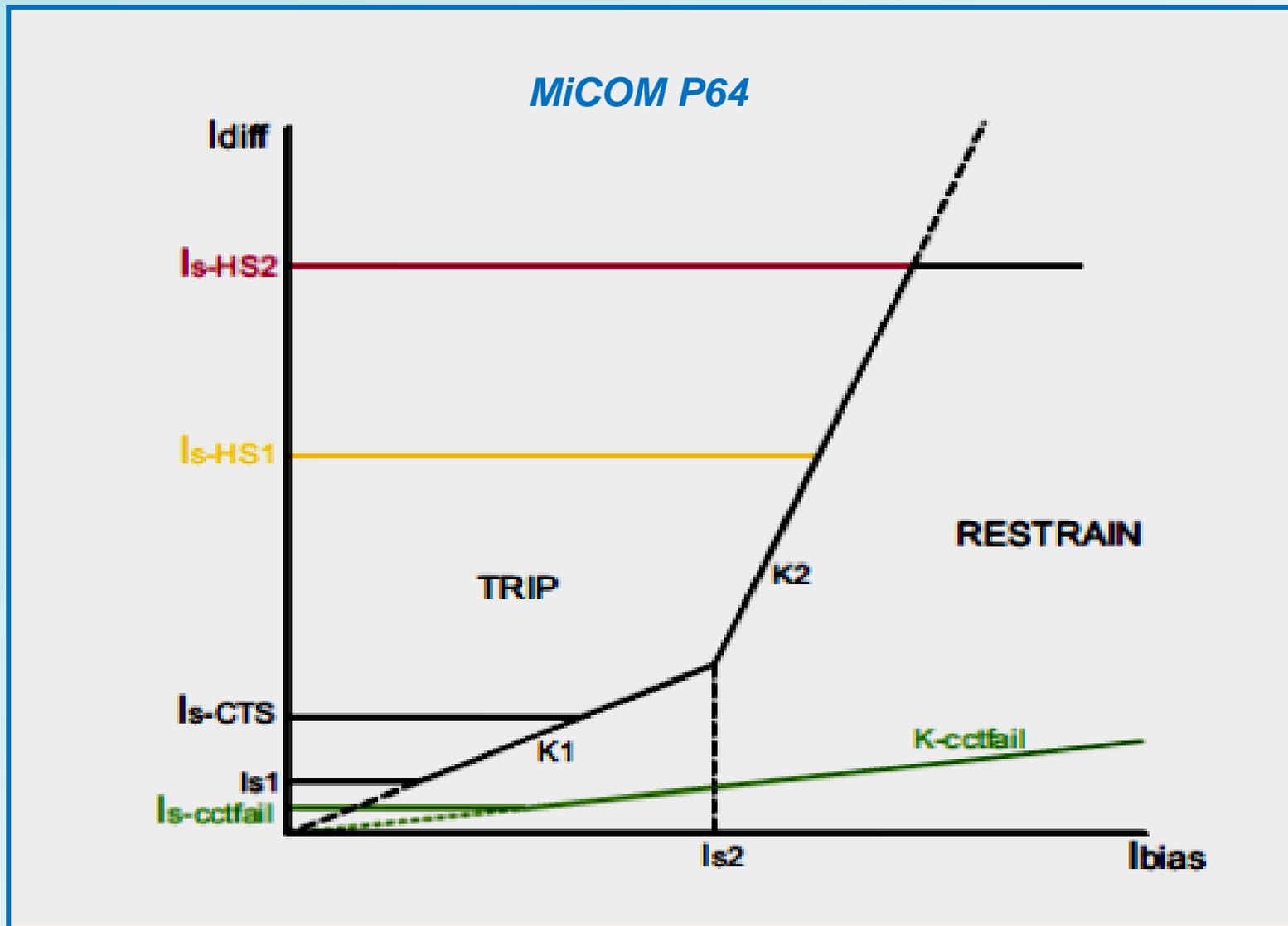
## Curva de Disparo



Siemens SIPROTEC 7UT6

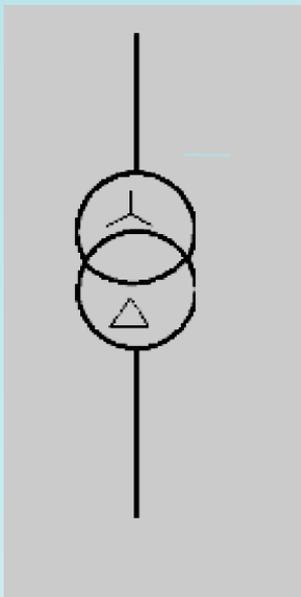


## Curva de Disparo



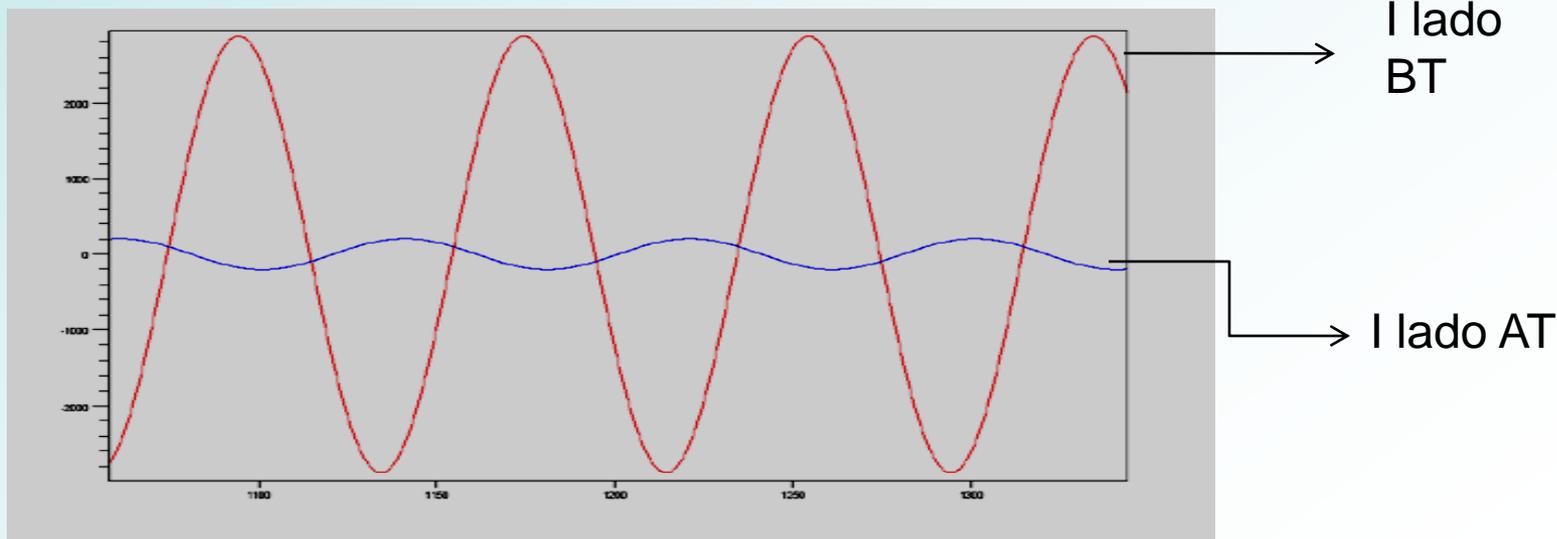


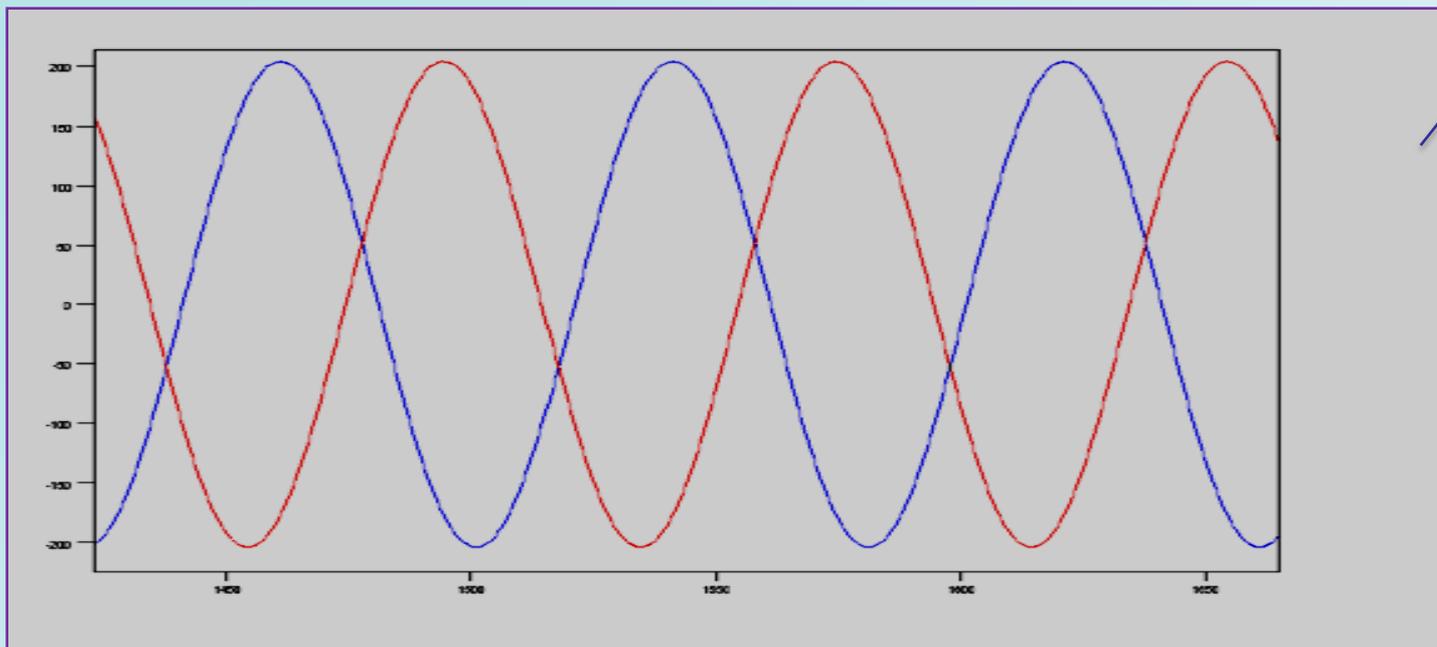
## Estudios de Caso 1



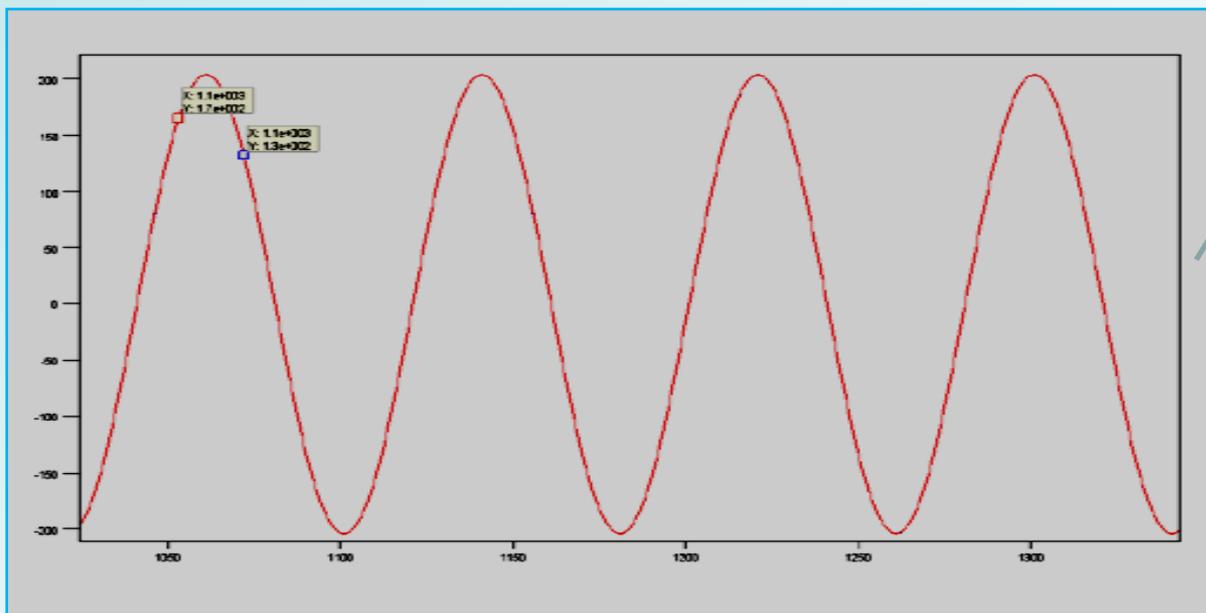
**Potencia 15 MVA ;**  
**132/13.2 Kv**  
**Grupo conexión**  
**Ynd5**

**Este transformador introduce un desplazamiento de fase de  $150^\circ$ , se analizará compensación de Fase y Magnitud**





COMPENSACION DE MAGNITUD



MAGNITUD Y FASE



Una vez realizada la compensación, la corriente diferencial y de restricción pueden ser calculadas. El valor nominal de la corriente en el devanado de alta se toma como referencia en el cálculo en por unidad. En este caso 66 amperes.

Se analiza la simulación de una falla interna y la respuesta de la protección diferencial. El gráfico superior muestra la componente fundamental de la corriente en el lado de alta tensión, en el gráfico intermedio se representa la corriente compensada del lado de baja tensión. En el gráfico inferior se muestran la corriente de restricción IR (verde), corriente diferencial ID (azul) y la señal de disparo (rojo).

**Los datos necesarios para configurar la función de protección diferencial son:**

**Información sobre el transformador.**

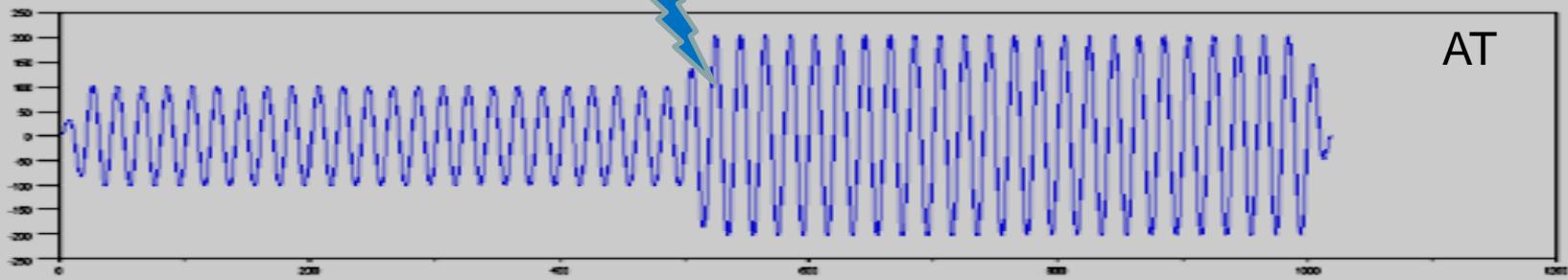
- o Potencia Nominal
- o Voltaje Nominal 1er devanado
- o Voltaje nominal 2do devanado
- o Vector group

**Ajustes para el disparo**

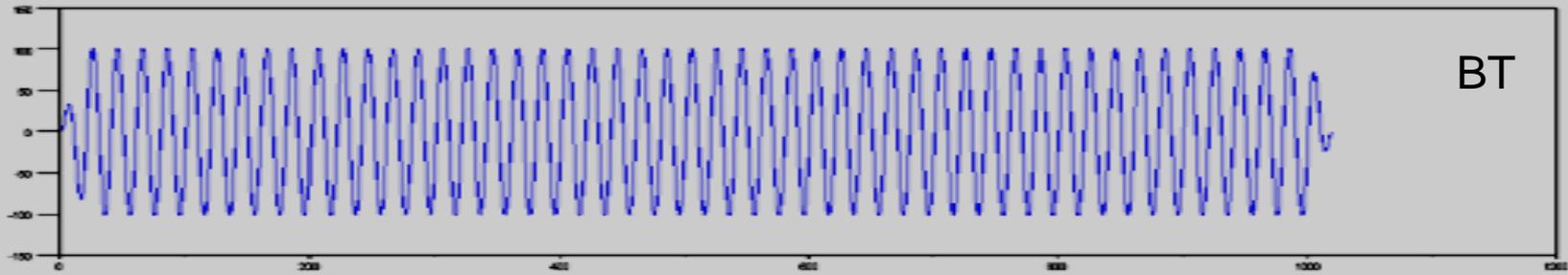
- o Idmin, corriente diferencial 1er sector
- o End1, valor de IR fin de la primera zona
- o Slope1, pendiente del segundo sector



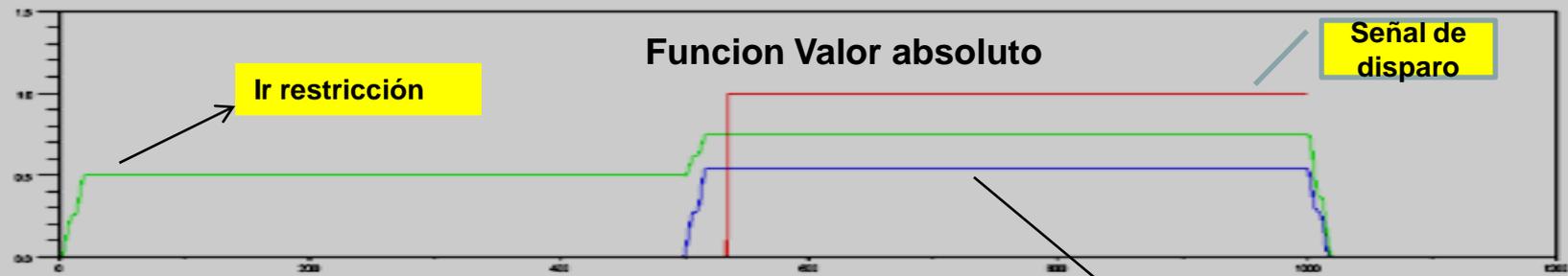
Falla  
Interna



AT



BT

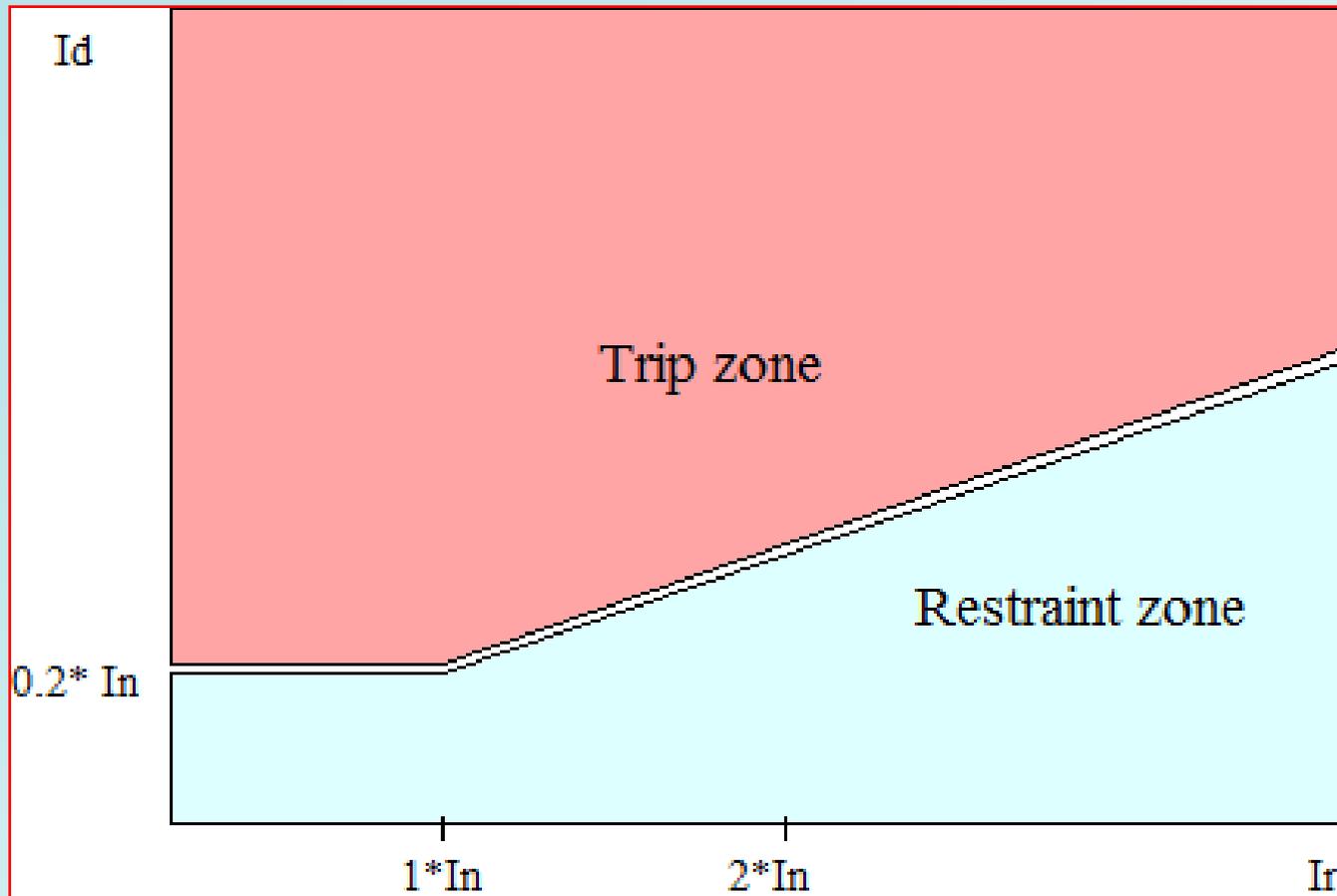


Ir restricción

Funcion Valor absoluto

Señal de  
disparo

Id corr.  
diferencial

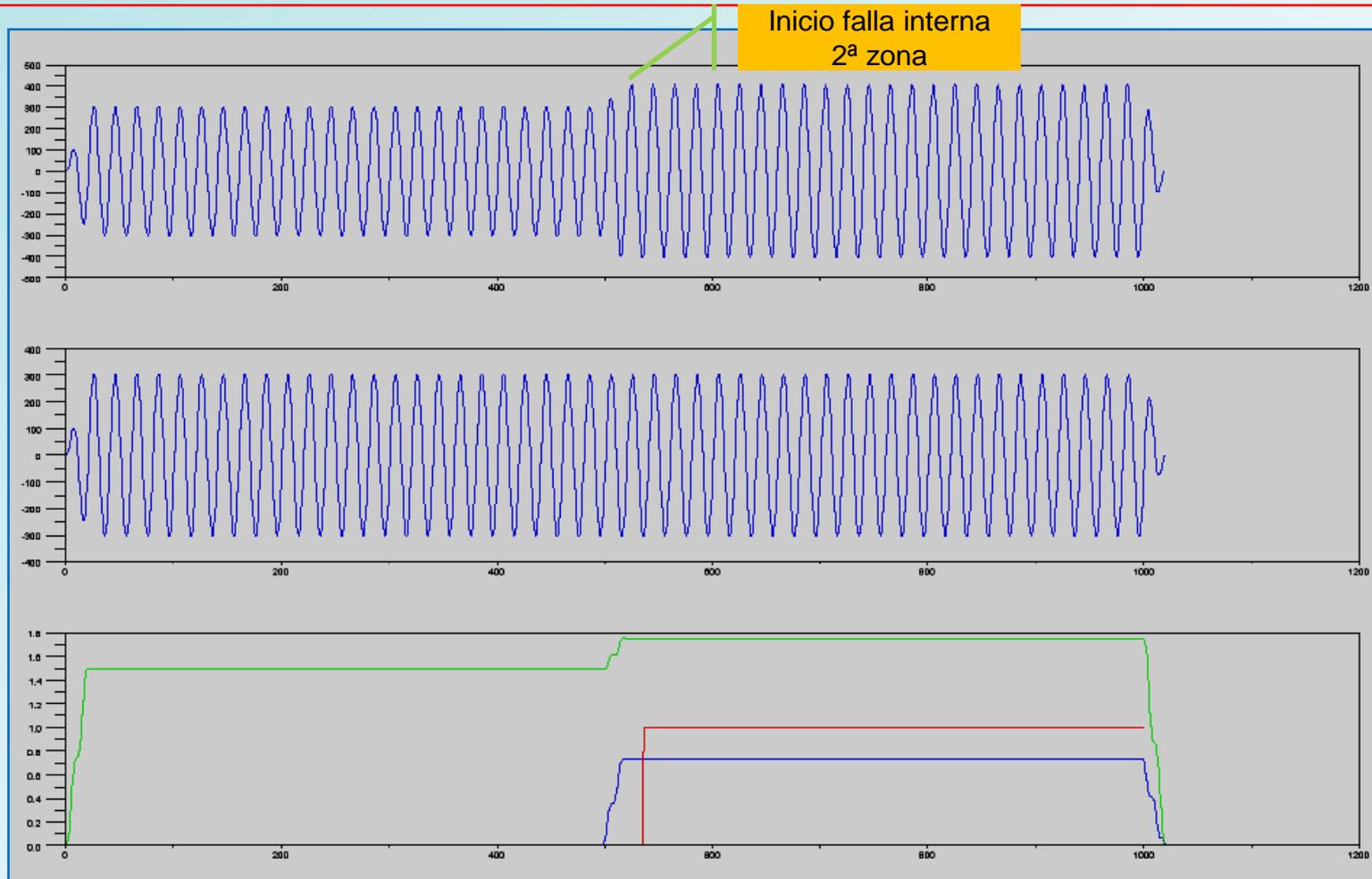


Para el valor de la corriente de restricción del ejemplo, la función trabaja en la zona 1 de la curva de disparo. Al sobrepasar la corriente diferencial el valor establecido para esta zona ( $0.2 I_n$ ) se produce una señal de disparo. Existe un retraso de 30 ms, para evitar falsos disparos debidos a corrientes transitorias.



## Estudios de Caso 2

Aquí se representa un caso en el que la función se encuentra trabajando en la zona con pendiente. Se puede ver como la corriente a través del transformador, reflejada en IR, es mayor que en el caso anterior. Esto hace que disminuya la sensibilidad del relé con el fin de no realizar falsos disparos.





### CASO 3

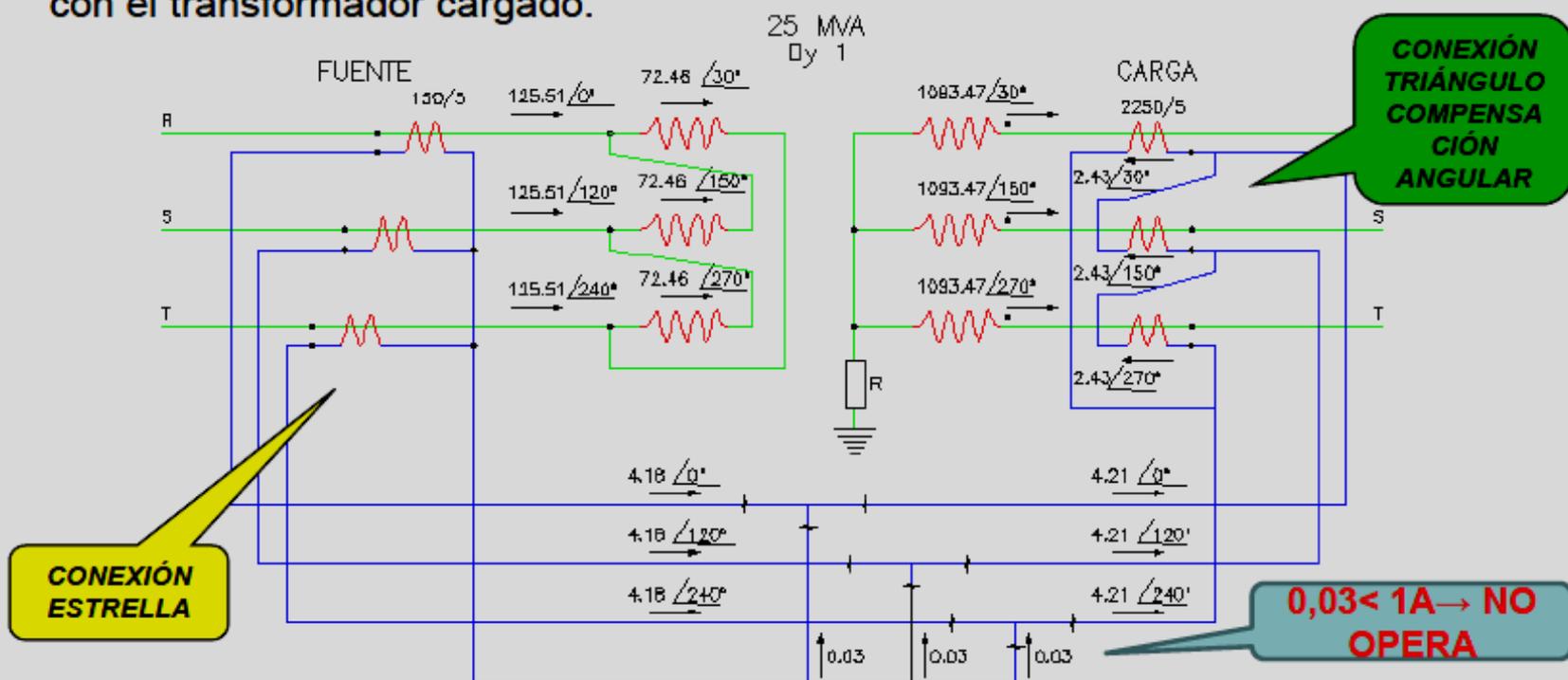
Un transformador Dy1 (115/13,2 KV),  $S_n = 25$  MVA, tiene una protección diferencial, como se muestra en la figura.

La fuente está del lado de AT, y está conectado radialmente. **La corriente de operación mínima de los relés es de 1 A.**

**El arrollamiento de MT, está puesto a tierra con una resistencia de un valor tal que asegure que la corriente de falla a tierra o residual, sea igual a la corriente nominal de carga.**

Se verifica el funcionamiento adecuado de la protección diferencial.

- a) Condición de plena carga,
- b) Qué ocurre con una falla a la mitad del arrollamiento en la fase T, del lado de MT, con el transformador cargado.





CONDICIÓN DE PLANA CARGA:

Las condiciones de plena carga son:  $I_{nom(13,2\text{ KV})}=1093,47\text{ A}$ ;  $I_{nom(115\text{ KV})}=125,51\text{ A}$ .

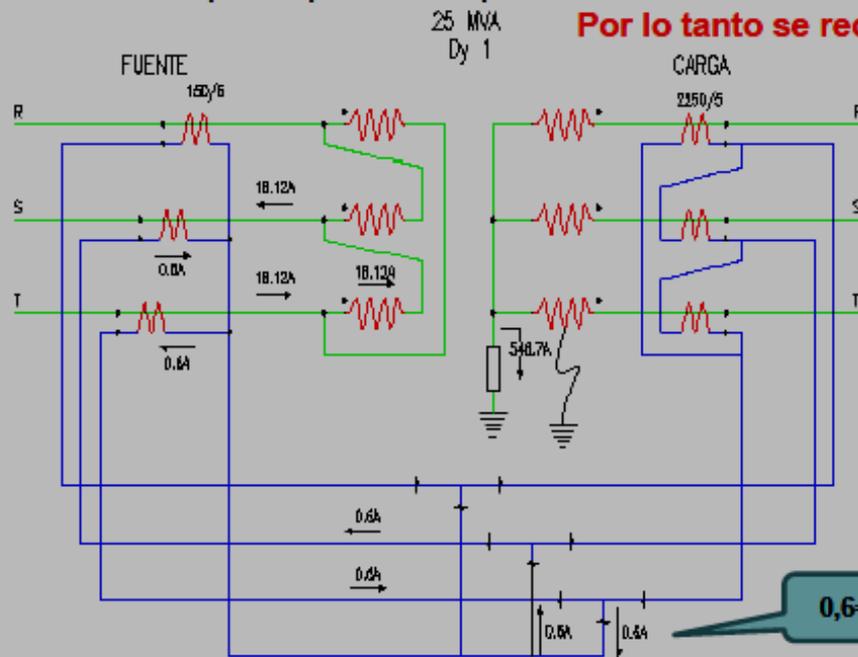
Basada en las corrientes primarias dadas, la rotación de fases R-S-T, es negativa, por lo tanto las respectivas corrientes en el secundario adelantan respecto a las corrientes del primario  $30^\circ$ , para proveer la diferencia de fase requerida por el grupo de conexión Dy1. **En la figura anterior se ven los valores de corriente a través de las conexiones y es claro que se establecen corrientes balanceadas en el relé, lo cual no provoca el arranque como era de esperar.**

FALLA EN LA MITAD DEL ARROLLAMEINTO DE MT:

Como hay un resistor que limita la corriente de falla al valor nominal de carga, y la falla está a la mitad del arrollamiento corresponde un valor de corriente de falla del 50%. Ver filmina más adelante (REF).

La figura muestra los valores de corriente de falla a través de las conexiones y se ve que para este caso el relé diferencial tampoco opera dado que la corriente de falla a través de las bobinas de operación es de  $0,6\text{ A} < 1\text{ A}$ .

**Por lo tanto se recurre a REF.**



$$I_{nom(13,2\text{ kV})} = \frac{25 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 11 \cdot 10^3 \text{ V}} = 1093,47 \text{ A}$$

$$I_{nom(115\text{ kV})} = \frac{25 \cdot 10^6 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3 \text{ V}} = 125,51 \text{ A}$$

$$I_{falla} = I_{nom(13,2\text{ kV})} / 2 = 1093,47 / 2 = 546,74 \text{ A}$$

La corriente primaria en el arrollamiento triángulo es:

$$I_{prim} = I_{falla} \times \frac{N_2 / 2}{N_1}, \text{ dado que } \frac{N_2}{N_1} = \frac{V_2}{\sqrt{3} \times V_1}$$

Luego

$$I_{prim} = I_{falla} \times \frac{V_2}{2 \times \sqrt{3} \times V_1} = 546,47 \times \frac{13,2}{2 \times \sqrt{3} \times 115} = 18,12 \text{ A}$$

**0,6=18,12/(150/5)**

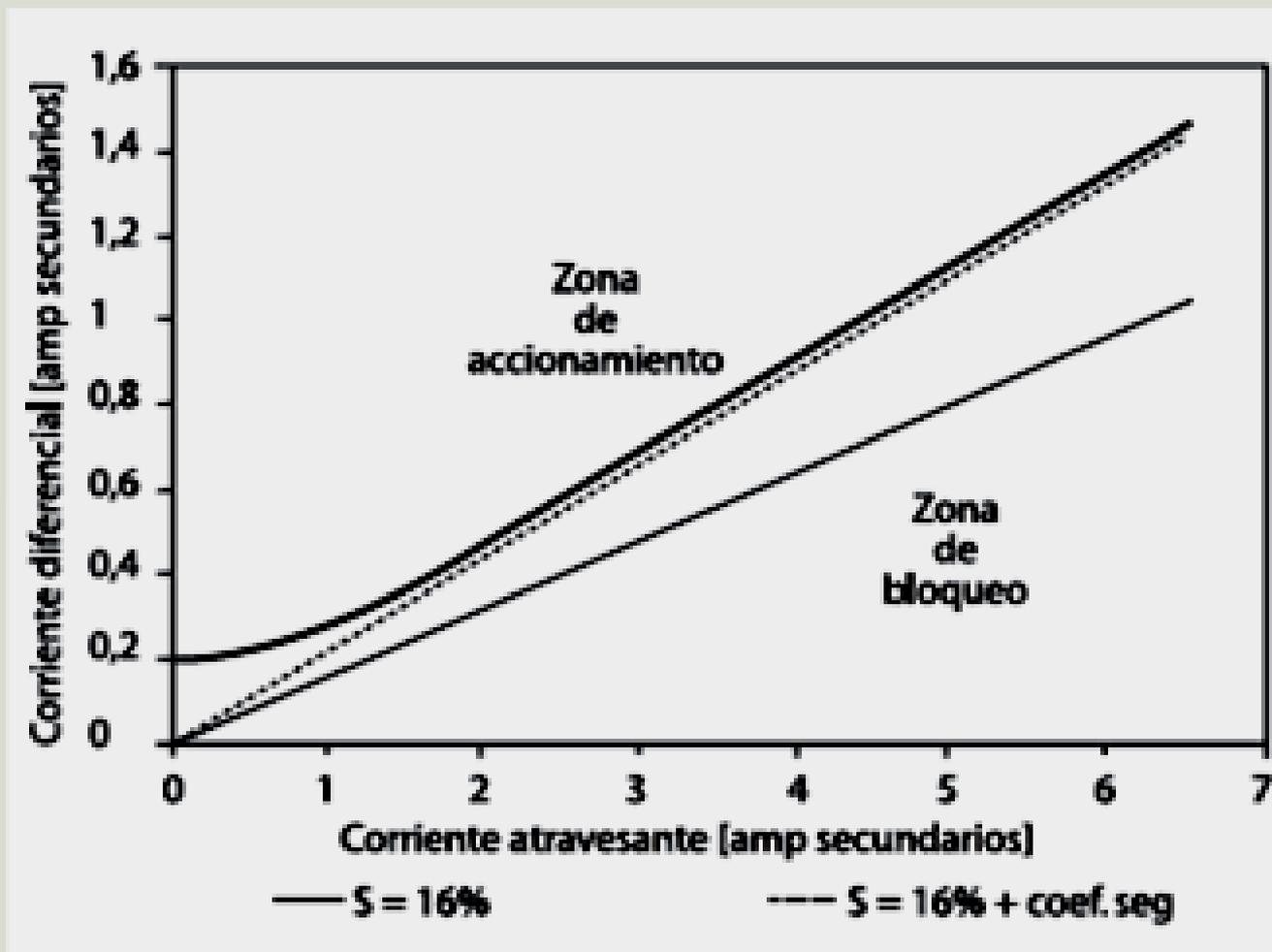


**Caso 4 Transformador 132 KV/34.5 KV, 15 MVA**  
**CBC (132 Kv ) +10% - -15% Conexión Yy0  $I_m=0.03 I_n$**

Calculo de la corriente diferencial mínima de accionamiento y de la pendiente en el plano  $I_{dif}$ . Vs la  $I_r$  ó  $I_n$ ,



### característica del relé en el plano $I_d$ vs $I_a$ .





## ***Caso 5 Transformador YnD11, 132 KV/13,8 KV, 25 MVA***

- 1) TRAZADO DE LA CARACTERÍSTICA DE CARGA PARA LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MINIMA.**
- 2) Coeficientes de Compensación de Amplitud**
- 3) Cálculos de las corrientes de carga en ambos puntos del Tap en HV.**
- 4) Cálculo de las corrientes diferenciales o de operación en ambos puntos del Tap.**
- 5) Cálculo de las corrientes de frenado o restricción o atravesantes en ambos puntos del Tap.**



# PROTECCION PD-250

## Diferencial de trafo

### MANUAL DE USUARIO



EF1002FA.DOC

Rev. C

10/09/98



#### Índice

<b>1. DESCRIPCION GENERAL.</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Funciones.</b>	7
<b>1.2 Interfaz de usuario.</b>	8
<b>1.3 Entradas /salidas digitales.</b>	8
<b>1.4 Entradas analógicas.</b>	8
<b>1.5 Otras características técnicas.</b>	9
1.5.1 Tensión de alimentación auxiliar.	9
1.5.2 Contactos de salida.	9
1.5.3 Entradas digitales.	9
1.5.4 Medida	9
1.5.5 Circuitos de intensidad.	10
1.5.6 Circuito de tensión	10
1.5.7 Condiciones ambientales.	10
1.5.8 Ensayos.	10
1.5.9 Ensayos climáticos.	11
1.5.10 Ensayos mecánicos.	11
<b>1.6 Interconexiones.</b>	12
<b>1.7 Características constructivas.</b>	13
<b>2. FUNCIONES DE PROTECCION. DESCRIPCIÓN Y AJUSTES.</b>	<b>15</b>
<b>2.1 Protección diferencial.</b>	15
2.1.1 Característica porcentual.	15
2.1.2 Frenado por armónicos.	16
2.1.3 Unidad diferencial instantánea.	16
<b>2.2 Protección de tierra restringida.</b>	16
2.2.1 Descripción general.	16
2.2.2 Ajustes.	17
<b>2.3 Supervisión de interruptor.</b>	17
2.3.1 Descripción general.	17
2.3.2 Rango de ajustes (3 tablas).	17
2.3.3 Ejemplo de supervisión de bobinas.	18
<b>2.4 Lógica de operación.</b>	18
2.4.1 Descripción general.	18
2.4.2 Rangos de ajuste (3 tablas).	19
<b>2.5 Función 86.</b>	19
<b>2.6 Protección de sobreintensidad de fases.</b>	20
2.6.1 Descripción general.	20
2.6.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).	20
2.6.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).	21



<b>2.7 Protección de sobreintensidad de neutro.</b>	<b>22</b>
2.7.1 Descripción general.	22
2.7.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).	22
2.7.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).	22
<b>2.8 Protección de sobrecarga (Imagen térmica).</b>	<b>23</b>
2.8.1 Descripción general.	23
2.8.2 Ajustes (3 tablas).	23
2.8.3 Curvas para trafo frío.	24
2.8.4 Curvas para trafo a la Intensidad nominal.	25
<b>2.9 Protección de desequilibrio de intensidades.</b>	<b>26</b>
2.9.1 Descripción general.	26
2.9.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).	26
2.9.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).	26
<b>2.10 Protección de frecuencia.</b>	<b>27</b>
2.10.1 Frecuencia mínima.	27
2.10.2 Frecuencia máxima.	27
<b>3. OTROS AJUSTES.</b>	<b>29</b>
<b>3.1 Ajustes Generales.</b>	<b>29</b>
3.1.1 Descripción general.	29
3.1.2 Rangos de ajuste (tabla única).	29
<b>3.2 Configuración.</b>	<b>30</b>
3.2.1 Programación de relés de salida.	30
3.2.2 Programación de LEDs.	31
3.2.3 Programación de entradas.	32
<b>4. FUNCIONES DE ADQUISICIÓN DE DATOS.</b>	<b>33</b>
<b>4.1 Informes de sucesos.</b>	<b>33</b>
<b>4.2 Informes de falta.</b>	<b>36</b>
<b>4.3 Medidas.</b>	<b>38</b>
4.3.1 Por teclado/display.	38
<b>4.4 Datos estadísticos.</b>	<b>39</b>
<b>4.5 Estado de la protección.</b>	<b>40</b>
4.5.1 Por teclado / display	40
4.5.2 Por PC (Consola de Protecciones).	41
<b>5. OTRAS FUNCIONES.</b>	<b>43</b>
<b>5.1 Puesta en hora y sincronización.</b>	<b>43</b>
5.1.1 Puesta en hora.	43
5.1.2 Sincronización.	43
<b>5.2 Mensajes de control.</b>	<b>43</b>
<b>6. MODO DE OPERACIÓN.</b>	<b>47</b>



## 1. DESCRIPCION GENERAL.

La unidad PD-250 constituye el elemento básico de protección, medida y control para posiciones de transformador. Puede utilizarse como un elemento autónomo o integrado dentro de un Sistema Integrado de Protección y Control.

Es un equipo basado en microprocesador.

A continuación se describen las principales características de los modelos cubiertos por este manual EF1001 y EF1002, en su versión A.

### 1.1 Funciones.

#### ◆ Protección.

- Protección diferencial trifásica con frenado por armónicos.
- Protección diferencial instantánea.
- Protección de tierra restringida.
- Protección de sobrecarga, por Imagen térmica.
- Protección de sobreintensidad de fases y neutro en el lado de BT del trafo.
- Protección de desequilibrio de fases en el lado de BT del trafo.
- Protección de subfrecuencia y sobrefrecuencia.

#### ◆ Medidas.

- Intensidades de fase en primario y secundario.
- Intensidad en neutro.
- Intensidad diferencial en cada fase.
- Intensidad de frenado en cada fase.
- Componentes de 2° y 5° armónico en la diferencial de cada fase.
- Temperatura calculada (en %).
- Tensión del lado que se cablee a la entrada analógica de tensión.

#### ◆ Adquisición de datos.

- Registro cronológico de sucesos.
- Registro cronológico de faltas.
- Oscilografía.

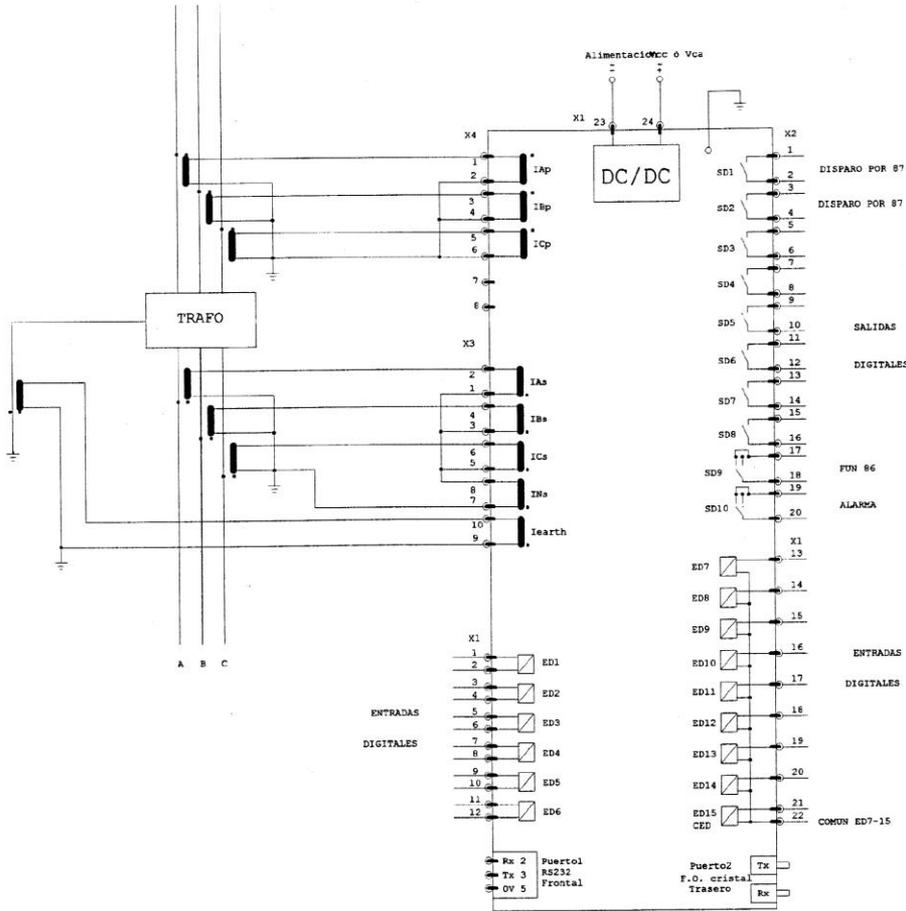
#### ◆ Otras funciones.

- Vigilancia de los circuitos de cierre y disparo de un interruptor.
- Supervisión del interruptor del lado de BT.



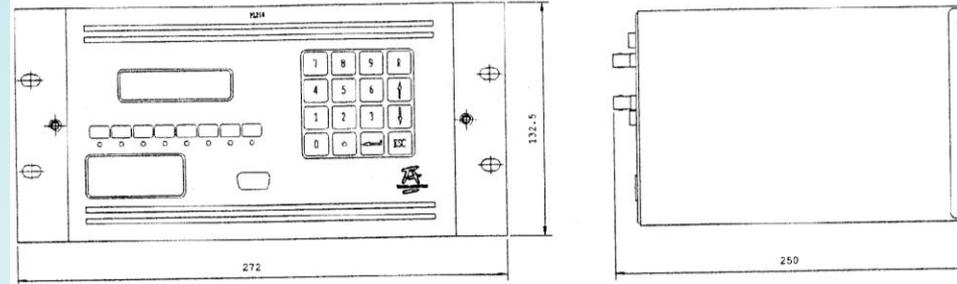
TA

### 1.6 Interconexiones.

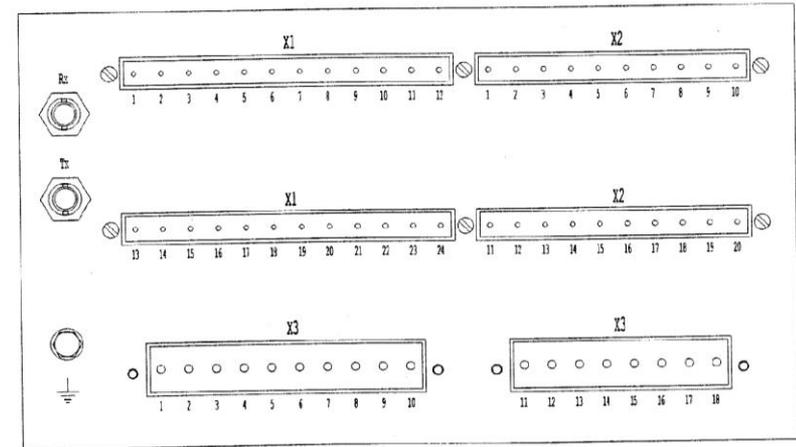


### 1.7 Características constructivas.

Dimensiones exteriores del equipo:



Bornas traseras:



La figura muestra las entradas y salidas digitales programables sin asignarlas función. Véanse las posibilidades en los apartados "Programación de entradas" y "Programación de salidas".

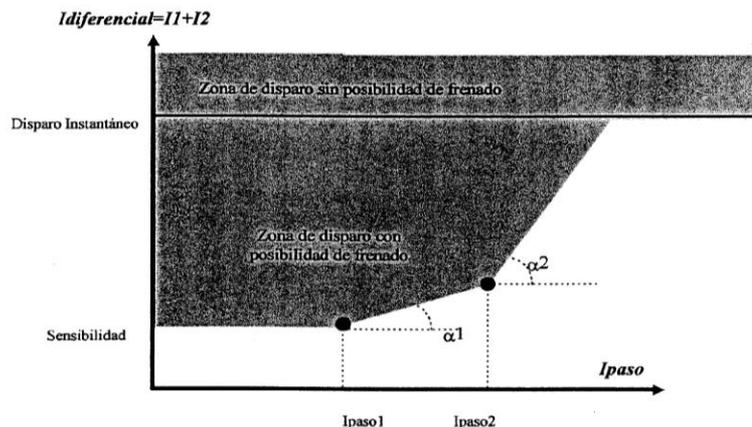


## 2. FUNCIONES DE PROTECCION. Descripción y ajustes.

### 2.1 Protección diferencial.

La protección equivale a 3 relés diferenciales monofásicos. La característica de frenado es de dos tipos: porcentual y por contenido de armónicos.

#### 2.1.1 Característica porcentual.



Es de doble pendiente, con los siguientes ajustes (3 tablas):

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación				SI/NO
Sensibilidad (A)	0.3*In	1*In	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
I paso 1 (A)	0.3*In	1*In	0.1	
I paso 2 (A)	1*In	20*In	1	
α1 (%)	15	100	1	
α2 (%)	50	200	1	
Tiempo adicional (s)	0	9.99	0.01	



El ajuste se refiere a intensidades en bornes del equipo en el lado de alta. Internamente se realiza la compensación de las intensidades del lado de baja para referenciarlas al lado de alta.

#### 2.1.2 Frenado por armónicos.

La protección discrimina las intensidades de inrush mediante la componente de 2° armónico de la intensidad diferencial, y la sobreexcitación del transformador mediante el 5° armónico.

Cuando la componente de 2° o 5° armónico de la intensidad diferencial supere el porcentaje ajustado de la fundamental se inhibirá el disparo.

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación frenado por 2° armónico				SI/NO
Umbral de frenado por 2° armónico (%)	10	65	1	
Habilitación frenado por 5° armónico				SI/NO
Umbral de frenado por 5° armónico (%)	10	65	1	

#### 2.1.3 Unidad diferencial instantánea.

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación				SI/NO
Disparo	5*In	20*In	1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tiempo adicional (s)	0	9.99	0.01	

No tiene frenado por armónicos.

## 2.2 Protección de tierra restringida.

### 2.2.1 Descripción general.

Esta función es aplicable cuando el lado de Baja Tensión está puesto a tierra y tiene un transformador de intensidad de medida. La función compara la intensidad que pasa por el transformador de neutro con la que pasa por el de tierra restringida. Si la diferencia entre ambas (suma algebraica) aplicadas sus correspondientes relaciones de transformación supera el umbral programado, se dan las señales de "disparo general" y "disparo por tierra restringida".



## 2.6 Protección de sobreintensidad de fases.

### 2.6.1 Descripción general.

Protección de sobreintensidad de tres fases, aplicada a los devanados secundarios del transformador, con las características seleccionables siguientes (funciones 50/51):

#### Característica temporizada:

- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.
- Curva de usuario.
- Tiempo fijo.

#### Característica instantánea:

- Elemento instantáneo.
- Tiempo adicional.
- Anulación de los elementos instantáneos, seleccionable.

### 2.6.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación temporizado fases				SI/NO
Arranque temporizado de fase (A)	$0.10 \cdot I_n$	$4 \cdot I_n$	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tipo de respuesta temporizada				Tiempo fijo Curva normal inversa " muy inversa " extremad. inversa " de usuario
Indice de tiempos	0.05	1.09	0.01	
Tiempo fijo (s)	0.0	99.9	0.1	

Las curvas normal, muy y extremadamente inversa corresponden a la norma BS142 (CEI 255-4), con las constantes:

Inversa.....K = 0.14,  $\alpha = 0.02$

$$t = K / ((I/I_0)^\alpha - 1)$$

Muy inversa.....K = 13.5,  $\alpha = 1$

Extremadamente inversa.....K = 80,  $\alpha = 2$



Usuario (por defecto)..... K = 2.6,  $\alpha = 1$  (ver curvas en Apéndice II)

La intensidad de arranque se ajusta en Amperios en el secundario.

En tiempo fijo, el relé dispara al transcurrir el tiempo programado desde que se supera la intensidad de arranque, independientemente del valor de la intensidad.

Trabajando con curva, el tiempo que tarda en disparar depende de la curva seleccionada (familia e índice) y del valor de la intensidad. En el Apéndice II se dan los gráficos y fórmulas para el cálculo del tiempo, en función del cociente entre la intensidad y la intensidad de arranque. Si el cociente es mayor de 40, se toma 40 para el cálculo.

### 2.6.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación instantáneo de fases				SI/NO
Disparo instantáneo de fase (A)	$0.1 \cdot I_n$	$20.0 \cdot I_n$	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tiempo adicional de instantáneo (s)	0.00	9.99	0.01	

La intensidad de disparo se ajusta en Amperios en el secundario.

Si se programa tiempo adicional 0, para valores de intensidad entre la de disparo y 1.5 veces ese valor, el disparo se produce entre 40 y 50 ms; para 2 veces la intensidad de disparo entre 35 y 40 ms, y a partir de 3 veces la intensidad de disparo, en 30 a 35 ms. Si se programa un tiempo adicional, éste se suma al tiempo indicado.



## 2.7 Protección de sobreintensidad de neutro.

### 2.7.1 Descripción general.

En instalaciones con neutro a tierra, protección de sobreintensidad de neutro en el lado de baja tensión del transformador, con las mismas posibilidades de características que las descritas para fases, y ajustes independientes (funciones 50N/51N).

### 2.7.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación temporizado neutro				SI/NO
Arranque temporizado de neutro (A)	0.1*In	4*In	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tipo de respuesta temporizada				Tiempo fijo Curva normal inversa " muy inversa " extremad. inversa " de usuario
Índice de tiempos	0.05	1.09	0.01	
Tiempo fijo (s)	0.0	99.9	0.1	

Las observaciones sobre las curvas son las mismas que las dadas para fases.

### 2.7.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).

Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación instantáneo de neutro				SI/NO
Disparo instantáneo de neutro (A)	0.1*In	20*In	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tiempo adicional de instantáneo (s)	0.00	9.99	0.01	

La intensidad de disparo se ajusta en Amperios en el secundario.

Las mismas consideraciones sobre tiempo adicional que para fases.



## 2.8 Protección de sobrecarga (Imagen térmica).

### 2.8.1 Descripción general.

Esta función calcula una temperatura en función de las condiciones de carga del transformador actuales y recientes. Esta temperatura se visualiza en el display en % respecto al valor de disparo; al llegar al valor programado se activa un relé de aviso (si hay alguno programado como tal) y al llegar al 100% se activa el relé de disparo de imagen térmica (si la función está habilitada) y las señalizaciones correspondientes. Una vez disparado por este motivo, el relé no recae mientras la temperatura calculada esté por encima del 40% y se cumplan el resto de condiciones de sellado. La temperatura calculada se puede resetear mediante la tecla R, para forzar el desbloqueo.

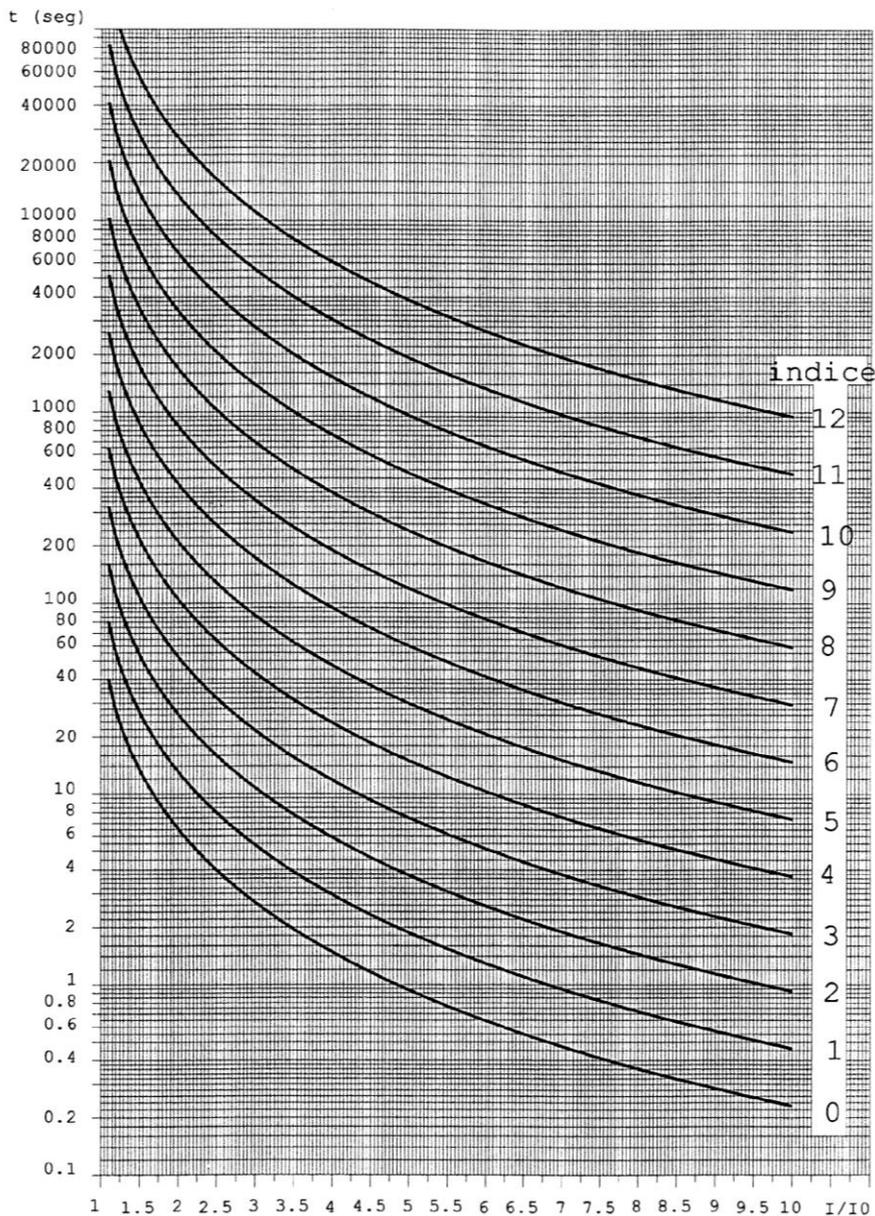
El tiempo que se tarda en llegar al disparo viene dado por las curvas adjuntas, que dan el tiempo en función de la relación entre la intensidad media de las 3 fases y la intensidad nominal del trafo, dependiendo del índice de curva utilizado. Hay un juego de curvas para trafo frío y otro para cada situación de trafo caliente, dependiendo del régimen de carga al que ha estado sometido.

### 2.8.2 Ajustes (3 tablas).

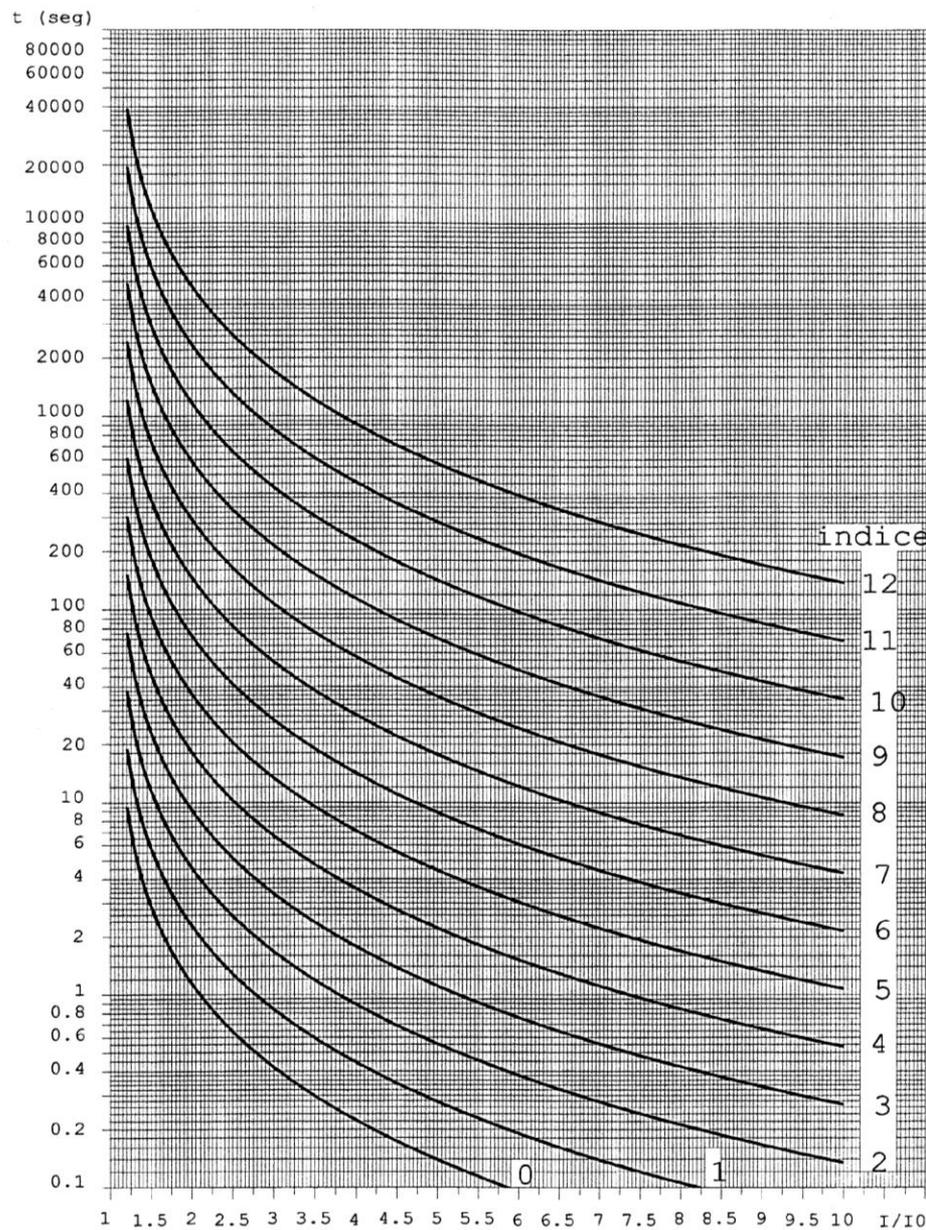
Ajuste	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación				SI/NO
Índice de curva	0	12	1	
Umbral alarma (%)	60	100	1	



2.8.3 Curvas para trafo frío.



2.8.4 Curvas para trafo a la Intensidad nominal.





## 2.9 Protección de desequilibrio de intensidades.

### 2.9.1 Descripción general.

Contiene las funciones de protección de desequilibrio por instantáneo y por temporizado.

La protección funciona exactamente igual que la protección de sobreintensidad de fases tomando como medida de entrada 3 veces el módulo de la intensidad de secuencia inversa

$$3 \cdot |I_2| = |Ia + a^2 \cdot Ib + a \cdot Ic| \quad \text{Donde } a = 1 \angle 120^\circ$$

### 2.9.2 Rangos de ajuste de característica temporizada (3 tablas).

Parámetro	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilit. temporizado de desequilibrio.				SI/NO
Arranque de tempor. de desequilib.(A)	0.2*In	4.0*In	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tipo de respuesta temporizada				Tiempo fijo Curva normal inversa “ muy inversa “ extremad. inversa “ de usuario
Índice de tiempos	0.05	1.09	0.01	
Tiempo fijo (s)	0.1	99.9	0.1	

Las observaciones sobre las curvas son las mismas que las dadas para fases.

### 2.9.3 Rangos de ajuste de característica instantánea (3 tablas).

Parámetro	Mínimo	Máximo	Escalón	Observaciones
Habilitación instantáneo de desequilibrio.				SI/NO
Disparo instantáneo de desequilibrio (A)	0.2*In	20.0*In	0.1	In 1 ó 5 A, s/calibre
Tiempo adicional de instantáneo (s)	0.10	9.99	0.01	



Universidad Tecnológica Nacional  
Facultad Regional Rosario

---

*Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica*  
Departamento Ingeniería Eléctrica