

Tesis Doctoral

**Aportaciones a la Conexión
Controlada de Transformadores de
Potencia**

Autor:

Ramón Cano González

Directores:

Dr. D. Alfonso Bachiller Soler

Dr. D. José Antonio Rosendo Macías

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2015



Tesis Doctoral

Aportaciones a la Conexión Controlada de
Transformadores de Potencia

Autor:

Ramón Cano González

Directores:

Alfonso Bachiller soler
José Antonio Rosendo Macías

Doctores

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Universidad de Sevilla

2015

A mis padres

Agradecimientos

Sea mi primer agradecimiento para Alfonso Bachiller Soler. Gracias a su iniciativa y su ayuda continuada, esta tesis ha pasado de ser un proyecto a ser una realidad. También mi agradecimiento para José Antonio Rosendo Macías por su apoyo en el desarrollo de este trabajo.

A Red Eléctrica de España, bajo su proyecto de I+D+i “Maniobras en transformadores con relés de maniobra controlada”, se han realizado parte de los trabajos incluidos en esta tesis y ha servido de base para el desarrollo de las aportaciones realizadas. Particularmente a Gabriel Álvarez Cordero, ingeniero del Dpto. de Fiabilidad del Sistema Eléctrico de REE.

A mis compañeros en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla. Especialmente a Vicente Simón Sempere ya que siempre he podido contar con su desinteresada y valiosa ayuda, junto con sus buenos consejos.

A mis padres, por facilitarme, entre otras muchas cosas, la estudios que poseo.

Finalmente, quiero expresar mi agradecimiento más especial a mi mujer Pili y a mi hija Pili. A mi hija porque, posiblemente sin ella saberlo, me ha servido de continuo estímulo para realizar este tesis. A mi mujer por haberme animado siempre a hacerla y proporcionarme su incondicional apoyo para que pudiera dedicarle todo el tiempo necesario.

Ramón Cano González

Sevilla, 2015

Índice

<i>Resumen</i>	1
1. Introducción	4
1.1. Fundamentos teóricos	4
1.1.1. Amortiguamiento de la corriente de magnetización	7
1.2. Parámetros de los que depende la intensidad de magnetización	10
1.3. Técnicas para la reducción de la corriente de energización	10
1.4. Comparativa entre las técnicas para la reducción de la corriente de energización	13
2. Control del instante de conexión	15
2.1. Maniobra controlada en transformadores monofásicos	16
2.2. Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente	18
2.2.1. Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y neutro conectado a tierra	19
2.2.2. Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y neutro aislado	20
2.2.3. Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y conexión triángulo	24
2.3. Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente	26
2.3.1. Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente y neutro conectado a tierra	27
2.3.2. Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente y conexión triángulo	29
3. Relés de maniobra controlada	30
3.1. Características de los interruptores en los sistemas de maniobra controlada	31

3.2.	Funciones de adaptación y compensación	36
3.2.1.	Control adaptativo	36
3.2.2.	Compensación	38
3.3.	Relés comerciales de maniobra controlada	39
3.3.1.	ABB Switchsync™ controllers	41
3.3.2.	Alstom RPH3	43
3.3.3.	Mitsubishi SSC-02B	43
3.3.4.	Siemens PSD02	44
3.3.5.	Vizimax <i>Synchroteq Plus</i>	45
3.3.6.	Comparativa entre los diferentes relés de maniobra controlada	47
4.	Maniobra controlada en transformadores trifásicos con neutro aislado	49
4.1.	Medida del flujo residual en transformadores trifásicos con neutro aislado	50
4.2.	Método propuesto	51
4.2.1.	Método de conexión con patrón simétrico de flujos residuales, $+R, -R, 0$	52
4.2.2.	Método de conexión con patrón asimétrico de flujos residuales	55
4.3.	Simulación de la conexión controlada de transformadores con neutro aislado	59
5.	Maniobra controlada en transformadores con interruptores tripolares	65
5.1.	Introducción	65
5.2.	Instante óptimo para la conexión tripolar.	67
5.3.	Simulación de la estrategia propuesta de cierre tripolar	70
5.4.	Consideraciones prácticas	74
5.4.1.	Influencia del tiempo de cierre y de la RDDS	77
6.	Estudio comparativo de diferentes estrategias de energización	80
6.1.	Modelo de transformador	80
6.2.	Modelo de red	81
6.2.1.	Red de 220 kV	81
6.2.2.	Red 400 kV	81
6.3.	Modelo de interruptor	82
6.4.	Descripción de las maniobras de energización	84
6.5.	Resultados de las Simulaciones	86
6.5.1.	Transformador trifásico con núcleo de tres columnas	88
6.5.2.	Banco de autotransformadores monofásicos	91
7.	Experiencia Práctica	94

7.1.	Estudio previo	94
7.2.	Pruebas de Laboratorio	96
7.2.1.	Modelado RSCAD	96
7.3.	Prueba del relé en los escenarios seleccionado	97
7.4.	Influencia de la discrepancia en el tiempo de cierre y en la RDDS del interruptor	103
7.5.	Validación de simulaciones con medidas de campo	104
7.5.1.	Maniobra 5	106
7.5.2.	Maniobra 6	110
7.5.3.	Maniobra 22	113
8.	Conclusiones y futuras líneas de investigación	116
8.1.	Conclusiones	116
8.2.	Propuestas para futuras líneas de investigación	117
Apéndice A.	Modelado de transformadores de potencia.	118
A.1.	Introducción	118
A.2.	Modelo XFRM de ATPDraw	119
A.2.1.	Configuración de parámetros	120
A.2.2.	Parametrización del modelo	122
A.3.	Modelo del transformador trifásico de tres columnas	133
A.4.	Modelo del banco trifásico de autotransformadores monofásicos	138
Apéndice B.	Resultados de simulaciones.	141
B.1.	Transformador trifásico de tres columnas	143
B.2.	Banco de autotransformadores monofásicos	149
	<i>Índice de Figuras</i>	155
	<i>Índice de Tablas</i>	160
	<i>Bibliografía</i>	162

Resumen

Durante la energización, un transformador puede llegar a absorber una intensidad varias veces superior a la intensidad nominal, y con un contenido armónico elevado. Dicha corriente es conocida como corriente de irrupción, corriente de choque, corriente de energización, sobrecorriente de magnetización y con el término inglés *inrush current*. Este fenómeno, descrito y publicado por primera vez por Fleming en 1892 [18], es debido al alto grado de saturación magnética al que puede verse sometido el núcleo.

Diversos son los efectos negativos que pueden provocar estas corrientes, tanto en el propio transformador como en el sistema eléctrico más próximo, siendo los más destacados los siguientes [4]:

- Las protecciones diferenciales y contra sobrecorrientes pueden sufrir disparos intempestivos [38]. En [28, 29, 46, 58] se pueden encontrar diversas propuestas encaminadas a que las protecciones puedan distinguir entre una corriente de energización y una falta interna del transformador.
- La calidad del suministro puede verse gravemente afectada por fenómenos de resonancia, sobretensiones, y especialmente por huecos de tensión debido a la impedancia de la red entre los generadores y el transformador energizado. [5, 36, 42, 47].
- Las bobinas de los transformadores se ven sometidas a unos elevados esfuerzos electrodinámicos, similares a los producidos durante un cortocircuito pero de mayor duración, que pueden acortar su vida útil, [3, 39, 51].

Por todo ello resulta evidente la necesidad de mitigar las consecuencias de la corriente de magnetización, atenuándola y/o disminuyendo su duración. Aunque existen diversas técnicas para lograr este objetivo, el uso de relés de maniobra controlada se presenta en la actualidad como una de las opciones con mayor proyección en los próximos años. Básicamente, el principio de funcionamiento de los relés de maniobra controlada consiste en realizar la conexión del transformador en el momento más apropiado de la onda de tensión de la red para que la corriente de energización sea lo menor posible.

En este ámbito se enmarca la presente tesis, teniendo un doble objetivo, por un lado analizar y comparar las diferentes estrategias utilizadas en estos relés y, por otro lado, proponer nuevas estrategias que proporcionen mejores resultados que las existentes.

La tesis se ha estructurado en los capítulos que se enumeran a continuación:

- En el capítulo 1 se aborda, desde el punto de vista teórico, el motivo por el que se originan grandes corrientes de magnetización y se describen las técnicas que pueden emplearse para su reducción realizando una comparativa entre ellas.
- El capítulo 2 se dedica a describir la técnica basada en el control de instante de conexión y se analizan las diferentes estrategias que pueden utilizarse en ella.
- En el capítulo 3 se enumeran los relés comerciales que actualmente existen en el mercado, analizando los algoritmos y estrategias que tienen implementados, así como las características funcionales de ellos.
- Los capítulos 4 y 5 constituyen las aportaciones más importantes de esta tesis. En el primer caso se presenta un nuevo algoritmo para la energización de transformadores con neutro aislado y en el segundo se propone una nueva estrategia para el uso de los relé de maniobra con interruptores con mando tripolar.
- En el capítulo 6 se realiza un estudio comparativo entre las diferentes estrategias que tienen implementadas los relés analizados en el capítulo 3. En esta comparativa se ha incluido también la propuesta en el capítulo 5.
- El capítulo 7 describe la experiencia práctica, desarrollada en colaboración con Red Eléctrica de España, sobre un relé instalado en la

subestación de Castresorer en Mallorca para el control de la energización de un transformador. En este capítulo se ha podido validar el modelo de transformador, usado en las simulaciones de capítulos anteriores, mediante las medidas de campo tomadas en la puesta en servicio del mencionado relé.

1 Introducción

En este capítulo se estudian las causas que dan origen a las elevadas corrientes de magnetización que aparecen en ciertas ocasiones al energizar un transformador. Asimismo, se describen las principales técnicas que se pueden usar para mitigar o eliminar dichas corrientes, realizando una comparativa entre ellas.

1.1 Fundamentos teóricos

Para estudiar el fenómeno de energización, considérese el transformador monofásico de la Figura 1.1.

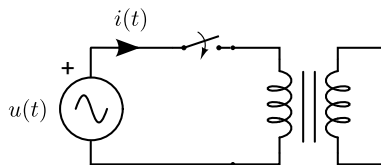


Figura 1.1. Circuito de energización de transformador monofásico.

Cuando el interruptor se cierra, se conecta una fuente de tensión sinusoidal al primario del transformador y aparece en el núcleo de éste un flujo magnético. Si se desprecian las pérdidas, la relación entre la tensión y el flujo viene dada por

$$u(t) = N \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (1.1)$$

donde $u(t)$ es la tensión aplicada, $\phi(t)$ el flujo magnético y N el número de espiras.

Si la tensión aplicada, para $t > t_0$, es de la forma

$$u(t) = U_o \cos(\omega t) \tag{1.2}$$

siendo U_o la amplitud y ω la pulsación de la onda, entonces el flujo se puede obtener integrando (1.1):

$$\begin{aligned} \phi(t) &= \phi_r + \frac{1}{N} \int_{t_0}^t u(\tau) d\tau \\ &= \phi_r + \frac{1}{N} \int_{t_0}^t U_o \cos(\omega \tau) d\tau \\ &= \phi_r + \frac{U_o}{N\omega} [\text{sen}(\omega t) - \text{sen}(\omega t_0)] \end{aligned} \tag{1.3}$$

Denominando a la amplitud del flujo $\phi_o = \frac{U_o}{N\omega}$, (1.3) puede escribirse de forma más compacta como

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_o [\text{sen}(\omega t) - \text{sen}(\omega t_0)] \tag{1.4}$$

Como se puede observar, el flujo resultante es una función sinusoidal con una componente continua de valor $\phi_r - \phi_o \text{sen}(\omega t_0)$. El término ϕ_r se corresponde con el flujo remanente en el núcleo del transformador, consecuencia de la histéresis del material ferromagnético y su valor viene determinado por el transitorio durante la última desconexión (Figura 1.2). El término $\phi_o \text{sen}(\omega t_0)$ depende del valor de la tensión en el instante en el que se realice la conexión.

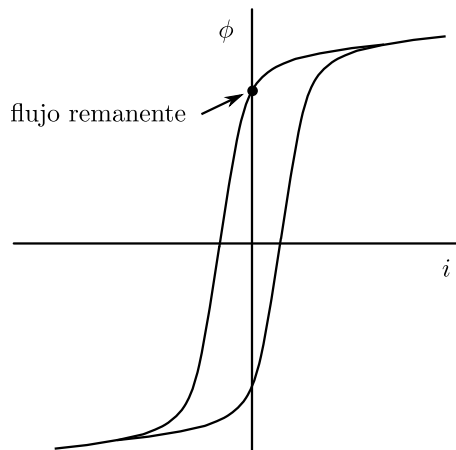


Figura 1.2. Ciclo de histéresis y flujo remanente.

Es bien conocido que el material de la chapa magnética que forma el núcleo del transformador exhibe una característica no lineal como la mostrada en la Figura 1.3. Por motivos económicos, los transformadores se diseñan para que, en condiciones normales de funcionamiento, el valor máximo del flujo esté próximo al codo de la curva de magnetización del material del núcleo. Esto da lugar, en régimen normal de funcionamiento, a una corriente de magnetización pequeña y con algún contenido armónico, como se muestra en la Figura 1.4.

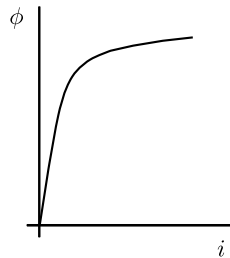


Figura 1.3. Curva típica de magnetización del núcleo magnético de un transformador.

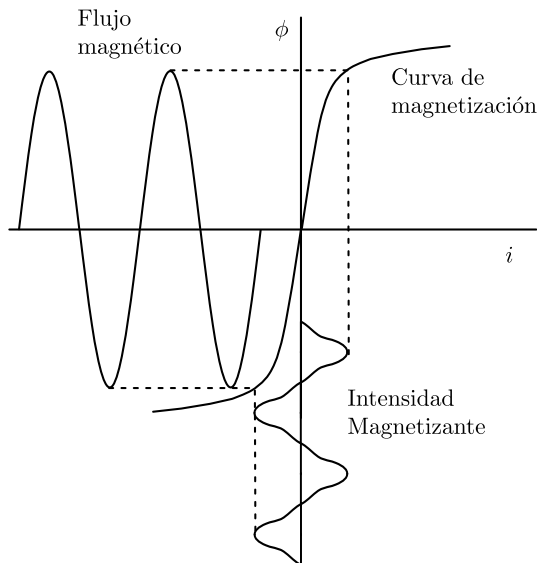


Figura 1.4. Curva de magnetización. Característica flujo-intensidad.

Sin embargo, como se ha mostrado anteriormente, el valor de pico del flujo depende del instante en que se conecte el transformador y del flujo

remanente, es decir del valor de $\phi_r - \phi_o \text{sen}(\omega t_0)$, que se suma a su amplitud normal ϕ_o , por lo que el valor de pico del flujo puede ser mayor que el doble del esperado. Así, si la conexión tuviera lugar en el peor caso posible, el flujo en el núcleo alcanza un valor máximo de $2\phi_o + |\phi_r|$, como puede observarse en la Figura 1.5. En dicha figura se ha representado también lo que se denomina flujo previsto, que jugará un papel importante en las diferentes estrategias de conexión controlada. El flujo previsto es aquel que poseerá el transformador una vez alcanzado el régimen permanente, y se obtiene de la integración indefinida de la tensión.

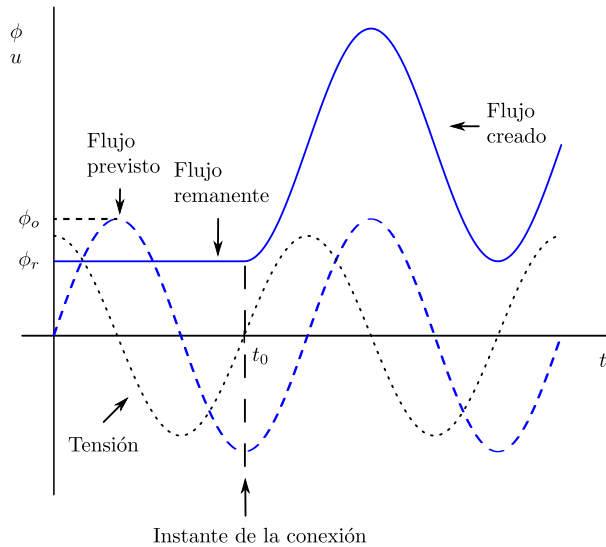


Figura 1.5. Asimetría del flujo creada cuando el transformador es energizado en el paso por cero de la tensión.

En general, tras una conexión no controlada, el flujo magnético tendrá un valor medio distinto de cero, lo que provoca que el núcleo entre en saturación generándose una elevada corriente de magnetización. Este fenómeno se puede observar en la Figura 1.6 donde, incluso con sólo un pequeño incremento del valor de pico del flujo, la intensidad necesaria para magnetizar el núcleo es mucho más elevada que en el caso anterior y con mayor contenido armónico.

1.1.1 Amortiguamiento de la corriente de magnetización

En la situación anterior, al despreciar la resistencia de los devanados, la de la línea y la de la fuente que alimenta al transformador, el valor

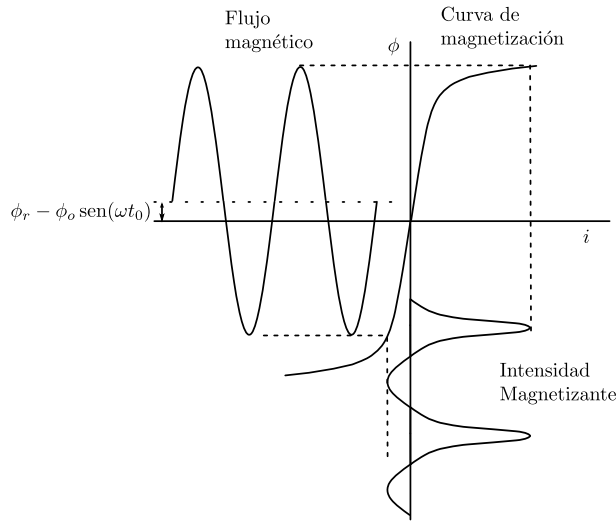


Figura 1.6. Intensidad de magnetización con núcleo saturado y flujo asimétrico.

medio del flujo seguiría siendo distinto de cero y el elevado valor de la corriente magnetizante se mantendría indefinidamente. Por el contrario, si se consideran esas resistencias o su equivalente, Figura 1.7, el transitorio está regido por la ecuación diferencial

$$N \frac{d\phi}{dt} + Ri = U_o \cos(\omega t) \tag{1.5}$$

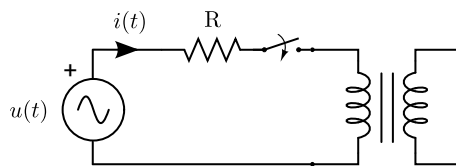


Figura 1.7. Energización de un transformador monofásico considerando la resistencia equivalente del circuito.

Debido al carácter no lineal de la relación $i = f(\phi)$, la solución analítica de (1.5) es difícil de obtener y en la práctica sólo puede ser resuelta numéricamente [55]. No obstante, considerando un valor medio de la inductancia L , de forma que $Li = N\phi$, (1.5) puede ser reescrita como

$$\frac{d\phi}{dt} + \frac{R}{L}\phi = \frac{U_o}{N} \cos(\omega t) \tag{1.6}$$

Si se tiene en cuenta el flujo remanente en el instante $t = 0$ de la conexión, $\phi(0) = \phi_r$, la solución de (1.6) es

$$\phi(t) = \left(\phi_r - \frac{(RLU_o)/N}{R^2 + (\omega L)^2} \right) e^{-(R/L)t} + \frac{(RLU_o)/N}{R^2 + (\omega L)^2} \left(\cos(\omega t) + \frac{\omega L}{R} \text{sen}(\omega t) \right) \tag{1.7}$$

Considerando que $R \ll \omega L$ y denominando $\phi_o = \frac{U_o}{N\omega}$ resulta

$$\phi(t) = \phi_r e^{-(R/L)t} + \phi_o \text{sen}(\omega t) \tag{1.8}$$

Como se deduce de (1.8), el efecto del flujo remanente está amortiguado por una exponencial cuya constante de tiempo es $\tau = L/R$, por lo que la saturación del núcleo desaparece transcurrido aproximadamente cinco veces el valor de τ . A pesar de las aproximaciones realizadas, en la realidad el comportamiento del amortiguamiento de la corriente de irrupción es bastante aproximado al de una exponencial, como se puede comprobar en la Figura 1.8. La estimación del valor de la constante de tiempo es bastante compleja pero en situaciones reales, el tiempo que tarda en desaparecer esta sobrecorriente de magnetización puede ser desde algunos ciclos hasta algunos minutos [19].

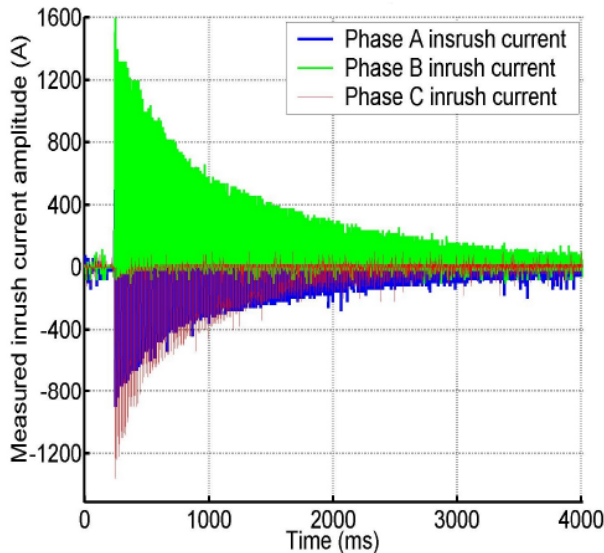


Figura 1.8. Amortiguamiento de la corriente de magnetización. Transformador trifásico 465 MVA, 315 kV. Fuente [33].

1.2 Parámetros de los que depende la intensidad de magnetización

En el apartado anterior se ha calculado el flujo resultante en el núcleo cuando se energiza un transformador monofásico en vacío:

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_o [\text{sen}(\omega t) - \text{sen}(\omega t_0)] \quad (1.9)$$

Se puede observar que el valor del flujo en el núcleo depende del flujo remanente, ϕ_r , del flujo nominal, ϕ_o y del instante de conexión, t_0 . A su vez, el flujo nominal depende de la tensión nominal máxima, U_o , del número de espiras, N y de la pulsación, ω :

$$\phi_o = \frac{U_o}{N\omega} \quad (1.10)$$

Estos valores influyen de manera directa en la intensidad de magnetización debido a la relación de ésta con el flujo mediante la curva de magnetización del núcleo. Es evidente que, para una determinada curva de magnetización, cuanto mayor sea el flujo, mayor será la probabilidad de que entre en la zona de saturación y por tanto la intensidad de magnetización será más elevada.

Otro aspecto importante es la influencia sobre la intensidad de magnetización del flujo de saturación y el coeficiente de autoinducción una vez que el núcleo está saturado, comúnmente denominado $L_{aircore}$. Concretamente, para un flujo determinado, cuanto mayor sea el flujo correspondiente al codo de saturación del núcleo (flujo de saturación) y la $L_{aircore}$, menor será la intensidad de magnetización.

Hay otros parámetros que influyen en la intensidad de magnetización como son la resistencia de los devanados y la impedancia de cortocircuito que presenta la red en los terminales del transformador. En ambos casos, cuanto mayor sean sus valores, menor será la intensidad de magnetización.

Por último, como se verá más adelante, en los transformadores trifásicos tanto el tipo de núcleo, número de fases así como el tipo de conexión también influyen en la corriente de magnetización [24].

1.3 Técnicas para la reducción de la corriente de energización

En la actualidad existen varias técnicas orientadas a la reducción de la corriente de magnetización de los transformadores de potencia. Algunas

de ellas están basadas en el estado de la red en el momento de la conexión, como son:

1. Si la red presenta una potencia de cortocircuito baja (o, equivalentemente, alta impedancia de cortocircuito) en terminales del transformador entonces la corriente de magnetización disminuye. Sin embargo, aun cuando disminuye la corriente de magnetización, puede originar una caída de tensión más importante, perjudicando otras cargas de la red [36]. Teniendo esto presente, cabe plantearse la elección del momento adecuado del día en el que realizar la conexión del transformador.
2. Reducción de la tensión de alimentación al transformador antes de la conexión. En transformadores con cambio de tomas en carga se puede lograr una reducción importante del pico de la corriente de magnetización si se cambia las tomas de la posición 0.9 p.u. a 1.1 p.u.. Otra solución para transformadores instalados en centrales de generación consiste en disminuir la excitación de los generadores con la consiguiente disminución de la tensión en bornes del transformador.

La utilización de las técnicas anteriores dependen en gran medida de la situación de la red que alimenta al transformador y no siempre puede ser usadas. Existen otras técnicas que pueden ser aplicadas independientemente del estado de la red. Algunas de ellas se relacionan a continuación:

1. Transformadores de "bajo *inrush*". Básicamente consiste en modificar el punto de saturación del núcleo así como la inductancia del aire de las bobinas. Más concretamente, se trata de elevar tanto el punto de saturación, mediante el empleo de mejores chapas magnéticas, como la inductancia del aire de las bobinas (modificando la geometría y/o número de espiras).

Otro objetivo importante que se persigue en este tipo de transformadores es la reducción de la inducción de trabajo, aunque esto lleva aparejado un aumento del volumen y del peso del núcleo.

2. Uso de resistencias de preinserción, las cuales se conectan en serie entre la fuente de alimentación y el transformador. La caída de tensión que se produce en estas resistencias reduce la tensión en terminales del transformador, lo que se traduce en una disminución del flujo magnético en el núcleo dando lugar a una atenuación de la corriente transitoria de magnetización. Transcurrido un corto periodo de tiempo, estas resistencias son eliminadas quedando el transformador

conectado directamente a la alimentación. En la Figura 1.9 se muestra un esquema simplificado para ilustrar este método. En primer lugar se cierra el interruptor CB1, por lo que la corriente circula a través de la resistencia, y en segundo lugar, al cerrar CB2, el transformador queda conectado directamente a la fuente de alimentación. Es necesario destacar que los interruptores que disponen de resistencia de preinserción requieren un mayor mantenimiento durante su vida útil.

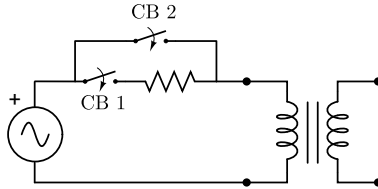


Figura 1.9. Uso de resistencias de preinserción.

Basándose en el mismo principio, se han propuesto otra serie de métodos de aplicación en transformadores de baja tensión, entre los que cabe destacar el uso de una bobina de choque [21, 1], superconductores [48, 49] o fuentes de tensión generadas por un convertidor PWM para producir una caída de tensión en la línea de alimentación [30, 57].

Por último, para transformadores de potencia se ha propuesto en [16, 56], añadir una resistencia en la puesta a tierra del neutro para limitar la corriente en lugar de utilizar las resistencias de preinserción, Figura 1.10. La energización se realiza secuencialmente para las diferentes fases de transformador y una vez completada la maniobra, se cortocircuita la resistencia para eliminar su influencia en el sistema.

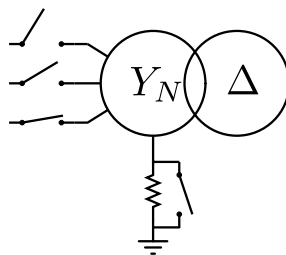


Figura 1.10. Energización secuencial y resistencia de neutro para reducir la sobrecorriente de magnetización.

3. Control del instante de conexión. El control del instante de conexión consiste en elegir el punto de la onda de tensión más adecuado en el que debe conectarse el transformador para disminuir lo máximo posible la corriente de magnetización. Dada su importancia, se analizará en profundidad en el capítulo 2.

1.4 Comparativa entre las técnicas para la reducción de la corriente de energización

El uso de resistencias de preinserción ha sido prácticamente la única solución utilizada en el pasado para disminuir la corriente de energización de transformadores. Los relés de maniobra controlada, aunque eran usados profusamente para otros tipos de cargas como banco de condensadores y reactancias, no obtenían buenos resultados en la conexión de transformadores sin carga, debido a la incapacidad de considerar el flujo remanente. Recientemente, la aparición de modelos comerciales que incorporan algoritmos que realizan el control teniendo en cuenta el flujo remanente, ha hecho que esta técnica se presente como una buena alternativa al uso de resistencia de preinserción. Las ventajas y beneficios que pueden obtenerse de la conexión controlada de transformadores son [15]:

- El coste de los interruptores con resistencias de preinserción es entre un 10 y un 30 % superior al de un interruptor estándar para tensiones superiores a 300 kV. En subestaciones con tecnología GIS, el incremento de precio es aún mayor. Por el contrario, la instalación de un sistema de maniobra controlada puede suponer solo un 5 % de coste adicional.
- En el mercado existe un limitado número de interruptores diseñados con la posibilidad de usar resistencia de preinserción, mientras que el controlador de maniobra se puede usar con un mayor número de interruptores.
- Aumenta la vida media del interruptor.
- El coste de mantenimiento de un interruptor con resistencias de preinserción es del orden de dos veces el de un interruptor estándar.

Por contra, también presenta algunos inconvenientes:

- La maniobra controlada óptima requiere de interruptores con mando unipolar, lo que suele ser frecuente a partir de 220 kV pero no siempre por debajo de dicho nivel de tensión.

- La conveniencia de medir los parámetros que influyen en el tiempo de operación del interruptor (temperatura, presión, tensión de la bobina de control,...) puede suponer un aumento del coste de implantación para el sistema de maniobra controlada.
- Los costes asociados a ingeniería, puesta en marcha y pruebas de campo pueden representar un incremento importante del coste, sobre todo en las primeras implantaciones.

2 Control del instante de conexión

Según se ha analizado en el capítulo 1, la elevada corriente de magnetización se debe al alto valor de flujo que aparece en el núcleo una vez efectuada la conexión del transformador, el cual viene dado por

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_o \text{sen}(\omega t) - \phi_o \text{sen}(\omega t_0) \quad (2.1)$$

donde ϕ_r es el flujo residual, ϕ_o la amplitud del flujo en régimen permanente y t_0 el instante de conexión. Este instante de conexión también puede determinarse por el ángulo equivalente $\alpha = \omega t_0$. De esta forma, la expresión 2.1, queda

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_o \text{sen}(\omega t) - \phi_o \text{sen} \alpha \quad (2.2)$$

El control del instante de conexión consiste básicamente en anular el término $\phi_r - \phi_o \text{sen} \alpha$, seleccionando el ángulo α para que el término $\phi_o \text{sen} \alpha$ sea igual al flujo remanente ϕ_r . De esta forma, teniendo en cuenta la onda de tensión y el valor del flujo remanente, el objetivo consiste en hacer coincidir el flujo remanente con el flujo previsto (obtenido mediante la integración de la tensión) en el instante de la conexión [7, 41].

Para poder aplicar esta técnica es necesario conocer el valor del flujo residual, que generalmente es obtenido mediante la integración de la tensión durante el transitorio de desconexión. Otra estrategia consiste en forzar a que el flujo residual tome un determinado valor, bien controlando la desenergización [43], o bien utilizando dispositivos externos para desmagnetizar el núcleo del transformador [32] o magnetizarlo con un determinado valor que facilite el algoritmo de la maniobra de energización [52, 40].

Además del flujo remanente, el instante de conexión óptimo depende del tipo de núcleo (monofásico, trifásico, tres columnas, cinco columnas, acorazado), grupo de conexión (estrella, triángulo) y del tipo de mando del interruptor (monopolar, tripolar).

En este capítulo se describe, en primer lugar, la maniobra controlada en transformadores monofásico que servirá como base para el estudio de la maniobra controlada en transformadores trifásicos. En este último caso, sólo se considera el uso de interruptores con mando independiente de cada polo. La maniobra controlada con interruptores con mando tripolar se analiza en el capítulo 5.

2.1 Maniobra controlada en transformadores monofásicos

Para el caso de transformadores monofásicos y en ausencia de flujo remanente, el instante óptimo de conexión coincide con el máximo o el mínimo de la onda de tensión, donde el flujo previsto es nulo. De esta forma el valor del flujo parte desde cero y es una onda sinusoidal con valor medio nulo. En la Figura 2.1 se muestran las ondas de tensión, flujo previsto y flujo real cuando el transformador se conecta a la fuente de alimentación en el instante t_0 .

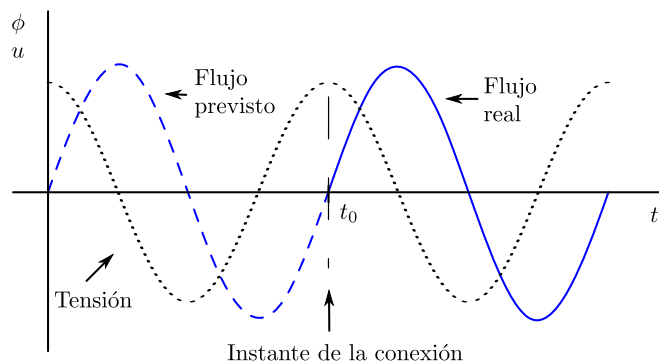


Figura 2.1. Conexión de un transformador monofásico sin flujo remanente.

En el caso de que el flujo remanente en el transformador no sea nulo, si la conexión se realizara en el mismo instante que en el caso anterior, el flujo obtenido será asimétrico con un valor máximo muy superior al previsto, como puede observarse en la Figura 2.2. Para evitar esto, la conexión debe realizarse cuando el flujo previsto coincida con el flujo remanente, tal y

como se muestra en la Figura 2.3. En dicha figura, el transformador se ha energizado en t_0 pero también podría haberse hecho en t_1 obteniéndose un resultado similar.

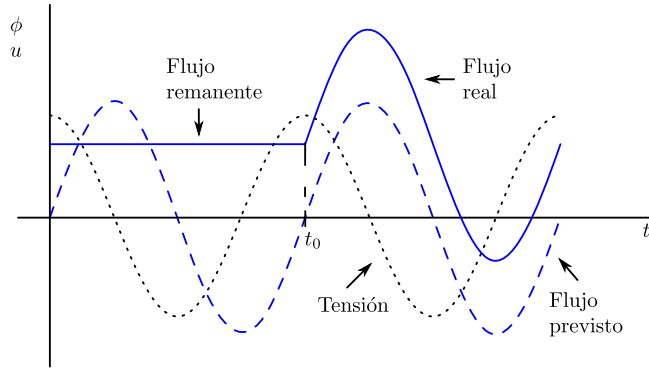


Figura 2.2. Conexión de un transformador monofásico con flujo remanente.

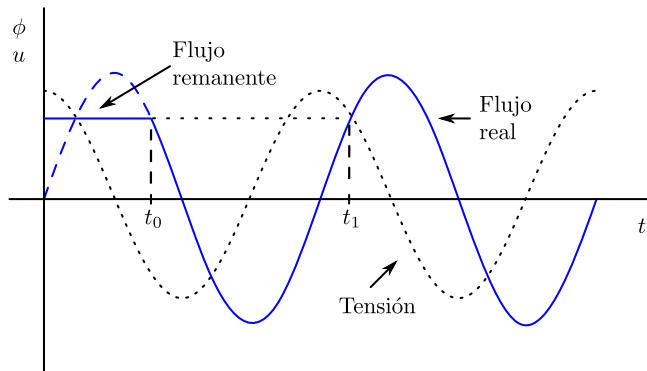


Figura 2.3. Conexión en el instante óptimo de transformador monofásico con flujo remanente.

El control de la maniobra de cierre puede complementarse con el tratamiento previo del flujo remanente. Así, se han propuesto diferentes métodos de eliminación del flujo remanente de un transformador. En [32], haciendo uso de una fuente de tensión de CC se aplica una onda cuadrada de baja frecuencia para someter al material del núcleo a ciclos de histéresis de amplitud decreciente hasta lograr hacer desaparecer el flujo remanente, como se muestra en la Figura 2.4. Esa onda cuadrada puede ser de frecuencia constante y amplitud decreciente o bien de amplitud constante y frecuencia variable.

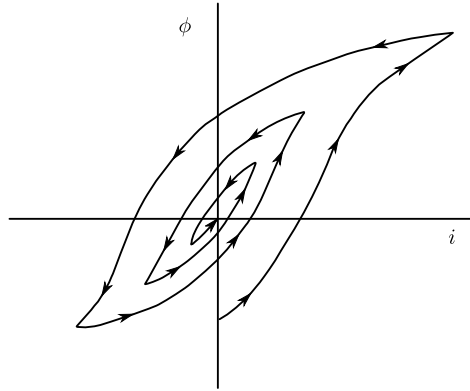


Figura 2.4. Ciclos de histéresis durante la desmagnetización.

Otra técnica diferente consiste en forzar el flujo remanente a un valor determinado, que equivale a fijar el punto de la onda de tensión donde el interruptor debe cerrarse para conseguir un bajo valor de la corriente de magnetización. En [52], se propone utilizar la descarga de un condensador sobre uno de los devanados del transformador para conseguir magnetizar el núcleo al máximo valor posible antes de conectarlo a la red.

2.2 Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente

Cuando se trata de la maniobra controlada en transformadores trifásicos, es necesario hacer la distinción entre los bancos trifásicos y las unidades con núcleo trifásico. En los bancos trifásicos constituidos por unidades monofásicas, con conexión en estrella y con el neutro conectado a tierra, cada fase puede ser energizada sin que aparezca flujo en las bobinas de las otras fases, por lo que las técnicas expuestas en el apartado anterior para transformadores monofásicos siguen teniendo validez en ellos. Sin embargo, en los transformadores constituidos por un núcleo trifásico o donde exista alguna conexión en triángulo, al energizar una fase aparecen flujos en las otras dos. Estos flujos son conocidos como flujos dinámicos, [7, 41], y su evolución determina cuál es el instante óptimo en el que debe producirse la conexión de las fases restantes. Además, es necesario distinguir si el devanado por el que se realiza la energización está conectado en estrella con el neutro a tierra, conectado en estrella con el neutro aislado o bien conectado en triángulo. A continuación se muestran las estrategias de

maniobra controlada considerando un transformador trifásico con conexión estrella-triángulo, con los dos regímenes de neutro: neutro puesto a tierra y neutro aislado; así como un transformador triángulo-triángulo.

2.2.1 Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y neutro conectado a tierra

Si se considera que el núcleo del transformador de la Figura 2.5 tiene flujo remanente cero o despreciable, puede conectarse una de las fases, por ejemplo la fase a, cuando la onda de tensión alcanza el máximo. Al estar el secundario conectado en triángulo, esto no sólo provocará una tensión en el secundario de la fase energizada sino también en las otras dos, aunque, estas últimas, tendrán la mitad de amplitud y estarán desfasadas 180°.

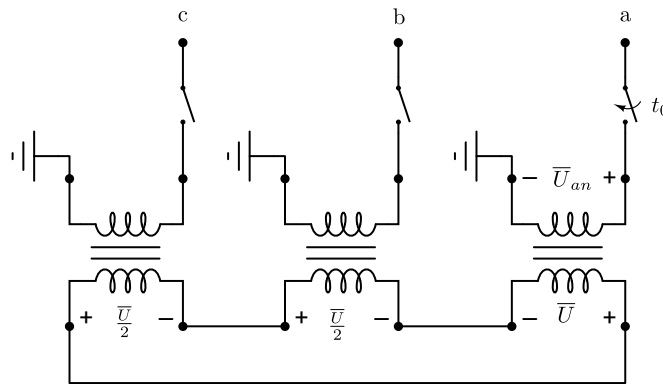


Figura 2.5. Transformador estrella-triángulo con neutro conectado a tierra.

Los flujos que aparecen en cada fase guardan entre sí la misma relación que las tensiones, es decir, los flujos en las dos fases no conectadas tienen la mitad de amplitud y 180° de desfase entre ellos. En la Figura 2.6 se ha representado, junto a los flujos previstos, la evolución de los flujos de las tres fases a partir del instante t_0 en el que se conecta la fase a. Como puede observarse, los flujos previstos y los inducidos coinciden dos veces en cada ciclo de la onda fundamental, por lo que las otras dos fases pueden energizarse en esos instantes sin provocar saturación en el núcleo magnético.

La Figura 2.7 muestra la evolución de los flujos de cada fase cuando en t_0 se energiza la fase a y un cuarto de ciclo después, en t_1 , las otras dos.

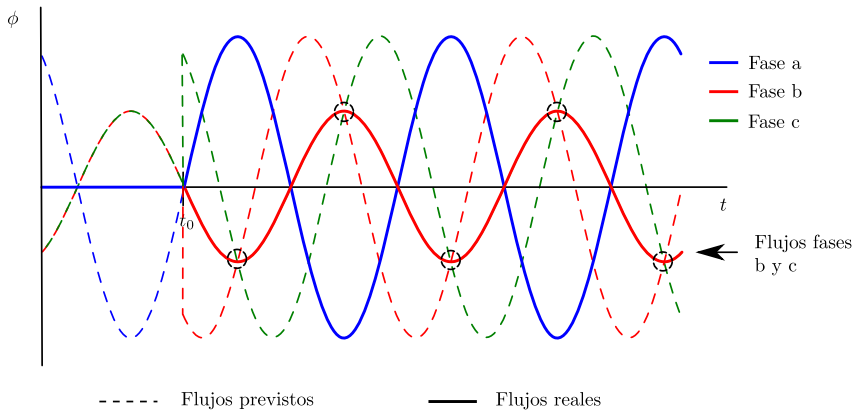


Figura 2.6. Evolución de flujos tras la conexión de una fase.

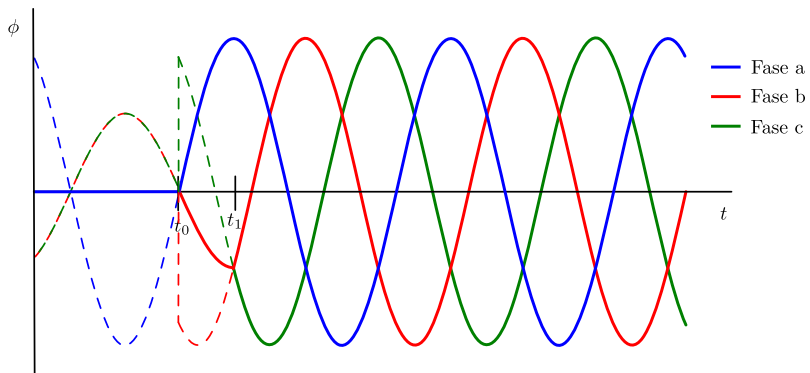


Figura 2.7. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión de una fase en t_0 y las dos restantes en t_1 . Transformador estrella-triángulo con neutro a tierra.

2.2.2 Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y neutro aislado

Si el neutro del devanado primario del transformador se encuentra aislado de tierra, es evidente que el cierre de un solo polo del interruptor no producirá ningún efecto en el transformador. Teniendo en cuenta el esquema de la Figura 2.8, es fácil comprobar que es necesario el cierre de al menos dos polos del interruptor para que alguna de las fases quede sometida a tensión. Si se cierran los polos de las fases a y b, éstas quedarán sometidas a tensiones de amplitud mitad de la tensión de línea y estarán desfasadas 180° entre sí, mientras que la tercera seguirá sin tensión.

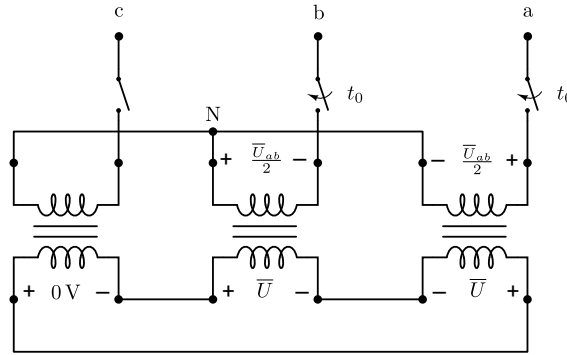


Figura 2.8. Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.

Los flujos que aparecen en cada fase guardan entre sí la misma relación que las tensiones, es decir, los flujos que aparecen en las dos fases conectadas tienen la mitad de amplitud y 180° de desfase. Tomando la tensión de la fase a, u_a , como referencia, en la Figura 2.9 se ha representado, junto a los flujos previstos, la evolución de los flujos de las dos fases conectadas a partir del instante t_0 en el que se conecten las fases a y b. Como se está suponiendo que el flujo remanente en el transformador es nulo, este instante t_0 debe elegirse haciéndolo coincidir con un paso por cero de los flujos previstos.

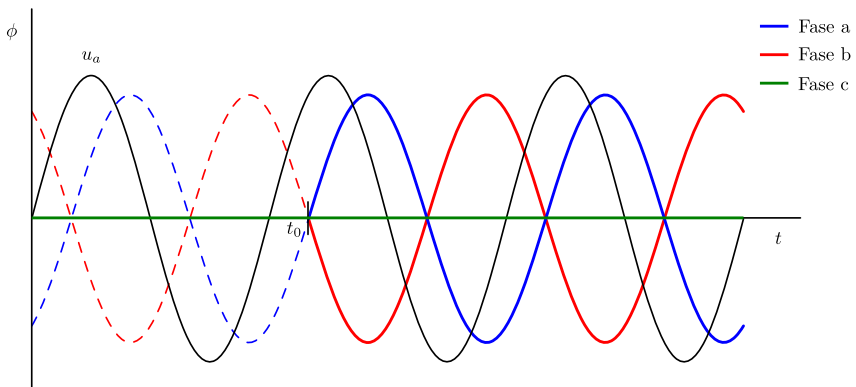


Figura 2.9. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión de dos fases en t_0 . Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.

Cuando se cierre el tercer polo, las tensiones a las que quedarán sometidas las tres fases serán las correspondientes a un sistema trifásico

equilibrado, siendo por tanto iguales en módulo y desfasadas 120° . Por ello, a partir del instante t_0 , los flujos previstos que deben considerarse también estarán desfasados 120° , como se muestra en la Figura 2.10

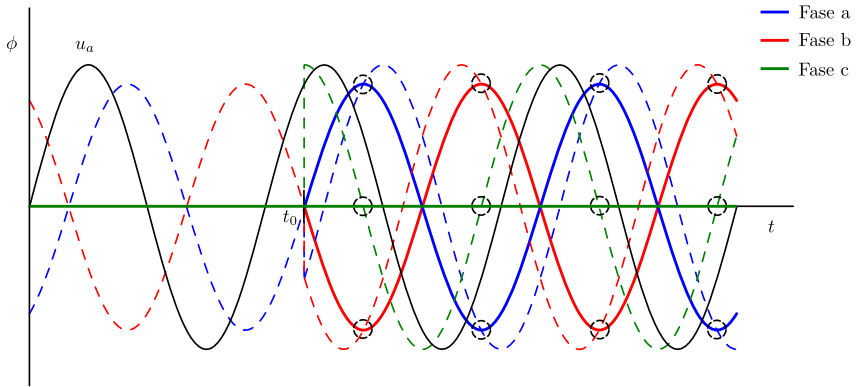


Figura 2.10. Flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de dos fases en t_0 y flujos previstos (líneas de trazos) a partir de ese instante. Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.

Como puede observarse, los flujos coinciden con los flujos previstos dos veces en cada ciclo de la onda fundamental, por lo que el tercer polo puede cerrarse en esos instantes sin provocar saturación en el núcleo magnético. En la Figura 2.11 se ha representado la evolución de los flujos cuando en t_0 se cierran las dos primeras fases y en t_1 la tercera. Puede observarse la continuidad de los flujos a lo largo de toda maniobra.

En las figuras anteriores se ha mostrado el proceso de energización conectando en primer lugar las fases a y b, pero de forma similar puede realizarse comenzando por las fases b y c, o bien, las fases c y a. En todos los casos la conexión de la tercera fase tiene lugar 90° después de la conexión de las dos primeras.

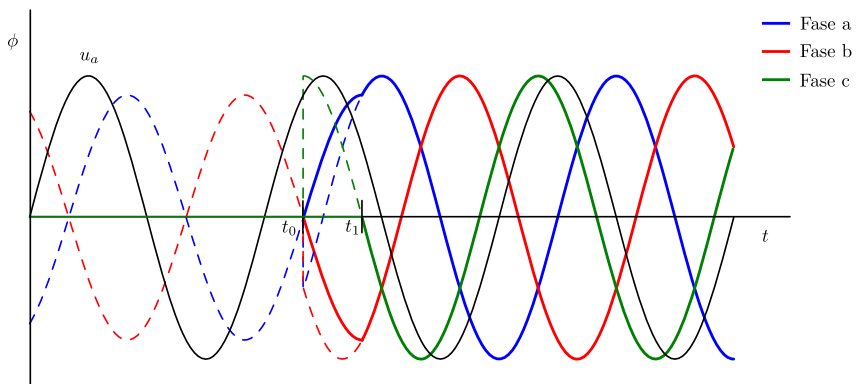


Figura 2.11. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de dos fases en t_0 y la tercera en t_1 . Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.

2.2.3 Maniobra controlada en transformadores trifásicos sin flujo remanente y conexión triángulo

En el caso de que la energización del transformador se realice por un devanado con conexión triángulo, al igual que en el caso anterior, es necesario cerrar al menos dos polos del interruptor para que aparezca flujo magnético en el núcleo del transformador. En la Figura 2.12 se ha representado un transformador con conexión triángulo-triángulo. Al cerrar los polos del interruptor de las fases a y b, la bobina conectada entre estas dos fases quedará sometida a la tensión de línea, mientras que las otras dos tendrán la mitad de amplitud y estarán desfasadas 180°.

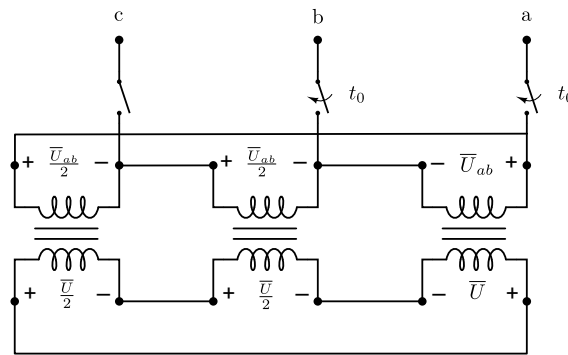


Figura 2.12. Transformador triángulo-triángulo.

En este caso, la distribución de los flujos es idéntica a la de las tensiones, siendo en las fases no conectadas de mitad de amplitud y desfasados 180° con respecto a la fase energizada, como se ha representado en la Figura 2.13. Puede comprobarse como esta figura es idéntica a la Figura 2.6 mostrada en el apartado 2.2.1 y como se indicó entonces, a partir del instante t_0 los flujos previstos y los inducidos coinciden dos veces en cada ciclo de la onda fundamental, por lo que puede cerrarse el tercer polo en esos instantes sin provocar saturación en el núcleo magnético.

En la Figura 2.14 se muestra la evolución de los flujos cuando se cierran los polos de las fases a y b en t_0 y un cuarto de ciclo después, en t_1 , el de la última fase.

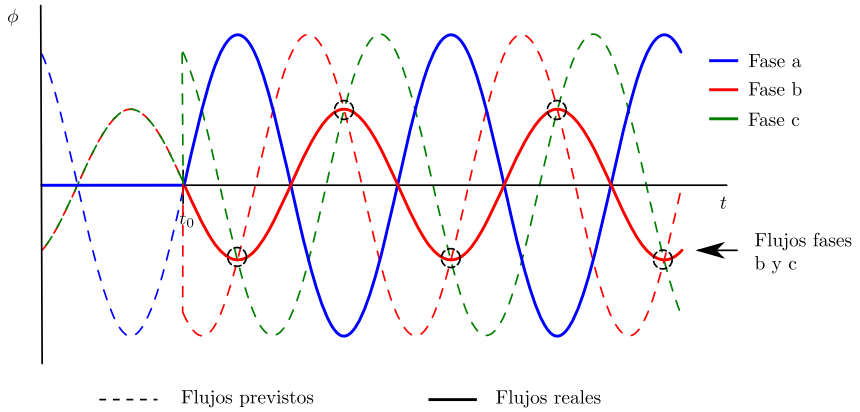


Figura 2.13. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras el cierre en t_0 de los polos de las fases a y b del interruptor. Transformador triángulo-triángulo.

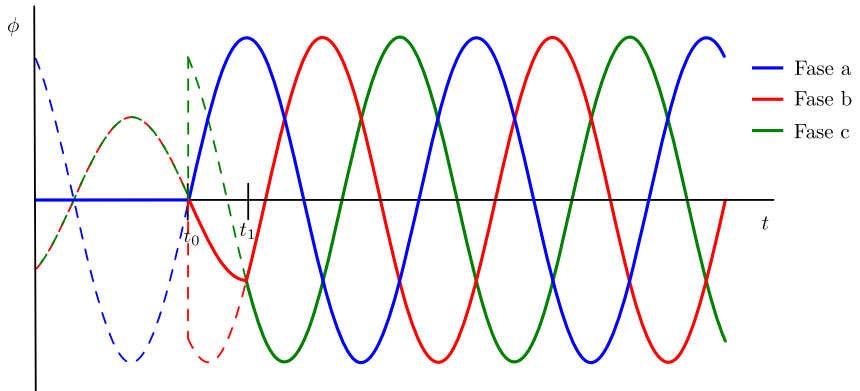


Figura 2.14. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras el cierre de dos polos en t_0 y el tercero en t_1 . Transformador triángulo-triángulo.

2.3 Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente

Debido a la histéresis del material ferromagnético, el núcleo, por lo general, quedará magnetizado al desconectar el transformador. El valor del flujo remanente puede alcanzar valores del orden del 85 % del valor de pico en condiciones normales [6]. En los transformadores trifásicos, es frecuente considerar que el flujo remanente en una de las fases es prácticamente nulo mientras que en las otras dos tienen valores de signos opuestos que oscilan entre el 15 % y 70 % [7]. En la Figura 2.15 puede observarse una evolución típica de los flujos de un transformador trifásico durante la apertura simultánea de los polos del interruptor.

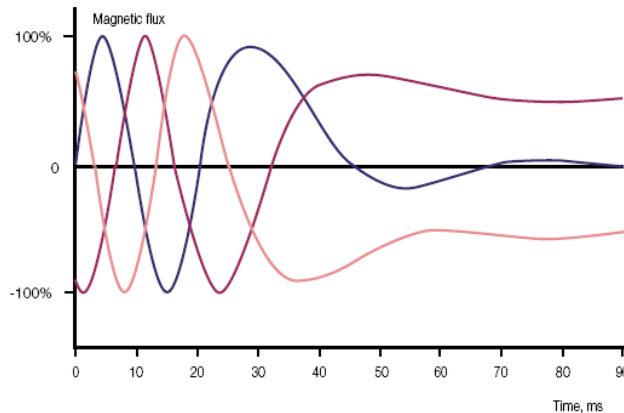


Figura 2.15. Evolución de los flujos durante la desconexión de un transformador trifásico. Fuente ABB.

En esta situación, existen diferentes técnicas que permiten la energización óptima del transformador siempre y cuando se verifique que la suma de los flujos de las tres fases es nula. Esta condición se satisface en aquellos transformadores donde existe un devanado conectado en triángulo o cuyo núcleo sea de tres columnas, lo que suponen la práctica totalidad de los transformadores de potencia.

Para la total eliminación de la sobrecorriente de magnetización es necesario disponer de interruptores con mando independiente de cada polo. De no ser así, el cierre se efectuará de forma simultánea en las tres fase, siendo necesario utilizar estrategias diferentes como la que se propone en [10] y que se describe en el capítulo 5.

Las estrategias que se exponen en esta sección, requieren que el arrollamiento por el que se efectúa la conexión esté conectado en triángulo, o bien, en estrella con neutro a tierra. Para el caso de transformador en estrella con neutro aislado y flujo remanente, no existe un procedimiento claramente establecido para llevar a cabo la conexión del transformador aunque sí hay algunas propuestas como las recogidas en [31, 9], que se describirán en el capítulo 4.

2.3.1 Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente y neutro conectado a tierra

En esta sección se describirá con detalle las estrategias que pueden utilizarse para la conexión de un transformador en estrella con el neutro a tierra que verifique que la suma de los flujos de las tres fases es nula. Para facilitar la exposición, se ha supuesto que el flujo remanente es nulo en una de las fases, siendo de igual valor y signos opuestos en las otras dos.

El procedimiento a seguir consiste en conectar una fase cualquiera en el instante en el que su flujo remanente coincida con el flujo previsto. Puede, por ejemplo, energizarse en primer lugar la fase cuyo flujo remanente es cero, por lo que el punto de conexión coincide con el máximo de la tensión. A partir de ese instante aparecerá flujo en las otras dos fases que partirán de sus respectivos flujos remanentes y, al igual que antes, tendrán la mitad de amplitud y estarán desfasados 180° al flujo de la fase energizada. Ahora los flujos dinámicos de las otras fases tienen una componente continua igual al flujo remanente que poseyeran, Figura 2.16.

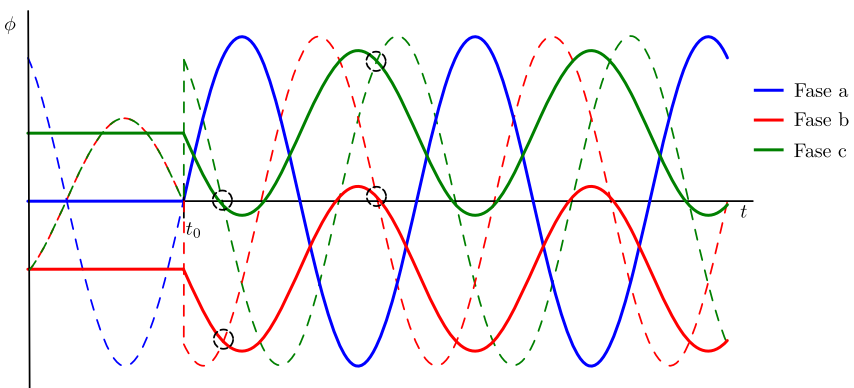


Figura 2.16. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de una fase con flujo remanente en las otras.

Teniendo en cuenta que la suma de los flujos es cero, tanto los flujos inducidos como los flujos previstos deben sumar cero. Esto hace que los flujos coincidan dos veces en cada periodo, como puede observarse en la Figura 2.16. En estos puntos se pueden conectar las otras dos fases sin que el núcleo entre en saturación.

La evolución de los flujos descrita en la Figura 2.16 se corresponde a una situación teórica, ya que en la práctica transcurridos algunos semiciclos después de conectar una fase, el efecto del flujo remanente de las otras dos desaparece, haciendo que ambos flujos sean iguales entre sí y de mitad amplitud que el de la fase energizada, tal y como ocurriría en el caso de no existir flujo remanente y como se recoge en la Figura 2.17. Este fenómeno es debido a la histéresis del material y es conocido como ecualización de flujos [7, 8].

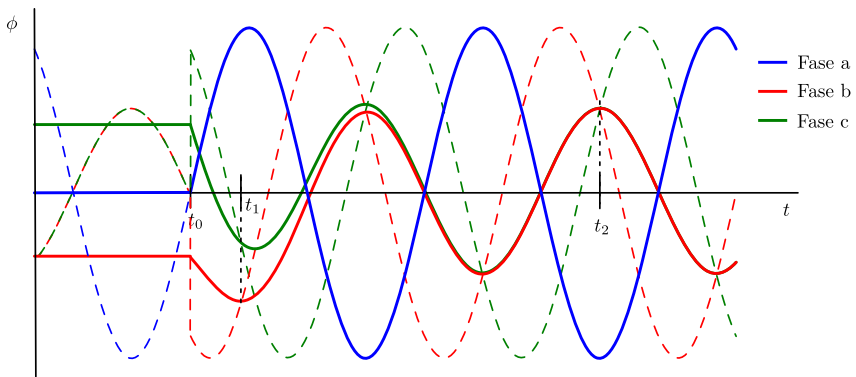


Figura 2.17. Ecualización de flujos en transformador trifásico.

A partir de la Figura 2.17 puede deducirse fácilmente las dos estrategias de cierre que pueden emplearse:

- **Cierre rápido.** Si se cierra la primera fase en t_0 , las dos restantes pueden conectarse en t_1 , primer instante en el que se produce la igualdad de flujos.
- **Cierre retardado.** Al igual que en el caso anterior, en t_0 se conecta una fase. Basta esperar dos o tres ciclos para que el efecto de los flujos remanentes de las otras dos fases se elimine, por lo que podrán ser energizadas en t_2 o en cualquiera de los instantes sucesivos donde se den las mismas condiciones de flujo. Los puntos donde se pueden conectar las fases restantes se repiten cada medio ciclo y coinciden con los máximos y mínimos del flujo de la fase conectada en primer

lugar o, lo que es lo mismo, con los pasos por cero de la tensión en esta fase.

De las dos estrategia descritas, cierre rápido y cierre retardado, los relés comerciales utilizan esta última cuya implementación práctica es más sencilla.

2.3.2 Maniobra controlada en transformadores trifásicos con flujo remanente y conexión triángulo

Cuando el devanado desde el que se va a energizar el transformador está conectado en triángulo, la estrategia es la misma que la empleada cuando se realiza desde de un devanado conectado en estrella con neutro a tierra. Como se ha descrito en el apartado anterior, dicha estrategia consiste en energizar una fase en el instante óptimo y las dos restantes algunos semi-ciclos después. La diferencia radica en que, cuando el arrollamiento está en triángulo, es necesario cerrar dos polos del interruptor para energizar una fase en lugar de uno sólo como ocurría en la conexión en estrella con neutro a tierra.

Así pues, todo lo expuesto en el apartado anterior sigue teniendo validez para la conexión en triángulo, teniendo presente que en el primer instante de cierre debe conectarse una fase del transformador mediante el cierre de dos polos del interruptor, mientras que las dos fases restantes son energizadas posteriormente con el cierre del tercer polo del interruptor.

3 Relés de maniobra controlada

Existen numerosas instalaciones de alta tensión donde la apertura o cierre de interruptores pueden provocar transitorios con importantes oscilaciones en la tensión o intensidad, dando lugar a grandes corrientes de irrupción (*inrush current*), sobretensiones o huecos. Tal es el caso de la conexión de bancos de condensadores, transformadores sin carga, líneas en vacío y bancos de reactancias. Asimismo, en la desconexión de bancos de reactancias pueden aparecer fenómenos de reignición.

La magnitud de estos transitorios depende del punto de la onda de tensión o intensidad en la que tenga lugar la maniobra, por lo que es probable que, tarde o temprano, la conmutación ocurra en el instante más desfavorable produciendo daños o reduciendo la fiabilidad y duración de los equipos instalados.

Tradicionalmente, para mitigar estos transitorios se han usado y se usan las denominadas resistencias de preinserción. Estas resistencias son conectadas en serie con el interruptor durante los primeros momentos para amortiguar el transitorio, y transcurrido un breve periodo de tiempo son eliminadas. Actualmente, los relés de maniobra controlada son una buena alternativa a las resistencias de preinserción. El número de instalaciones que utilizan este tipo de relé ha sufrido un rápido crecimiento en los últimos años, [27]. Su uso para la conexión de bancos de condensadores y desconexión de reactancias está mucho más extendido que para la conexión de transformadores. No obstante, el reciente avance de los algoritmos de estos relés para tener en cuenta el flujo remanente en el núcleo de los transformadores, está obteniendo buenos resultados prácticos, por lo que es previsible un aumento significativo de su uso para esta aplicación.

En este capítulo se exponen las principales características de los interruptores que resultan relevantes para su uso en sistemas de maniobra controlada. Se analizarán, de forma genérica, las funciones de adaptación y compensación que poseen la mayoría de relés y que les permiten tener mayor precisión al efectuar la maniobra. Estos aspectos son necesarios para poder realizar el estudio comparativo entre los distintos relés comerciales, estudio que representa el núcleo fundamental de este capítulo. Para finalizar se presenta un resumen de los distintos relés, prestando especial atención a las propiedades más influyentes en su uso para la energización de transformadores.

3.1 Características de los interruptores en los sistemas de maniobra controlada

Para el buen funcionamiento de los sistemas de maniobra controlada, es necesario que el relé conozca el tiempo de operación del interruptor y sea capaz de predecir sus variaciones con respecto a factores como la temperatura ambiente, la tensión de control y el tiempo de inactividad entre otras.

En la norma UNE-EN 62271-100 [54], están recogidas las definiciones de los tiempos que intervienen en las maniobras de los interruptores de alta tensión:

- **Tiempo de cierre:** intervalo de tiempo entre la puesta bajo tensión del circuito de cierre y el instante donde los contactos se tocan.
- **Tiempo de establecimiento:** intervalo de tiempo entre la puesta bajo tensión del circuito de cierre y el instante donde la corriente comienza a circular. Este tiempo es inferior al tiempo de cierre ya que antes de producirse el contacto entre los polos aparece un prearco entre ellos permitiendo el flujo de corriente.
- **Tiempo de prearco:** intervalo de tiempo entre el inicio de la circulación de corriente y el instante donde los contactos se tocan.
- **Tiempo de apertura:** intervalo de tiempo entre el instante de puesta bajo tensión del disparador y el instante de separación de los contactos.
- **Tiempo de arco:** intervalo de tiempo entre el instante de inicio del arco y el instante final del arco. En una maniobra de apertura típica

es el tiempo que transcurre desde que se separan los contactos hasta que deja de circular la corriente.

- Tiempo de corte: intervalo de tiempo entre el inicio del tiempo de apertura y el final del tiempo de arco. Es el tiempo que transcurre desde que las bobinas de control reciben tensión hasta que la corriente eléctrica deja de circular por los polos principales del interruptor.

El tiempo de operación de un interruptor, ya sea de cierre o apertura, puede ser medido con facilidad por el fabricante. Una vez que el interruptor se ha instalado y puesto en servicio, el tiempo de operación fluctúa dependiendo de una serie de factores:

- La tensión de la bobina de control, de la cual depende la corriente que circule por ella. Una disminución de la tensión en la bobina provoca un incremento del tiempo de operación.
- La temperatura ambiente, que modifica la resistencia de la bobina de control y sobre todo porque afecta a la viscosidad del lubricante de los mecanismos del interruptor modificando significativamente los coeficientes de rozamiento entre las distintas partes móviles. Este efecto es especialmente significativo a temperaturas muy bajas.
- La presión del fluido en los interruptores con operación hidráulica o neumática influye en las características de la operación, ya que la energía acumulada depende ella.
- El tiempo de inactividad, durante el cual se producen variaciones en el lubricante de los mecanismos. En los interruptores accionados por resorte, el tiempo de inactividad no produce un apreciable aumento del tiempo de cierre. Sin embargo, en los interruptores con accionamiento hidráulico durante su inactividad se producen burbujas de aire en el circuito hidráulico. Estas burbujas de aire en el circuito de baja presión tienen que ser comprimidas al iniciarse la carrera de cierre lo que provoca un retardo en la propagación de la presión al pistón. A pesar de lo expuesto anteriormente, los interruptores pueden presentar un comportamiento diferente con respecto al tiempo de inactividad debido a sus diferentes diseños, lo que no permite establecer una regla que pueda aplicarse de forma general. Por esto, en [14] se recomienda determinar la sensibilidad del interruptor con respecto al tiempo de inactividad mediante ensayo, lo que permitirá posteriormente al controlador realizar la compensación adecuada.

Por otra parte, el tiempo de prearco y el tiempo de arco dependen fundamentalmente de las características del dieléctrico entre los contactos del interruptor. Más concretamente, la maniobra de energización de transformadores está condicionada por el fenómeno del prearco [50]. Este fenómeno tiene lugar durante la carrera de cierre de los contactos, cuando la distancia entre ellos comienza a disminuir y, como consecuencia, también disminuye la tensión de ruptura del dieléctrico que los separa. La variación de la tensión soportada por el dieléctrico, desde su valor máximo cuando los contactos no han comenzado a moverse, hasta el valor cero cuando los contactos se tocan, suele suponerse que es una variación lineal cuya pendiente es denominada "Tasa de Disminución de la Rigidez Dieléctrica", aunque es más conocida por su denominación en lengua inglesa "*Rate of Decrease of Dielectric Strength*" a las que les corresponde las siglas RDDS. Así, cuando la tensión aplicada entre los contactos supera la tensión soportada por el dieléctrico se forma un arco eléctrico a través del cuál circula la corriente durante un tiempo, denominado tiempo de prearco, antes de que los contactos se toquen. En la Figura 3.1 se ha representado la tensión de ruptura (línea recta) y la tensión en valor absoluto entre los contactos del interruptor. La intersección entre ambas determina el instante en el que comienza a circular la corriente.

La dispersión mecánica del interruptor afecta a la recta característica de la tensión de ruptura, provocando un desplazamiento en el tiempo y en su pendiente. Ambos efectos tienen lugar dentro de un cierto margen, pero este intervalo de dispersión debe tenerse en cuenta para garantizar una conexión óptima. En la Figura 3.2 se ha representado como estas desviaciones podrían dar lugar a que el inicio de la conducción tenga lugar en puntos de la onda muy diferentes al esperado.

A continuación se describe el ciclo completo de conexión mediante un interruptor con relé de maniobra controlada de un transformador sin flujo remanente. En este caso, el objetivo es lograr que la corriente comience a circular cuando la onda de tensión alcance el máximo. Aunque el algoritmo puede tener ligeras diferencias dependiendo del fabricante, el principio de funcionamiento es común a todos ellos. Tras recibir el relé la orden de cierre y detectar un paso por cero de la tensión que servirá como referencia de tiempo, la orden es enviada al interruptor transcurrido un cierto retardo. Este retardo es calculado por el relé de forma que sumado al tiempo de cierre menos el tiempo de prearco, es decir, sumado al tiempo de establecimiento, haga que la corriente empiece a circular justo cuando la onda de tensión alcanza el máximo según el objetivo prefijado.

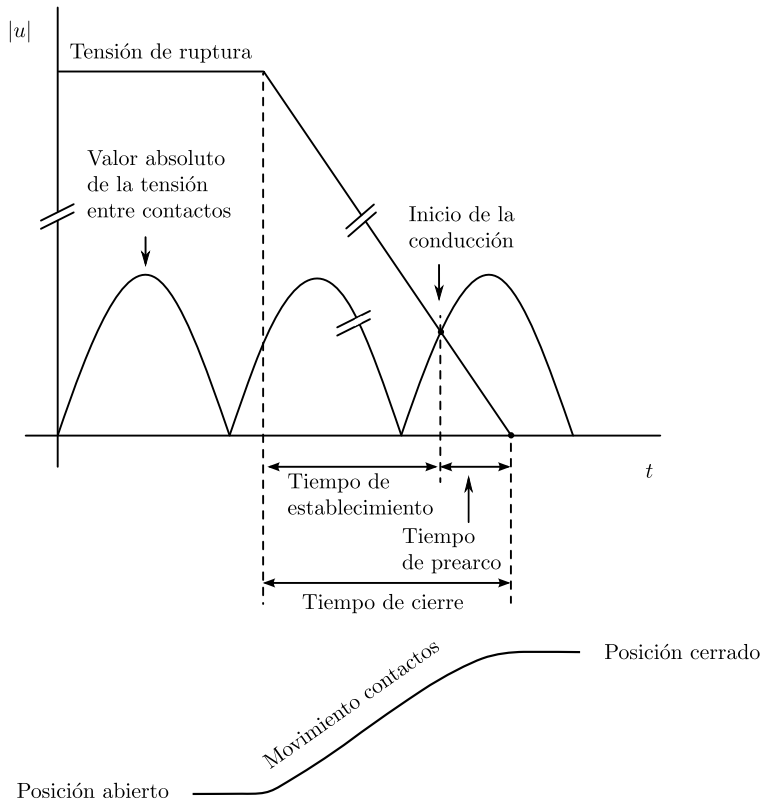


Figura 3.1. Tensión de ruptura y tensión entre los contactos durante la carrera de cierre.

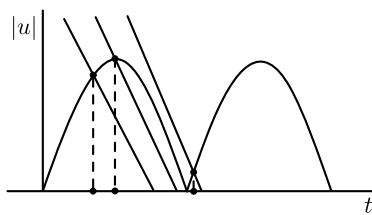


Figura 3.2. Dispersión de la curva de prearco.

Como se observa en la Figura 3.3, el funcionamiento correcto de la maniobra depende de la capacidad del relé para calcular el tiempo de establecimiento y estimar sus variaciones según las condiciones de funcionamiento. Como se ha mostrado anteriormente, el tiempo de establecimiento es la diferencia entre el tiempo de cierre y el tiempo de prearco. El primero de estos es función de las características mecánicas del interruptor, mientras

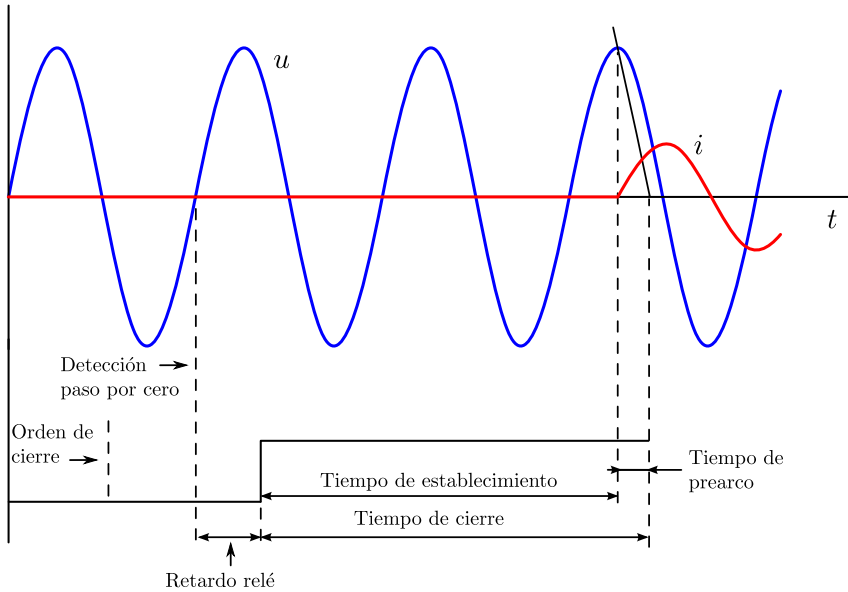


Figura 3.3. Ciclo completo de conexión.

que el tiempo de prearco depende de las características eléctricas del dieléctrico. El grupo de trabajo CIGRE A3.07 ha estudiado las condiciones de funcionamiento de los sistemas de maniobra controlada y propuso un conjunto de pruebas para ellos [14]. A partir de estos trabajos la norma IEC 62271-302 (Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation) [25] ha establecido una serie de ensayos para la utilización de interruptores en un sistema de maniobra controlada. Los ensayos son de tres tipos:

- Ensayos de características mecánicas con objeto evaluar las variaciones del tiempo de apertura y cierre con respecto a las condiciones ambientales y de funcionamiento.
- Ensayos de características eléctricas para evaluar la variación de la rigidez dieléctrica durante la carrera de cierre, RDDS (Rate of Decrease of Dielectric Strength) y durante la carrera de apertura, RRDS (Rate of Recovery of Dielectric Strength).
- Ensayos del sistema completo constituido por el conjunto del relé e interruptor.

Los resultados de estos ensayos permitirán al relé de maniobra controlada realizar una compensación adecuada para garantizar la precisión necesaria en este tipo de maniobras.

3.2 Funciones de adaptación y compensación

La gran mayoría de los fabricantes de este tipo de relé, incorporan en sus equipos un conjunto de funciones que permiten obtener un mejor rendimiento del sistema. Entre estas funciones, cabe destacar el control adaptativo y los algoritmos de compensación para tener en cuenta factores que influyen en el tiempo de operación del interruptor. A continuación se describe brevemente y de forma genérica estas dos funciones.

3.2.1 Control adaptativo

Durante las sucesivas operaciones de un interruptor se producen desgastes en los contactos y en las diferentes partes móviles del mismo, lo que provoca que existan diferencias entre el tiempo de operación estimado y el real. Los cambios en los tiempos de operación del interruptor tienen lugar de forma lenta y progresiva por lo que un control adaptativo permite compensar de forma efectiva la deriva en el tiempo de operación. Existen diferentes algoritmos para implementar este control pero todos se basan en un determinado número de medidas de los tiempos de las últimas operaciones y en unos factores de ponderación. En [37] se propone calcular el tiempo de compensación adaptativa utilizando los datos de las 10 últimas operaciones mediante la expresión

$$\Delta t_{adap} = \sum_{i=0}^9 w(i) [t_{op}(i) - t_{est}(i)] \quad (3.1)$$

donde $t_{op}(i)$ y $t_{est}(i)$ son, respectivamente, los tiempos de operación medido y estimado en las últimas maniobras. $w(i)$ son los coeficientes de ponderación cuyo valor se obtiene como $w(i) = k^i/c$, siendo $c = \sum_{i=0}^9 k^i$ y k una constante que toma valores entre 1.1 y 1.2.

En la Figura 3.4 se muestra los resultados recogidos en [37] utilizando esta función de adaptación en un interruptor de 121 kV con mecanismo de resorte. Las variaciones en el tiempo de cierre que aparecen en dicha figura vienen dadas por la diferencia entre el tiempo de cierre estimado y el medido.

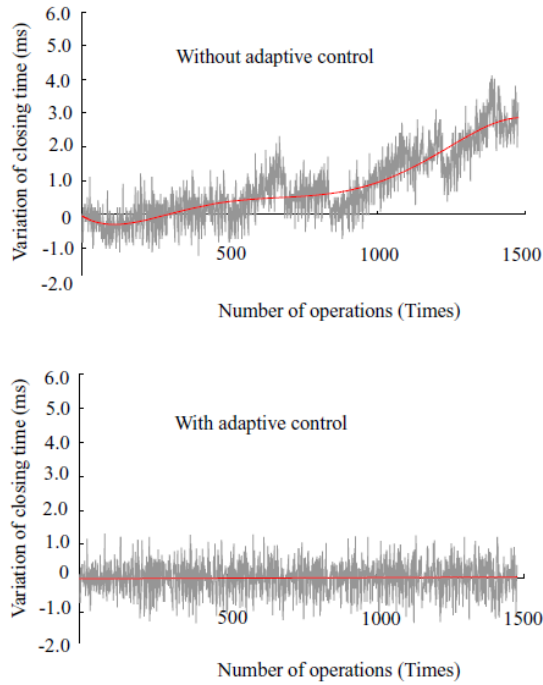


Figura 3.4. Efecto del control adaptativo sobre la estimación del tiempo de cierre, [37].

Algunos fabricantes, como por ejemplo Alstom en su relé RPH3, utilizan una función más simple donde el tiempo de compensación adaptativa se calcula como la media ponderada entre el error de la última operación y el tiempo de compensación utilizado en esa última operación:

$$\Delta t_{adap}(n) = k [t_{op}(n-1) - t_{est}(n-1)] + (1-k)\Delta t_{adap}(n-1) \quad (3.2)$$

El valor del factor k depende del tipo de mecanismo del interruptor pero un valor típico de 0.1 proporciona resultados satisfactorios para la mayoría de los tipos de interruptores.

Para poder llevar a cabo el control adaptativo es necesario medir el tiempo de operación real de la maniobra. En el caso de la energización de transformadores sin carga, si el relé de maniobra controlada cumple con efectividad su cometido, la corriente será pequeña, por lo que los transformadores de intensidad no permiten detectar con suficiente exactitud el momento en el que comienza a circular la corriente. Por ello, en estos casos se recurre a medir el tiempo de cierre en los contactos auxiliares

del interruptor o bien a detectar cuando aparece tensión mediante los transformadores de tensión que suelen estar instalados en el primario o en el secundario del transformador de potencia.

3.2.2 Compensación

El tiempo de operación de un interruptor se ve afectado por una serie de parámetros que deben ser considerados si se quiere conseguir que entre el instante fijado como objetivo y el instante en el que realmente se produce la maniobra exista la menor diferencia posible. Con este fin, los relés de maniobra controlada incluyen algoritmos de compensación en función de la temperatura ambiente, la tensión en la bobina de control, el tiempo de inactividad y la presión cuando el interruptor posee accionamiento hidráulico.

Compensación por temperatura, por tensión de control y por presión hidráulica

Los algoritmos de compensación que implementa los relés para estas variables suelen ser muy similares. El más básico consiste en realizar una compensación mediante una función lineal. Así por ejemplo, el tiempo de operación compensado por efecto de la tensión de control se calcularía mediante la expresión:

$$t_{opU} = K_U (U_{Nom} - U_{Med}) + t_{opNom} \quad (3.3)$$

donde U_{Med} y U_{Nom} son las tensiones de control medida y nominales respectivamente, t_{opNom} es el tiempo de operación a la tensión U_{Nom} y t_{opU} es tiempo de operación compensado para la tensión de control medida. La constante K_U debe ser suministrada por el fabricante del interruptor y suele venir expresada en ms/V. K_U puede determinarse midiendo los tiempos de operación para dos tensiones de mando distintas, manteniendo el resto de variables de influencia inalteradas.

De igual modo puede actuarse para compensar los efectos de la presión hidráulica y la temperatura.

Si la dependencia con la variable no es lineal puede utilizarse una compensación basada en una tabla de pares de puntos donde se reflejen las variaciones del tiempo de operación para distintos valores de la variable considerada. La compensación para valores intermedios puede obtenerse por interpolación lineal. Para la compensación por temperatura es más adecuada este tipo de compensación ya que el tiempo de operación suele presentar una dependencia menos lineal con respecto a ella que con otras variables.

Compensación por tiempo de inactividad

El lubricante en las partes móviles del mecanismo del interruptor puede sufrir un cambio en sus propiedades después de un cierto tiempo de inactividad y dar lugar a pequeñas desviaciones en el tiempo de operación del mismo. Sin embargo, los mayores retrasos debido a la inactividad se producen en interruptores con accionamiento hidráulicos. Cuando la presión del fluido hidráulico es liberada, el aire o nitrógeno disuelto en él aparece en forma de burbujas [50]. En la próxima maniobra, estas burbujas deben ser comprimidas lo que produce un retardo en la transmisión de la presión del fluido al pistón. Por lo general, la influencia del tiempo de inactividad puede despreciarse en interruptores accionados por resorte, pero no en los hidráulicos donde debe ser compensado. La Figura 3.5, recogida en un anexo de la norma IEC 62271-302 [25], muestra (gráfica superior) las variaciones del tiempo de cierre de tres interruptores operados por muelle para un tiempo de inactividad entre 2 y 720 horas. En la misma Figura 3.5 (gráfica inferior), se muestran los resultados del mismo ensayo realizado sobre dos interruptores con accionamiento hidráulico.

3.3 Relés comerciales de maniobra controlada

En el mercado existe un conjunto de relés de maniobra de diferentes fabricantes que son capaces controlar el cierre y/o apertura de interruptores para evitar transitorios indeseados en diferentes tipos de carga. En esta sección se realizará un estudio comparativo entre los distintos relés comerciales, centrandose la atención en su uso para la atenuación de la corriente de irrupción en la conexión de transformadores trifásicos sin carga.

En la actualidad los relés comerciales usados en la conexión controlada de transformadores tienen implementadas una de las tres metodologías siguientes:

- Conexión en instantes preestablecidos de la onda de tensión sin considerar el flujo remanente.

Esta técnica ha sido usada durante años y en la actualidad continua siendo válida en aquellos casos donde el flujo remanente se puede despreciar. Este es el caso, por ejemplo, de sistemas donde entre el interruptor y el transformador existe una capacidad elevada lo que produce un fenómeno de resonancia entre estas capacidades y la reactancia del transformador que elimina el flujo remanente tras la desconexión.

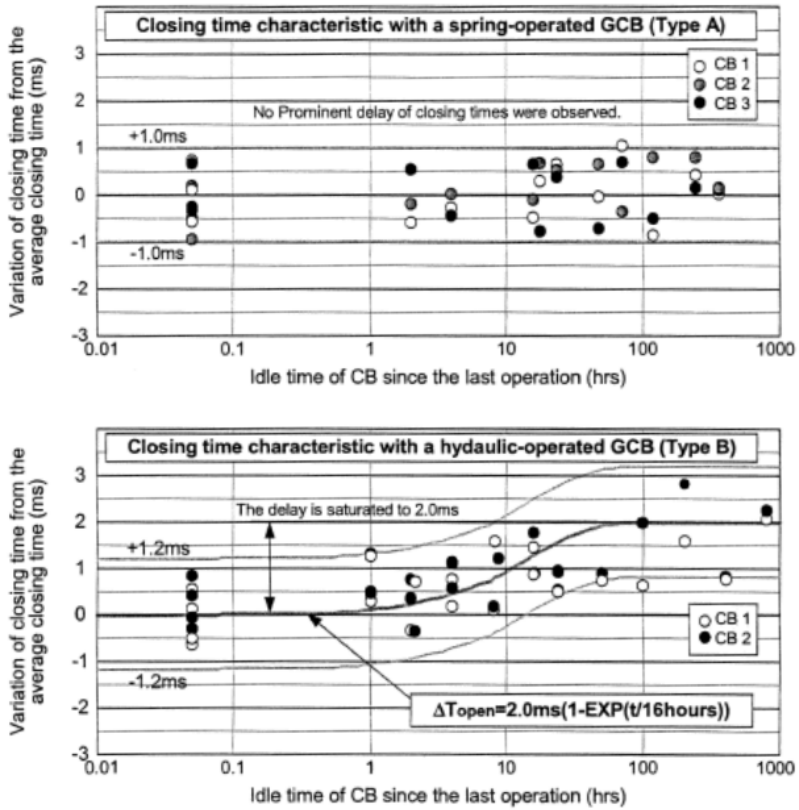


Figura 3.5. Ejemplo del efecto del tiempo de inactividad sobre el tiempo de cierre. IEC 62271-302.

- Conexión en instantes óptimos preestablecidos basados en una desconexión controlada para imponer un flujo remanente conocido.

Esta filosofía puede considerarse una solución intermedia entre ignorar el flujo remanente y la óptima usando la medida de dicho flujo. La desconexión siempre debe ser programada por lo que el disparo de las protecciones anula la eficacia de este método. Tampoco puede ser utilizada cuando la conexión y desconexión se pueda realizar por interruptores diferentes como es el caso, por ejemplo, de subestaciones con configuración de interruptor y medio.

- Conexión basada en la medida del flujo remanente.

Esta metodología es la que, a priori, obtiene mejores resultados pero es la más compleja de las tres ya que requiere tener medidas de las

tensiones del transformador durante la desconexión e interruptores con mando independiente en cada polo.

Todos los relés cuyo análisis se muestra a continuación utilizan alguna de las estrategias descritas.

3.3.1 ABB Switchsync™ controllers

ABB posee una familia de relés de maniobra controlada denominados comercialmente “Switchsync™ controllers”. En la tabla 3.1 se recogen las principales aplicaciones para cada uno de ellos, el tipo de operación que controla y el número de polos del interruptor sobre el que opera. De todos ellos, dos pueden ser usados para el control de la conexión de transformadores: el F236 y el T183.

Tabla 3.1. Familia de relés del fabricante ABB.

Modelo	Aplicación	Operación controlada	Tipo de interruptor
E113	banco de condensadores, reactancias	apertura o cierre	tripolar
E213	banco de condensadores	apertura y cierre	tripolar
F236	banco de condensadores, reactancias, transformadores	apertura y cierre	unipolar
T183	transformadores	cierre	unipolar
L138	líneas de transporte	cierre	unipolar

En los siguientes apartados se describe la estrategia usada por cada uno de los relés para eliminar o disminuir la corriente de energización de los transformadores.

ABB F236

La corriente de vacío de un transformador es muy pequeña por lo que puede ser interrumpida sin necesidad de esperar a su paso por cero y esto, aunque no provoca problemas de sobretensiones y reigniciones, puede dar lugar a altos valores de flujo remanente en el núcleo del transformador.

El relé F236 de ABB está diseñado para la conexión de transformadores cuyo flujo remanente no es significativo o bien donde el propio relé ha realizado la desconexión para obtener un cierto patrón del flujo residual, lo que le permite posteriormente realizar la conexión consiguiendo pequeños valores de corriente de energización.

Actúa sobre interruptores de mando unipolar y posee un control adaptativo que le permite calcular con mayor precisión el tiempo de actuación del interruptor. Para ello, durante una operación de apertura o cierre, supervisa el instante donde empieza a circular o se interrumpe la corriente y el tiempo que transcurre desde que se envía la orden hasta que se produce la separación o se tocan los contactos del interruptor. Toda esta información será utilizada para determinar el tiempo de actuación en la próxima operación. Además, posee dos entradas que le permite realizar compensaciones del tiempo de actuación en función de variables exteriores como la temperatura ambiental y la tensión de las bobinas de control del interruptor.

El principal inconveniente del relé F236 estriba en que para tener en cuenta el flujo remanente debe realizar una desconexión programada del transformador sin carga, por lo que si se produce una apertura por disparo de las protecciones se pierde esta importante característica. Además, por exigencias del fabricante, debe ser el mismo interruptor el que realice la maniobra de desconexión y conexión del transformador, lo que puede ser difícil de llevar a cabo en subestaciones con configuraciones de doble interruptor o interruptor y medio.

ABB T183

El relé T183 de ABB es un relé diseñado específicamente para la conexión de transformadores, tanto monofásicos como trifásicos. Su principal característica es la capacidad para medir los flujos remanentes en las tres fases del transformador y ajustar de manera apropiada los puntos óptimos en los que se debe realizar la próxima conexión. Es necesario que los interruptores dispongan de mando unipolar de forma que se aproveche al máximo las prestaciones que ofrece el relé T183.

Al contrario que el F236 puede compensar el efecto del flujo remanente del transformador tanto si la desconexión se produce de forma programada como si se produce de forma imprevista, ya que el flujo es determinado mediante la integración de la tensión durante la maniobra de apertura. No es necesario que la desconexión y conexión sean realizadas por el mismo interruptor.

Posee control adaptativo que le permite estimar con mayor precisión el tiempo de cierre del interruptor mediante la supervisión de las maniobras realizadas con anterioridad y mediante compensación en función de la temperatura y la tensión en las bobinas del interruptor.

3.3.2 Alstom RPH3

Alstom dispone de dos tipos de relés basados en el microprocesador RPH3, capaces de controlar las maniobras de apertura y cierre en redes de alta tensión dando la orden de conmutación en el momento apropiado: el relé RPH3 L, orientado fundamentalmente a la desconexión de líneas, y el relé RPH3 RCT, orientado fundamentalmente a energización de transformadores, inductancias y condensadores con objeto de reducir la corriente de conexión.

Centrando el estudio en el relé RPH3 RCT, es necesario destacar que el instante óptimo de conexión lo determina sin considerar el flujo remanente del núcleo del transformador.

Dependiendo del tipo de transformador, el relé utiliza diferentes instantes de tiempo para la conexión de las distintas fases. La Tabla 3.2 recoge los ángulos de cierre de los polos del interruptor en función de la conexión del neutro.

Tabla 3.2. Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. RPH3 RCT.

	Puntos de cierre		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Neutro a tierra	90°	180°	180°
Neutro aislado	90°	0°	0°

(Grados eléctricos con respecto al paso por cero de la tensión de la fase 1)

Por último hay que señalar que el relé RPH3 RCT posee control adaptativo y compensación del tiempo de cierre en función de la temperatura ambiente, el tiempo de inactividad del interruptor, la tensión en la bobina de control y la presión hidráulica en el interruptor en el caso que proceda.

3.3.3 Mitsubishi SSC-02B

El relé SSC-02B de Mitsubishi está diseñado para controlar el interruptor que alimenta a bancos de condensadores, reactancias o transformadores. Para el caso de transformadores, sólo controla el cierre sin tener en cuenta el flujo remanente.

Como se recoge en la Tabla 3.3, dependiendo de tipo de conexión, el relé utiliza dos estrategias distintas para el cierre de los polos de cada fase.

Tabla 3.3. Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. Mitsubishi SSC-02B

	Puntos de cierre		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Neutro a tierra	90°	180°	300°
Neutro aislado	60°	210°	120°

(Grados eléctricos con respecto al paso por cero de la tensión de la fase 1)

Disponen de control adaptativo para estimar el tiempo de operación basado en las conmutaciones anteriores que es ponderado por la temperatura exterior, la presión hidráulica, la tensión de control y el tiempo desde la última actuación del interruptor.

3.3.4 Siemens PSD02

El relé PSD02 de Siemens puede controlar la conexión y desconexión de transformadores trifásicos. En la maniobra de conexión no considera el flujo remanente y la maniobra de desconexión está orientada a evitar las sobretensiones por reignición.

Mediante software se le indica el tipo de régimen del neutro del transformador lo que equivale a fijar los instantes de apertura o cierre en cada fase. En la Tabla 3.4 se recogen los puntos de la onda fijados como objetivos para la conexión.

Tabla 3.4. Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. Siemens PSD02.

	Puntos de cierre		
	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Neutro a tierra	90°	180°	180°
Neutro aislado	60°	60°	150°

(Grados eléctricos con respecto al paso por cero de la tensión de la fase 1)

Posee una función de control adaptativo lo que permite considerar modificaciones en el tiempo de operación del interruptor basadas en las tres últimas conmutaciones además de factores externos como la temperatura exterior, la presión hidráulica y la tensión de control.

3.3.5 Vizimax *Synchroteq Plus*

La plataforma *Synchroteq Plus* es una solución de Vizimax para el control del instante de apertura y cierre de interruptores. Puede trabajar con cargas capacitivas, inductivas, transformadores y líneas de transporte.

Para el caso de transformadores, cabe destacar de este relé su capacidad para determinar el flujo remanente que queda en el núcleo durante la desconexión, tanto programada como fruto de una falta, el cual se tendrá en cuenta posteriormente para obtener el instante óptimo de conexión y así minimizar la corriente magnetización. El cálculo del flujo remanente se realiza durante la desconexión a través de la medida de las tensiones y su posterior integración. Estas tensiones pueden proceder de transformadores de tensión o de sensores instalados en los pasatapas del transformador.

Estrategias de control

El relé *Synchroteq Plus* puede configurarse para implementar diferentes estrategias de conexión del transformador, dependiendo si el interruptor tiene mando unipolar o tripolar y si la medida del flujo remanente está disponible o no.

Interruptor con mando unipolar

Si el interruptor tiene capacidad para operar cada polo de forma independiente, la energización del transformador se realiza siguiendo la estrategia denominada cierre retardado, descrita en el capítulo 2. Esta estrategia consiste en conectar en primer lugar la fase con mayor flujo remanente seguida de las otras dos, que cierran simultáneamente transcurrido un tiempo programable entre 1 y 11 medios ciclos.

Si los flujos remanentes no son conocidos, como ocurre en la puesta en marcha del equipo, el relé considera que dichos flujos son nulos, por lo que la maniobra se realizará cerrando la primera fase cuando la tensión es máxima. Una vez conectada la primera fase, los flujos dinámicos que aparecen en las dos fases restantes anularán los posibles flujos remanentes en ellas, procediendo al cierre de estas dos últimas fases algunos semiciclos después.

La estrategia descrita permite reducir la corriente de energización en transformadores con el primario en triángulo o en estrella con el neutro conectado a tierra. Sin embargo, dicha estrategia no puede ser usada si el neutro del transformador está aislado de tierra, por lo que se recurre en este caso al efectuar un cierre tripolar.

Interruptor con mando tripolar

Si el interruptor posee mando tripolar, la señal de control es única, por lo que todos los polos se abren y cierran de forma simultánea. El control de la conexión para la energización de transformadores con este tipo de interruptores no permite eliminar totalmente la *inrush current*, aunque con el relé *Synchroteq Plus* pueden emplearse dos estrategias diferentes que permiten reducir su valor:

1. Realizar el cierre tripolar haciendo coincidir en la fase de mayor flujo remanente, este flujo con el flujo previsto en ella.
2. Controlar la apertura del interruptor para obtener un patrón de flujos remanentes del tipo ϕ_r , $-\phi_r$ y 0. El cierre simultáneo de las tres fases se realiza haciendo coincidir el flujo remanente y previsto en la fase sin flujo remanente, es decir, cuando la tensión en dicha fase es máxima.

La primera de las técnicas, cierre tripolar basado en la fase de mayor flujo remanente, no reduce significativamente la corriente de energización ya que pueden existir una gran diferencia entre los flujos previstos y remanentes en las otras dos fases.

Mejores resultados se obtienen usando la segunda estrategia, aunque esta requiere un determinado patrón de flujos remanentes en el transformador. La distribución de los flujos remanentes que quedan en cada una de las fases tras la desconexión del transformador depende principalmente del instante en el que se produzca la apertura de los polos del interruptor. Por tanto, controlando el ángulo de apertura se puede conseguir el patrón de flujos remanentes, ϕ_r , $-\phi_r$ y 0, o al menos uno cercano a él.

Resumen de características del relé *Synchroteq Plus*

Se han presentado las diferentes técnicas de control empleadas por el relé *Synchroteq Plus* de Vizimax, las cuales se sintetizan a continuación:

1. Interruptores con mando unipolar
 - a) Con medida de flujo remanente. El procedimiento empleado, conocido como estrategia de cierre retardado, consiste en conectar en primer lugar, la fase de mayor flujo remanente en el instante en que este coincide con el flujo previsto en ella. Las dos fases restantes se conectan un determinado número de ciclos después, configurable entre 1 y 11 semiciclos.

Esta técnica es la más efectiva y la única que puede conseguir la eliminación completa de la *inrush current*.

- b) Sin medida de flujo remanente. En este caso se procede considerando el flujo remanente nulo, cerrando una de las fases cuando su tensión alcanza el máximo y las dos restantes algunos semiciclos después.

La efectividad de este procedimiento depende en gran medida del valor real del flujo remanente en la fase que se conecta en primer lugar.

2. Interruptores con mando tripolar

- a) Apertura controlada y cierre controlado. La desconexión del transformador se realiza eligiendo un instante determinado de forma que los flujos remanentes respondan a un patrón del tipo ϕ_r , $-\phi_r$ y 0, siendo nulo en una de las fases y de igual valor y signo contrario en las otras. El instante elegido para el cierre es cuando la tensión en la fase sin flujo remanente alcanza el máximo, para hacer coincidir el flujo remanente con el previsto.

La reducción de la corriente de energización es más significativa cuando los valores de los flujos remanentes ϕ_r y $-\phi_r$ son más elevados, ya que se reduce la diferencia entre el flujo remanente y el flujo previsto en estas fases en el instante de cierre.

- b) Cierre simultáneo de los tres polos basado en la fase con mayor flujo remanente. El instante de cierre se determina para hacer coincidir el flujo remanente y el flujo previsto en la fase que posea mayor flujo remanente.

3.3.6 Comparativa entre los diferentes relés de maniobra controlada

La mayoría de los relés analizados comparten ciertas características, como poseer un control adaptativo o poder compensar el tiempo de cierre del interruptor en función de la temperatura y otras variables. Sin embargo, con respecto a la maniobra de conexión de transformadores, el aspecto más significativo que distingue a unos relés de otros es la capacidad para tratar el flujo remanente. De los relés descritos anteriormente, sólo tres poseen esta facultad: el F236 y el T183 de ABB, y el *SynchroTeq Plus* de Vizimax.

El F236 no calcula el flujo remanente pero es capaz, mediante la desconexión programada, de conseguir un cierto patrón de flujo residual en el núcleo que le permite realizar la próxima conexión del transformador con un bajo valor de la corriente de irrupción. Esta técnica tiene como inconveniente importante que la desconexión y conexión debe realizarla el

mismo interruptor, lo que no siempre es fácil para algunas configuraciones de la subestación. Además, si la desconexión del transformador se produce por el disparo de las protecciones a causa de una falta, no se podrá tener en cuenta el flujo remanente para la próxima conexión.

Por otra parte, el T183 y el *SynchroTeq Plus* determinan el flujo remanente mediante la integración de la tensión durante la desconexión, sea programa o no, lo que les confiere una ventaja importante frente al F236.

Todos los relés poseen control adaptativo que les permite calcular el tiempo previsto de conmutación del interruptor según las medidas realizadas en las maniobras anteriores. Además, permiten incorporar a este control variables exteriores que influyen en el tiempo de actuación, como la temperatura ambiental.

A modo de resumen, se puede afirmar que, de los relés analizados, para la atenuación de la corriente de energización de transformadores, el F236, el T183 y el *SynchroTeq Plus* se presentan como los más apropiados y en especial los dos últimos por la capacidad para medir el flujo remanente, tanto en el caso de desconexión programada como en el caso de disparo de las protecciones.

4 Maniobra controlada en transformadores trifásicos con neutro aislado

En el capítulo 2 se mostró la estrategia para energizar un transformador cuyo neutro se encuentra aislado de tierra y su núcleo no posee magnetismo remanente. En ese caso la maniobra se realiza cerrando inicialmente dos polos de forma simultánea y posteriormente el tercero. Al no existir flujo remanente, es posible encontrar instantes óptimos para cada una de las operaciones de cierre, de forma que los flujos que aparecen en el transformador no posean asimetría y por tanto no aparezca sobrecorriente de magnetización.

En el caso habitual donde el núcleo posee flujo remanente tras la última desenergización, no existe un criterio definido de como debe conectarse el transformador a la red. En [31], se ha presentado una propuesta basada en unos flujos residuales “ficticios” obtenidos a partir de las tensiones de línea. El cierre de las dos primeras fases se realiza en función de estos flujos residuales y el cierre de la tercera un tiempo fijo tras la primera maniobra.

En esta capítulo se desarrolla un nuevo enfoque basado en los verdaderos flujos residuales de cada fase, en el que mediante la resolución de un problema de optimización min-max, consigue eliminar completamente la corriente de irrupción, [9]. Se mostrará, en primer lugar, como pueden obtenerse los flujos residuales de cada fase a través de la medida de las tensiones de fase a tierra. A continuación se determinan los instantes óptimos de cierre basándose en los flujos remanentes obtenidos anteriormente.

Por último se muestran los resultados de una serie de simulaciones que corroboran que el método propuesto elimina la sobrecorriente de magnetización.

4.1 Medida del flujo residual en transformadores trifásicos con neutro aislado

Considérese un transformador con conexión estrella-triángulo con neutro aislado como el que se muestra en la Figura 4.1.

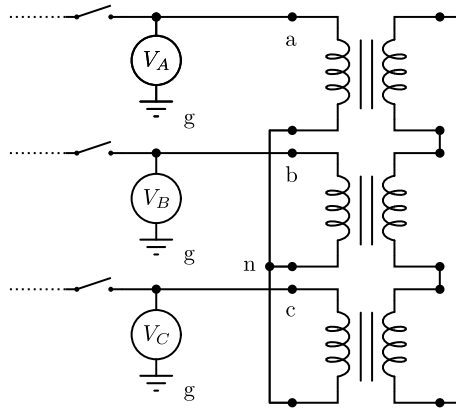


Figura 4.1. Esquema simplificado de energización de transformador con neutro aislado.

El flujo remanente en cada una de las fases puede obtenerse, de acuerdo con la ley de Faraday, mediante la integración de la correspondiente tensión de fase, u_{an} , u_{bn} y u_{cn} durante la desenergización. Por motivos económicos el punto neutro n puede no estar accesible. No obstante, las tensiones de fase pueden obtenerse a partir de las tensiones fase neutro del sistema. En la Figura 4.1 se verifica que

$$\begin{aligned}
 u_{an} - u_{bn} &= u_{ag} - u_{bg} \\
 u_{bn} - u_{cn} &= u_{bg} - u_{cg} \\
 u_{cn} - u_{an} &= u_{cg} - u_{ag}
 \end{aligned}
 \tag{4.1}$$

Ya que el secundario del transformador se encuentra conectado en triángulo se cumple que

$$u_{an} + u_{bn} + u_{cn} = 0
 \tag{4.2}$$

De las ecuaciones (4.1) y (4.2) pueden obtenerse las correspondientes tensiones de fase:

$$\begin{aligned} u_{an} &= \frac{1}{3}(2u_{ag} - u_{bg} - u_{cg}) \\ u_{bn} &= \frac{1}{3}(2u_{bg} - u_{cg} - u_{ag}) \\ u_{cn} &= \frac{1}{3}(2u_{cg} - u_{ag} - u_{bg}) \end{aligned} \quad (4.3)$$

Por último, los flujos de cada fase se calculan mediante integración de (4.3):

$$\begin{aligned} \phi_a(t) &= \frac{1}{3} \int (2u_{ag} - u_{bg} - u_{cg}) dt \\ \phi_b(t) &= \frac{1}{3} \int (2u_{bg} - u_{cg} - u_{ag}) dt \\ \phi_c(t) &= \frac{1}{3} \int (2u_{cg} - u_{ag} - u_{bg}) dt \end{aligned} \quad (4.4)$$

4.2 Método propuesto

El método propuesto es de aplicación en la energización de transformadores cuyo primario está conectado en estrella y tenga su punto neutro aislado de tierra. Además debe cumplir que los flujos de sus tres fases sumen cero. Esto se verifica en los transformadores cuyo núcleo está constituido por tres columnas y también en aquellos que tienen algún otro devanado conectado en triángulo.

Para mayor claridad, el método será expuesto suponiendo que los flujos residuales que posee el transformador tras la desconexión presentan un patrón simétrico del tipo $+R, -R, 0$, es decir, con flujo residual nulo en una de las fases y con el mismo valor absoluto y signos opuestos en las otras dos. Este patrón de flujo puede conseguirse, al menos de forma aproximada, controlando la desconexión del transformador [43, 17, 13]. Sin embargo, si la desconexión no es controlada como puede ser en el caso de producirse un disparo de las protecciones del transformador, los flujos residuales, aunque seguirán sumando cero, podrán presentar cualquier patrón. Por ello, el método se ha modificado, realizando pequeños cambios para considerar cualquier conjunto de valores de los flujos residuales, R_1, R_2, R_3 , con $R_1 + R_2 + R_3 = 0$. Como se mostrará más adelante, tanto si el

patrón de flujo es simétrico como si es asimétrico puede conseguirse que la conexión del transformador se realice sin que aparezca sobrecorriente de magnetización.

4.2.1 Método de conexión con patrón simétrico de flujos residuales, +R, -R, 0

Para la exposición del método se considerará que las fases con flujo residual distinto de cero son las fases a y b, siendo nulo en la fase c, es decir, $\phi_{ar}=R$, $\phi_{br}=-R$, $\phi_{cr}=0$. Esta suposición no quita generalidad al método y puede adaptarse a cualquier otra distribución de los flujos remanentes.

La estrategia propuesta consiste en cerrar en primer lugar y de forma simultánea, las dos fases con flujos residuales +R y -R, fases a y b, en el instante t_0 en el que los flujos previstos $\phi_{ap}(t)$ y $\phi_{bp}(t)$ coinciden con los flujos remanentes. Expresado de otra forma, el instante de cierre t_0 de estas fases es aquel que verifica que $\phi_{ap}(t_0)=R$ y $\phi_{bp}(t_0)=-R$.

Como se deduce de la Figura 4.2, a partir del instante t_0 en el que se conectan las fases a y b, ambas fases quedan en serie y sometidas a la misma tensión aunque desfasadas 180°, es decir, $u_{an}(t)=-u_{bn}(t)=u_{ab}(t)/2$, mientras que en la fase c no aparece tensión, $u_{cn}(t)=0$.

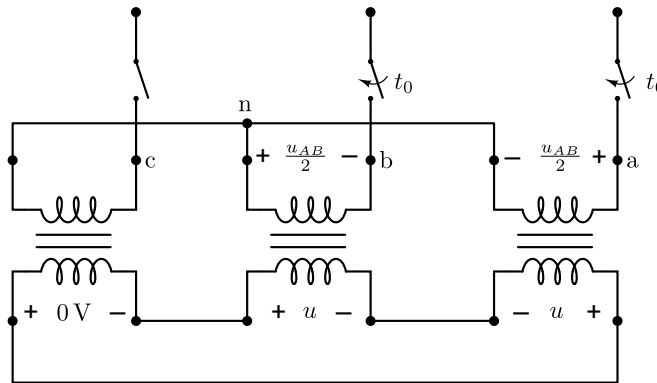


Figura 4.2. Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.

Para $t > t_0$ la relación entre los flujos de las diferentes fases será análoga a las tensiones, por lo que $\phi_a(t)=-\phi_b(t)$ y $\phi_c(t)=0$.

Si se toma como referencia el paso por cero con pendiente positiva de la tensión u_{ag} y se considera que el sistema tiene secuencia directa, el valor del instante t_0 donde se igualan los flujos previstos con los residuales puede obtener analíticamente. Así, si u_{ag} es de la forma $u_{ag}=U_o \text{sen}(\omega t)$, la tensión de línea entre las fases a y b será $u_{ab}=\sqrt{3}U_o \text{sen}(\omega t + \pi/6)$. Cuando

se cierran los polos del interruptor, la tensión en los devanados de las mencionadas fases será

$$u_{an}(t) = -u_{bn}(t) = u_{ab}(t)/2 = \frac{\sqrt{3}}{2}U_o \text{sen}(\omega t + \pi/6) \quad (4.5)$$

El flujo que producirá cada una de estas tensiones una vez establecido el régimen permanente, denominado flujo previsto, puede calcularse mediante la integral indefinida de dichas tensiones

$$\phi_{ap}(t) = -\phi_{bp}(t) = \frac{1}{N} \int u_{an}(t)dt = \frac{1}{N} \frac{\sqrt{3}}{2} \int U_o \text{sen}(\omega t + \pi/6)dt \quad (4.6)$$

resultando

$$\phi_{ap}(t) = -\phi_{bp}(t) = \frac{\sqrt{3}}{2} \phi_o \text{sen}(\omega t - \pi/3) \quad (t \leq t_0) \quad (4.7)$$

siendo $\phi_o = U_o / (N\omega)$. El instante t_0 puede determinarse con facilidad igualando estos flujos previstos con sus correspondientes flujos residuales.

$$\left. \begin{array}{l} \phi_{ap}(t_0) = R \\ \phi_{bp}(t_0) = -R \end{array} \right\} \Rightarrow t_0 = \frac{\text{arc sen}\left(\frac{2R}{\sqrt{3}\phi_o}\right) + \frac{\pi}{3}}{2\pi f} \quad (4.8)$$

donde f es la frecuencia de la red.

En la Figura 4.3 se han representado los flujos en el núcleo del transformador y los flujos previstos, junto con la tensión fase tierra de la fase a, cuyo paso por cero se ha tomado como referencia. Para $t < t_0$ los flujos en el transformador son constantes y se corresponden con los flujos remanentes. A partir del instante t_0 los flujos en el núcleo coinciden con los flujos previstos en las fases a y b mientras que en la fase c sigue siendo nulo.

Cuando se cierre el tercer polo y una vez establecido el régimen permanente, las tensiones en las tres bobinas del primario del transformador serán los correspondientes a un sistema trifásico equilibrado. Por tanto, a partir del instante de cierre t_0 , los nuevos flujos previstos que deben considerarse son los correspondiente al sistema trifásico equilibrado:

$$\begin{aligned} \phi_{ap}(t) &= \phi_o \text{sen}(\omega t - \pi/2) \\ \phi_{bp}(t) &= \phi_o \text{sen}(\omega t + 5\pi/6) \\ \phi_{cp}(t) &= \phi_o \text{sen}(\omega t + \pi/6) \end{aligned} \quad (t \geq t_0) \quad (4.9)$$

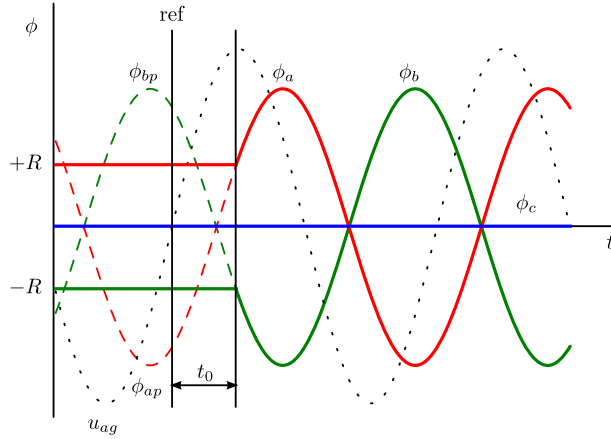


Figura 4.3. Flujos previstos (línea de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_0 de las fases a y b. Patrón simétrico.

Como puede verse en la Figura 4.4, la igualdad entre los flujos del núcleo del transformador y los flujos previstos se satisface dos veces en cada periodo (puntos marcados con círculos), por lo que el cierre de la tercera fase puede hacerse en cualquier instante, $t_1 > t_0$, en los que se verifica simultáneamente que $\phi_{ap}(t_1) = \phi_a(t_1)$, $\phi_{bp}(t_1) = \phi_b(t_1)$ y $\phi_{cp}(t_1) = \phi_c(t_1) = 0$.

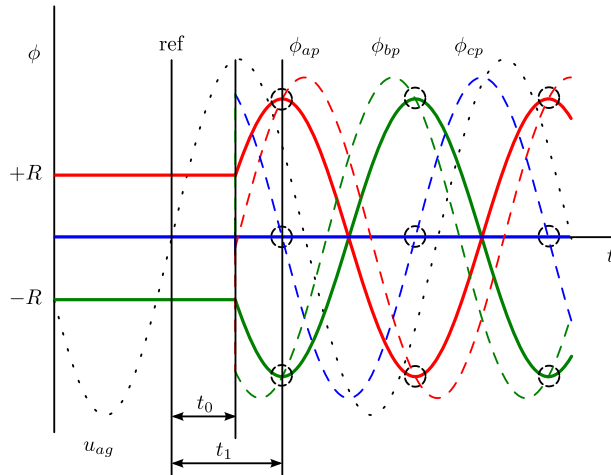


Figura 4.4. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_1 de la fase c. Patrón simétrico.

El instante t_1 puede obtenerse fácilmente ya que coincide con los pasos por cero del flujo previsto en la fase c

$$t_1 = \frac{\arcsen\left(\frac{\phi_{cr}}{\phi_o}\right) - \frac{\pi}{6}}{2\pi f} \tag{4.10}$$

Teniendo en cuenta que $\phi_{cr}=0$, la primera solución positiva es

$$t_1 = T/2 - T/12 = 5T/12 \tag{4.11}$$

donde $T=1/f$ es el periodo de la onda.

La evolución de los flujos durante la maniobra completa de conexión del transformador se puede observar en la Figura 4.5, donde las dos primeras fases se conectan en t_0 y la tercera en el instante t_1 . Puede comprobarse que los flujos nunca exceden sus amplitudes nominales ϕ_o , por lo que el núcleo no entra en saturación y no aparecerá sobrecorriente durante la energización.

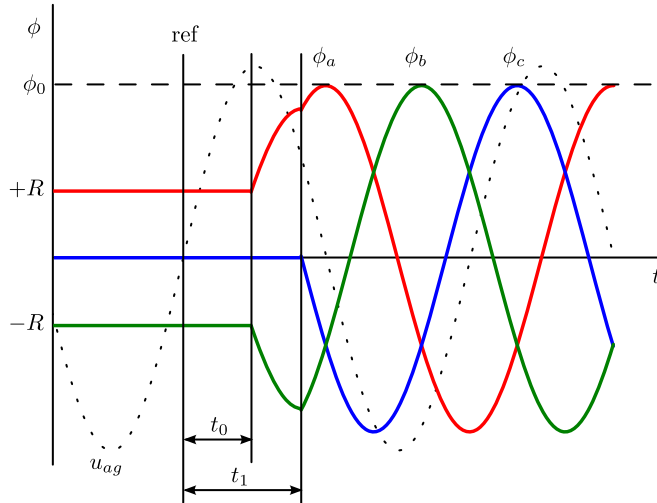


Figura 4.5. Flujos en el núcleo durante el proceso de energización. Patrón simétrico.

4.2.2 Método de conexión con patrón asimétrico de flujos residuales

Si una vez desconectado el transformador, los flujos residuales no poseen un patrón simétrico del tipo $+R, -R, 0$, es necesario modificar el método propuesto para adaptarlo a esta nueva situación. Para mayor claridad, se

supondrá que los flujos residuales son de la forma $\phi_{ar}=R_1$, $\phi_{br}=R_2$, $\phi_{cr}=R_3$ con $|R_1|, |R_2| \geq |R_3|$ y siendo $R_1 > 0$. En esta situación, al igual que cuando el patrón era simétrico, las dos primeras fases en cerrarse serán aquellas con mayores valores absolutos de flujo, que según la suposición realizada, se corresponde con las fases a y b. Sin embargo, ahora no es posible encontrar un instante de cierre t_0 donde los flujos previstos coincida con los flujos residuales en dichas fases. Ya que el valor de la corriente de energización depende de la diferencia entre dichos flujos, el valor óptimo de t_0 será aquel donde dicha diferencia sea lo menor posible. Por tanto, el valor de t_0 puede obtenerse como solución al siguiente problema de optimización min-max:

$$\min_{\omega \in [0, 2\pi]} \max \{ |\phi_{ap}(t) - R_1|, |\phi_{bp}(t) - R_2| \} \tag{4.12}$$

Este problema min-max tiene dos soluciones en cada periodo que han sido marcadas con círculos en la Figura 4.6. En estos puntos la mayor de las diferencias entre el flujo residual y previsto de las fases alcanza un mínimo.

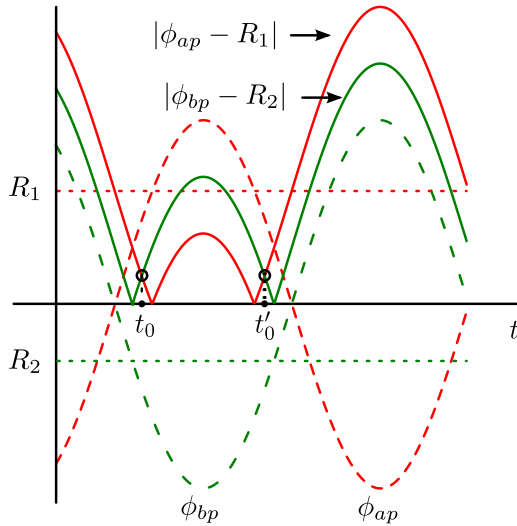


Figura 4.6. Instantes de cierre óptimos solución del problema min-max.

Puede observarse que los instantes óptimos verifican que

$$|\phi_{ap}(t_0) - R_1| = |\phi_{bp}(t_0) - R_2| \tag{4.13}$$

lo que permite obtener analíticamente el valor de t_0 :

$$\left| \frac{\sqrt{3}}{2} \phi_o \text{sen}(\omega t_0 - \pi/3) - R1 \right| = \left| -\frac{\sqrt{3}}{2} \phi_o \text{sen}(\omega t_0 - \pi/3) - R2 \right| \Rightarrow \tag{4.14}$$

$$\Rightarrow t_0 = \frac{\text{arc sen} \left(\frac{R_1 - R_2}{\sqrt{3} \phi_o} \right) + \frac{\pi}{3}}{2\pi f}$$

En la Figura 4.7 se muestran los flujos, tanto previstos como los que posee el núcleo, antes y después de la conexión de las dos primeras fases. Como puede observarse, en el instante t_0 los flujos residuales de las fases a y b no coinciden con sus correspondientes flujos previstos. No obstante, la diferencia en ese instante es la menor que puede conseguirse en ambas fases de forma simultánea.

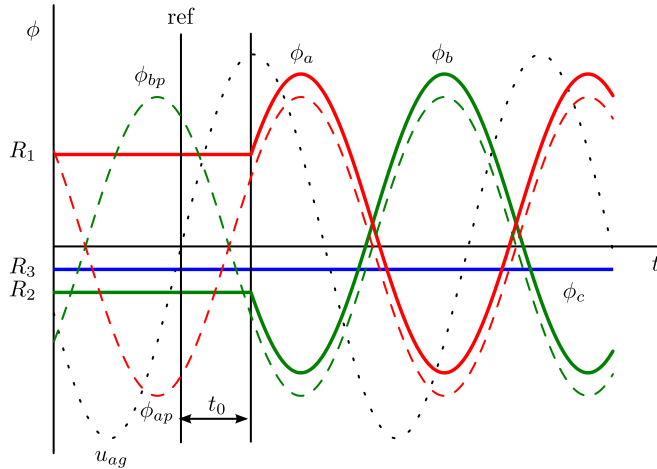


Figura 4.7. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_0 de las fases a y b. Patrón asimétrico.

Una vez que han sido conectadas las dos primeras fases, los flujos previstos se corresponden de nuevo con los del sistema trifásico equilibrado, ya que esta situación es en la que quedará el transformador tras alcanzar el régimen permanente una vez que se haya cerrado el tercer polo del interruptor. En la Figura 4.8 puede observarse como a partir del instante t_0 estos flujos previstos coinciden con los flujos del transformador dos veces en cada ciclo. El polo de la fase c puede, por tanto, cerrarse en cualquiera de esos instantes t_1 que verifican $\phi_{ap}(t_1) = \phi_a(t_1)$, $\phi_{bp}(t_1) = \phi_b(t_1)$ y

$\phi_{cp}(t_1)=\phi_c(t_1)=R_3$. El instante que verifica esta condición puede calcularse analíticamente, resultando

$$t_1 = \frac{\arcsen\left(\frac{R_3}{\phi_o}\right) - \frac{\pi}{6}}{2\pi f} \tag{4.15}$$

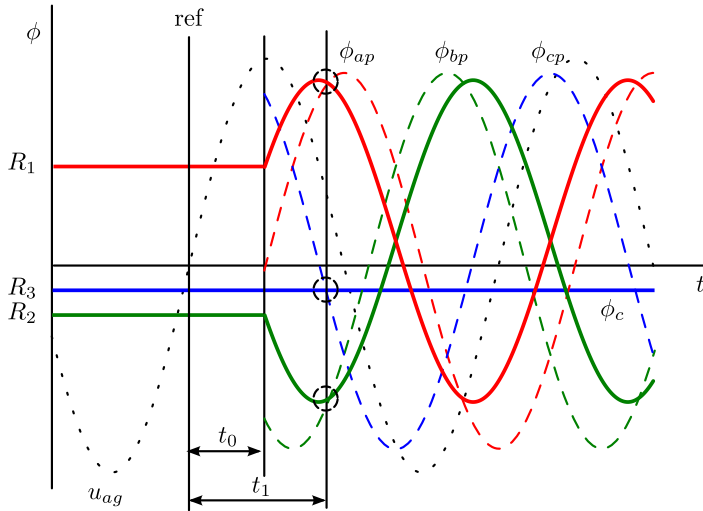


Figura 4.8. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_1 de la fase c. Patrón asimétrico.

Puede observarse en la Figura 4.9 que, tras completar la energización del transformador con el cierre de la tercera fase, los flujos se corresponden con los del sistema trifásico equilibrado en régimen permanente, no superándose el valor nominal del flujo ϕ_o . Únicamente durante el intervalo comprendido entre el primer instante de cierre, t_0 y el segundo, t_1 , los flujos tienen una pequeña componente continua pero durante este tiempo las bobinas están sometidas a una tensión inferior a la nominal, lo que permite evitar que el núcleo entre en saturación.

Si se analiza el método propuesto cuando los flujos residuales presentan un patrón simétrico y cuando el patrón es asimétrico puede comprobarse que el primero no es más que un caso particular del segundo, por lo que sólo es necesario programar un único algoritmo en el relé de maniobra controlada.

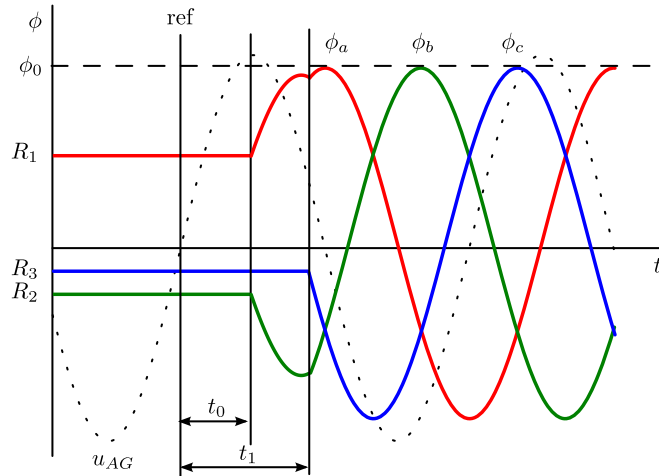


Figura 4.9. Flujos durante el proceso completo de energización siguiendo el método propuesto. Patrón asimétrico.

El pseudo-código del algoritmo es el siguiente:

1. Medir las tensiones fase tierra durante la desconexión del transformador.
2. Calcular las tensiones de fase usando (4.3).
3. Calcular el flujo residual de cada fase integrando las tensiones calculadas en el paso anterior, según (4.4).
4. Cerrar las dos fases del interruptor correspondiente a las fases cuyos flujos residuales tienen mayores valores absolutos en el instante dado por (4.14).
5. Cerrar la tercera fase cuando su flujo residual y previsto coinciden, instante dado por (4.15).

4.3 Simulación de la conexión controlada de transformadores con neutro aislado

Para verificar el método expuesto, se han realizado un conjunto de simulaciones utilizando ATP/EMTP (Alternative Transients Program/Electromagnetic Transient Program) [12]. El modelo del sistema empleado se muestra en la Figura 4.10. Está compuesto por un fuente trifásica de 220 kV, 50 Hz y un transformador de 160 MVA con núcleo de tres columnas

y tres devanados de tensiones nominales 230/70.9/24 kV y grupo de conexión en YNyn0d11. El transformador ha sido modelado utilizando el *Hybrid Transformer - XFMR*, que proporciona una adecuada representación del comportamiento magnético del núcleo del transformador, [34, 35, 23]. Los parámetros de dicho modelo se han obtenido a partir de los ensayos suministrados por el fabricante (ver apéndice A).

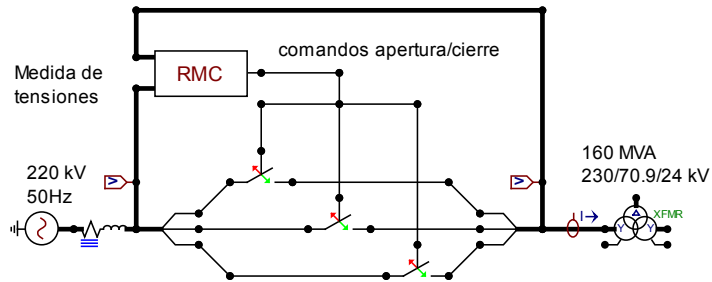


Figura 4.10. Esquema ATPDraw para simulación de la conexión de transformador con neutro aislado.

La conexión de este transformador en un instante aleatorio puede dar lugar a elevados valores de flujos que producen la saturación del núcleo magnético, tal y como se muestra en la Figura 4.11, los que a su vez dan lugar a una elevada corriente.

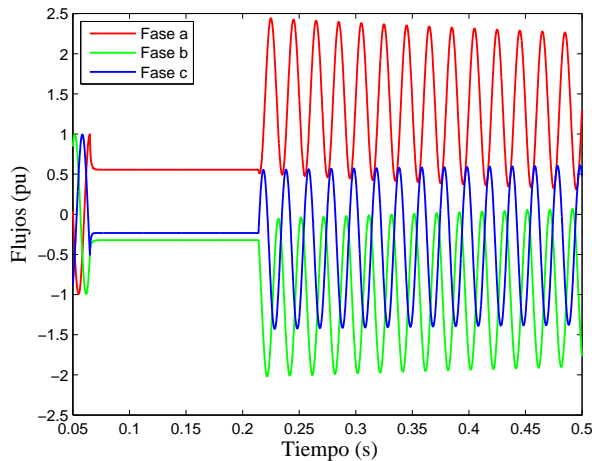


Figura 4.11. Flujos asimétricos y de elevado valor de pico tras la conexión del transformador en un instante aleatorio.

En la Figura 4.12 puede observarse como el valor de pico de la intensidad alcanzó un valor cercano al 1.5 pu cuando el transformador fue desconectado y posteriormente conectado a la red mediante una maniobra tripolar no controlada.

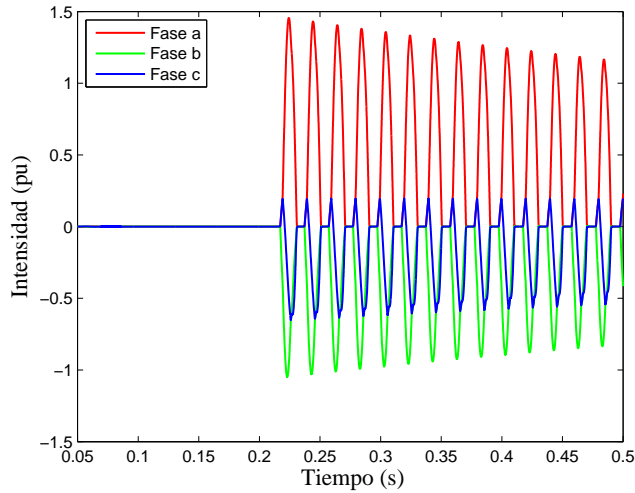


Figura 4.12. Corriente absorbida por el transformador durante la conexión a la red en un instante cualquiera.

Esta sobrecorriente puede ser eliminada si la conexión a la red se hace según el procedimiento propuesto. Para ello es necesario determinar los valores de los flujos remanentes que son calculados mediante (4.4) resultando, en este caso, unos valores de $\phi_{ar}=0.56$ pu, $\phi_{br}=-0.22$ pu, and $\phi_{cr}=-0.34$ pu, Figura 4.13. Esta figura muestra la evolución de los flujos durante el proceso de energización siguiendo el método propuesto. En primer lugar se conectan las dos fases con mayor flujo residual, fases a y c, en el instante t_0 dado por (4.14). Posteriormente, se conecta la fase b cuando su flujo previsto coincide con su flujo residual en el instante t_1 dado por (4.15).

De esta forma los flujos no sobrepasan su valor nominal por lo que no aparece saturación en el núcleo y la corriente tras la conexión es la misma que la corriente de vacío del transformador en régimen permanente. Este hecho se puede observar en la Figura 4.14.

El método se ha probado desconectando el transformador en diferentes instantes de tiempo para el núcleo quedara con diferentes patrones de flujo residual. Se ha observado que cuando las dos primeras fases en cerrar

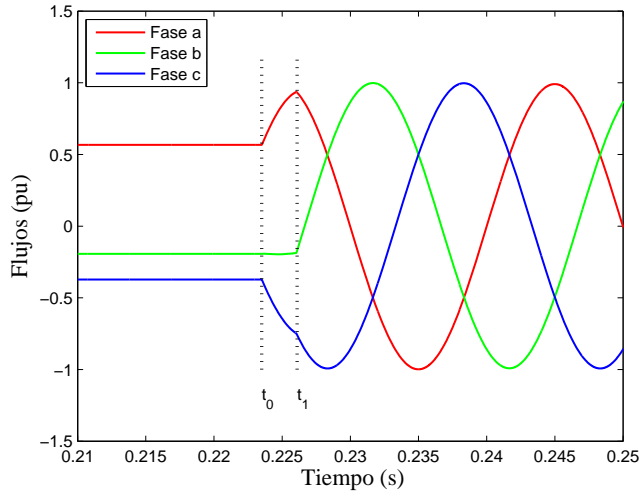


Figura 4.13. Flujos durante la conexión del transformador.

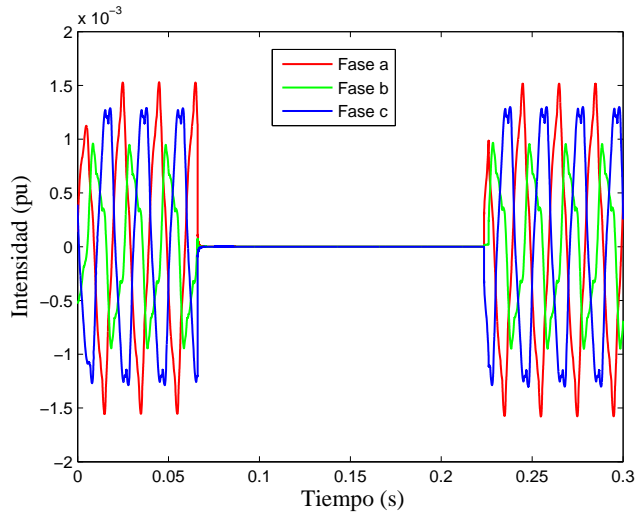


Figura 4.14. Intensidades durante la desconexión y conexión del transformador siguiendo el método propuesto.

son las fases a y c, el flujo en la tercera fase permanece constante entre los instantes t_0 y t_1 . Sin embargo, debido a la asimetría del núcleo de tres columnas del transformador, si una de las dos primeras fases en cerrar es la de la columna central, fase b, se observa que, antes del instante t_1 donde se

conecta la tercera fase, aparece en ésta una variación de flujo. En la Figura 4.15, puede observarse este hecho. Durante el intervalo $t_0 < t < t_1$ el flujo de la fase c sufre una pequeña variación a pesar de estar desconectada de la red. Esta circunstancia provoca que en el instante t_1 el flujo previsto no coincida exactamente con el flujo real en la fase c, ya que el valor de t_1 es calculado suponiendo que ella continúa el flujo remanente. No obstante, la influencia de este fenómeno sobre la corriente de energización es mínima como se observa en la Figura 4.16, donde las intensidades tras la conexión del transformador son ligeramente diferentes a las que había antes de desconectar.

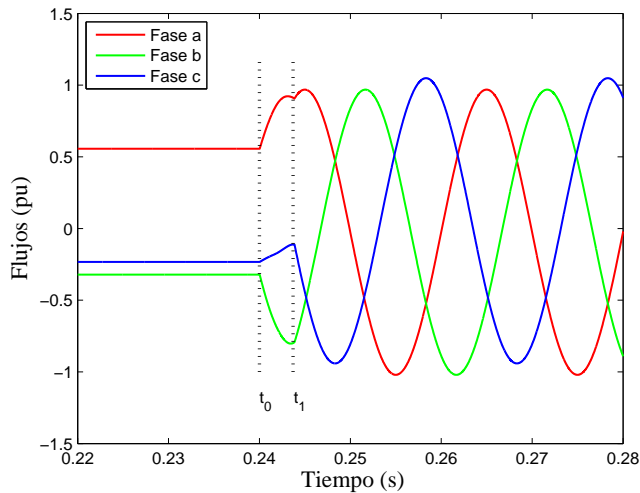


Figura 4.15. Flujos durante la conexión del transformador. Efecto de la asimetría del núcleo al cerrar la fase central en la primera maniobra.

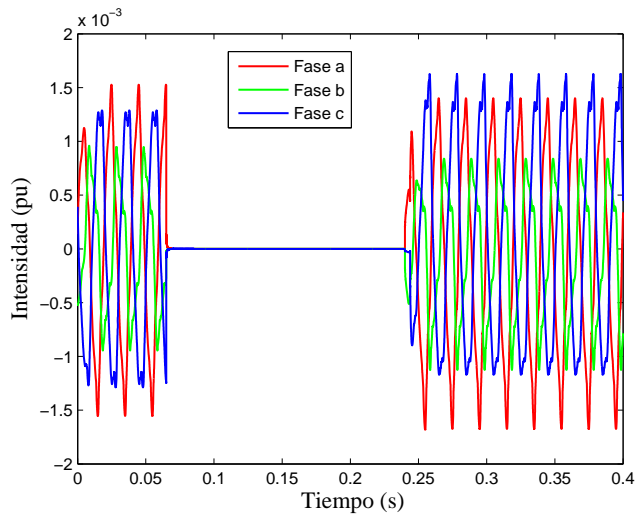


Figura 4.16. Intensidades durante la desconexión y conexión del transformador. Efecto de la asimetría del núcleo al cerrar la fase central en la primera maniobra.

5 Maniobra controlada en transformadores con interruptores tripolares

En el capítulo 2 se han descrito las principales estrategias de maniobra controlada en transformadores para eliminar, o al menos reducir, la sobrecorriente de energización. En ellas se hace uso de interruptores con control independiente de sus polos, de forma que cada fase pueda cerrarse en el instante adecuado. El uso de este tipo de interruptores es frecuente en instalaciones con tensiones superiores a 245 kV [15], sin embargo, en niveles de tensión inferiores es habitual que el mando del interruptor sea tripolar.

En este capítulo se describe una nueva estrategia para la maniobra controlada de energización de transformadores usando interruptores con mando tripolar.

5.1 Introducción

Para evitar la aparición de la sobrecorriente de energización utilizando un interruptor con accionamiento tripolar es necesario que, en el instante de la conexión, los flujos previstos y los flujos residuales coincidan simultáneamente en las tres fases. Esto sólo se puede lograr si los flujos remanentes en el núcleo presentan determinados patrones. En la Figura 5.1 se han representado con trazo discontinuo los flujos previstos, que en el caso de un cierre tripolar se corresponde con tres ondas desfasadas 120° entre sí. Si

se considera que los flujos residuales son $\phi_{ar} = -\sqrt{3}/2 \text{ pu}$, $\phi_{br} = \sqrt{3}/2 \text{ pu}$ y $\phi_{cr} = 0$, es posible encontrar un instante, t_0 , donde el flujo previsto y residual coinciden de forma simultánea en cada una de las fases. Este patrón de flujos puede ser difícil de alcanzar, por lo que se han propuesto métodos basados en otros valores del flujo remanente como es el caso del patrón 70%, -70% y 0% usado en [7].

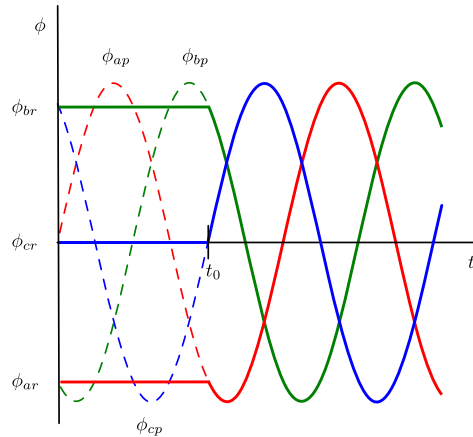


Figura 5.1. Ejemplo de patrón de flujos remanentes que permite la conexión óptima mediante maniobra tripolar.

Un procedimiento para obtener un patrón favorable para la conexión tripolar consiste en controlar la desconexión, haciendo que la apertura del interruptor se produzca siempre en un instante predeterminado, como se propone en [43]. No obstante, el valor de los flujos tras la desconexión depende de diversos factores, como son el valor de la corriente de chopping del interruptor, las características magnéticas del núcleo y, especialmente, de las capacidades de los devanados y otras capacidades parásitas situadas entre el interruptor y el transformador. Por ello, obtener siempre los mismos valores de flujo residual controlando la desconexión no resulta una tarea fácil, [13]. Además, hay que tener en cuenta que si ocurre un disparo de las protecciones del transformador, la desconexión no estará controlada y tras ella, los valores de los flujos en el núcleo no serán los deseados.

En [40] se propone utilizar un patrón de flujos de la forma 1 pu, -0.5 pu, -0.5 pu. El procedimiento propuesto consiste en utilizar fuentes de corriente continua para lograr el patrón mencionado. Estas fuentes se desconectan en el momento de la conexión del transformador. Esta técnica

requiere un conocimiento preciso de la curva de magnetización del núcleo, así como el uso de equipos auxiliares que no suelen ser fáciles de instalar en una instalación de alta tensión.

Una estrategia más simple que las anteriores para reducir la corriente de energización, consiste en no controlar la desconexión pero determinar los flujos remanentes mediante la integración de la tensión durante la maniobra. En función de los valores obtenidos se determina el mejor instante para energizar el transformador. En [31] se ha propuesto un instante de cierre basado en un estudio heurístico. El método descrito a continuación determina un instante óptimo de conexión basado en la solución de un problema de optimización de tipo min-max [10].

Es necesario señalar que este método no garantiza que la sobrecorriente de magnetización pueda ser totalmente eliminada en todos los casos. No obstante, debido a su simplicidad y bajo coste puede ser la solución más apropiada en muchas instalaciones, especialmente en aquellas con niveles de tensión inferiores a 220 kV, donde es frecuente encontrar interruptores con mando tripolar.

5.2 Instante óptimo para la conexión tripolar.

En este apartado se determinará el instante óptimo de cierre para conectar un transformador a la red mediante maniobra tripolar. El método es de aplicación en transformadores trifásicos cuyo devanado primario puede tener cualquier conexión siempre y cuando la suma de los flujos magnéticos de las tres fases sea nula. Esto ocurre en todos los transformadores en el que uno cualquiera de sus devanados está conectado en triángulo y también en aquellos cuyo núcleo sea de tres columnas. La inmensa mayoría de los transformadores de potencia cumplen esta condición.

Para facilitar la descripción de la estrategia propuesta, se supondrá que los flujos residuales son: $\phi_{ar}=R_1$, $\phi_{br}=R_2$, $\phi_{cr}=R_3$ y cumplen que $|R_1|, |R_2| \geq |R_3|$. Esto no quita generalidad al método, el cual podrá ser aplicado fácilmente a cualquier otra situación.

Como se ha expuesto con anterioridad, las diferentes estrategias basadas en el control de la maniobra persiguen que la diferencia entre el flujo previsto y el residual sea nula en el instante de la conexión. Sin embargo, excepto cuando los flujos residuales presentan ciertos patrones, esta condición no se puede cumplir de forma simultánea en las tres fases.

En la Figura 5.2 se ha representado una situación genérica donde puede observarse que no existe ningún instante en el que, de forma simultánea,

el valor de los flujos residuales sea igual al de los flujos previstos . Por lo tanto, no existe ningún instante en el que pueda garantizarse que no aparecerá saturación magnética del núcleo al cerrar el interruptor tripolar.

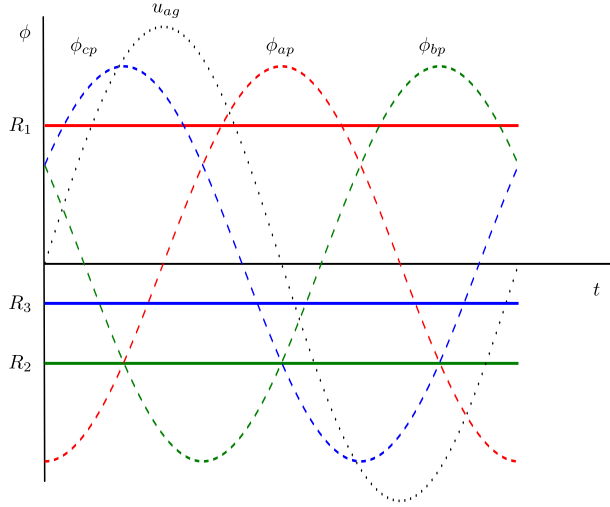


Figura 5.2. Flujos remanentes (líneas continuas) y flujos previstos (líneas de trazos) no coincide simultáneamente en ningún instante.

No obstante, el mejor instante para realizar el cierre simultáneo de los tres polos será aquél en el que la diferencia entre el flujo previsto y flujo remanente sea lo menor posible en las tres fases. Este instante óptimo puede obtenerse como solución al siguiente problema de optimización min-max:

$$\min_{\omega \in [0, 2\pi]} \max \{ |\phi_{ap}(t) - R_1|, |\phi_{bp}(t) - R_2|, |\phi_{cp}(t) - R_3| \} \quad (5.1)$$

Como se observa en la Figura 5.3, el problema min-max (5.1) tiene una solución en cada periodo, instante t_0 , donde la mayor de las diferencias en las tres fases alcanza un mínimo. Gráficamente puede observarse que dicha solución ocurre cuando $|\phi_{cp}(t_0) - R_3| = 0$, $\text{sgn}(\phi_{ap}(t)) = \text{sgn}(R_1)$ and $\text{sgn}(\phi_{bp}(t)) = \text{sgn}(R_2)$. Si se toma como referencia el paso por cero con derivada positiva de la tensión u_{ag} , el instante t_0 puede calcularse analíticamente, resultando

$$t_0 = \frac{\arcsen\left(\frac{R_3}{\phi_o}\right) - \frac{\pi}{6}}{2\pi f} \quad (5.2)$$

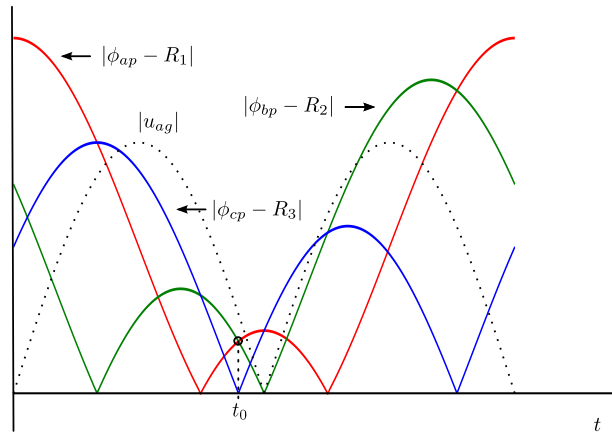


Figura 5.3. Instante óptimo de cierre simultáneo solución del problema min-max.

Si el cierre tripolar se realiza en este instante óptimo, la evolución de los flujos sería la mostrada en la Figura 5.4. Como se observa, en el instante $t = t_0$ los flujos residuales de la fase a y la fase b no son iguales a sus correspondientes flujos previstos. Esto provoca que, tras la conexión, los flujos magnéticos tengan una pequeña componente continua de igual valor a la diferencia entre los flujos. No obstante, si el cierre se realizara en cualquier otro instante distinto de t_0 , el valor de dicha componente continua sería mayor en alguna de las fases, dando lugar a una mayor saturación del núcleo y, en consecuencia, una mayor corriente durante la energización.

La estrategia descrita para la energización mediante cierre simultáneo de todas las fases puede sintetizarse como sigue:

1. Medir la tensión de cada fase en el primario durante la desconexión del transformador.
2. Determinar los flujos residuales de acuerdo con la Ley de Faraday, integrando las tensiones medidas en 1.
3. Determinar el instante de cierre óptimo dado por (5.2), es decir el instante donde el flujo residual y previsto coinciden en la fase que posee el flujo residual más pequeño en valor absoluto y, además, los

signos de los flujos previstos en las otras dos fases son iguales a los signos de sus correspondientes flujos residuales.

4. Cerrar simultáneamente los tres polos del interruptor en el instante determinado en 3.

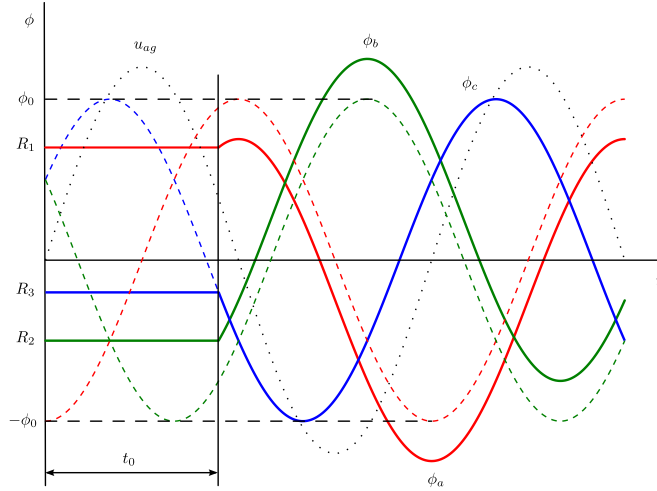


Figura 5.4. Flujos reales (líneas continuas) y previstos (líneas de trazos) durante la conexión tripolar del transformador en el instante óptimo t_0 .

5.3 Simulación de la estrategia propuesta de cierre tripolar

El esquema ATPDraw de la Figura 5.5 muestra el sistema empleado para comprobar la efectividad de la estrategia propuesta. El sistema está constituido por el mismo transformador y equivalente de red utilizado en el capítulo 4, aunque el neutro del transformador se encuentra ahora conectado a tierra. Por otra parte, las ordenes de cierre y apertura procedentes del relé de maniobra controlada (RMC) son enviadas de forma simultánea a los tres polos del interruptor.

En la Figura 5.6 se muestra la evolución de los flujos durante la energización del transformador realizada mediante un cierre tripolar siguiendo la metodología expuesta. En este caso los flujos remanentes, obtenidos mediante la integración de la tensión durante la desconexión, resultaron ser $\phi_{ar}=0.56$ pu, $\phi_{br}=-0.38$ pu, y $\phi_{cr}=-0.18$ pu. Las tres fases son conectadas

en el instante t_0 dado por (5.2) cuando el flujo previsto coincide con el flujo remanente en la fase con menor flujo remanente, fase c en este caso.

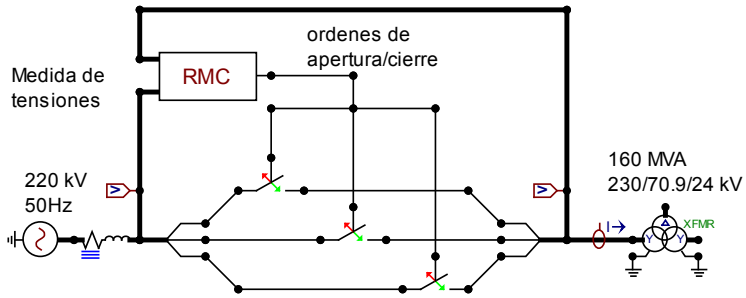


Figura 5.5. Esquema ATPDraw para simulación de la estrategia óptima de cierre tripolar.

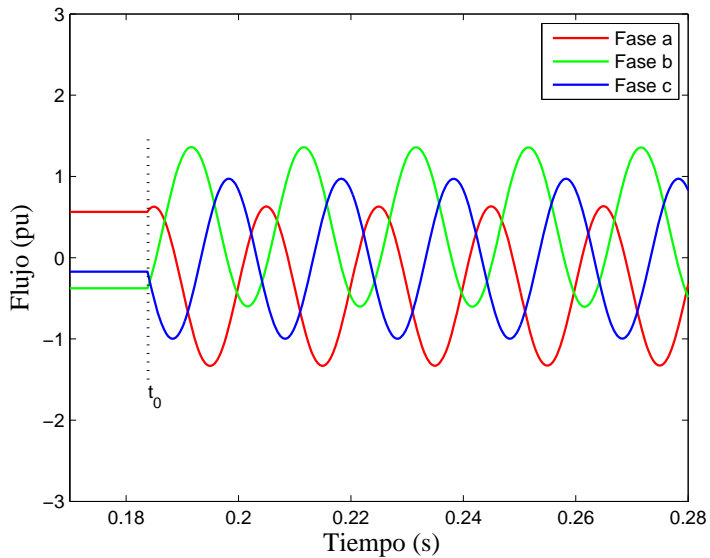


Figura 5.6. Conexión tripolar en instante óptimo. Flujos magnéticos.

A partir de este instante, el flujo en la fase c es sinusoidal y su amplitud no supera a la nominal. Sin embargo, los flujos en las otras dos fases son asimétricos. Como consecuencia de esto, la corriente en la fase c tras

la conexión, Figura 5.7, coincide con la corriente de vacío (inapreciable en la gráfica), mientras que en las otras dos fases puede observarse una corriente transitoria de conexión. Esta corriente es muy inferior a la que podría presentarse en el caso de realizar la conexión de forma aleatoria, como se muestra en la Figura 5.8.

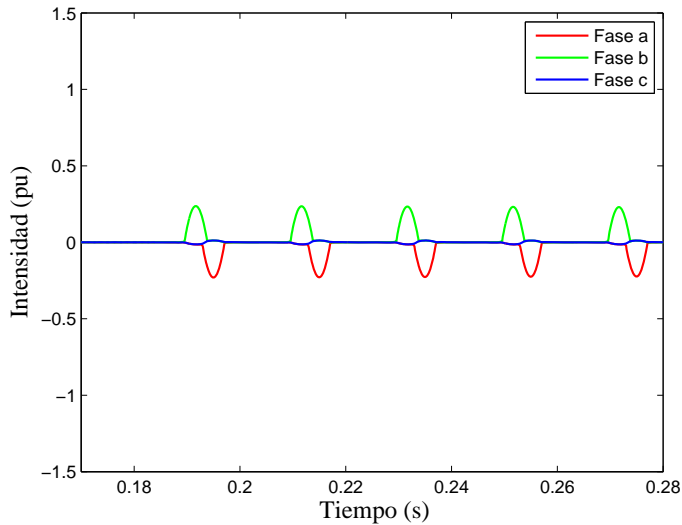


Figura 5.7. Conexión tripolar en instante óptimo. Intensidades.

Para comprobar el buen funcionamiento de la estrategia propuesta para cualquier patrón de flujo, se han realizado 1000 simulaciones siguiendo el procedimiento que se describe a continuación. Estando el transformador en régimen permanente se procede a la apertura de las tres fases en un instante aleatorio para que los flujos residuales puedan tomar valores diferentes en cada simulación. La Figura 5.9 muestra los valores de los flujos residuales obtenidos en función del instante de desconexión tomando como referencia el paso por cero de la tensión de la fase a. Resultados similares a los obtenidos aquí pueden encontrarse en [13].

Una vez establecidas las condiciones de flujo remanente, se realiza el cierre simultáneo de los tres polos del interruptor en el instante óptimo dado por (5.2). El valor máximo alcanzado por la intensidad durante el transitorio se ha medido y representado en función del instante de desconexión, Figura 5.10 y se ha comparado con la estrategia propuesta en [31] y con el peor caso que podría aparecer en el caso de realizar el cierre

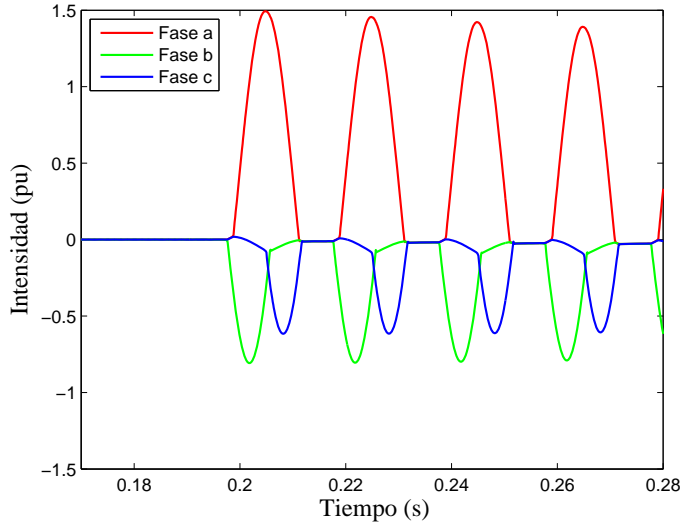


Figura 5.8. Conexión tripolar no controlada. Intensidades.

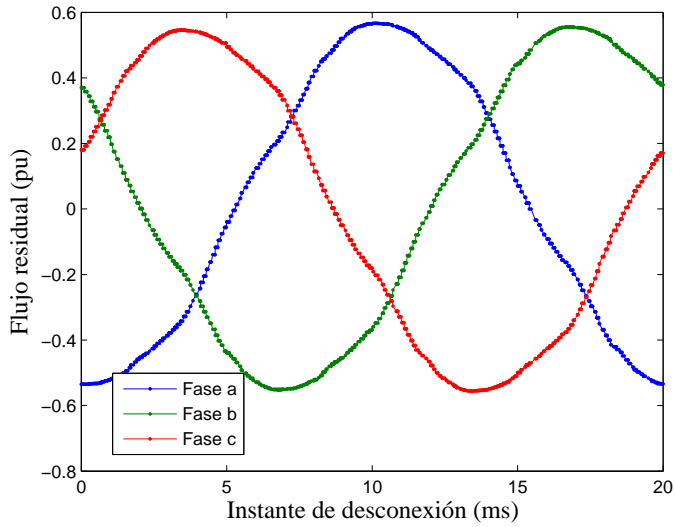


Figura 5.9. Flujos remanentes en función del instante de desconexión.

no controlado. Puede comprobarse que el instante de cierre propuesto consigue una importante reducción de la corriente de energización para cualquier patrón de flujos remanentes.

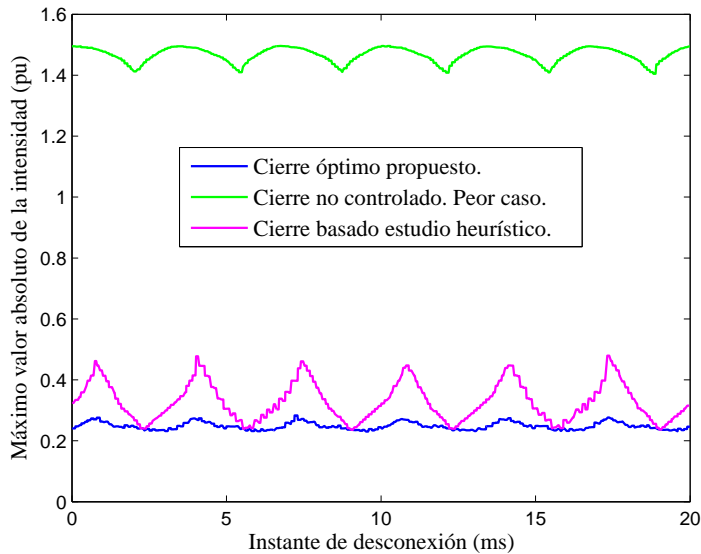


Figura 5.10. Comparativa entre diferentes estrategia de cierre tripolar.

5.4 Consideraciones prácticas

Cuando se considera que el interruptor es ideal, la corriente puede comenzar a circular en los tres polos en el mismo instante. Sin embargo, en los interruptores de alta tensión reales, esto no puede ocurrir debido al fenómeno del prearco [50], descrito en el capítulo 3.

En los interruptores trifásicos, debido al desfase de 120° existente entre las tensiones, el prearco tiene lugar en una fase antes que en las otras dos. A partir del instante en el que la primera fase es energizada, los flujos en las otras dos fases no permanecen constantes e iguales a los flujos remanentes que tuviesen, apareciendo en ellas unos flujos variables, denominados flujos dinámicos, debidos a la interacción magnéticas entre las fases [7, 41]. Esta interacción es consecuencia del acoplamiento electromagnético entre las fases y es inherente a la inmensa mayoría de los transformadores en

sistemas de potencia (transformadores con núcleo trifásico o con algún devanado en triángulo).

En las simulaciones realizadas en la sección 5.3, el interruptor se consideró ideal y el comienzo de la conducción tenía lugar en las tres fases en el mismo instante. Para poder analizar el efecto que produce el prearco sobre la estrategia de cierre tripolar propuesta, es necesario realizar de nuevo las simulaciones introduciendo un modelo de interruptor que considere dicho efecto. En la Figura 5.11, se muestra el nuevo esquema de ATPDraw, donde la orden de cierre es enviada de forma simultánea a las tres fases del interruptor pero cada polo posee el modelo de prearco que determina el instante en el que comienza la conducción en cada una de ellos. El interruptor ha sido modelado considerando un tiempo de cierre de 50 ms y una RDDS de 65.8 kV/s.

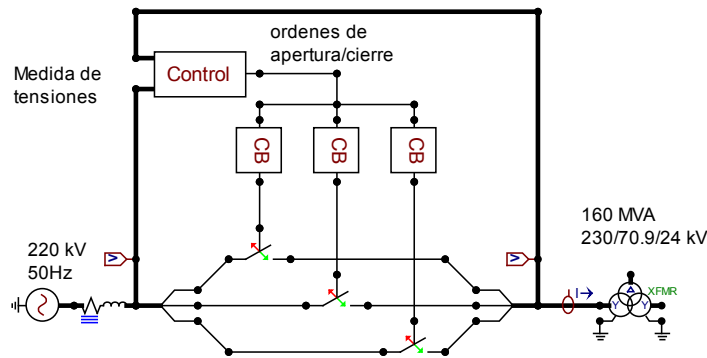


Figura 5.11. Esquema ATPDraw considerando el modelo de prearco en cada polo del interruptor.

La Figura 5.12, muestra la evolución de la tensión en valor absoluto entre los contactos de cada fase y la tensión de ruptura del dieléctrico. La intersección entre ambas curvas determina el instante en el que tiene lugar el prearco y, como consecuencia, el comienzo la conducción. Puede observarse que el prearco ocurre en primer lugar en la fase c, instante t_0 y en las otras dos un poco después, instante t_1 .

Tras la energización en t_0 de la fase c, aparecen flujos dinámicos, como puede observarse en la Figura 5.13, donde entre el instante t_0 y t_1 , las fases a y b no están conectadas aún pero sus flujos evolucionan según la interacción magnética entre las fases del núcleo.

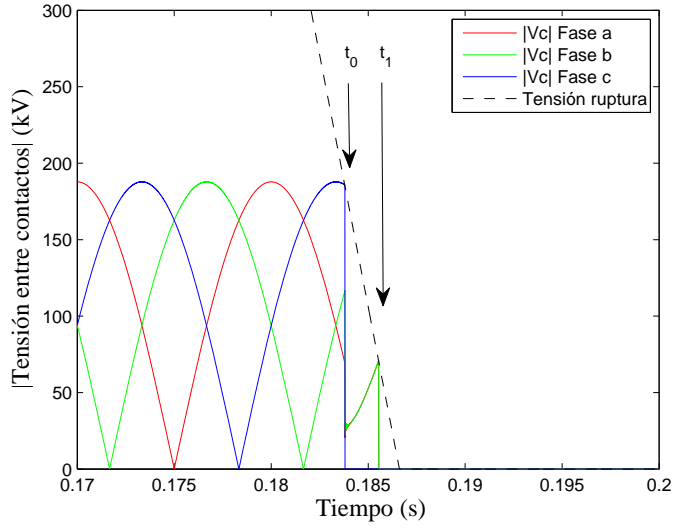


Figura 5.12. Tensión de ruptura y tensión entre los contactos en cada fase durante un cierre tripolar.

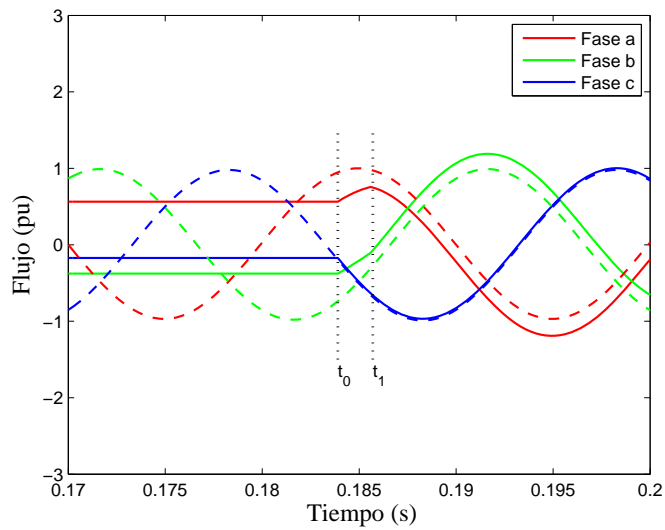


Figura 5.13. Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) durante la energización tripolar considerando el efecto del prearco.

En este caso, los flujos dinámicos contribuyen a reducir aún más la corriente de energización, ya que cuando las fases a y b se conectan (instante t_1), la diferencia entre los flujos residuales y previsto es menor que si se hubiera conectado en el instante inicialmente previsto (instante t_0). Como consecuencia de lo anterior, la corriente absorbida en este caso, considerando los flujos dinámicos y el efecto del prearco, Figura 5.14, es inferior a la que se obtuvo cuando se consideró el interruptor ideal, Figura 5.7.

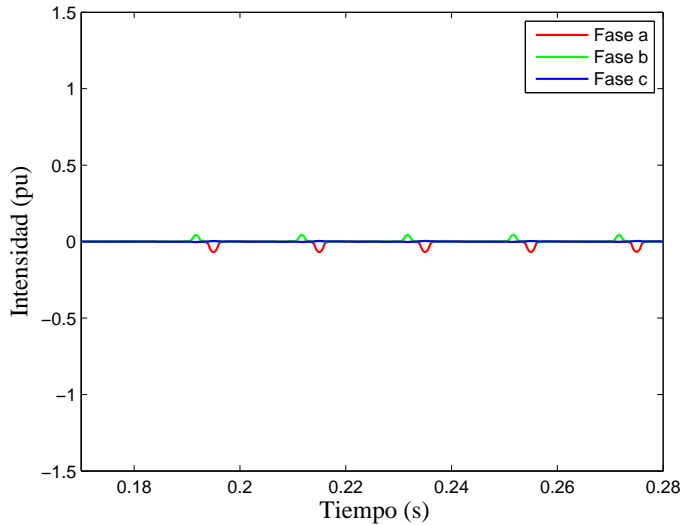


Figura 5.14. Intensidades durante la energización tripolar considerando el efecto del prearco.

Las simulaciones teniendo en cuenta los flujos dinámicos originados por el efecto del prearco se han extendido a cualquier patrón de flujo. El máximo valor de la corriente de energización se ha representado en la Figura 5.15 en función del instante de desconexión. Como puede observarse, los flujos dinámicos contribuyen a una mayor reducción de la corriente de irrupción ya que, en general, disminuyen la diferencia de los flujos magnéticos con los previstos en el instante de la conexión.

5.4.1 Influencia del tiempo de cierre y de la RDDS

Como se ha podido comprobar, el comportamiento del interruptor durante la maniobra de cierre juega un papel importante en la energización del transformador. Más concretamente, el instante en el que aparece el prearco

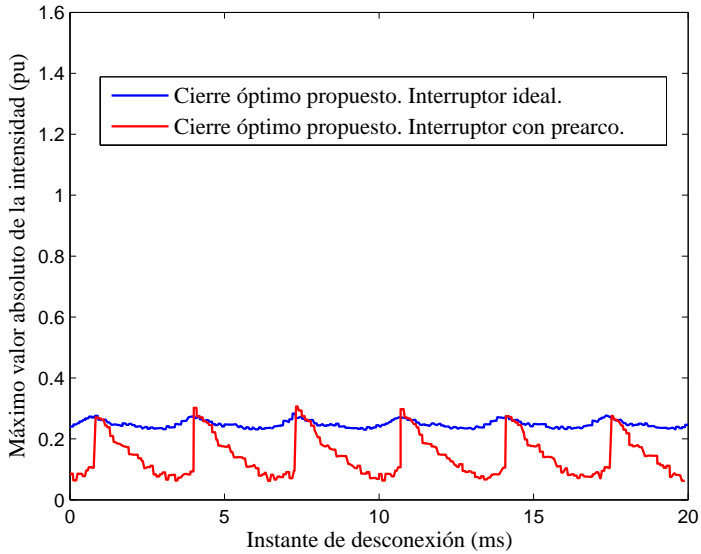


Figura 5.15. Comparativa de las intensidades absorbidas durante la energización tripolar considerando el interruptor ideal y considerando el efecto del prearco.

en cada polo del interruptor es el que determina el inicio de la conducción y por tanto el comienzo de la energización. Para que el relé realice con éxito la maniobra de cierre es necesario que pueda calcular con cierta exactitud el tiempo de prearco, el cual es determinado a partir de los valores de la RDDS y del tiempo de cierre del interruptor. Los valores de estos parámetros puede sufrir variaciones debido a diversos factores como se expuso en el capítulo 3.

Por este motivo, se han realizado una serie de simulaciones con objeto de analizar la influencia de las desviaciones de estos parámetros sobre la estrategia de cierre tripolar expuesta en este capítulo. En la Figura 5.16 se muestra los valores obtenidos en la intensidad de magnetización cuando existe diferencia entre el valor de la RDDS que posee el interruptor y su valor nominal con el que el relé determina el instante de cierre óptimo. Para las variaciones consideradas, $\pm 15\%$, la intensidad absorbida durante la energización no supera el 0.3 pu.

Un efecto más importante posee la discrepancia entre el tiempo de cierre nominal que utiliza el algoritmo del relé para calcular el instante de cierre y el que posee el interruptor, Figura 5.17. No obstante, para las desviaciones

típicas de los interruptores empleados en estas aplicaciones, ± 1 ms [20], se puede ver que los valores de la intensidad aumentan pero siguen siendo muy inferiores a los que se obtendrían en un cierre aleatorio.

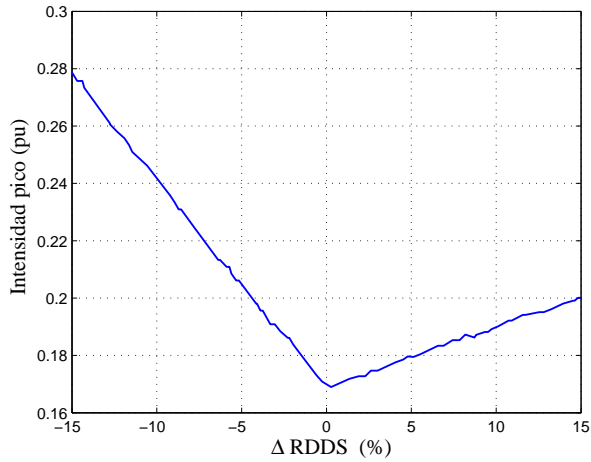


Figura 5.16. Influencia del RDDS sobre la intensidad de magnetización.

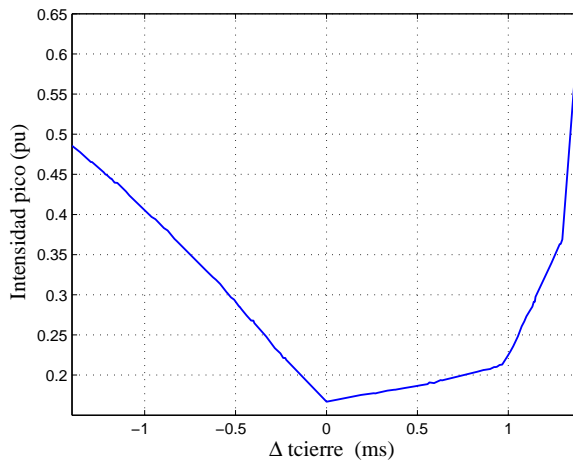


Figura 5.17. Influencia del tiempo de cierre sobre la intensidad de magnetización.

6 Estudio comparativo de diferentes estrategias de energización

El objeto de este capítulo es realizar un análisis comparativo de las diferentes estrategias de energización de un transformador que se encuentran implementadas en los relés comerciales. Para ello se han considerado dos tipos de transformadores: transformador trifásico con núcleo de tres columnas y banco trifásico de autotransformadores monofásicos.

Este estudio se ha realizado mediante simulación, por lo que, además de los transformadores, ha sido necesario modelar la red y el interruptor. Asimismo, se han programado los correspondientes algoritmos empleados por el relé de maniobra controlada.

6.1 Modelo de transformador

Al igual que en el capítulo 4 y capítulo 5, los transformadores han sido modelados utilizando el *Hybrid Transformer - XFMR* de ATP, que proporciona una adecuada representación del comportamiento magnético del núcleo del transformador, [34, 35, 23].

El transformador trifásico de tres columnas es el mismo que se ha utilizado en el capítulo 4 y 5, cuyas características son: 160 MVA, 230/70.9/24 kV y grupo de conexión en YNyn0d11. El banco de autotransformadores está constituido por tres autotransformadores monofásicos conectados en YNyn0d11, cuyas características individuales son: 200 MVA, $\frac{400}{\sqrt{3}}/\frac{230}{\sqrt{3}}/33$ kV. Los datos de los ensayos de pérdidas en carga y tensión de cortocircuito, así como los de pérdidas e intensidad de vacío proporcionados por el

fabricante para cada uno de los transformadores, se recogen en el apéndice A, junto con los detalles del modelo realizado en ATP.

6.2 Modelo de red

Para modelar la red se ha empleado el esquema básico constituido por una fuente trifásica ideal de tensión en serie con la impedancia de cortocircuito. Se considerarán dos estados diferentes de la red, correspondientes con las características de una red en hora punta y en hora valle. En las simulaciones se utilizarán los valores correspondiente a redes de dos diferentes niveles de tensión: 220 kV y 400 kV.

6.2.1 Red de 220 kV

Los parámetros que definen el modelo de la red de 220 kV en cada una de las situaciones son los siguientes:

Tabla 6.1. Datos del modelo de la red de 220 kV.

Estado	U_N (kV)	S_{cc} (MVA)	X/R	Z_{cc} (Ω)	R_{cc} (Ω)	X_{cc} (Ω)	L_{cc} (mH)
Punta	220	4098	5.7	11.81	2.04	11.63	37.03
Valle	220	913	5.3	53.01	9.83	52.09	165.82

6.2.2 Red 400 kV

Los parámetros de la red de 400 kV correspondiente a los estados punta y valle son los siguientes:

Tabla 6.2. Datos del modelo de la red de 400 kV.

Estado	U_N (kV)	S_{cc} (MVA)	X/R	Z_{cc} (Ω)	R_{cc} (Ω)	X_{cc} (Ω)	L_{cc} (mH)
Punta	400	10968	18.5	14.59	0.79	14.57	46.38
Valle	400	2014	9.3	79.44	8.49	78.98	251.40

6.3 Modelo de interruptor

El interruptor juega un papel fundamental en los sistemas de maniobra controlada, lo que hace necesario el correcto modelado de su comportamiento real. Para ello, debe tenerse presente que el inicio de la circulación de corriente viene dado por el instante en el que el valor absoluto de la tensión entre los contactos supera la tensión de ruptura entre los mismos, instante donde aparece el prearco eléctrico. Dicho fenómeno se sintetiza en la Figura 6.1 y ha sido descrito con mayor detalle en el capítulo 3.

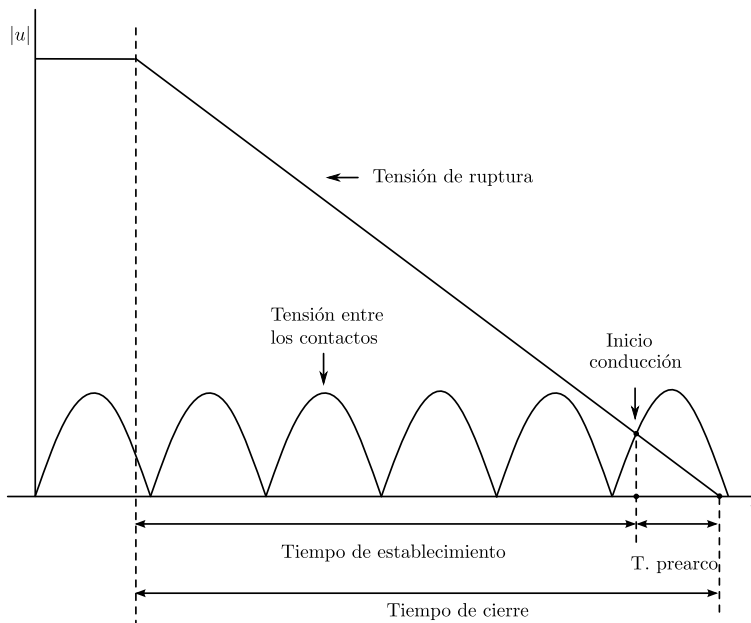


Figura 6.1. Tiempos característicos en la operación de cierre de un interruptor de alta tensión.

El tiempo de prearco viene determinado por los valores del tiempo de cierre y *Rate of Decrease of Dielectric Strength* (RDDS) del interruptor. La dispersión mecánica del interruptor y la tolerancia de la RDDS desplaza la curva de prearco y su pendiente. Ambos efectos tienen lugar dentro de un cierto margen, pero este intervalo de dispersión debe tenerse en cuenta para garantizar una conexión óptima. En la Figura 6.2 se ha representado como la tolerancia en la curva de prearco puede dar lugar a que el inicio de la conducción tenga lugar en puntos de la onda diferentes al esperado, lo que se traduce en una variación del tiempo de establecimiento. En dicha

figura, K_R representa el valor nominal de RDDS y ΔK_R sus variaciones. Por otra parte, Δt_c y Δt_e se corresponden con las variaciones en el tiempo de cierre y en el tiempo de establecimiento respectivamente.

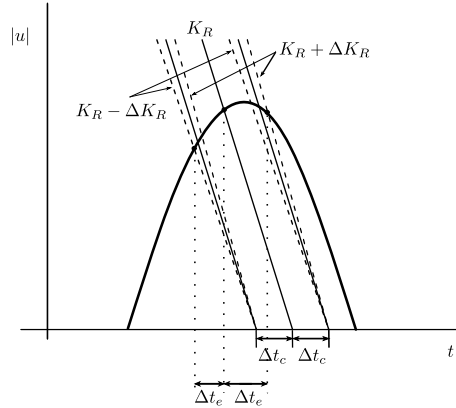


Figura 6.2. Variaciones de RDDS y tiempo de cierre.

En las simulaciones efectuadas, el interruptor se ha modelado en base a las siguientes características:

- Intensidad de *Chopping*: 5 A.
- *Rate of Decrease of Dielectric Strength* (RDDS): $K_R=65.80 \text{ kV/ms} \pm 20 \%$.
- Tiempo de cierre: $t_c=50 \pm 1.5 \text{ ms}$

El comportamiento del modelo de interruptor utilizado en las simulaciones puede sintetizarse como sigue:

- En la maniobra de apertura, la corriente no se interrumpe hasta que su valor no sea inferior a la intensidad de chopping.
- En la maniobra de cierre, al enviar la orden al interruptor se inicia la carrera de cierre. A partir de ese instante la tensión de ruptura entre los contactos disminuye desde el valor máximo hasta cero con una variación lineal caracterizada por una pendiente de valor igual a la RDDS. Por tanto, la tensión de ruptura para las características nominales del interruptor vendrá dada por

$$u_{rup}^{nom}(t) = K_R \cdot t_c - K_R \cdot t \tag{6.1}$$

donde:

K_R es el valor nominal de RDDS.

t_c es el tiempo de cierre nominal.

t es el tiempo transcurrido desde el inicio de la carrera de cierre.

En las simulaciones se ha considerado la dispersión tanto de RDDS como del tiempo de cierre, por lo que la tensión de ruptura vendrá dada por

$$u_{rup}(t) = (K_R + \Delta K_R) \cdot (t_c + \Delta t_c) - (K_R + \Delta K_R) \cdot t \quad (6.2)$$

siendo:

ΔK_R la variación de RDDS.

Δt_c la variación en el tiempo de cierre.

Durante la carrera de cierre, se comparará el valor absoluto de la tensión entre los contactos del interruptor, $|u_{cont}(t)|$, con la tensión de ruptura anteriormente calculada, $u_{rup}(t)$. El interruptor se modelará como un interruptor ideal, abierto mientras $|u_{cont}(t)| < u_{rup}(t)$ y cerrado a partir del instante en que se verifique $|u_{cont}(t)| \geq u_{rup}(t)$, es decir, el comienzo de la circulación de corriente a través de cada polo del interruptor tendrá lugar cuando la tensión entre sus contactos sea superior a dicha tensión de ruptura. Para cada maniobra de cierre, se seleccionará de forma aleatoria valores para la dispersión de la RDDS (ΔK_R) y del tiempo de cierre (Δt_c). Estas dos variables aleatorias se ha considerado que poseen una distribución uniforme dentro de los límites especificados anteriormente.

6.4 Descripción de las maniobras de energización

Las estrategias para la conexión del transformador a la red que han sido seleccionadas en este estudio se corresponden con las más significativas de las que se encuentran implementadas en los relés comerciales. Dependiendo de si se tiene o no medida de flujo, y si se dispone de mando monopolar o tripolar, aparecen cuatro situaciones diferentes que junto con la conexión del transformador sin la intervención del relé, dan lugar a los cinco casos analizados.

En todos estos casos, el punto de partida de las simulaciones ha sido el transformador conectado a la red y en régimen permanente. En esta

situación se procede a la apertura tripolar del interruptor en un instante de tiempo elegido mediante una variable aleatoria con distribución uniforme. De esta forma el transformador queda sin tensión y con flujo remanente. Seguidamente se procede al cierre del interruptor, siguiendo un procedimiento distinto dependiendo de la estrategia considerada.

A continuación se describe brevemente el algoritmo utilizado para la simulación mediante ATP de cada uno de los casos. Una descripción más detallada de las distintas estrategias de cierre puede consultarse en los capítulos 2, 3 y 5.

Estrategia 1: Sin Relé de Maniobra Controlada (RMC) e interruptor con mando tripolar.

En este primer caso, el transformador es conectado a la red sin hacer uso del RMC, realizándose la conexión mediante un cierre tripolar en un instante de tiempo elegido mediante una variable aleatoria con distribución uniforme.

Estrategia 2: Con RMC, interruptor con mando tripolar y sin medida de flujo remanente.

Si la medida de flujo no está disponible, la estrategia empleada consiste en realizar una apertura controlada para que el transformador quede siempre con el mismo patrón de flujo y proceder posteriormente al cierre considerando que dicho patrón se ha logrado.

En este caso, se realiza la apertura cuando la tensión en la fase *a* alcanza su máximo. Con ello se pretende que en dicha fase el flujo remanente sea prácticamente nulo, quedando las otras dos con un valor distinto de cero y signo contrario, con lo que los flujos remanentes responden al patrón $0, +R, -R$. El instante elegido para el cierre tripolar del interruptor es aquel en el que el flujo previsto en la fase *a* sea igual a su flujo remanente (supuestamente nulo), y por tanto, la tensión en dicha fase alcanza su máximo.

Estrategia 3: Con RMC, interruptor con mando monopolar y sin medida de flujo remanente.

Esta estrategia es la que suele emplearse en la puesta en servicio del relé, cuando no se tiene información sobre el flujo remanente. En este caso, el algoritmo de cierre consiste en cerrar en primer lugar la fase *a* suponiendo que el flujo remanente en ella es nulo. Tras esperar un determinado número de ciclos (9 por defecto), se realiza el cierre de las otras dos fases simultáneamente. El tiempo que transcurre entre

el cierre de la primera fase y las dos restantes permite la equalización de los flujos en el núcleo, haciendo desaparecer los flujos remanentes de estas dos últimas fases.

Estrategia 4: Con RMC, interruptor con mando tripolar y con medida de flujo remanente.

Se han analizado dos casos diferentes para esta estrategia:

4.a Durante la maniobra de apertura se determinan los flujos remanentes en cada una de las fases. El cierre de los tres polos del interruptor se realiza cuando en la fase de mayor flujo remanente, dicho flujo coincide con el previsto. Esta estrategia está implementada en el relé *Synchroteq Plus* de la marca Vizimax.

4.b El cierre de los tres polos se realiza cuando en la fase de menor flujo remanente, dicho flujo coincide con el previsto. Esta estrategia está propuesta en [10] y descrita en el capítulo 5.

Estrategia 5: Con RMC, interruptor con mando monopolar y con medida de flujo remanente.

En este último caso, se cierra en primer lugar la fase con mayor flujo remanente, haciéndolo coincidir con el flujo previsto. Al igual que en la estrategia 3, el cierre de las dos fases restantes se realiza 9 semiciclos después para conseguir la equalización de los flujos en el núcleo del transformador.

6.5 Resultados de las Simulaciones

Para evaluar las distintas estrategias de energización, se han realizado un conjunto de simulaciones en ATP bajo diferentes hipótesis. Se han considerado 4 escenarios diferentes que son el resultado de la combinación de los dos tipos de transformadores (3 columnas y autotransformador) junto con los dos modelos de red (situación en punta o valle). Para cada uno de estos escenarios se han analizado las seis estrategias de conexión, realizando para cada una de ellas 10000 simulaciones para que los resultados obtenidos fueran estadísticamente significativos. Esto hace que el número total de simulaciones realizadas para este estudio comparativo sea de 240000. En cada una de dichas simulaciones se han variado de forma aleatoria el instante de apertura del interruptor, el instante de cierre, la RDDS y el tiempo de cierre.

En la Figura 6.3 se muestra el esquema utilizado para las simulaciones. El *model* denominado “RMC” es el elemento que contiene la programación del algoritmo de cierre en cada caso. Recibe como entradas las tensiones a ambos lados del interruptor y la intensidad absorbida por el transformador. Sus salidas son las órdenes de apertura y cierre para cada polo del interruptor. Además se encarga de recoger los resultados de cada simulación y almacenarlo en un fichero de datos para su posterior análisis.

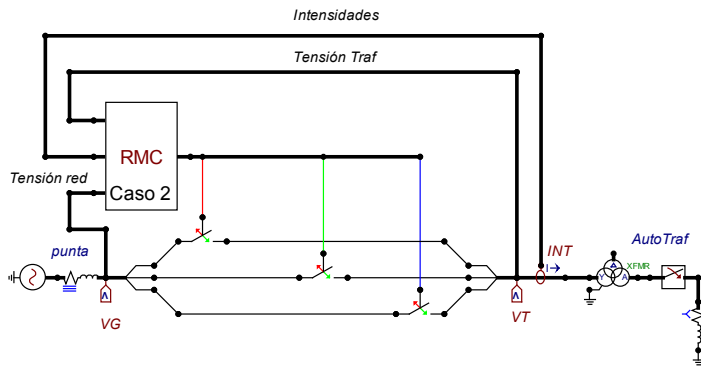


Figura 6.3. Esquema ATPDraw usado en las simulaciones.

Así, para cada una de las simulaciones se han obtenido las siguientes magnitudes:

$U_{rms}^{min}|_{t=0}$: Tensión eficaz mínima transcurrido un periodo tras la conexión del transformador.

$U_{rms}^{min}|_{t=0.3}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 0.3 s.

$U_{rms}^{min}|_{t=0.7}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 0.7 s.

$U_{rms}^{min}|_{t=1}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 1 s.

I_{pico}^{max} : Valor máximo de la intensidad instantánea durante la maniobra.

$I_{rms}^{max}|_{t=0}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido un periodo tras la conexión del transformador.

$I_{rms}^{max}|_{t=0.3}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 0.3 s.

$I_{rms}^{max}|_{t=0.7}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 0.7 s.

$I_{rms}^{max}|_{t=1}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 1 s.

Con objeto de analizar los resultados, se ha considerado importante destacar, entre todas las magnitudes que se han obtenido, la $U_{rms}^{min}|_{t=0}$ y la I_{pico}^{max} .

A continuación se analizan los valores obtenidos para dichas magnitudes en cada uno de los transformadores. En el apéndice B se muestran los resultados del resto de las variables obtenidas en las simulaciones.

6.5.1 Transformador trifásico con núcleo de tres columnas

Con las simulaciones realizadas con el transformador de tres columnas y la red en situación punta, se ha obtenido la curva monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases representada en la Figura 6.4.

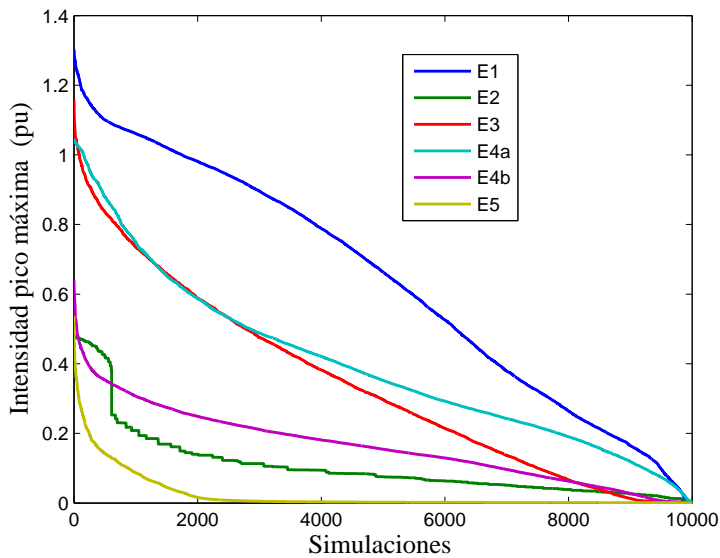


Figura 6.4. Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Transformador trifásico con núcleo de tres columnas. Punta.

Se puede observar como los valores más elevados de la intensidad de pico aparecen en el caso 1. Este resultado era esperado ya que este caso se corresponde al cierre tripolar en instante aleatorio. En la parte inferior de la gráfica se encuentra la curva correspondiente a la estrategia 5, correspondiente al cierre unipolar con medida de flujo remanente. También este resultado era previsible, ya que esta estrategia es la única que puede conseguir, al menos teóricamente, la eliminación total de la sobrecorriente

de energización. Así, en la mayoría de las simulaciones realizadas, la intensidad absorbida se corresponde a la corriente de vacío del transformador. En un 20% de las simulaciones se ha obtenido una corriente algo superior debido a las tolerancias consideradas para la RDDS y el tiempo de cierre.

La estrategia 2 debe ser analizada independientemente del resto ya que es la única que, además del cierre, controla la apertura para conseguir un patrón de flujos remanentes que resulte favorable para la energización posterior. A la vista de los resultados expuestos en la Figura 6.4, podría deducirse que es una de las mejores estrategias, sólo superada por la estrategia 5. Sin embargo, este resultado debe ser tomado con cautela ya que en las simulaciones la apertura controlada se ha realizado sin considerar la existencia de factores que podrían afectarle, como son las desviaciones típicas en el tiempo de apertura y en la RRDS (Rate of Recovery of Dielectric Strength) [25]. Como consecuencia de ello, en todas las simulaciones se logra el patrón deseado tras la apertura. Además, en el caso de producirse una apertura no controlada, como ocurre en el caso de una actuación de las protecciones del transformador, los flujos residuales pueden adoptar cualquier patrón por lo que el cierre posterior sería equivalente a un cierre en instante aleatorio (estrategia 1), perdiendo toda efectividad en la mitigación de la corriente de irrupción. Este inconveniente es inherente únicamente a esta estrategia y no aparece en las demás.

Por otra parte, resulta significativa la similitud entre los resultados obtenidos en la estrategia 3 (cierre unipolar sin medida de flujo) y la estrategia 4a (cierre tripolar con medida de flujo). En ambos casos, los valores de la intensidad absorbida son, en general, bastantes elevados por lo que el uso de un relé con estos algoritmos difícilmente podría considerarse una solución efectiva al problema de *inrush current*.

Finalmente, es reseñable la importante mejora que supone la estrategia 4b que se ha propuesto frente a la 4a implementada en el relé *Synchroteq Plus* de Vizimax. Ambas realizan un cierre tripolar y ambas eligen como instante de cierre el instante donde el flujo previsto y el remanente coinciden en una de las fases, pero mientras la 4a lo hace basándose en la fase con mayor flujo remanente, la 4b lo hace tomando como referencia la fase de menor flujo residual. La efectividad alcanzada por la técnica propuesta en la reducción de la corriente de irrupción es cercana a la que consiguen las mejores estrategias, estrategias 5 y 2, pero es más económica que la 5 al no ser necesario el uso de interruptores con mando unipolar y es más simple que la estrategia 2, ya que evita los problemas asociados al control de la desconexión.

En el caso de la red en situación valle, la curva monótona obtenida es cualitativamente igual, Figura 6.5, con la única diferencia que los valores de las intensidades son menores. Esta disminución es debida a la mayor impedancia que presenta la red y que tiene un efecto similar al que producen las resistencias de preinserción.

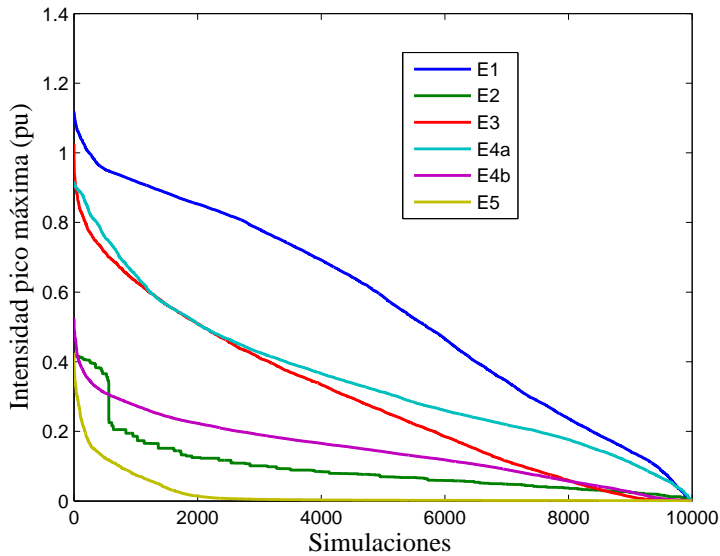


Figura 6.5. Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Transformador trifásico con núcleo de tres columnas. Valle.

A continuación se analizan las situaciones más desfavorables de todos los casos. En la Tabla 6.3 se muestran los resultados de las simulaciones para la situación de punta y de valle correspondientes a cada uno de los casos analizados del transformador trifásico de tres columnas.

Según se puede observar en la Tabla 6.3, el peor caso de la estrategia 5 y el peor caso de la estrategia 2 tiene intensidades de pico muy similares. Sin embargo, el valor de la tensión rms en el primer ciclo es mayor usando la estrategia 5, ya que en este caso el cierre en monopolar y las otras dos fases están aún sin conectar. También es destacable la disminución, en un 40% aproximadamente, de la intensidad de pico entre la estrategia 4a y la 4b.

Si se comparan los valores obtenidos en punta (potencia de cortocircuito mayor o equivalentemente impedancia de cortocircuito menor) con los obtenidos en valle (potencia de cortocircuito menor o equivalentemente

impedancia de cortocircuito mayor) se puede observar como los valores de I_{pico}^{max} son mayores en punta, mientras que los valores de $U_{rms}^{min}|_{t=0}$ son menores en valle. Esto quiere decir que si el objetivo es reducir la caída de tensión durante la energización del transformador, la situación punta es la más favorable que la situación valle a pesar de que la intensidad máxima de pico sea mayor.

Tabla 6.3. Resultados más desfavorables. Transformador trifásico de tres columnas.

	Punta		Valle	
	$U_{rms}^{min} _{t=0}$	I_{pico}^{max}	$U_{rms}^{min} _{t=0}$	I_{pico}^{max}
Estrategia 1	0.9726	1.3038	0.9001	1.1195
Estrategia 2	0.9582	0.4797	0.9579	0.4200
Estrategia 3	0.9732	1.1600	0.9274	1.0265
Estrategia 4a	0.9385	1.0472	0.8854	0.9189
Estrategia 4b	0.9406	0.6407	0.9380	0.5254
Estrategia 5	0.9865	0.5366	0.9798	0.3921

6.5.2 Banco de autotransformadores monofásicos

Los resultados de las simulaciones realizadas considerando la red en situación punta y el banco de autotransformadores monofásicos han permitido obtener las curvas monótonas de la intensidad de pico máxima de las tres fases representada en la Figura 6.6. En el caso de situación valle se obtienen las curvas monótonas de la Figura 6.7, que son iguales cualitativamente.

Los resultados que arrojan estas simulaciones son muy similares a los obtenidos para el transformador de tres columnas y, por tanto, también las conclusiones que pueden extraerse de ellos. De nuevo la estrategia que hace uso de interruptores unipolares y medida del flujo residual (estrategia 5) es la que logra menor intensidad de pico. Cabe destacar de nuevo, la mayor reducción de la corriente de irrupción que proporciona la estrategia 4b (cierre tripolar basado en la fase con menor flujo residual) frente a la estrategia 4a (cierre tripolar basado en la fase con mayor flujo residual).

En la Tabla 6.4 se muestran los resultados de las simulaciones más desfavorables para la situación de punta y de valle correspondientes a cada uno de los casos analizados del banco trifásico de autotransformadores monofásicos. Comparando los valores obtenidos en punta (potencia de cortocircuito mayor, impedancia de cortocircuito menor) con los obtenidos en valle (potencia de cortocircuito menor, impedancia de cortocircuito

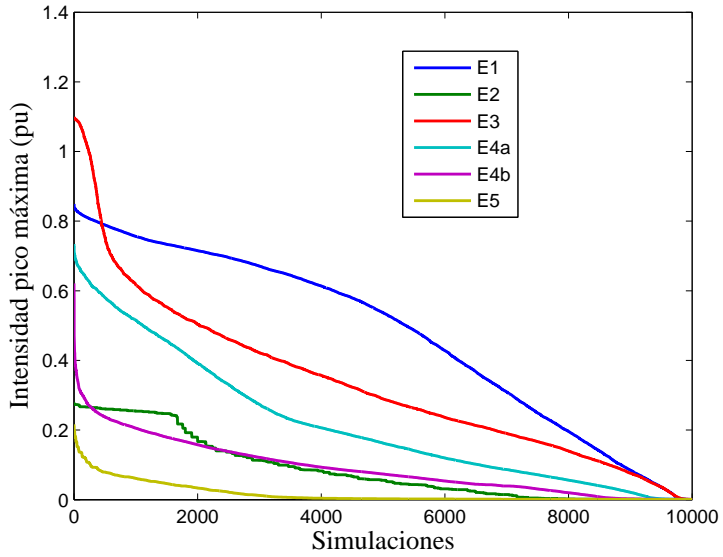


Figura 6.6. Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

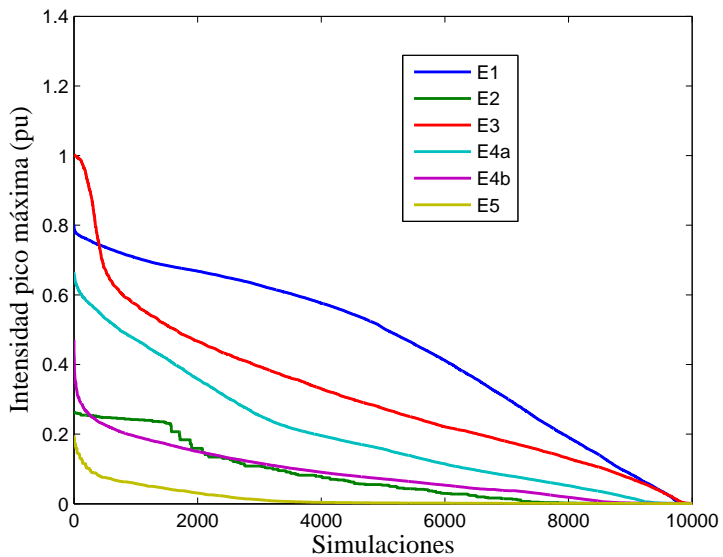


Figura 6.7. Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

mayor) se puede observar como los valores de I_{pico}^{max} son mayores en punta, mientras que los valores de $U_{rms}|_{t=0}^{min}$ son menores en valle.

Así, la situación punta es la más favorable si el objetivo es reducir la caída de tensión durante la energización del transformador, pero la situación valle proporciona menores intensidades.

Tabla 6.4. Resultados banco de autotransformadores monofásicos.

	Punta		Valle	
	$U_{rms} _{t=0}^{min}$	I_{pico}^{max}	$U_{rms} _{t=0}^{min}$	I_{pico}^{max}
Estrategia 1	0.9874	0.8490	0.9578	0.8014
Estrategia 2	0.9965	0.2797	0.9965	0.2665
Estrategia 3	0.9736	1.0997	0.9628	1.0040
Estrategia 4a	0.9741	0.7344	0.9664	0.6663
Estrategia 4b	0.9813	0.3709	0.9944	0.3400
Estrategia 5	0.9954	0.2165	0.9883	0.1969

7 Experiencia Práctica

En este capítulo se recoge la experiencia práctica, desarrollada en colaboración con Red Eléctrica de España (REE), sobre la puesta en servicio de un relé de maniobra controlada *Synchroteq Plus* de la marca Vizimax en la subestación Castresorer de Mallorca [2, 11].

En primer lugar se describe el estudio, realizado mediante simulación, encaminado a determinar los casos más críticos que podrían darse en la instalación. Posteriormente se detallan las pruebas funcionales que, con base en el estudio previo, se realizaron sobre dicho relé en el Laboratorio de Ensayo y Calibración de REE. Finalmente, se muestra el análisis de la oscilografía recogida durante las pruebas de funcionamiento en campo que ha permitido validar los modelos utilizados en el estudio previo.

7.1 Estudio previo

Previo a la realización de las pruebas funcionales en el laboratorio, se han desarrollado una serie de simulaciones con objeto de identificar los casos más desfavorables de la maniobra de energización del transformador.

Las características principales del transformador instalado en la subestación Castresorer son: 160 MVA, 230/70.9/24 kV, grupo de conexión en YNyn0d11. Este transformador es el mismo que el utilizado en las simulaciones del capítulo 6 y el resto de sus características, así como el modelo realizado en ATP para este transformador, pueden consultarse en el apéndice A. Igualmente, el modelo del interruptor se corresponde con el empleado en las simulaciones de dicho capítulo, estando caracterizado por un tiempo de cierre de 50 ms con una variación de ± 1.5 ms y RRDS de 65.8 kV con una dispersión de ± 20 %.

Por otra parte, para el modelo de red se han considerado dos estados diferentes de la red, correspondientes con las características típicas de red en hora punta y en hora valle del año 2012 en la posición del transformador de la subestación de Castresorer.

Los parámetros que definen el modelo de la red de 220kV en cada una de las situaciones son los siguientes:

Tabla 7.1. Datos del modelo de la red de 220kV.

Estado	U_N (kV)	S_{cc} (MVA)	X/R	Z_{cc} (Ω)	R_{cc} (Ω)	X_{cc} (Ω)	L_{cc} (mH)
Punta	220	4098	5.7	11.81	2.04	11.63	37.03
Valle	220	913	5.3	53.01	9.83	52.09	165.82

Además se han considerado tres tensiones de red diferentes: 1.1 pu, 1 pu y 0.9 pu. Todo ello da lugar a 6 escenarios distintos de simulación:

Escenario 1: 1.1 pu, punta.

Escenario 2: 1.1 pu, valle.

Escenario 3: 1 pu, punta.

Escenario 4: 1 pu, valle.

Escenario 5: 0.9 pu, punta.

Escenario 6: 0.9 pu, valle.

Para cada uno de los escenarios descritos se han realizado 10000 simulaciones. El punto de partida de estas simulaciones ha sido el transformador conectado a la red y en régimen permanente. A continuación se procede a la apertura tripolar del interruptor en un instante de tiempo elegido mediante una variable aleatoria con distribución uniforme. De esta forma el transformador queda sin tensión y con flujo remanente. En esta situación, se procede a la conexión del transformador mediante un cierre tripolar en un instante de tiempo aleatorio, variando también de forma aleatoria la RDDS y el tiempo de cierre dentro de los márgenes establecidos. En cada escenario se ha seleccionado aquella simulación que daba lugar a una mayor intensidad de pico. Estos seis casos son los que se analizarán en el laboratorio para ver el comportamiento del relé en estas situaciones desfavorables.

7.2 Pruebas de Laboratorio

7.2.1 Modelado RSCAD

Las pruebas funcionales del relé *Synchroteq Plus* de Vizimax se han realizado empleando la plataforma RTDS (*Real Time Digital Simulator*) [45]. RTDS es un simulador de sistemas de potencia que realiza la simulación de transitorios electromagnéticos en tiempo real. Una de sus aplicaciones más importantes es el ensayo de protecciones.

La plataforma RTDS tiene una parte software y una parte hardware. El software RSCAD es la interface usada para preparar y ejecutar las simulaciones así como analizar los resultados. El hardware está formado por un conjunto de tarjetas de entradas/salidas con señales analógicas y digitales que permiten la conexión con el equipo real que se desea ensayar.

La parte más importante y compleja de las pruebas funcionales de un relé usando la plataforma RTDS es el correcto modelado del sistema eléctrico de potencia en RSCAD. En la Figura 7.1 se muestra el modelo del sistema desarrollado en RSCAD para este caso particular. Básicamente consta de un generador, un interruptor y un transformador. Además, se pueden observar que hay conectadas tres fuentes de intensidad en bornes del transformador, cuyo objetivo es modelar el flujo remanente del transformador. El valor de dichas fuentes de intensidad está relacionado con el flujo remanente mediante la curva de saturación del transformador. Para cada patrón de flujos remanentes es necesario modificar el valor de dichas fuentes de intensidad, las cuales permanecen conectadas hasta que empieza a circular intensidad por el transformador.

El generador representa el equivalente Thevenin de la red. La tensión y la impedancia del mismo dependerán del estado de la red. Tal y como se ha comentado anteriormente, se han considerado 6 posibles escenarios correspondientes a las tensiones de 1.1 pu, 1 pu y 0.9 pu, y a las dos situaciones de punta de valle, caracterizadas por una determinada potencia de cortocircuito.

El interruptor se ha modelado de forma análoga a como se realizó en ATP, descrito en el capítulo 6. De esta forma se reproduce el comportamiento real del interruptor mediante los parámetros RDDS y tiempo de cierre.

Con respecto al transformador, se ha optado por el modelo UMEC de RSCAD. Hay que destacar que el transformador real objeto de estudio es de tres arrollamientos, sin embargo el modelo UMEC sólo permite el modelado de dos arrollamientos si bien resulta suficiente para el objetivo

de este proyecto. En este caso particular es necesario modelar el primario (230 kV) y el terciario (24 kV). Los datos que aparecen en dicha figura se han obtenido del protocolo de ensayos del transformador instalado en la subestación de Castresorer (ver apéndice A).

En el estudio de la corriente de magnetización de un transformador es muy importante modelar la curva de saturación correctamente. Partiendo de los datos del protocolo de ensayos se ha ajustado la curva del modelo, comprobando que reproduce mediante simulación los resultados correspondientes a dicho protocolo.

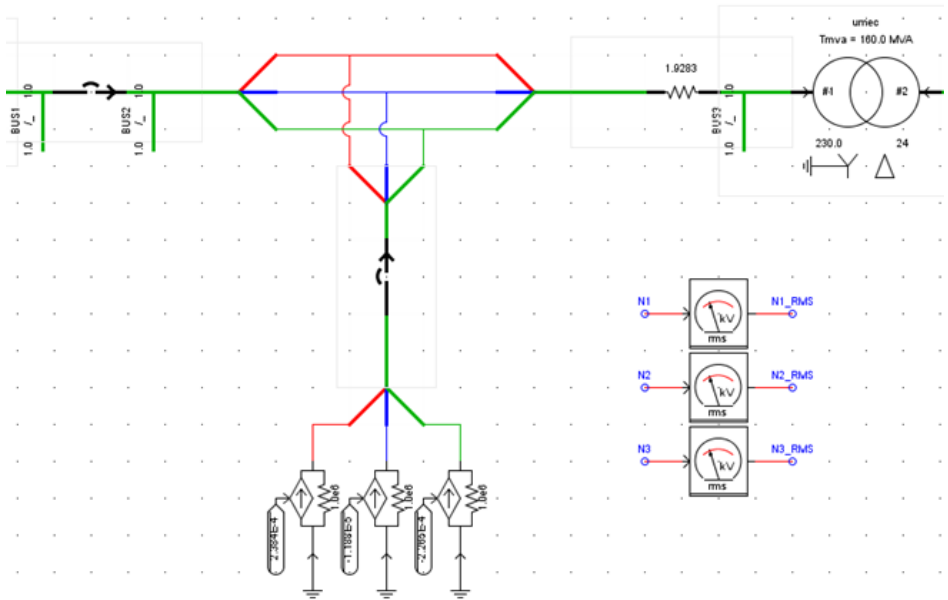


Figura 7.1. Modelo del sistema desarrollado en RSCAD.

7.3 Prueba del relé en los escenarios seleccionado

Tal y como se ha dicho anteriormente, de todas las simulaciones realizadas en el apartado 7.1 se ha seleccionado, para cada escenario, aquella cuya intensidad de pico alcanzaba el valor más elevado. En la Tabla 7.2 se muestra la simulación elegida para cada escenario donde además, aparecen reflejados los datos correspondientes a la RDDS, tiempo de cierre y flujos remanentes.

Tabla 7.2. Casos desfavorables seleccionados.

Esc.	Sim.	RDDS' (kV/s)	t'_c (s)	ϕ_a (pu)	ϕ_b (pu)	ϕ_c (pu)
1	4105	78734	0.048932	0.2857	-0.0269	-0.2588
2	1402	75327	0.049307	0.2374	0.1443	-0.3818
3	5527	77421	0.050665	0.3609	-0.0358	-0.3251
4	877	68031	0.048794	0.3594	-0.0288	-0.3306
5	1869	76577	0.049041	0.4422	-0.0684	-0.3738
6	3772	75586	0.051247	0.4412	-0.065	-0.3762

Para cada uno de los escenarios se realizaron una serie de pruebas, que se han dividido en 5 casos distintos:

- Caso 1:** La maniobra de energización del transformador se realiza con el relé Vizimax considerando el mismo patrón de flujos remanentes en el modelo RSCAD y en el propio relé. No se considera discrepancia entre los valores de la RDDS y del tiempo de cierre del modelo RSCAD y los introducidos en el relé. El objetivo de este caso es reproducir la situación ideal de energización controlada con el relé Vizimax.
- Caso 2:** La maniobra de energización del transformador se realiza con el relé Vizimax considerando el mismo patrón de flujos remanentes en el modelo RSCAD y en el propio relé. Sin embargo, en el relé se fijan los valores nominales de la RDDS y del tiempo de cierre mientras que en modelo RSCAD los valores de RDDS y de tiempo de cierre no son los nominales. Los valores de la RDDS y del tiempo de cierre introducidos en el modelo RSCAD son los que figuran en la Tabla 7.2 para cada escenario. El objetivo de este caso es reproducir el comportamiento del relé cuando existen discrepancias entre los valores especificados en el relé con los valores reales del interruptor.
- Caso 3:** Este caso tiene como objeto reproducir el comportamiento del relé en la primera conexión tras su puesta en servicio. En el relé Vizimax se especifica un patrón de flujos remanentes nulo mientras que en el modelo RSCAD se le especifica el patrón de flujos remanentes correspondiente al escenario en cuestión acorde con la Tabla 7.2. Tanto en el relé como en el modelo RSCAD se fijan los valores nominales de RDDS y del tiempo de cierre.

Caso 4: Similar al caso 3 pero considerando una discrepancia entre los valores especificados en el relé de la RDDS y el tiempo de cierre con los valores reales del interruptor.

Caso 5: Este caso reproduce la maniobra de energización del transformador mediante un cierre tripolar sin el relé Vizimax. Los valores de RDDS, tiempo de cierre y patrón de flujos remanentes son los que figuran en la Tabla 7.2.

Los resultados obtenidos son muy similares para todos los escenarios, por lo que a continuación se analizarán con detalle los ensayos de uno solo de los escenarios, concretamente el escenario 3, correspondiente a una tensión de alimentación de 1 pu y al estado de la red en punta. Para este escenario, los resultados obtenidos tras un cierre tripolar (correspondiente al caso 5) se muestran en la Figura 7.2. Se puede observar como la intensidad de pico es superior a 1 pu y como la tensión rms cae por debajo de 0.99 pu.

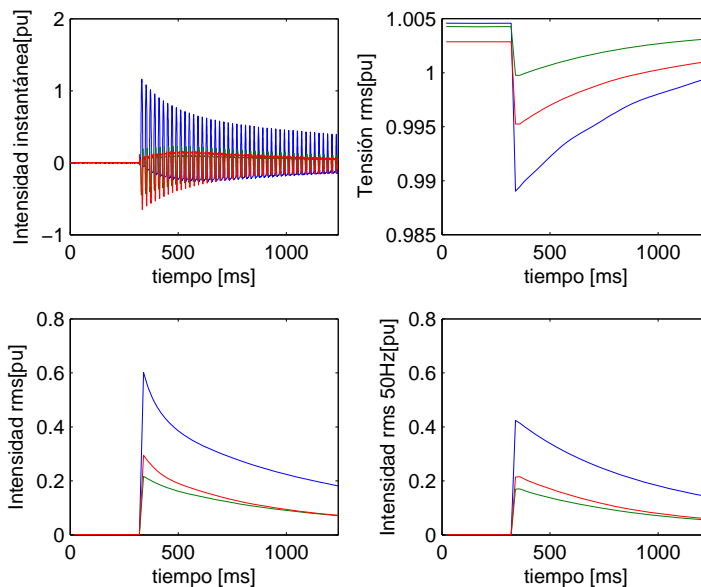


Figura 7.2. Escenario 3. Caso 5. Conexión tripolar

En el caso de que la conexión se efectúe usando el relé Vizimax y suponiendo que no existe discrepancia entre los valores introducidos en el relé para la RDDS y el tiempo de cierre con respecto a los valores que poseen estos parámetros en el interruptor se obtienen los resultados que

se muestran en la Figura 7.3. Es fácil comprobar los beneficios que se logran al efectuar una conexión controlada con el relé. La intensidad de pico ha descendido por debajo de 0.1 pu y la tensión rms apenas varía. Se puede también comprobar las variaciones que ha experimentado el valor rms de la intensidad así como el correspondiente valor rms del armónico fundamental (50 Hz).

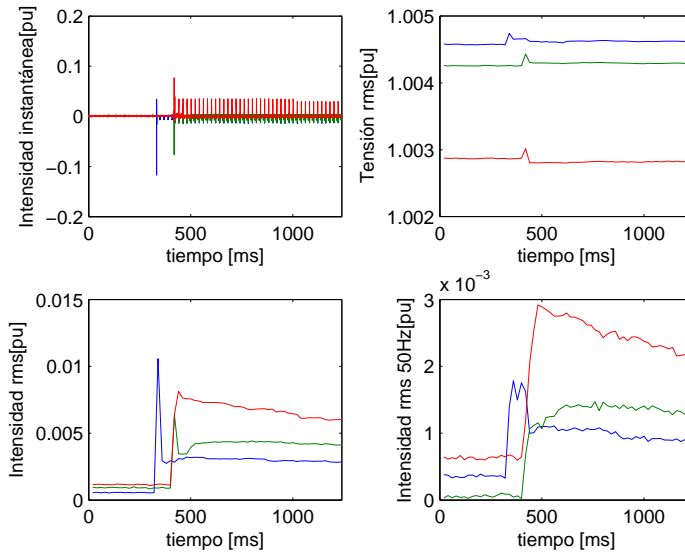


Figura 7.3. Escenario 3. Caso 1

El objeto del ensayo denominado caso 2 fue comprobar la influencia de las desviaciones de los los valores de la RDDS y del tiempo de cierre. Para ello, en el relé se fijaron los valores nominales de RDDS y tiempo de cierre, mientras que en el modelo RSCAD del interruptor se fijaron los correspondientes a la Tabla 7.2. En la Figura 7.4 se muestran los resultados obtenidos en este caso. Si se comparan con los del caso 1 no se aprecian grandes diferencias.

Por último se han efectuado dos pruebas, que se corresponden con los casos 3 y 4, cuyo objetivo es visualizar el comportamiento del relé en la primera conexión efectuada tras su puesta en servicio. La diferencia con los casos anteriores radica en que el relé no conoce los valores del flujo remanente en el transformador por lo que los supone nulos. En el caso de que no exista discrepancia de RDDS y tiempo de cierre en el relé y

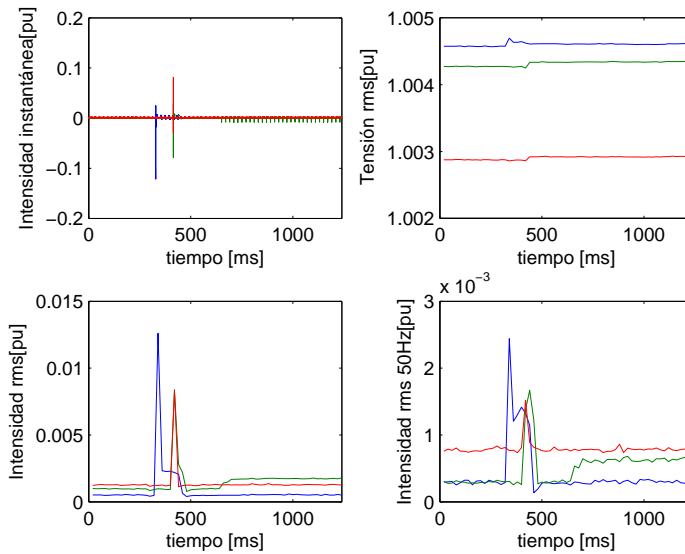


Figura 7.4. Escenario 3. Caso 2

en el modelo del interruptor, los resultados obtenidos se muestran en la Figura 7.5. Comparando los resultados con respecto a los del caso 1 de la Figura 7.3, se puede apreciar como la intensidad de la fase aumenta ligeramente. El flujo remanente de la fase a del escenario 3 tenía un valor de 0.3609 pu al que le corresponde a un ángulo teórico de disparo de 66° aproximadamente, medidos desde el paso por cero de la tensión de la fase a. Sin embargo, el relé realiza la maniobra con un ángulo de cierre 90° correspondiente a un flujo remanente nulo. Esta discrepancia de ángulos no produce una variación sustancial en la corriente de la fase a. Sin embargo, se puede apreciar como la intensidad de las dos fases restantes se alteran de manera apreciable. El ángulo de cierre de las dos fases restantes depende del ángulo de disparo de la primera y por tanto si el de la primera no es el correcto el del resto tampoco lo es. Además, hay que tener en cuenta que la ecualización de los flujos no se produce en el transformador modelado en RSCAD, por lo que agrava aún más la situación.

En el caso de que en el relé se fijen los valores nominales de RDDS y tiempo de cierre y en el modelo RSCAD del interruptor se fijen los correspondientes a la Tabla 7.2, los resultados obtenidos se muestran en la Figura 7.6. Se puede apreciar como los valores obtenidos en este caso son peores que los obtenidos en el caso 3, donde no existe discrepancia.

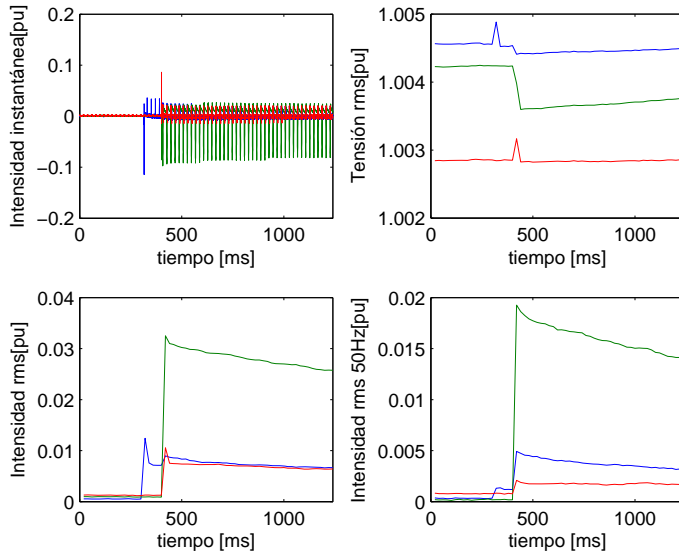


Figura 7.5. Escenario 3. Caso 3

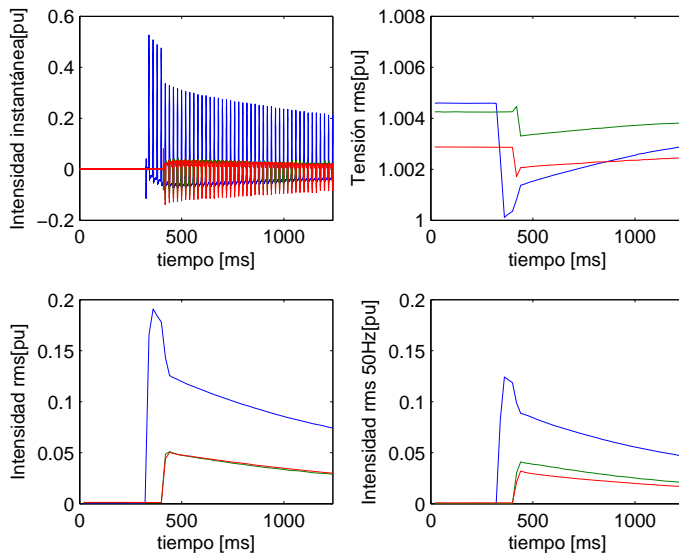


Figura 7.6. Escenario 3. Caso 4

7.4 Influencia de la discrepancia en el tiempo de cierre y en la RDDS del interruptor

Con objeto de conocer la influencia de la RDDS y del tiempo de cierre (t_c) en el resultado de la maniobra de cierre controlado por el relé Vizimax, se han realizado una serie de ensayos en los que, partiendo de un patrón de flujos remanentes conocido, se han variado tanto la RDDS como el tiempo de cierre especificados en el modelo del interruptor de RSCAD manteniendo los valores nominales especificados en el relé.

En la Figura 7.7 se muestra los valores de la intensidad de pico absorbida por el transformador durante su energización cuando existe discrepancia entre el valor de la RDDS en el modelo del interruptor de RSCAD y el valor especificado en el relé. Por otra parte, en la Figura 7.8 se ha representado la influencia que tiene las variaciones del tiempo de cierre. Todos los ensayos han sido realizados con el mismo patrón de flujos remanente: $\phi_a=36.09\%$, $\phi_b=-3.58\%$ y $\phi_c=-32.51\%$.

Del análisis de los resultados obtenidos se observa que las variaciones del tiempo de cierre tiene una mayor influencia que las de la RDDS sobre el éxito de la maniobra. Por otra parte, el incremento de la intensidad de magnetización presenta cierta simetría frente a la discrepancia en el tiempo de cierre. Sin embargo, la disminución del valor de la RDDS tiene mayor influencia que cuando su valor se incrementa.

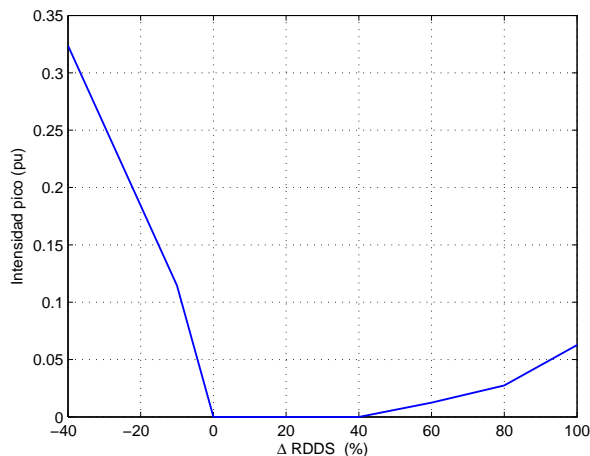


Figura 7.7. Influencia de la desviación de la RDDS sobre la intensidad de magnetización.

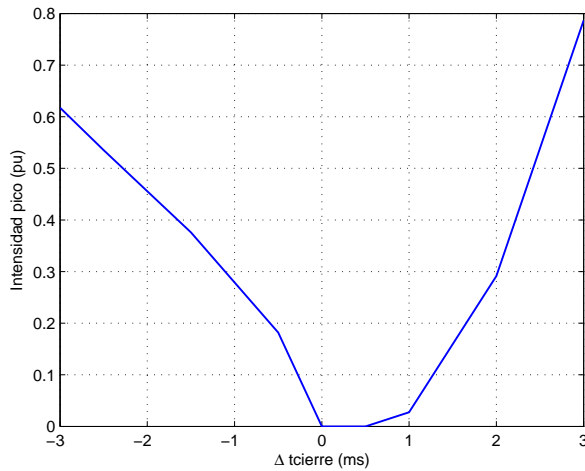


Figura 7.8. Influencia de la desviación del tiempo de cierre sobre la intensidad de magnetización.

7.5 Validación de simulaciones con medidas de campo

El objetivo de este apartado es validar el modelo del transformador trifásico de tres columnas utilizado en la mayoría de las simulaciones de los capítulos anteriores, contrastando los resultados de las simulaciones con las medidas reales tomadas tras la instalación del relé *Synchroteq Plus* en la subestación Castresorer.

Durante la puesta en servicio del mencionado relé, se realizaron numerosas maniobras de conexión y desconexión en uno de los transformadores de reciente instalación. De entre todas las maniobras realizadas, se han seleccionado las que se han considerado más significativas. Dichas maniobras se reproducirán mediante simulación, usando el modelo de ATPDraw que a continuación se describe, comparando los resultados obtenidos con las medidas reales. En particular se han seleccionado 3 de las 26 maniobras registradas (maniobras 5, 6 y 22). La primera de ellas es un cierre tripolar mientras que el resto son maniobras de cierre unipolares. Las dos primeras maniobras (5 y 6) se han elegido por su elevada corriente de energización, mientras que la maniobra 22 es representativa de la mayoría de maniobras, donde se obtuvo como resultado una baja corriente de energización.

En la Figura 7.9 se muestra el esquema unifilar simplificado usado para el estudio de la corriente de energización. El transformador se energiza desde uno de los embarrados de 220 kV a través del correspondiente interruptor. El tramo eléctrico entre dicho interruptor y el transformador se realiza mediante aparatación tipo GIS y finalmente mediante cable aislado. Asimismo, en el esquema se han representado la ubicación de los transformadores de medida.

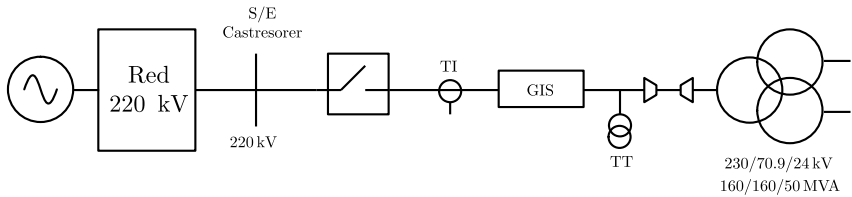


Figura 7.9. Esquema unifilar simplificado de la instalación.

El esquema desarrollado en ATP para modelar la instalación se muestra en la Figura 7.10, donde los elementos más significativos son el equivalente de la red, el transformador, el interruptor y el tramo de cable que une estos dos últimos elementos.

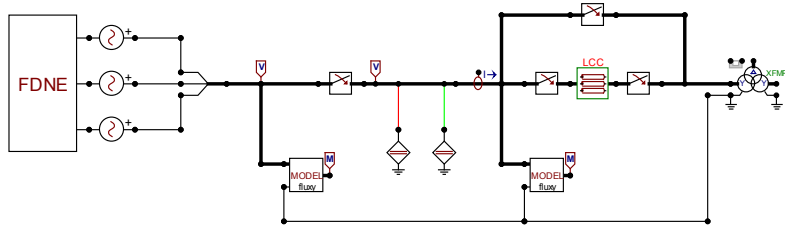


Figura 7.10. Modelo de ATPDraw usado en las simulaciones para reproducir las pruebas de campo.

El modelo del transformador ha sido descrito con detalle en el apéndice A. La red se ha modelado mediante un modelo dependiente de la frecuencia FDNE (Frequency-Dependent Network Equivalent) [53] desarrollado a partir de los datos suministrados por REE correspondiente al día en que se efectuó la puesta en servicio. El tramo de cable aislado que une la salida de la subestación GIS con el transformador de potencia es un tramo de 65 m en disposición en capa que se realiza con cable de aluminio de 630 mm^2 . El tramo de cable aislado se ha modelado mediante un equivalente en pi

de parámetros concentrados. Asimismo, se pueden observar las fuentes de intensidad que se usan para fijar el patrón de flujos remanentes en el transformador previo a la energización. Dichas fuentes se desconectan en el mismo instante que se cierra el primer polo del interruptor principal. Merece la pena observar los interruptores que se han conectado al modelo de cable aislado, cuyo objetivo, por un lado, es que este no influya durante el establecimiento del patrón de flujos y, por otro, que este se conecte cuando se inicie la energización del transformador.

7.5.1 Maniobra 5

Este caso corresponde a una maniobra de energización tripolar que produjo una corriente de conexión elevada.

En la Figura 7.11 se muestran los oscilogramas de las tensiones durante la energización. Se puede observar que, aunque la maniobra es tripolar, la fase a (color azul) cierra 1 ms aproximadamente antes que las otras dos. Esto se debe a la aparición de prearco, que hace que cada uno de los polos comience a conducir en instantes distintos. En la Figura 7.12 se muestran los oscilogramas de las intensidades durante la energización. Se puede observar el elevado valor de la intensidad en las fases a (color azul) y b (color rojo).

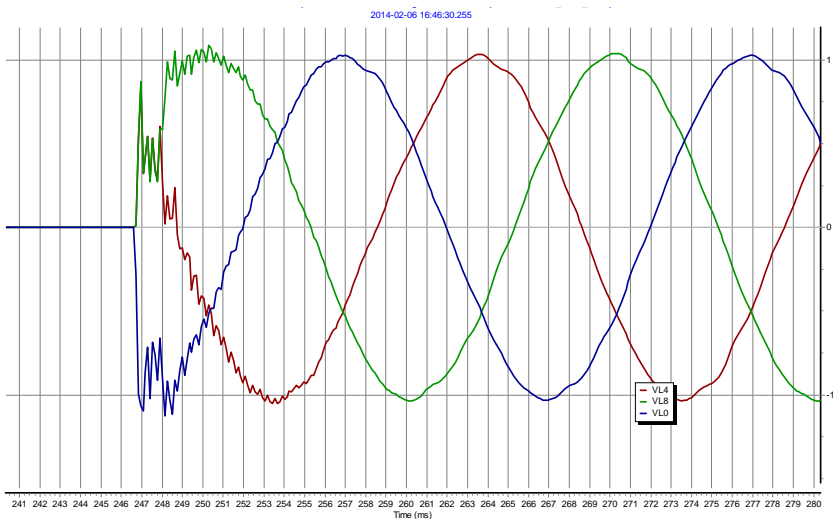


Figura 7.11. Oscilogramas de tensión. Medidas reales de la Maniobra 5.

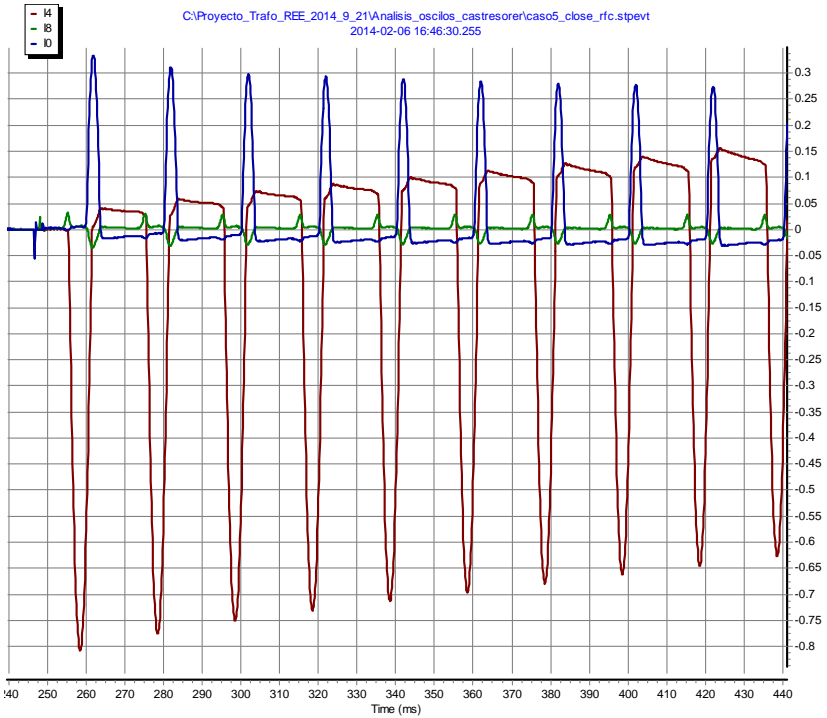


Figura 7.12. Oscilogramas de intensidad. Medidas reales de la Maniobra 5.

A continuación se exponen los resultados obtenidos mediante simulación. En la Figura 7.13 se muestran los oscilogramas de tensión. Si se compara con los oscilogramas reales de la Figura 7.11 se puede observar que las oscilaciones durante el transitorio de las ondas de tensión son menores que las obtenidas mediante el modelo de simulación. No obstante, se considera que la simulación se aproxima satisfactoriamente al caso real.

En la Figura 7.14 se muestran los oscilogramas de intensidad obtenidos por simulación, observándose que cualitativamente las formas de ondas son similares a las de los oscilogramas reales de la Figura 7.12, si bien en el caso real se aprecia un amortiguamiento en la fase b (color rojo) que no se aprecia en la simulación.

Con objeto de poder comparar a nivel cuantitativo los resultados obtenidos mediante simulación y las medidas reales, en la Tabla 7.3 se muestran los valores de ciertas magnitudes evaluadas usando ambos resultados. Con respecto a la intensidad de pico máxima de la fase c se puede observar que existe cierta discrepancia entre los valores medidos y los resultantes

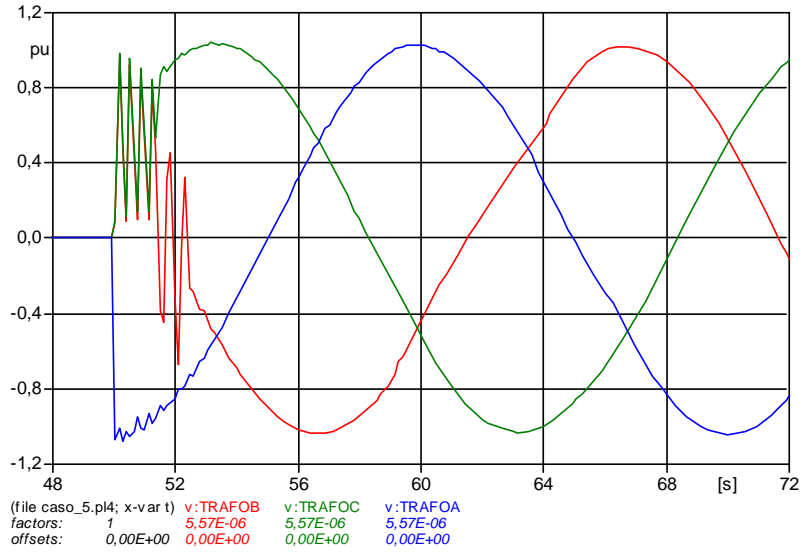


Figura 7.13. Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 5.

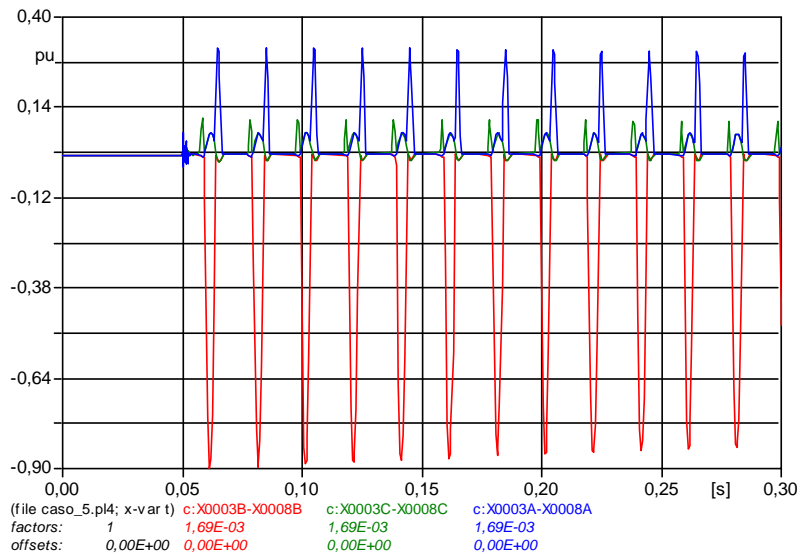


Figura 7.14. Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 5.

de la simulación, si bien es verdad que la simulación arroja resultados buenos en las fases con mayor intensidad de pico. Con respecto al resto de magnitudes, los resultados de simulación y los reales son muy similares.

Tabla 7.3. Valores de magnitudes obtenidas a partir de las medidas reales y de los resultados de simulación. Maniobra 5.

		Real	Simulación
Intensidad de pico max (A)	Fase a	198.53	184.89
	Fase b	479.51	532.14
	Fase c	20.89	65.21
Intensidad rms max (A)	Fase a	61.10	52.69
	Fase b	181.11	193.86
	Fase c	7.03	19.61
Intensidad rms max 1° armónico (A)	Fase a	34.25	28.48
	Fase b	124.20	118.71
	Fase c	3.62	10.47
Tensión rms mínima (V)	Fase a		130788.53
	Fase b	128450.68	129024.26
	Fase c		131197.30

7.5.2 Maniobra 6

Este caso se corresponde a una maniobra de energización unipolar que produjo una corriente de conexión elevada.

En la Figura 7.15 se muestran los oscilogramas de las tensiones durante la energización. Se puede observar que la fase a (color azul) es la que cierra en primer lugar y pasados 9 semiciclos cierran las dos fases restantes. Una vez cerrada la primera fase, debido a la configuración del núcleo y a que el terciario está conectado en triángulo, la tensión en las dos restantes es la misma y su valor es aproximadamente la mitad de su tensión asignada. No obstante se puede comprobar que existe un pequeño desfase entre ambas que podría estar motivado por la asimetría del núcleo magnético al cerrar una de las fases laterales del transformador.

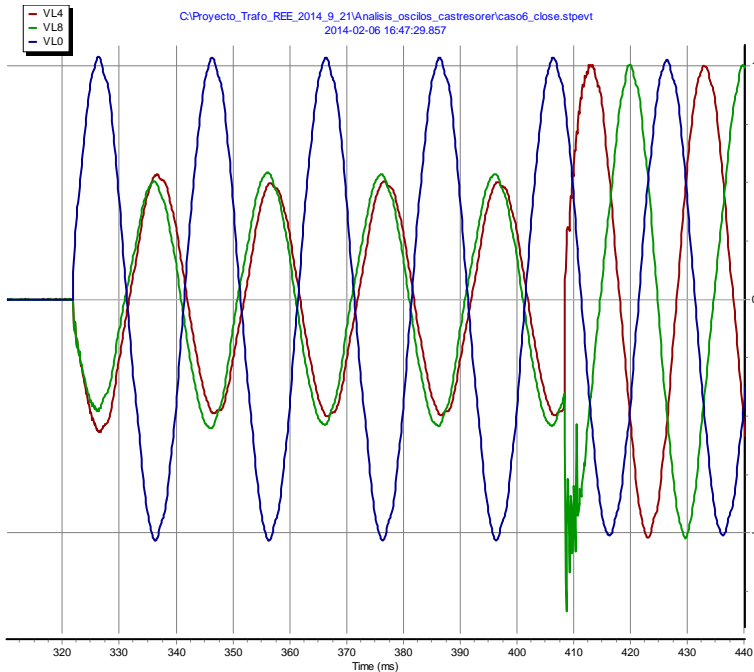


Figura 7.15. Oscilogramas de tensión. Medidas reales. Maniobra 6.

En la Figura 7.16 se muestran los oscilogramas de las intensidades durante la energización, donde se aprecia el valor elevado de las intensidades de las tres fases.

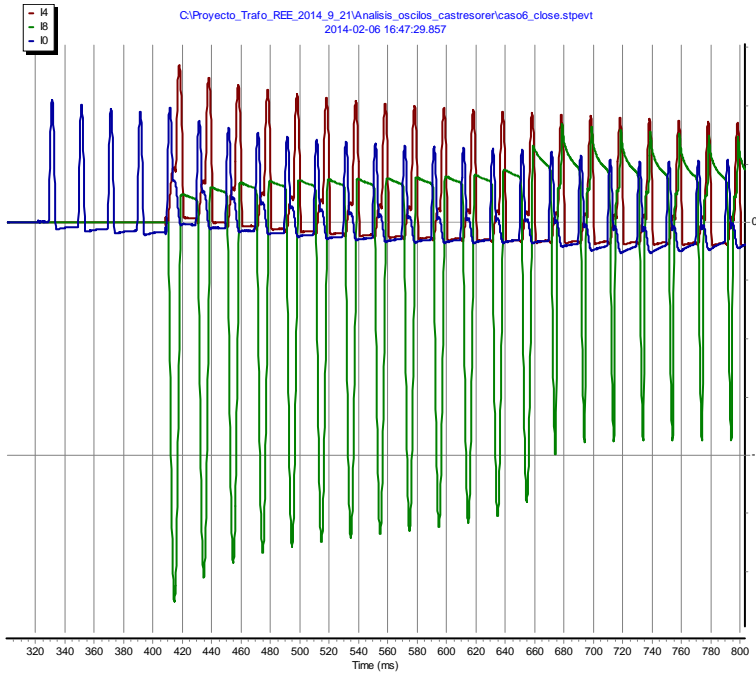


Figura 7.16. Oscilogramas de intensidad. Medidas reales. Maniobra 6.

A continuación se exponen los resultados obtenidos mediante simulación. La Figura 7.17 muestra los oscilogramas de tensión que si se comparan con los oscilogramas reales de la Figura 7.15 se comprueba que la simulación los reproduce con bastante aproximación.

Por otra parte, los oscilogramas de intensidades de la Figura 7.18 obtenidos por simulación muestran unas ondas con valores de pico similares a los reales de la Figura 7.16, aunque en el caso real se aprecia un amortiguamiento en las fases b y c que no es tan marcado en la simulación.

Finalmente, en la Tabla 7.4 se muestra una comparativa entre los valores de algunas de las magnitudes registradas en simulación con los medidos durante la maniobra real. La mayor discrepancia aparece en los valores rms de la intensidad de la fase a motivada fundamentalmente por la diferencia cualitativa de la onda de intensidad. Por último, se puede apreciar que la tensión mínima rms obtenida mediante simulación en la fase b se ajusta muy bien a la medida real.

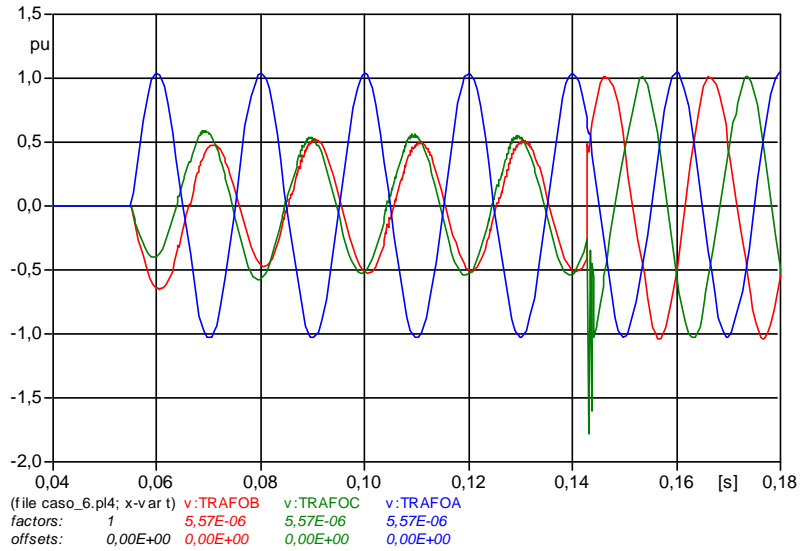


Figura 7.17. Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 6.

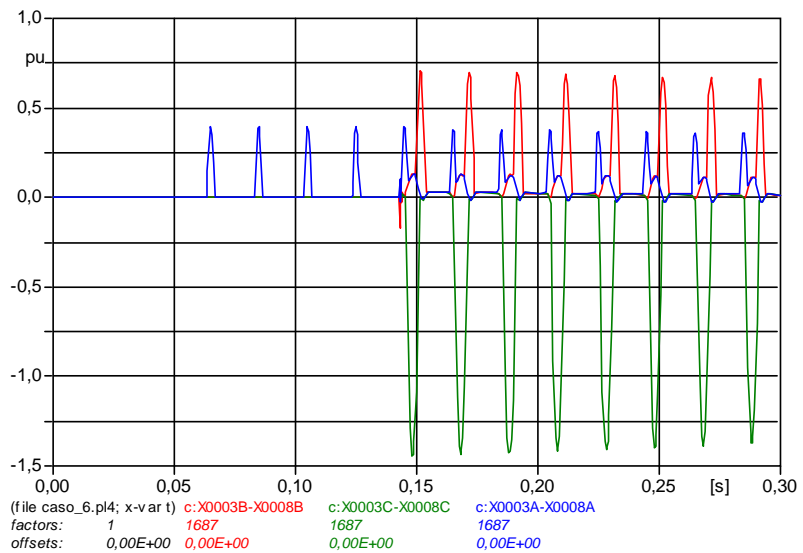


Figura 7.18. Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 6.

Tabla 7.4. Valores de magnitudes obtenidas a partir de las medidas reales y de los resultados de simulación. Maniobra 6.

		Real	Simulación
Intensidad de pico max (A)	Fase a	312.78	235.04
	Fase b	400.16	421.64
	Fase c	966.92	856.34
Intensidad rms max (A)	Fase a	109.55	77.36
	Fase b	163.44	150.93
	Fase c	435.42	355.10
Intensidad rms max 1° armónico (A)	Fase a	80.11	40.23
	Fase b	105.49	91.90
	Fase c	303.9	241.14
Tensión rms mínima (V)	Fase a		130483.65
	Fase b	126997.17	129139.49
	Fase c		126513.32

7.5.3 Maniobra 22

Este caso corresponde también a una maniobra de energización unipolar pero con un reducido valor de corriente de energización.

En la Figura 7.19 se muestran los oscilogramas de las tensiones durante la energización. En este caso la fase que cierra en primer lugar es la fase b que corresponde a la columna central del transformador. Esto hace que no se aparezca el desfase entre las tensiones de las dos fases restantes tal y como ocurría en la maniobra 6.

En la Figura 7.20 se muestran los oscilogramas de las intensidades durante la energización. Se puede observar que la energización se produce con reducida corriente en las tres fases, dando lugar a una maniobra exitosa.

A continuación se exponen los resultados obtenidos mediante simulación. En las Figuras 7.21 y 7.22 se muestran los oscilogramas de tensión e intensidad respectivamente. Cualitativamente los resultados obtenidos mediante simulación son similares a las medidas reales.

En este caso, como el cierre de las tres fases no origina corrientes de magnetización elevadas, y dado que la simulación reproduce a nivel cualitativo los oscilogramas reales, carece de sentido comparar cuantitativamente los resultados.

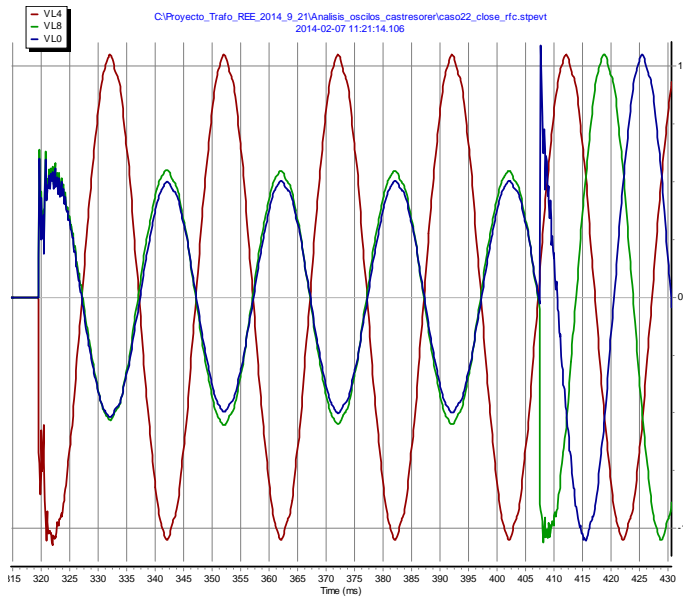


Figura 7.19. Oscilogramas de tensión. Medidas reales. Maniobra 22.

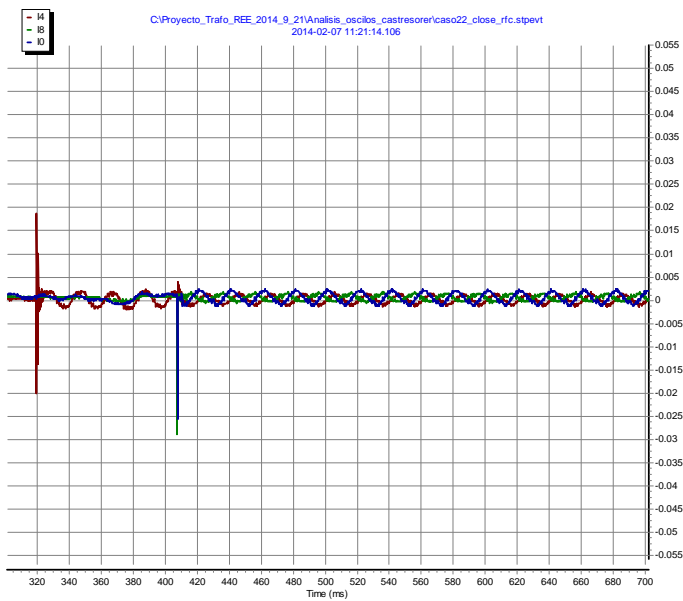


Figura 7.20. Oscilogramas de intensidad. Medidas reales. Maniobra 22.

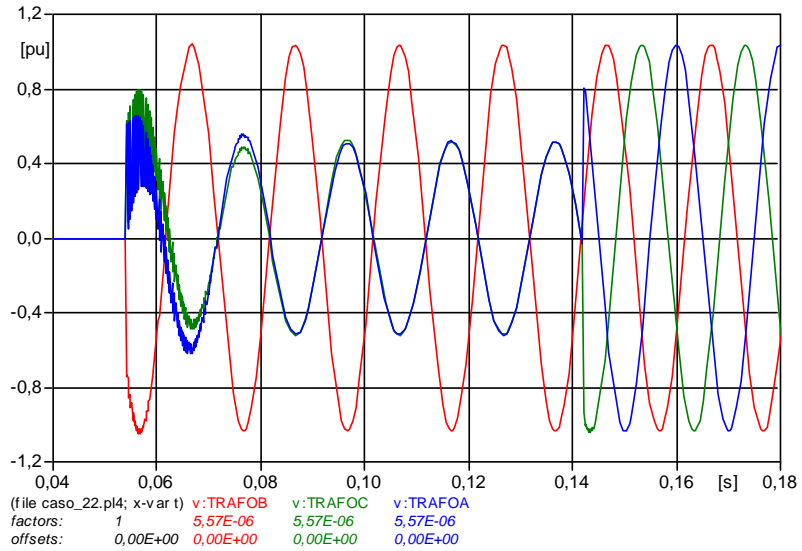


Figura 7.21. Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 22.

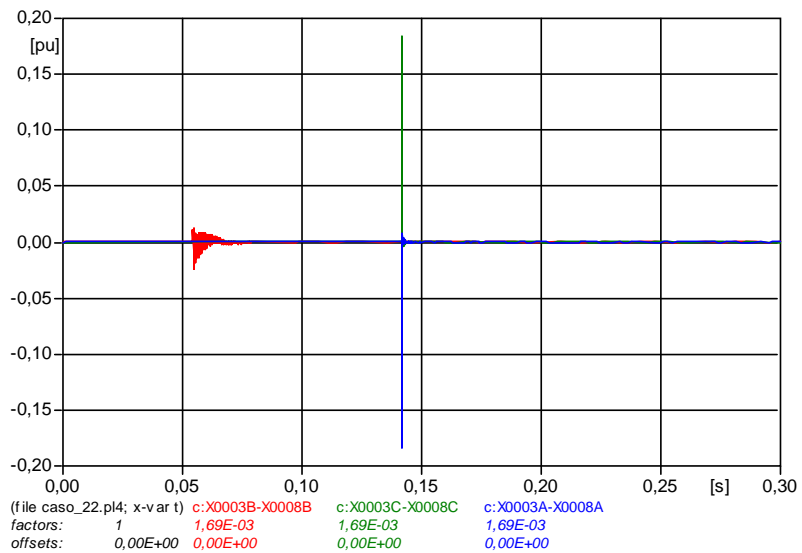


Figura 7.22. Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 22.

8 Conclusiones y futuras líneas de investigación

8.1 Conclusiones

Cuando se elaboró el proyecto de esta tesis se marcaron dos objetivos principales. El primero de ellos fue el estudio de las diferentes técnicas de minimización de la corriente de energización de transformadores de potencia mediante el uso de relé de maniobra controlada (RMC). Esto permitiría establecer posibles mejoras en las distintas partes que componen el sistema completo y consecuentemente mitigar ciertas carencias antes de su implantación generalizada en el sistema eléctrico. Este objetivo se considera alcanzado con el estudio realizado en el capítulo 3 sobre los diferentes relé que existen y con el análisis comparativo de los algoritmos y estrategias usados por ellos que se describe en el capítulo 6. Esto ha permitido proponer mejoras en dichos algoritmos y estrategias como se ha expuesto en los capítulos 4 y 5.

El segundo gran objetivo de esta tesis, íntimamente ligado al anterior, era modelar de forma correcta y con cierto detalle los elementos que intervienen en el sistema, con especial atención al núcleo del transformador, al algoritmo del RMC y al interruptor. Este objetivo también ha sido alcanzado, ya que los modelos del transformador e interruptor desarrollados en el capítulo 6 han podido ser contrastados con las pruebas de campo tomadas durante la puesta en servicio por parte de REE de uno de estos relé en la subestación de Castresorer de Mallorca, tal y como se describe en capítulo 7.

8.2 Propuestas para futuras líneas de investigación

A partir de los estudios realizados en esta tesis, han aparecido futuras líneas de trabajo que pueden ser desarrolladas, entre las que cabe destacar:

- Los métodos para la energización de un transformador mediante el control de la maniobra requieren que la suma de los flujos en dicho transformador sea nula. La extensión de estos métodos a los casos en los que no se cumple dicha condición permitiría utilizar este tipo de relés de maniobra controlada en cualquier instalación.
- El conocimiento de flujo remanente en el transformador es la base de muchos de los métodos de energización. Aunque se han realizado algunos análisis sobre los efectos que produce el error en la estimación de dichos flujos en los resultados de la energización, no existen estudios definitivos sobre la evolución de estos flujos a lo largo del tiempo, ni sobre los factores que podrían influir en ellos. La ampliación de estos estudios podría permitir la eliminación de una fuente de error en la maniobra controlada de transformadores.
- Los modelos para reproducir el transitorio durante la desconexión de un transformador no tienen un grado de fidelidad adecuado. La mejora de estos modelos permitiría el uso sistemático de la simulación en el estudio de las corriente de energización de transformadores.

Apéndice A

Modelado de transformadores de potencia.

A.1 Introducción

Los programas de simulación de transitorios electromagnéticos basados en EMTP han sufrido mejoras muy significativas apoyadas por equipos cuyo potencia de cálculo era impensable hace algunas décadas. Ello ha hecho de la simulación por ordenador una herramienta potente y fiable. Sin embargo, existen elementos cuyo modelo aún no está desarrollado completamente. Este es el caso del transformador, donde las diferentes configuraciones que puede adoptar su núcleo y la no linealidad de su comportamiento, especialmente la histéresis de su material, hacen de él uno de los elementos cuyo modelado alcanza mayor complejidad.

Existen varios modelos de transformador con diferentes niveles de detalle, aunque ninguno de ellos es válido para todo tipo de simulaciones y para todo el rango de frecuencias. Así por ejemplo, la rutina BCTRAN de EMTP [12] permite obtener un modelo simplificado de transformador monofásico y trifásico constituido por impedancias que representan las resistencias de los devanados y las reactancias debidas a los flujos de dispersión. Este modelo no permite incluir todas las topologías de los núcleos ni sus no linealidades.

En el caso de que se desee analizar la corriente de energización de un transformador, es necesario considerar la histéresis del material magnético del núcleo, ya que ella es la causante del flujo remanente. Para ello, una primera opción es añadir externamente al modelo una serie de inductancias

no lineales, aunque bien es verdad que este procedimiento no puede llegar a representar correctamente la topología del núcleo. Con esta idea se creó el "Hybrid Model" o XFMR, disponible en el programa de simulación ATP-Draw [44]. Este modelo se basa en la representación mediante un circuito magnético de parámetros concentrados de los caminos de flujos en el núcleo y bobinas y, a partir de éste, se obtiene el circuito eléctrico equivalente basado en los principios de dualidad entre ellos. El modelo utiliza una matriz de admitancias para representar las reactancias de dispersión y el acoplamiento entre las bobinas combinado con representación del núcleo mediante elementos no lineales basados en la dualidad electromagnética.

A.2 Modelo XFRM de ATPDraw

En la Figura A.1 se muestra el modelo eléctrico equivalente al modelo híbrido para un transformador trifásico (fases a, b y c) de dos devanados (H y L), con núcleo de tres columnas [34, 35].

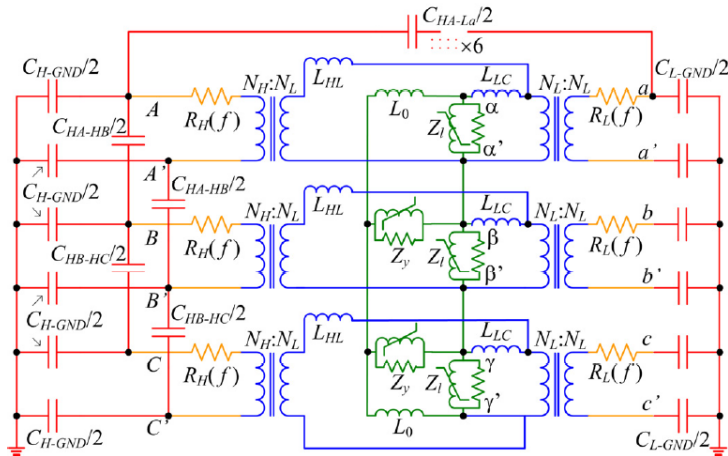


Figura A.1. Circuito eléctrico equivalente al modelo XFRM para un transformador trifásico de 2 devanados y núcleo con tres columnas.

Se puede observar que dicho modelo está dividido en cuatro secciones:

- Un modelo completo de inductancias de dispersión.
- Una representación de la no linealidad del núcleo basada en el principio de dualidad.

- Resistencias de los devanados representadas con modelos dependientes de la frecuencia.
- Un conjunto de condensadores para modelar los efectos capacitivos.

Los datos correspondientes a cada una de estas cuatro partes del transformador se pueden introducir en el modelo de tres formas diferentes:

- Parámetros de diseño, indicando la geometría y materiales de las bobinas y núcleo.
- Resultados de los ensayos, proporcionando los datos de los ensayos de "Pérdidas e Intensidad de Vacío" y "Pérdidas en Carga y Tensión de Cortocircuito", a los que habrá que añadir la medida de capacidades y la dependencia de las resistencias con la frecuencia.
- Valores típicos, correspondientes a los valores típicos recogidos en la bibliografía clásica, en función del tipo de transformador, potencia y tensiones asignadas. Estos valores deben usarse con precaución ya que la evolución de los diseños y materiales en las últimas décadas pueden provocar importantes desviaciones entre los valores típicos y los reales.

A.2.1 Configuración de parámetros

En la Figura A.2 se muestra el cuadro de diálogo del modelo XFRM, mediante la cual se pueden introducir los diferentes parámetros del transformador. En ella se pueden observar cuatro zonas diferentes:

- Zona 1 (*Structure*). En este apartado se encuentran los datos más básicos del transformador, como son, el número de devanados, tipo de núcleo y frecuencia.

El tipo de núcleo puede elegirse entre cualquiera de los cinco disponibles: banco de transformadores monofásicos (*Triplex*), tres columnas (*3-legged stacked*), cinco columnas (*5-legged stacked*) y dos tipos de núcleo acorazado (*Shell-form A* y *Shell-form B*). En cuanto al número de bobinados se puede elegir 2 o 3, dependiendo de que el transformador a modelar posea o no devanado terciario.

- Zona 2 (*Data base on*). Los datos de cada una de las cuatro partes que componen el modelo XFRM (inductancias, resistencias, capacidades y núcleo) pueden proceder de tres fuentes diferentes: parámetros de diseño (*Design param.*), resultado de ensayos (*Test Report*) y valores

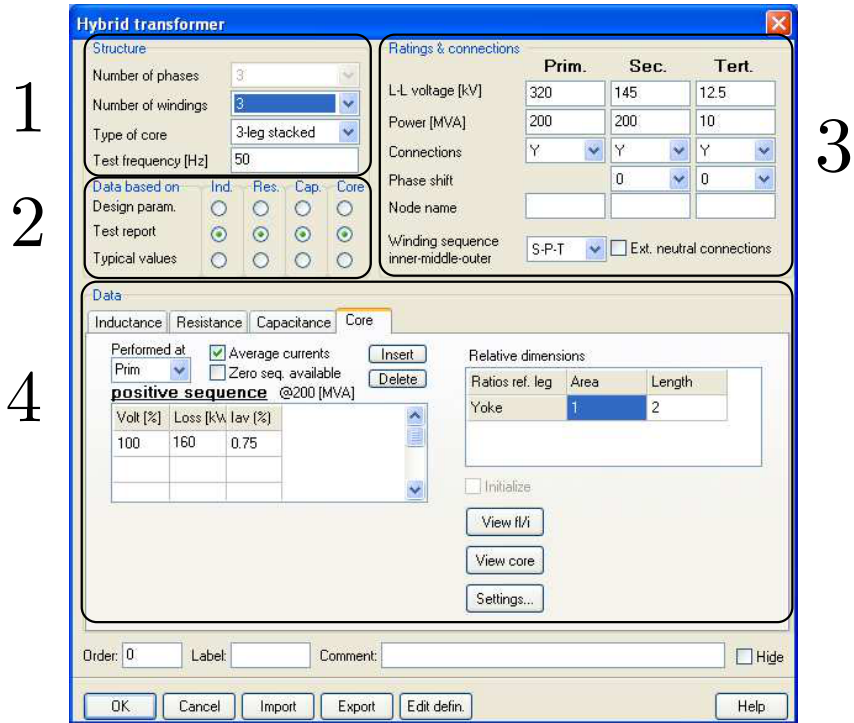


Figura A.2. Cuadro de diálogo para la parametrización del modelo XFRM.

típicos (*Typical values*). Por ello, en esta zona de la ventana existen doce botones de selección que permite indicar de forma independiente la procedencia de los datos para cada una de las partes del modelo.

- Zona 3 (*Ratings & connections*). En esta zona de la ventana se debe indicar, para cada devanado, su potencia nominal, la tensión de línea, el tipo de conexión y el desfase entre la tensión primaria y el resto de bobinados.

Además, en el cuadro de selección denominado *Winding sequence* se debe seleccionar el orden que siguen las bobinas en su disposición física alrededor del núcleo, indicando cuál es la más cercana al núcleo y cuál la más externa. La notación utilizada para designar a los devanados es P (primario), S (secundario) y T (Terciario).

- Zona 4 (*Data*). Esta parte de la ventana está destinada a la introducción de datos para la generación del modelo del transformador. Cambia de forma dinámica según la selección realizada en *Data base*

on, indicando si los datos que se van a introducir proceden de ensayos, parámetros de diseño o valores típicos. En el siguiente apartado se analizará con detalle cómo proceder para introducir los datos de las diferentes partes del modelo de transformador.

A.2.2 Parametrización del modelo

Según se ha comentado anteriormente, el modelo XFRM está dividido en cuatro partes diferentes: reactancias de dispersión, resistencias de los devanados, capacidades y núcleo. A continuación se describe como introducir en ATPDraw los parámetros de cada una de estas partes en función de que los datos que se posean se correspondan con los ensayos de vacío y cortocircuito, las características de diseño o un conjunto de valores típicos más frecuentes para cada tipo de transformador.

Reactancias de dispersión

Las reactancias de dispersión son debidas al flujo que atraviesa a una bobina y que no es enlazado por otra. Los principales caminos de fugas del flujo son a través del aire u otros materiales no magnéticos pero también pueden encontrarse en caminos de baja reluctancia a través de la cuba del transformador u otros accesorios metálicos.

La distribución de los flujos de dispersión depende principalmente de la disposición geométrica de las bobinas, por lo que pueden calcularse si se conoce los datos referentes a dicha disposición. Igualmente, pueden obtenerse a partir de los ensayos de cortocircuito realizados por el fabricante.

Si se selecciona *Design param* en *Data base on*, en la zona *Data* se puede introducir las dimensiones de las bobinas y las distancias entre ellas y el núcleo. Se puede elegir entre dos tipos de bobinas: bobinas cilíndricas (Figura A.3) y bobinas tipo *pancake* (Figura A.4).

Si se opta por seleccionar *Test Report* en *Data base on*, deberán introducirse los datos del ensayo de cortocircuito entre cada pareja de devanados (primario-secundario, primario-terciario, secundario-terciario).

Los datos solicitados por el programa son la impedancia de cortocircuito, la potencia base y las pérdidas Joule en cortocircuito en secuencia directa, Figura A.5. A partir de estos datos se calculan las reactancias de dispersión.

Por último, se puede recurrir a utilizar los valores típicos de la literatura, incorporados en el propio programa, y que se generan de forma automática en función de la tensión y potencia nominal del transformador, aunque pueden ser modificados manualmente. También es posible indicar, en este

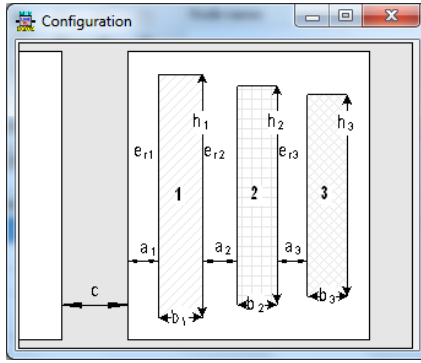


Figura A.3. Bobina tipo cilíndrica.

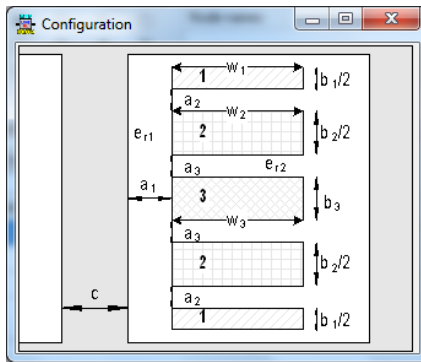


Figura A.4. Bobina tipo pancake.

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Data equal to Resistance's Test report Zero sequence data available

positive sequence				zero sequence			
	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)		Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	6.2	200	25.6	P-S	0	0	0
P-T	0	0	0	P-T	0	0	0
S-T	0	0	0	S-T	0	0	0

Figura A.5. Parámetros para inductancias basadas en el ensayo de cortocircuito.

caso, si la refrigeración de las bobinas es mediante aceite o aire forzado, lo que permite estimar con mayor precisión los parámetros.

Resistencias de los devanados

Aunque la resistencia de los devanados es un parámetro de carácter distribuido, en el modelo XFMR estas resistencias se consideran concentradas y son añadidas a los terminales externos de dicho modelo, como se muestra en la Figura A.1. El modelo híbrido de transformador permite considerar la dependencia de estas resistencias con la frecuencia.

Si se opta por utilizar los datos de diseño para caracterizar las resistencias de los devanados, se debe especificar la conductividad del conductor, el largo y el ancho que determinan la sección media de las espiras, la longitud media de cada espira y el número de espiras del devanado más cercano al núcleo.

Si se selecciona *Test Report* en *Data base on*, deberán introducirse los datos del ensayo de cortocircuito entre cada pareja de devanados (primario-secundario, primario-terciario, secundario-terciario) tal y como se muestra en la Figura A.6. Estos valores deben coincidir con los especificados para las inductancias. En el caso de transformadores de dos devanados, el valor de cada resistencia en p.u. se supone repartido en partes iguales entre ambos devanados. Si el transformador tiene tres devanados, el programa utiliza un modelo basado en la estrella equivalente para la distribución de las resistencias de los tres devanados.

The screenshot shows a software window titled 'Data' with a 'Resistance' tab selected. The window contains the following elements:

- Buttons for 'Inductance', 'Resistance', 'Capacitance', and 'Core'.
- Text: 'Data equal to Inductance's Test report'.
- Checkbox: Zero sequence data available.
- Section: **positive sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	6.2	200	25.6
P-T	0	0	0
S-T	0	0	0
- Section: **zero sequence**

	Imp. (%)	Pow. (MVA)	Loss (kW)
P-S	0	0	0
P-T	0	0	0
S-T	0	0	0
- Checkbox: Frequency dependent.

Figura A.6. Datos del ensayo de cortocircuito para el cálculo de resistencias.

Finalmente, se pueden utilizar valores típicos, incorporados en el propio programa en función de la tensión y potencia nominal del transformador.

Capacidades

Los efectos capacitivos pueden ser significativos sobre todo en transformadores de muy alta tensión, donde suele ser necesario incluirlos en el modelo. En la Figura A.7 se han representado las principales capacidades que aparecen entre cada pareja de bobinados y entre cada uno de estos con el núcleo y con la cuba [34].

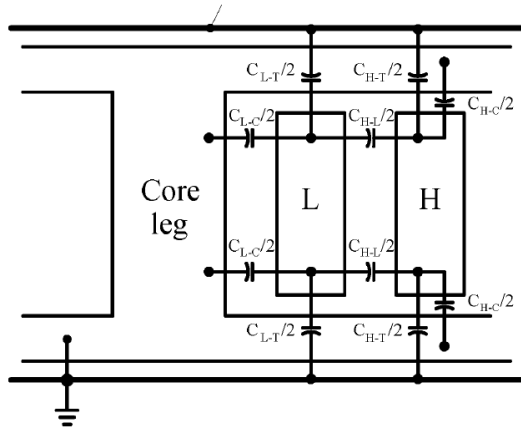


Figura A.7. Modelo de capacidades entre devanados, núcleo y cuba.

En el caso de núcleos con tres o cinco columnas también aparecen capacidades entre el devanado de mayor tensión de la fase que ocupa la columna central y las otras dos fases como se ha representado en la Figura A.8. En el modelo, todas las capacidades están divididas en dos partes iguales para tener una mejor distribución de sus efectos.

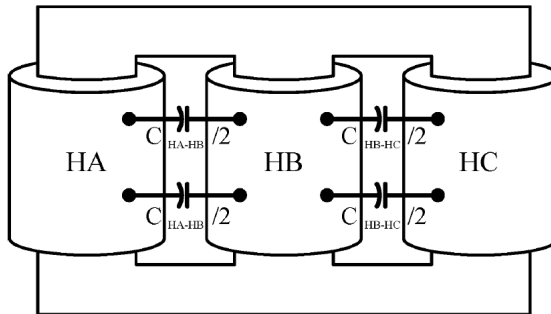


Figura A.8. Modelo de capacidades entre bobinas de mayor tensión de diferentes fases.

Las capacidades mencionadas pueden ser calculadas por el programa si se introducen los datos de la geometría de las bobinas, las dimensiones de la cuba y la distancias entre fases (Figuras A.9). Para ello se usan ecuaciones estándar que permiten determinar la capacidad entre superficies cilíndricas y entre cilindros y planos.

Data	a [m]	b [m]	h [m]	eps_r	Bushing [nF]
Winding 1	0	0	0	0	0
Winding 2	0	0	0	0	0
Winding 3	0	0	0	0	0

Core diameter (c) 0 [m]
 Tank diameter (t) 0 [m]
 Phase distance (d) 0 [m]
 eps_r external 0

Estimate a_1?
 View winding View tank

Figura A.9. Parámetros para el cálculo de capacidades basado en el diseño del trafo.

Los fabricantes de transformadores pueden realizar entre sus ensayos la medida de capacidades, si así se les solicita. En este caso las medidas básicas efectuadas suelen ser la capacidad entre los distintos devanados y entre cada devanado y tierra que incluye los efectos capacitivos entre cada bobina y todos los elementos metálicos puestos a tierra (núcleo, cuba, ...). Estos datos se pueden introducir en el modelo XFRM seleccionando *Test Report* en la ventana de diálogo del modelo.

Si la geometría del transformador es desconocida y no se disponen de las medidas de las capacidades, se puede recurrir a utilizar los valores típicos, seleccionando *Typical values*. En este caso, el programa usa el método basado en los datos de *Transient Recovery Voltage* (TRV) para determinar las capacidades a partir de la capacidad efectiva

$$C_{efec} = \frac{f}{2\pi U} \frac{3I}{(f_{TRV})^2} \quad (\mu F) \tag{A.1}$$

donde f_{TRV} es la frecuencia típica de TRV para un nivel de tensión, obtenida a partir de IEEE standard C37 [26], U es la tensión nominal del transformador en kV e I la intensidad en kA calculada a partir de la potencia nominal S , en MVA.

Las capacidades entre los distintos devanados se determinan a partir de la capacidad efectiva utilizando un factor de acoplamiento capacitivo, K_c . El valor de este factor se puede especificar en el programa y por defecto toma un valor de 0.3. Así, para un transformador de dos devanados las capacidades que considerará el modelo serán:

$$\begin{aligned} C_{PS} &= K_c \cdot C_{eff} \\ C_{PG} &= C_{eff} - C_{PS} \\ C_{SG} &= (1 - K_c) \cdot C_{eff} \end{aligned} \tag{A.2}$$

donde C_{PS} es la capacidad entre primario y secundario, C_{PG} es la capacidad entre primario y tierra y C_{SG} la existente entre secundario y tierra.

Para el caso de transformadores de tres devanados, la distribución de capacidades es más compleja. No obstante, en el modelo XFMR se consideran, además de las anteriores, las siguientes capacidades:

$$\begin{aligned} C_{PT} &= 0 \\ C_{ST} &= C_{eff} - C_{SG} \\ C_{TG} &= C_{eff} - C_{ST} \end{aligned} \tag{A.3}$$

siendo C_{PT} , C_{ST} y C_{TG} las capacidades existentes entre el terciario y el primario, secundario y tierra respectivamente.

Núcleo

En el modelo XFMR, el núcleo del transformador es considerado como un devanado ficticio adicional donde la parte resistiva e inductiva son tratadas de forma independiente. Las pérdidas en el núcleo son modeladas mediante una resistencia lineal mientras que la parte inductiva utiliza una inductancia no lineal basada en la ecuación de Frolich:

$$B = \frac{H}{a + b \cdot |H|} \tag{A.4}$$

Cada una de las partes del núcleo es modelada con su propia resistencia de pérdidas y su propia inductancia no lineal. A modo de ejemplo, en la Figura A.10 se muestran los elementos que forman el modelo de un núcleo de un transformador trifásico de cinco columnas. Los terminales γ , β y α se corresponden con las tres fases del devanado ficticio utilizado para conectar el núcleo al resto del modelo del transformador.

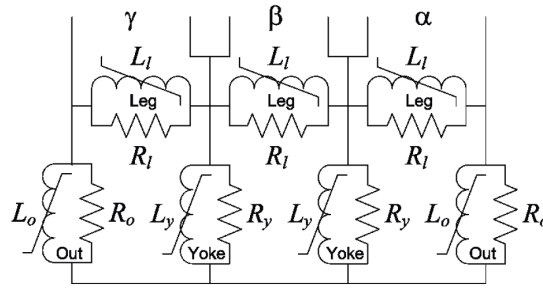


Figura A.10. Modelo de núcleo de cinco columnas.

El material ferromagnético que forma el núcleo se puede caracterizar mediante cinco parámetros: a , b , c , d y e . Los tres primeros son utilizados para modelar el comportamiento de la saturación magnética del núcleo, mientras que los dos restantes se utilizan para cuantificar las pérdidas en el núcleo, las cuales se calculan mediante la siguiente expresión:

$$P = \left(\frac{f}{50}\right)^{1.5} \cdot (d \cdot B^2 + e \cdot B^{10}) \quad (\text{W/kg}) \quad (\text{A.5})$$

Por otra parte, la característica B-H dada por (A.4) puede expresarse como una relación entre el flujo concatenado por la bobina, λ , y la intensidad que circula por ella, i , usando las relaciones $\lambda = B \cdot A \cdot N$ para el flujo y $i = H \cdot l / N$ para la intensidad, donde N el número de espiras de bobina, A es la sección y l la longitud de la columna del núcleo considerada. De esta forma se obtiene la relación $\lambda - i$

$$\lambda = \frac{i}{a' + b' \cdot |i|} \quad (\text{A.6})$$

donde $a' = a \cdot l / (N^2 \cdot A)$ y $b' = b / (N \cdot A)$. El parámetro a' , al igual que el parámetro a , determina el comportamiento del material para pequeñas excitaciones, mientras que b' y b caracterizan el comportamiento en saturación. Para poder usar esta ecuación en otras partes del núcleo distintas de la columna, es necesario normalizarla y utilizar una formulación general de la forma

$$\lambda / A_r = \frac{i / l_r}{a' + b' \cdot |i| / l_r} \quad (\text{A.7})$$

donde A_r y l_r son la sección y longitud relativa de la parte considerada con respecto a la de la columna. Se puede observar que el flujo es escalado en función del área, mientras que la intensidad es escalada en función de la

longitud.

La ecuación que actualmente utiliza el modelo XFMR es una mejora de la ecuación (A.7). En [22] se propuso añadir dos nuevos parámetros, c' y L_a como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\lambda/A_r = \frac{i/l_r}{a' + b' \cdot |i|/l_r + c' \sqrt{|i|/l_r}} + L_a \cdot i/l_r \quad (\text{A.8})$$

El parámetro c' mejora el ajuste de la curva en la zona del codo de saturación, mientras que L_a modela el comportamiento en la zona de alta saturación y es conocida como inductancia de saturación. La permeabilidad magnética del núcleo en la zona de saturación puede considerarse igual a la del vacío μ_0 , por lo que L_a tomará el valor

$$L_a = \mu_0 \cdot N^2 \cdot A/l = \mu_0 \cdot a/a' \quad (\text{A.9})$$

Como se puede deducir de (A.9), L_a puede obtenerse a partir de los parámetros de diseño. Sin embargo, los parámetros a , b y c se obtienen a partir de los ensayos del transformador, mediante un proceso de optimización que realiza internamente el propio programa. Esto supone una diferencia significativa del modelo XFMR con respecto a otros modelos donde ese procedimiento es necesario realizarlo de forma externa. Una vez caracterizada la curva flujo-intensidad, es convertida a una curva lineal a tramos con un determinado número de puntos que será implementada en el modelo mediante inductancias no lineales type 93, 96 o 98.

Accediendo a la ventana de configuración avanzada del núcleo (Figura A.11), se puede seleccionar el número de parámetros que se usará en la ecuación de Frolich y el tipo de no linealidad a considerar: Pseudo-nonlinear (type 98), True-nonlinear (type 93) o Hysteresis (type 96).

La inductancia L_a es un parámetro muy importante para el estudio de la corriente de energización y su valor puede introducirse en la ventana de configuración avanzada del núcleo, Figura A.11, o bien puede ser estimada por el programa. En este último caso será calculada por alguna de las expresiones de (A.9), bien a partir de la sección y longitud de la columna o bien mediante el cociente a/a' , donde a' será el valor obtenido mediante el proceso de optimización mencionado anteriormente y a toma el valor 6, correspondiente al valor típico en materiales ferromagnéticos.

Para introducir los parámetros correspondiente al núcleo en el modelo XFMR se puede elegir, al igual que para el resto de los elementos del

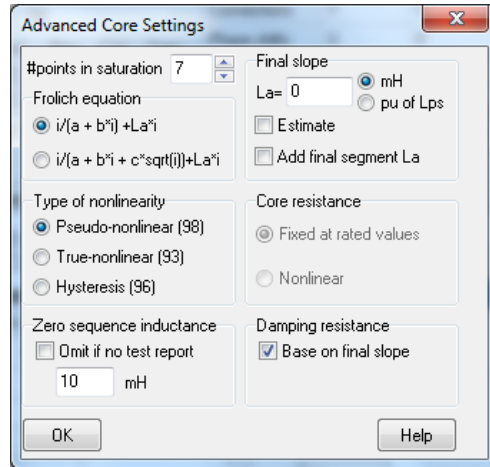


Figura A.11. Ventana de configuración avanzada del núcleo en el modelo XFMR.

transformador, cualquiera de las tres opciones, diseño (*Design param.*), resultado de ensayos (*Test Report*) y valores típicos (*Typical values*).

En el primer caso, *Design param*, en la ventana correspondiente, Figura A.12, el usuario debe especificar la característica B-H mediante los parámetros a y b correspondiente a la ecuación de Frolich (A.4) y los parámetros d y e para modelar las pérdidas en el material del núcleo según (A.5). Los valores típicos de estos parámetros están disponibles en el propio programa para las chapas magnéticas más frecuentes (M2, M4, METGLASS 2605TCA, ...) por lo que bastará elegir el tipo de material para que el programa asigne valores a los parámetros a , b , d , y e de forma automática. Además, es necesario indicar el número de espiras de la bobina más cercana al núcleo, las dimensiones absolutas de las columnas y las dimensiones relativas a ésta del resto de las partes del núcleo (culata, columnas exteriores en el caso de 5 columnas,...).

En el segundo caso, *Test Report*, se deben introducir los resultados del ensayo de vacío, indicando, para las distintas tensiones de ensayo (%), la intensidad (%) y las pérdidas (kW) medidas, Figura A.13. A partir de la potencia consumida en vacío se determina la resistencia que modelará las pérdidas en el núcleo. Esta resistencia se considera lineal y se calcula a partir del valor de las pérdidas a la tensión asignada (100%). En esta resistencia se consideran englobadas tanto las pérdidas por corrientes de Foucault como por histéresis salvo que se haya optado por modelar la inductancia no lineal mediante type 96 (Figura A.11), en cuyo caso la mitad

de las pérdidas serán modeladas por la resistencia y la otra mitad será considerada como pérdidas por histéresis en el modelo type 96.

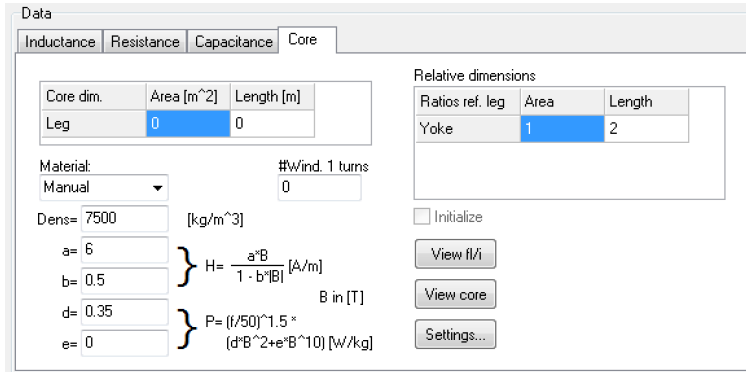


Figura A.12. Parametrización del núcleo mediante datos de diseño en el modelo XFRM.

La corriente de magnetización para cada punto se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_m = \sqrt{I_v^2 [\%] - \left(\frac{P}{10 \cdot S}\right)^2} [\%] \tag{A.10}$$

Como resultado se obtiene una secuencia de pares de valores (U_v, I_m) , a partir de la cual se determinan los parámetros a' , b' y c' mediante un proceso de optimización basado en métodos gradenciales que está implementado en ATPDraw. Si se indica un sólo punto del ensayo de vacío, se empleará un modelo de núcleo lineal formado por una resistencia y reactancia en paralelo.

Para el último caso, *Typical values*, la corriente de magnetización es estimada a partir de la potencia nominal del transformador mediante

$$I_m = 0.73 \left(\frac{BIL}{350}\right)^{0.2933} \cdot \left(\frac{S}{20}\right)^{-0.2154} [\%] \tag{A.11}$$

cuando el nivel básico de aislamiento es conocido (Basic Insulation Level, BIL), o bien a partir de la tensión nominal mediante

$$I_m = 0.855 \left(\frac{U}{150}\right)^{0.2283} \cdot \left(\frac{S}{20}\right)^{-0.2134} [\%] \tag{A.12}$$

The screenshot shows the 'Data' dialog box with the 'Core' tab selected. The 'Core' section includes the following data:

positive sequence		
Volt [%]	Loss [kW]	Iav [%]
100	160	0.75

zero sequence		
Volt [%]	Loss [kW]	Iav [%]

Relative dimensions		
Ratios ref. leg	Area	Length
Yoke	1	2

Figura A.13. Datos del ensayo de vacío para el modelado del núcleo.

Además es necesario indicar el valor de la máxima inducción magnética que aparecerá en el núcleo, cuyos valores típicos oscilan entre 1.5 – 1.7 T. Con esta inducción máxima y la corriente de magnetización dada por (A.11) o (A.12), se estima las dimensiones de la columna del núcleo, a partir de las cuales es posible calcular los parámetros a' , b' y c' .

El último dato a suministrar para que el núcleo quede parametrizado son las pérdidas en el núcleo por unidad de masa (W/kg), que junto con la estimación anterior de las dimensiones de cada columna y las dimensiones relativas del resto de núcleo (culatas, columnas exteriores, ...), permiten calcular las pérdidas totales en la chapa magnética.

A.3 Modelo del transformador trifásico de tres columnas

Los datos del transformador trifásico con núcleo de tres columnas se han obtenido de la placa de características y del protocolo de ensayos proporcionado por el fabricante:

- 230 – 70.9 – 24 kV.
- 160 – 160 – 50 MVA.
- 401.6 – 1303 – 1203 A.
- YNyn0d11
- Pérdidas en carga y tensión de cortocircuito:
 - H-L: $P_{ccHL} = 457.07 \text{ kW}$; $Z_{HL} = 14.21 \%$ (pot. base 200 MVA)
 - H-T: $P_{ccHT} = 91.134 \text{ kW}$; $Z_{HT} = 6.09 \%$ (pot. base 50 MVA)
 - L-T: $P_{ccLT} = 101.00 \text{ kW}$; $Z_{LT} = 11.36 \%$ (pot. base 50 MVA)
- Curva de saturación (obtenida alimentando por el devanado terciario y potencia base 160 MVA):

Tabla A.1. Curva de saturación del transformador trifásico de tres columnas.

U (pu)	I_A^{rms} (A)	I_B^{rms} (A)	I_C^{rms} (A)	I_{media}^{rms} (%)	P_v (kW)
0.85	2.351	2.196	2.536	0.31120	44.62
0.90	2.509	2.359	2.735	0.13260	50.55
0.95	2.697	2.556	2.982	0.09435	57.11
1.00	2.964	2.837	3.349	0.07924	64.63
1.05	3.460	3.374	4.061	0.07132	74.03
1.10	4.733	4.741	5.835	0.06584	86.79
1.15	11.02	11.36	13.55	0.06134	108.0

En la Figura A.14 se muestran los datos introducidos en la pestaña “inductance” que también se corresponden con los de la pestaña “resistance” del modelo “Hybrid Model: XFMR” de ATP. En esta misma ventana pueden comprobarse las tensiones nominales de los arrollamientos, la potencia nominal y el tipo de conexión.

Con objeto de modelar el núcleo, es necesario tratar previamente la curva de saturación del protocolo de ensayos para adaptarla a los requerimientos

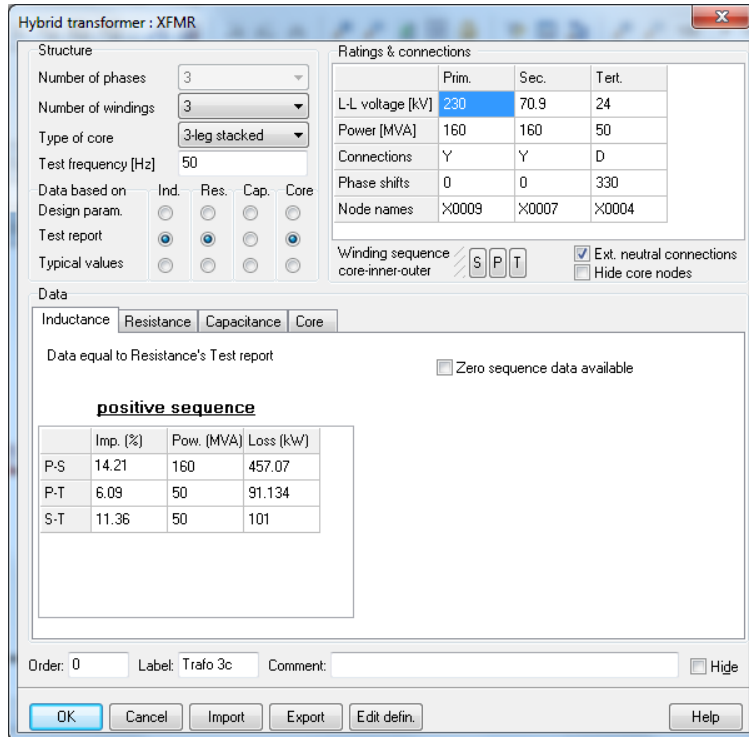


Figura A.14. Datos del modelo del transformador de 3 columnas.

del modelo XFMR de ATP. A partir de la Tabla A.1 se obtienen los valores en tanto por ciento de las intensidades de cada fase teniendo en cuenta que el ensayo se ha realizado por el devanado terciario y la potencia base es de 160 MVA. También ha sido necesario introducir en el modelo las dimensiones relativas del núcleo según se describe en la Figura A.15, las cuales se han obtenido a partir de la información proporcionada por el fabricante del transformador, resultando:

$$\frac{w_1}{w_2} = 1 ; \frac{2\ell_2}{\ell_1} \approx 1.39 \tag{A.13}$$

Por último, en la Figura A.16 se muestran una serie de datos y opciones avanzadas referentes al modelado del núcleo magnético. Lo más importante que hay que destacar es la pendiente final de la curva de saturación y que constituye un punto crítico en el estudio de la corriente de energización. Dicha pendiente se ha calculado a partir de las características geométricas

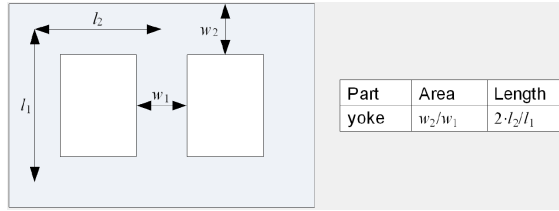


Figura A.15. Dimensiones del núcleo del transformador de 3 columnas.

del transformador proporcionadas por el fabricante del transformador:

$$L_a = \mu_0 \cdot \frac{N_{LV}^2 \cdot w_1}{\ell_1} = 4\pi 10^{-7} \cdot \frac{189^2 \cdot 5732 \cdot 10^{-4}}{2956 \cdot 10^{-3}} \approx 8.7 \text{ mH} \quad (\text{A.14})$$

donde N_{LV} es el número de espiras del arrollamiento secundario mientras que w_1 y ℓ_1 son, respectivamente, el área y la altura de cada columna del núcleo según se muestra en la Figura A.15.

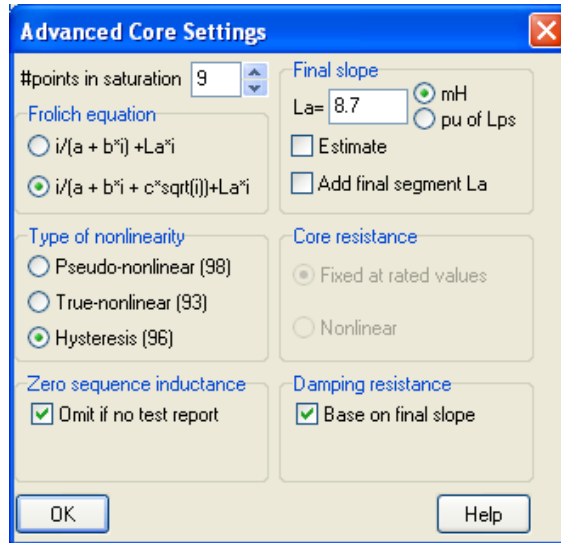


Figura A.16. Parametrización del núcleo del transformador de 3 columnas.

Una vez modelado el transformador, es necesario comprobar la bondad del modelo. Para ello, se han simulado en ATP los ensayos de vacío y en carga. En las Tablas A.2 y A.3 se muestran los valores de intensidades y

potencias obtenidos en la simulación y los correspondientes al protocolo de ensayos proporcionados por el fabricante. Hay que destacar que las intensidades recogidas en la Tabla A.2 corresponden a los valores medios de las corrientes de las tres fases. El comportamiento de cada una de las fases por separado puede observarse en la Figura A.17, donde se han representado las intensidades absorbidas en vacío en función de la tensión aplicada, tanto los valores reales obtenidos en los ensayos, como los valores obtenidos por simulación usando el modelo del transformador. Dichas curvas se han extendido mediante simulación, para tensiones de 120% y 125% pudiéndose observar la pendiente que adopta la curva de saturación caracterizada por la inductancia dada por (A.14).

Tabla A.2. Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Transformador de 3 columnas.

		Ensayos de vacío			
		Protocolo Ensayo		Simulación	
U_v		I_v	P_v	I_v	P_v
(%)	(V)	(A)	(kW)	(A)	(kW)
85	20400	2.361	44.62	2.114	47.06
90	21600	2.534	50.55	2.421	52.76
95	22800	2.745	57.11	2.814	58.77
100	24000	3.050	64.63	3.387	65.12
105	25200	3.632	74.03	4.292	71.78
110	26400	5.103	86.79	6.057	78.75
115	27600	11.977	108.0	11.139	86.01

Tabla A.3. Comparativa de ensayos de cortocircuito simulados y reales. Transformador de 3 columnas

	Ensayos de cortocircuito							
	U_{cc}		Protocolo Ensayo		Simulación			
			I_{cc}	P_{cc}	I_{cc}		P_{cc}	
(%)	(V)	(A)	(kW)	(A)	error (%)	(kW)	error(%)	
H-L	14.21	32683	401.6	457.07	401.0	0.15	457.0	0.02
H-T	6.09	14007	125.53	91.134	125.5	0.02	91.3	-0.18
L-T	11.36	8054.24	407.22	101	407.0	0.05	101.7	-0.69

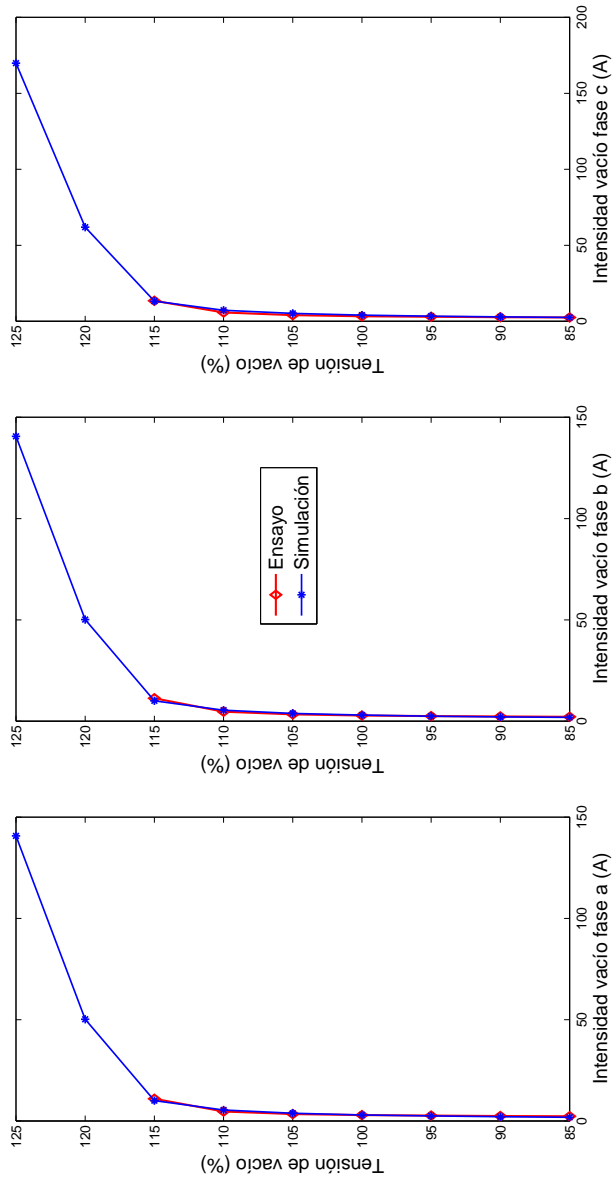


Figura A.17. Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Transformador de 3 columnas.

A.4 Modelo del banco trifásico de autotransformadores monofásicos

A continuación se describe el modelo del banco trifásico de autotransformadores monofásicos.

Los datos del autotransformador monofásico se obtienen de la placa de características y del protocolo de ensayos proporcionado por el fabricante:

- $\frac{400}{\sqrt{3}} - \frac{230}{\sqrt{3}} - 33$ kV.
- 200 – 200 – 40 MVA.
- 866 – 1506 – 1212 A.
- Pérdidas en carga y tensión de cortocircuito:
 - H-L: $P_{ccHL} = 272.26$ kW; $Z_{HL} = 11.29$ % (potencia base 200 MVA)
 - H-T: $P_{ccHT} = 56.72$ kW; $Z_{HT} = 7.15$ % (potencia base 40 MVA)
 - L-T: $P_{ccLT} = 59.53$ kW; $Z_{LT} = 4.23$ % (potencia base 40 MVA)
- Curva de saturación (obtenida alimentando por el devanado terciario y la potencia base 200 MVA):

Tabla A.4. Curva de saturación del autotransformador monofásico.

U (pu)	I_v^{rms} (%)	P_v (kW)
0.90	0.02830	41.21
0.95	0.03069	46.76
1.00	0.03830	53.50
1.05	0.06277	61.91
1.10	0.1448	74.40

A partir de tres autotransformadores como el descrito se modela un banco trifásico con conexión Yy0d11.

En la Figura A.18 se muestran los datos introducidos en la pestaña “inductance” del modelo “Hybrid Model: XFMR” de ATP. Los datos correspondientes a la pestaña “resistance” son los mismos que los introducidos en la pestaña “inductance”. Asimismo, se pueden observar las tensiones nominales de los arrollamientos, la potencia nominal y el tipo de conexión.

Otro dato importante es el orden en el que están dispuestos los arrollamientos con respecto al núcleo, que en este caso es el siguiente: terciario, secundario y primario, siendo el terciario el que está más próximo al núcleo.

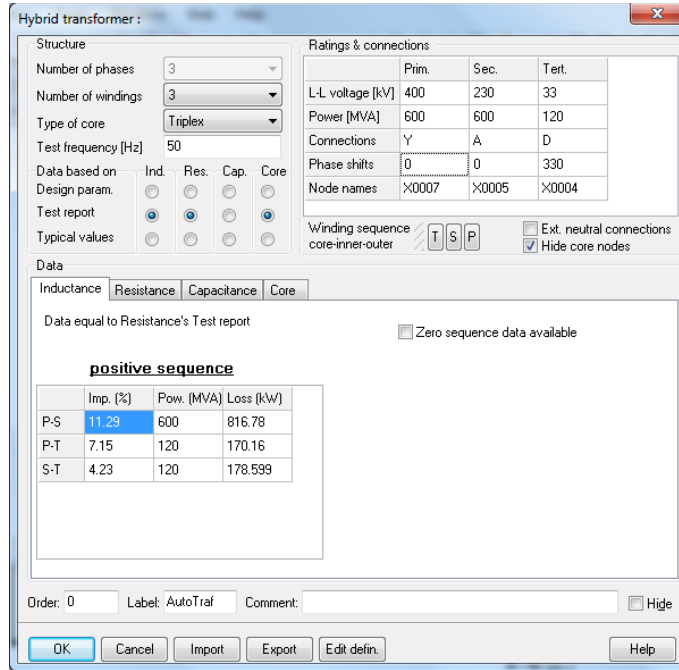


Figura A.18. Datos del modelo del banco trifásico de autotransformadores.

Para comprobar las características del modelo de banco trifásico se han simulado en ATP los ensayos de vacío y en carga. En las Tablas A.5 y A.6 se muestran los valores de intensidades y potencias obtenidos en la simulación y los correspondientes al protocolo de ensayos proporcionados por el fabricante. El protocolo de ensayos del fabricante está realizado sobre un autotransformador monofásico, mientras que el modelo realizado en ATP es el de un banco trifásico constituido por tres de ellos. Para poder comparar los resultados de los ensayos, se han calculado los valores medios de las tres fases obtenidos en la simulación, que son los que se recogen en las tablas anteriormente mencionadas. La Figura A.19 muestra una comparativa entre las curvas de saturación obtenida mediante el ensayo real del fabricante y el ensayo simulado realizado sobre el modelo ATP.

Tabla A.5. Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Autotransformador

		Ensayos de vacío			
		Protocolo Ensayo		Simulación	
U_v		I_v	P_v	I_v	P_v
(%)	(V)	(A)	(kW)	(A)	(kW)
90	29700	1.715	41.33	1.761	43.30
95	31350	1.860	46.97	2.026	48.25
100	33000	2.321	53.92	2.485	53.46
105	34650	3.804	62.77	3.656	58.94
110	36300	8.774	76.38	9.312	64.67

Tabla A.6. Comparativa de ensayos de cortocircuito simulados y reales. Autotransformador

	Ensayos de cortocircuito							
	Protocolo Ensayo		Simulación					
	U_{cc}		I_{cc}	P_{cc}	I_{cc}		P_{cc}	
	(%)	(V)	(A)	(kW)	(A)	error (%)	(kW)	error(%)
H-L	11.29	26186	869.7	272.26	869.45	0.03	274.42	-0.79
H-T	7.15	2372	1219	56.72	1218.12	0.07	57.53	-1.43
L-T	4.23	1397	1214	59.53	1212.64	0.11	59.68	-0.25

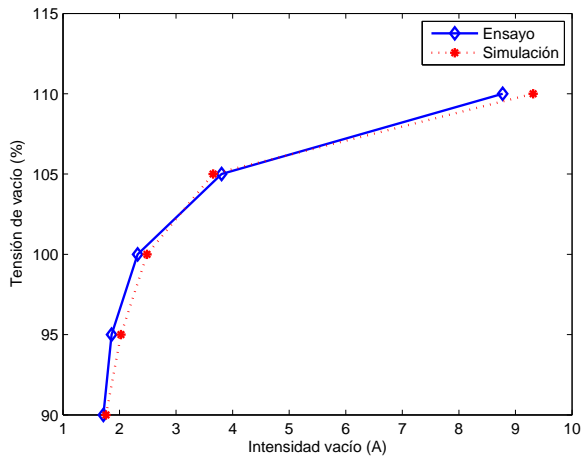


Figura A.19. Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Autotransformador monofásico.

Apéndice B

Resultados de simulaciones.

En este apéndice se recogen los resultados de las simulaciones realizadas para el estudio de las diferentes estrategias de energización de transformadores mediante relés de maniobra controlada. Las estrategias analizadas están detalladas en el capítulo 6 pero pueden sintetizarse en:

Estrategia 1: Sin Relé de Maniobra Controlada (RMC) e interruptor con mando tripolar.

Estrategia 2: Con RMC, interruptor con mando tripolar y sin medida de flujo remanente.

Estrategia 3: Con RMC, interruptor con mando monopolar y sin medida de flujo remanente.

Estrategia 4: Con RMC, interruptor con mando tripolar y con medida de flujo remanente.

Estrategia 5: Con RMC, interruptor con mando monopolar y con medida de flujo remanente.

Las magnitudes obtenidas en cada una de las simulaciones han sido:

$U_{rms}^{min}|_{t=0}$: Tensión eficaz mínima transcurrido un periodo tras la conexión del transformador.

$U_{rms}^{min}|_{t=0.3}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 0.3 s.

$U_{rms}^{min}|_{t=0.7}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 0.7 s.

$U_{rms}^{min}|_{t=1}$: Tensión eficaz mínima transcurrido 1 s.

I_{pico}^{max} : Valor máximo de la intensidad instantánea durante la maniobra.

$I_{rms}^{max}|_{t=0}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido un periodo tras la conexión del transformador.

$I_{rms}^{max}|_{t=0.3}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 0.3 s.

$I_{rms}^{max}|_{t=0.7}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 0.7 s.

$I_{rms}^{max}|_{t=1}$: Intensidad eficaz máxima transcurrido 1 s.

En las tablas que siguen a continuación aparecen, para cada uno de los escenarios (punta o valle) y para cada tipo de transformador (3 columnas o banco de autotransformadores), la simulación y la fase donde se han obtenido los valores extremos de cada magnitud. El análisis y conclusiones que pueden extraerse de estos resultados se encuentran detallados en el capítulo 6.

B.1 Transformador trifásico de tres columnas

Tabla B.1. Estrategia 1. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	9243	0.9726	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	7334	0.9810	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	7081	0.9870	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	7498	0.9897	b
I_{pico}^{max}	3082	1.3038	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	3082	1.0599	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	7334	0.7392	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	7334	0.4829	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	3342	0.3750	b

Tabla B.2. Estrategia 2. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	649	0.9582	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	1127	0.9935	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	140	0.9953	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	2234	0.9959	b
I_{pico}^{max}	1108	0.4797	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	1108	0.3129	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	1108	0.2475	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	1108	0.1841	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	1108	0.1506	a

Tabla B.3. Estrategia 3. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	7465	0.9732	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	5001	0.9850	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	5001	0.9899	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	1285	0.9919	c
I_{pico}^{max}	5001	1.1600	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	5001	0.8169	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	5001	0.5967	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	5001	0.3981	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	5001	0.3064	c

Tabla B.4. Estrategia 4a. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	7876	0.9385	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	1961	0.9837	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	5396	0.9884	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	6135	0.9907	a
I_{pico}^{max}	1224	1.0472	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	1224	0.8058	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	323	0.5891	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	323	0.4017	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	323	0.3136	a

Tabla B.5. Estrategia 4b. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	5523	0.9407	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	8045	0.9911	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	8045	0.9931	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	6322	0.9943	a
I_{pico}^{max}	6322	0.6407	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	6322	0.4437	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	6322	0.3454	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	6322	0.2514	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	6322	0.2032	a

Tabla B.6. Estrategia 5. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	5122	0.9865	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	8497	0.9888	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	6767	0.9918	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	1498	0.9936	b
I_{pico}^{max}	1498	0.5366	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	1498	0.6189	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	1498	0.4841	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	1498	0.3475	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	1498	0.2784	a

Tabla B.7. Estrategia 1. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	3955	0.9001	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	7751	0.9634	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	4089	0.9848	b
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	7908	0.9906	b
I_{pico}^{max}	2146	1.1195	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	2146	0.9120	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	5769	0.3280	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	7388	0.1418	b
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	7388	0.0931	b

Tabla B.8. Estrategia 2. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	601	0.9579	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	260	0.9862	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	128	0.9945	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	116	0.9959	b
I_{pico}^{max}	148	0.4200	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	148	0.2730	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	148	0.1332	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	9587	0.0610	b
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	9587	0.0418	b

Tabla B.9. Estrategia 3. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	5292	0.9274	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	661	0.9741	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	413	0.9901	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	2587	0.9938	c
I_{pico}^{max}	661	1.0265	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	661	0.6676	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	661	0.2554	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	2539	0.1084	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	2539	0.0693	c

Tabla B.10. Estrategia 4a. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	7645	0.8854	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	3834	0.9690	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	9587	0.9876	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	5581	0.9924	a
I_{pico}^{max}	7966	0.9189	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	7966	0.7040	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	3834	0.2824	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	3834	0.1178	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	3834	0.0725	a

Tabla B.11. Estrategia 4b. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	9221	0.9380	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	1737	0.9828	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	2603	0.9919	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	4073	0.9942	a
I_{pico}^{max}	3973	0.5254	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	3973	0.3527	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	3973	0.1690	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	6914	0.0791	b
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	6914	0.0570	b

Tabla B.12. Estrategia 5. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	5652	0.9798	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	5652	0.9829	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	5312	0.9909	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	3438	0.9926	a
I_{pico}^{max}	5652	0.3921	c
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	5652	0.1966	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	7714	0.1189	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	7714	0.0802	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	8420	0.0526	c

B.2 Banco de autotransformadores monofásicos

Tabla B.13. Estrategia 1. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	2809	0.9874	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	5630	0.9906	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	5630	0.9915	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	5630	0.9922	c
I_{pico}^{max}	1999	0.8490	b
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	1999	0.7261	b
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	7322	0.6674	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	7322	0.5591	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	7322	0.4915	c

Tabla B.14. Estrategia 2. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	6958	0.9965	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	6958	0.9966	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	6958	0.9968	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	780	0.9968	b
I_{pico}^{max}	6958	0.2798	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	6958	0.1895	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	6958	0.1795	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	6958	0.1615	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	6958	0.1492	a

Tabla B.15. Estrategia 3. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	6378	0.9736	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	673	0.9912	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	7535	0.9920	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	7535	0.9926	a
I_{pico}^{max}	8403	1.0997	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	8403	0.8263	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	8458	0.6565	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	8458	0.5446	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	8458	0.4789	a

Tabla B.16. Estrategia 4a. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	5332	0.9741	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	7196	0.9931	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	3128	0.9939	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	7196	0.9942	c
I_{pico}^{max}	6850	0.7344	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	6850	0.5877	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	6487	0.5870	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	6487	0.4994	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	6487	0.4418	a

Tabla B.17. Estrategia 4b. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	148	0.9813	b
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	3440	0.9957	b
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	519	0.9959	b
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	4780	0.9962	c
I_{pico}^{max}	844	0.3709	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	844	0.2858	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	1525	0.2278	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	1525	0.2028	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	1525	0.1861	a

Tabla B.18. Estrategia 5. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	4830	0.9954	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	3804	0.9958	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	3804	0.9959	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	3804	0.9959	a
I_{pico}^{max}	8182	0.2165	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	8182	0.1885	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	3350	0.1881	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	3350	0.1887	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	3350	0.1811	c

Tabla B.19. Estrategia 1. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	945	0.9578	b
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	8014	0.9777	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	8014	0.9889	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	7027	0.9921	b
I_{pico}^{max}	7955	0.8014	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	7955	0.6752	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	7754	0.3207	b
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	7754	0.1428	b
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	2856	0.0887	b

Tabla B.20. Estrategia 2. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	8544	0.9965	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	8544	0.9966	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	8544	0.9967	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	5604	0.9968	b
I_{pico}^{max}	8544	0.2665	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	8544	0.2763	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	5020	0.1727	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	5020	0.0972	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	5020	0.0678	a

Tabla B.21. Estrategia 3. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	3511	0.9628	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	2843	0.9815	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	2209	0.9905	a
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	4786	0.9933	a
I_{pico}^{max}	5135	1.0040	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	5135	0.6071	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	48	0.2783	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	9680	0.1249	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	8367	0.0789	a

Tabla B.22. Estrategia 4a. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	1742	0.9664	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	4329	0.9817	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	3982	0.9913	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	4934	0.9938	a
I_{pico}^{max}	7453	0.6663	b
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	7453	0.5385	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	2024	0.2853	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	2024	0.1313	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	2024	0.0829	a

Tabla B.23. Estrategia 4b. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	9461	0.9945	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	5766	0.9912	b
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	4744	0.9943	b
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	3897	0.9953	c
I_{pico}^{max}	4090	0.3400	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	4090	0.2518	b
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	2587	0.1331	c
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	2587	0.0744	c
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	2587	0.0523	c

Tabla B.24. Estrategia 5. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.

Magnitud	N° simulación	Valor [pu]	Fase (a,b,c)
$U_{rms}^{min} _{t=0}$	213	0.9883	c
$U_{rms}^{min} _{t=0.3}$	5020	0.9894	a
$U_{rms}^{min} _{t=0.7}$	5786	0.9937	c
$U_{rms}^{min} _{t=1}$	5020	0.9949	c
I_{pico}^{max}	5020	0.1969	a
$I_{rms}^{max} _{t=0}$	5020	0.1363	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.3}$	5020	0.1227	a
$I_{rms}^{max} _{t=0.7}$	5020	0.0972	a
$I_{rms}^{max} _{t=1}$	5020	0.0678	a

Índice de Figuras

1.1.	Circuito de energización de transformador monofásico.	4
1.2.	Ciclo de histéresis y flujo remanente.	5
1.3.	Curva típica de magnetización del núcleo magnético de un transformador.	6
1.4.	Curva de magnetización. Característica flujo-intensidad.	6
1.5.	Asimetría del flujo creada cuando el transformador es energizado en el paso por cero de la tensión.	7
1.6.	Intensidad de magnetización con núcleo saturado y flujo asimétrico.	8
1.7.	Energización de un transformador monofásico considerando la resistencia equivalente del circuito.	8
1.8.	Amortiguamiento de la corriente de magnetización. Transformador trifásico 465 MVA, 315 kV. Fuente [33].	9
1.9.	Uso de resistencias de preinserción.	12
1.10.	Energización secuencial y resistencia de neutro para reducir la sobrecorriente de magnetización.	12
2.1.	Conexión de un transformador monofásico sin flujo remanente.	16
2.2.	Conexión de un transformador monofásico con flujo remanente.	17
2.3.	Conexión en el instante óptimo de transformador monofásico con flujo remanente.	17
2.4.	Ciclos de histéresis durante la desmagnetización.	18
2.5.	Transformador estrella-triángulo con neutro conectado a tierra.	19
2.6.	Evolución de flujos tras la conexión de una fase.	20
2.7.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión de una fase en t_0 y las dos restantes en t_1 . Transformador estrella-triángulo con neutro a tierra.	20
2.8.	Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.	21

2.9.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión de dos fases en t_0 . Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.	21
2.10.	Flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de dos fases en t_0 y flujos previstos (líneas de trazos) a partir de ese instante. Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.	22
2.11.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de dos fases en t_0 y la tercera en t_1 . Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.	23
2.12.	Transformador triángulo-triángulo.	24
2.13.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras el cierre en t_0 de los polos de las fases a y b del interruptor. Transformador triángulo-triángulo.	25
2.14.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras el cierre de dos polos en t_0 y el tercero en t_1 . Transformador triángulo-triángulo.	25
2.15.	Evolución de los flujos durante la desconexión de un transformador trifásico. Fuente ABB.	26
2.16.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) tras la conexión de una fase con flujo remanente en las otras.	27
2.17.	Ecuación de flujos en transformador trifásico.	28
3.1.	Tensión de ruptura y tensión entre los contactos durante la carrera de cierre.	34
3.2.	Dispersión de la curva de prearco.	34
3.3.	Ciclo completo de conexión.	35
3.4.	Efecto del control adaptativo sobre la estimación del tiempo de cierre, [37].	37
3.5.	Ejemplo del efecto del tiempo de inactividad sobre el tiempo de cierre. IEC 62271-302.	40
4.1.	Esquema simplificado de energización de transformador con neutro aislado.	50
4.2.	Transformador estrella-triángulo con neutro aislado.	52
4.3.	Flujos previstos (línea de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_0 de las fases a y b. Patrón simétrico.	54
4.4.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_1 de la fase c. Patrón simétrico.	54
4.5.	Flujos en el núcleo durante el proceso de energización. Patrón simétrico.	55
4.6.	Instantes de cierre óptimos solución del problema min-max.	56
4.7.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_0 de las fases a y b. Patrón asimétrico.	57

4.8.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) para la conexión en el instante t_1 de la fase c. Patrón asimétrico.	58
4.9.	Flujos durante el proceso completo de energización siguiendo el método propuesto. Patrón asimétrico.	59
4.10.	Esquema ATPDraw para simulación de la conexión de transformador con neutro aislado.	60
4.11.	Flujos asimétricos y de elevado valor de pico tras la conexión del transformador en un instante aleatorio.	60
4.12.	Corriente absorbida por el transformador durante la conexión a la red en un instante cualquiera.	61
4.13.	Flujos durante la conexión del transformador.	62
4.14.	Intensidades durante la desconexión y conexión del transformador siguiendo el método propuesto.	62
4.15.	Flujos durante la conexión del transformador. Efecto de la asimetría del núcleo al cerrar la fase central en la primera maniobra.	63
4.16.	Intensidades durante la desconexión y conexión del transformador. Efecto de la asimetría del núcleo al cerrar la fase central en la primera maniobra.	64
5.1.	Ejemplo de patrón de flujos remanentes que permite la conexión óptima mediante maniobra tripolar.	66
5.2.	Flujos remanentes (líneas continuas) y flujos previstos (líneas de trazos) no coincide simultáneamente en ningún instante.	68
5.3.	Instante óptimo de cierre simultáneo solución del problema min-max.	69
5.4.	Flujos reales (líneas continuas) y previstos (líneas de trazos) durante la conexión tripolar del transformador en el instante óptimo t_0 .	70
5.5.	Esquema ATPDraw para simulación de la estrategia óptima de cierre tripolar.	71
5.6.	Conexión tripolar en instante óptimo. Flujos magnéticos.	71
5.7.	Conexión tripolar en instante óptimo. Intensidades.	72
5.8.	Conexión tripolar no controlada. Intensidades.	73
5.9.	Flujos remanentes en función del instante de desconexión.	73
5.10.	Comparativa entre diferentes estrategia de cierre tripolar.	74
5.11.	Esquema ATPDraw considerando el modelo de prearco en cada polo del interruptor.	75
5.12.	Tensión de ruptura y tensión entre los contactos en cada fase durante un cierre tripolar.	76
5.13.	Flujos previstos (líneas de trazos) y flujos reales (líneas continuas) durante la energización tripolar considerando el efecto del prearco.	76
5.14.	Intensidades durante la energización tripolar considerando el efecto del prearco.	77

5.15.	Comparativa de las intensidades absorbidas durante la energización tripolar considerando el interruptor ideal y considerando el efecto del prearco.	78
5.16.	Influencia del RDDS sobre la intensidad de magnetización.	79
5.17.	Influencia del tiempo de cierre sobre la intensidad de magnetización.	79
6.1.	Tiempos característicos en la operación de cierre de un interruptor de alta tensión.	82
6.2.	Variaciones de RDDS y tiempo de cierre.	83
6.3.	Esquema ATPDraw usado en las simulaciones.	87
6.4.	Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Transformador trifásico con núcleo de tres columnas. Punta.	88
6.5.	Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Transformador trifásico con núcleo de tres columnas. Valle.	90
6.6.	Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	92
6.7.	Monótona de la intensidad de pico máxima de las tres fases. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	92
7.1.	Modelo del sistema desarrollado en RSCAD.	97
7.2.	Escenario 3. Caso 5. Conexión tripolar	99
7.3.	Escenario 3. Caso 1	100
7.4.	Escenario 3. Caso 2	101
7.5.	Escenario 3. Caso 3	102
7.6.	Escenario 3. Caso 4	102
7.7.	Influencia de la desviación de la RDDS sobre la intensidad de magnetización.	103
7.8.	Influencia de la desviación del tiempo de cierre sobre la intensidad de magnetización.	104
7.9.	Esquema unifilar simplificado de la instalación.	105
7.10.	Modelo de ATPDraw usado en las simulaciones para reproducir las pruebas de campo.	105
7.11.	Oscilogramas de tensión. Medidas reales de la Maniobra 5.	106
7.12.	Oscilogramas de intensidad. Medidas reales de la Maniobra 5.	107
7.13.	Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 5.	108
7.14.	Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 5.	108
7.15.	Oscilogramas de tensión. Medidas reales. Maniobra 6.	110
7.16.	Oscilogramas de intensidad. Medidas reales. Maniobra 6.	111
7.17.	Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 6.	112
7.18.	Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 6.	112
7.19.	Oscilogramas de tensión. Medidas reales. Maniobra 22.	114

7.20.	Oscilogramas de intensidad. Medidas reales. Maniobra 22.	114
7.21.	Oscilogramas de tensión. Resultados de simulación. Maniobra 22.	115
7.22.	Oscilogramas de intensidad. Resultados de simulación. Maniobra 22.	115
A.1.	Circuito eléctrico equivalente al modelo XFRM para un transformador trifásico de 2 devanados y núcleo con tres columnas.	119
A.2.	Cuadro de diálogo para la parametrización del modelo XFRM.	121
A.3.	Bobina tipo cilíndrica.	123
A.4.	Bobina tipo pancake.	123
A.5.	Parámetros para inductancias basadas en el ensayo de cortocircuito.	123
A.6.	Datos del ensayo de cortocircuito para el cálculo de resistencias.	124
A.7.	Modelo de capacidades entre devanados, núcleo y cuba.	125
A.8.	Modelo de capacidades entre bobinas de mayor tensión de diferentes fases.	125
A.9.	Parámetros para el cálculo de capacidades basado en el diseño del trafo.	126
A.10.	Modelo de núcleo de cinco columnas.	128
A.11.	Ventana de configuración avanzada del núcleo en el modelo XFMR.	130
A.12.	Parametrización del núcleo mediante datos de diseño en el modelo XFMR.	131
A.13.	Datos del ensayo de vacío para el modelado del núcleo.	132
A.14.	Datos del modelo del transformador de 3 columnas.	134
A.15.	Dimensiones del núcleo del transformador de 3 columnas.	135
A.16.	Parametrización del núcleo del transformador de 3 columnas.	135
A.17.	Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Transformador de 3 columnas.	137
A.18.	Datos del modelo del banco trifásico de autotransformadores.	139
A.19.	Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Autotransformador monofásico.	140

Índice de Tablas

3.1.	Familia de relés del fabricante ABB.	41
3.2.	Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. RPH3 RCT.	43
3.3.	Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. Mitsubishi SSC-02B	44
3.4.	Puntos objetivos de cierre para control del interruptor de transformadores. Siemens PSD02.	44
6.1.	Datos del modelo de la red de 220 kV.	81
6.2.	Datos del modelo de la red de 400 kV.	81
6.3.	Resultados más desfavorables. Transformador trifásico de tres columnas.	91
6.4.	Resultados banco de autotransformadores monofásicos.	93
7.1.	Datos del modelo de la red de 220 kV.	95
7.2.	Casos desfavorables seleccionados.	98
7.3.	Valores de magnitudes obtenidas a partir de las medidas reales y de los resultados de simulación. Maniobra 5.	109
7.4.	Valores de magnitudes obtenidas a partir de las medidas reales y de los resultados de simulación. Maniobra 6.	113
A.1.	Curva de saturación del transformador trifásico de tres columnas.	133
A.2.	Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Transformador de 3 columnas.	136
A.3.	Comparativa de ensayos de cortocircuito simulados y reales. Transformador de 3 columnas	136
A.4.	Curva de saturación del autotransformador monofásico.	138

A.5.	Comparativa de ensayos de vacío simulados y reales. Autotransformador	140
A.6.	Comparativa de ensayos de cortocircuito simulados y reales. Autotransformador	140
B.1.	Estrategia 1. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	143
B.2.	Estrategia 2. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	143
B.3.	Estrategia 3. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	144
B.4.	Estrategia 4a. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	144
B.5.	Estrategia 4b. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	145
B.6.	Estrategia 5. Transformador trifásico de tres columnas. Punta.	145
B.7.	Estrategia 1. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	146
B.8.	Estrategia 2. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	146
B.9.	Estrategia 3. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	147
B.10.	Estrategia 4a. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	147
B.11.	Estrategia 4b. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	148
B.12.	Estrategia 5. Transformador trifásico de tres columnas. Valle.	148
B.13.	Estrategia 1. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	149
B.14.	Estrategia 2. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	149
B.15.	Estrategia 3. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	150
B.16.	Estrategia 4a. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	150
B.17.	Estrategia 4b. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	151
B.18.	Estrategia 5. Banco de autotransformadores monofásicos. Punta.	151
B.19.	Estrategia 1. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	152
B.20.	Estrategia 2. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	152
B.21.	Estrategia 3. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	153
B.22.	Estrategia 4a. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	153
B.23.	Estrategia 4b. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	154
B.24.	Estrategia 5. Banco de autotransformadores monofásicos. Valle.	154

Bibliografía

- [1] M. Abapour and M. T. Haq, *A non-control transformer inrush current limiter*, Industrial Technology, 2006. IEEE International Conference on, 2006, pp. 2390–2395.
- [2] G. Álvarez-Cordero, P. Taillefer, R. Cano-González, A. Bachiller-Soler, A. Ijdir, and J.A. Rosendo-Macías, *Proyecto de I+D+i: control de la maniobra de un interruptor para mitigar corrientes de energización de los transformadores*, XVI ERIAC. Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRE. Argentina, mayo 2015.
- [3] N. S. Beniwal, D. K. Dwivedi, and H. O. Gupta, *Life estimation of distribution transformers considering axial fatigue in loose winding conductors*, Engineering Failure Analysis **18** (2011), no. 1, 442–449.
- [4] L. F. Blume, G. Camilli, S. B. Farnham, and H. A. Peterson, *Transformer magnetizing inrush currents and influence on system operation*, Transactions of the American Institute of Electrical Engineers **63** (1944), 366–375.
- [5] J. P. Bowles, *Overvoltages in HV DC transmission systems caused by transformer magnetizing inrush currents*, Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on **PAS-93** (1974), no. 2, 487–495.
- [6] J. H. Brunke, *Elimination of transient inrush currents when energizing unloaded power transformers. Doctoral dissertation no. 12 791*, 1998.
- [7] J.H. Brunke and K.J. Frohlich, *Elimination of transformer inrush currents by controlled switching. I. Theoretical considerations*, Power Delivery, IEEE Transactions on **16** (2001), no. 2, 276–280.

- [8] ———, *Elimination of transformer inrush currents by controlled switching. II. Application and performance considerations*, Power Delivery, IEEE Transactions on **16** (2001), no. 2, 281–285.
- [9] R. Cano-González, A. Bachiller-Soler, J. A. Rosendo-Macías, and G. Álvarez-Cordero, *Inrush current mitigation in three-phase transformers with isolated neutral*, Electric Power Systems Research **121** (2015), no. 0, 14 – 19.
- [10] ———, *Optimal gang-operated switching for transformer inrush current reduction*, Electric Power Systems Research (Pendiente de aceptación).
- [11] R. Cano-González, Pierre Taillefer, G. Alvarez-Cordero, A. Bachiller-Soler, Aziz Ijdir, C. Gómez-Simón, and J.A. Rosendo-Macías, *R & D and innovation project: using a controlled switching device for a power transformer application in Red Eléctrica de España*, 2014 CIGRÉ Canada Conference, 529, Sept 2014.
- [12] Leuven EMTP Center, *Alternative transients program (ATP): Rule book*, EMTP, 1992.
- [13] N. Chiesa, B.A. Mork, and H.K. Høidalen, *Transformer model for inrush current calculations: Simulations, measurements and sensitivity analysis*, Power Delivery, IEEE Transactions on **25** (2010), no. 4, 2599–2608.
- [14] CIGRE, *Controlled switching of HVAC circuit breakers. Planning, specifications and testing of controlled switching systems*, CIGRE. Working Group A3.07 (2004).
- [15] ———, *Controlled switching of HVAC circuit breakers. Benefits and economic aspects.*, CIGRE. Working Group A3.07 (2004).
- [16] Yu Cui, S.G. Abdulsalam, Shiuming Chen, and Wilsun Xu, *A sequential phase energization technique for transformer inrush current reduction - part I: Simulation and experimental results*, Power Delivery, IEEE Transactions on **20** (2005), no. 2, 943–949.
- [17] A. Ebner, M. Bosch, and R. Cortesi, *Controlled switching of transformers - effects of closing time scatter and residual flux uncertainty*, Universities Power Engineering Conference, 2008. UPEC 2008. 43rd International, Sept 2008, pp. 1–5.

- [18] J.A. Fleming, *Experimental researches on alternate-current transformers*, Electrical Engineers, Journal of the Institution of **21** (1892), no. 101, 594–686.
- [19] R.S. Girgis and E.G. teNyenhuis, *Characteristics of inrush current of present designs of power transformers*, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, June 2007, pp. 1–6.
- [20] D. Goldsworthy, T. Roseburg, D. Tziouvaras, and J. Pope, *Controlled switching of HVAC circuit breakers: Application examples and benefits*, Protective Relay Engineers, 2008 61st Annual Conference for, April 2008, pp. 520–535.
- [21] M. T. Hagh and M. Abapour, *DC reactor type transformer inrush current limiter*, Electric Power Applications, IET **1** (2007), no. 5, 808–814.
- [22] H. K. Høidalen, N. Chiesa, A. Avendaño, and B. A. Mork, *Developments in the hybrid transformer model. Core modeling and optimization*, International Conference on Power Systems Transients, 2011.
- [23] H. K. Høidalen, B. A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, and N. Chiesa, *Implementation and verification of the hybrid transformer model in ATP-Draw*, Electric Power Systems Research **79** (2009), no. 3, 454 – 459, Special Issue: Papers from the 7th International Conference on Power Systems Transients (IPST).
- [24] M.A. Ibrahim, *Disturbance analysis for power systems*, Wiley, 2011.
- [25] IEC, *High voltage switchgear and controlgear. Part 302: High voltage alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation*, Tech. report, IEC-62271-302, 2007.
- [26] IEEE, *IEEE application guide for transient recovery voltage for AC high-voltage circuit breakers*, IEEE Std C37.011-2005 (Revision of IEEE Std C37.011-1994) (2006), 1–72.
- [27] H. Ito, *Current status and future trend of controlled switching system*, Tech. report, Mitsubishi Electric advance, March 2007.
- [28] S. Jalizadeh, M. Jabbari, A. Kimiyaghalam, and M. Mahdavi, *Inrush current identification in power transformers using weight functions*, IEEE International Conference on Intelligent Computing and Intelligent Systems. ICIS 2009 (2009), 795–797.

- [29] Duan Jiandong, Wu Chang, and Yu Jianming, *Study of the inrush current identification using the improved half-cycle fourier analysis*, Power and Energy Engineering Conference. APPEEC 2009. Asia-Pacific (2009), 1–4.
- [30] A. Ketabi and A.R. Hadidi Zavareh, *New method for inrush current mitigation using series voltage-source PWM converter for three phase transformer*, Power Electronics, Drive Systems and Technologies Conference (PEDSTC), Feb 2011, pp. 501–506.
- [31] T. Koshizuka, H. Kusuyama, M. Saito, H. Maehara, Y. Sato, and H. Toda, *Controlled switching for energizing 3-phase transformers in isolated neutral system*, Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific, Oct 2009, pp. 1–4.
- [32] B. Kovan, F. de Leon, D. Czarkowski, Z. Zabar, and L. Birenbaum, *Mitigation of inrush currents in network transformers by reducing the residual flux with an ultra-low-frequency power source*, Power Delivery, IEEE Transactions on **26** (2011), no. 3, 1563–1570.
- [33] A Mercier, Y Filion, E Portales, and A Salibi, *Transformer controlled switching taking into account the core residual flux. A real case study*, CIGRÉ Session, no. 13-201, 2002.
- [34] B.A. Mork, F. Gonzalez, D. Ishchenko, D.L. Stuehm, and J. Mitra, *Hybrid transformer model for transient simulation; Part I: Development and parameters*, Power Delivery, IEEE Transactions on **22** (2007), no. 1, 248–255.
- [35] ———, *Hybrid transformer model for transient simulation; Part II: Laboratory measurements and benchmarking*, Power Delivery, IEEE Transactions on **22** (2007), no. 1, 256–262.
- [36] M. Nagpal, T.G. Martinich, A. Moshref, K. Morison, and P. Kundur, *Assessing and limiting impact of transformer inrush current on power quality*, Power Delivery, IEEE Transactions on **21** (2006), no. 2, 890–896.
- [37] B.R. Naik, R.G. Asche, S. Billings, H. Kohyama, H. Ito, and H. Yamamoto, *Field verification of controlled switching GCB*, Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE, vol. 1, July 2002, pp. 547–552 vol.1.

- [38] R. J. Negreiros-Alencar, U. Holanda-Bezerra, and A. M. Damasceno-Ferreira, *A method to identify inrush currents in power transformers protection based on the differential current gradient*, *Electric Power Systems Research* **111** (2014), 78 – 84.
- [39] W. Neves, D. Fernandes, F. J. A. Baltar, A. J. P. Rosentino, E. Sarai-va, A. C. Delaiba, R. Guimaraes, M. Lynce, and J. C. De Oliveira, *A comparative investigation of electromechanical stresses on transformers caused by inrush and short-circuit currents*, *Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, 2011 11th International Conference on, 2011, pp. 1–6.
- [40] M. Novak, *Elimination of three-phase transformer inrush current through core forced magnetization and simultaneous closing*, *Applied Electronics (AE)*, 2010 International Conference on, Sept 2010, pp. 1–4.
- [41] J.C. Oliveira, C.E. Tavares, R. Apolonio, A.B. Vasconcellos, and H.S. Bronzeado, *Transformer controlled switching to eliminate inrush current - part I: Theory and laboratory validation*, *Transmission Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, Aug 2006, pp. 1–5.
- [42] P. N. Papadopoulos, C. G. Kaloudas, T. A. Papadopoulos, G. D. Metaxas, and G. K. Papagiannis, *Magnetizing inrush current effects on large transformer arrangements*, *Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower 2010)*, 7th Mediterranean Conference and Exhibition on, 2010, pp. 1–7.
- [43] L. Prikler, G. Bánfai, G. Bán, and P. Becker, *Reducing the magnetizing inrush current by means of controlled energization and de-energization of large power transformers*, *Electric Power Systems Research* **76** (2006), no. 8, 642 – 649, Selected Topics in Power System Transients.
- [44] L. Prikler and H. K. Høidalen, *ATPDraw users' manual. version 5.6*, 2009.
- [45] RTDS, *Real time digital simulator*, <https://www.rtds.com/>, 2015.
- [46] S. R. Samantaray and P. K. Dash, *Decision tree based discrimination between inrush currents and internal faults in power transformer*, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* **33** (2011), no. 4, 1043–1048.

- [47] H. C. Seo and C. H. Kim, *The analysis of power quality effects from the transformer inrush current: A case study of the Jeju power system, Korea*, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, 2008, pp. 1–6.
- [48] Hun-Chul Seo, Chul-Hwan Kim, Sang-Bong Rhee, Jae-Chul Kim, and Ok-Bae Hyun, *Superconducting fault current limiter application for reduction of the transformer inrush current: A decision scheme of the optimal insertion resistance*, Applied Superconductivity, IEEE Transactions on **20** (2010), no. 4, 2255–2264.
- [49] H. Shimizu, K. Mitsuura, Y. Yokomizu, and T. Matsumura, *Inrush-current-limiting with high t_c superconductor*, Applied Superconductivity, IEEE Transactions on **15** (2005), no. 2, 2071–2073.
- [50] R. Smeets, L. van der Sluis, M. Kapetanovic, D.F. Peelo, and A. Janssen, *Switching in electrical transmission and distribution systems*, Wiley, 2014.
- [51] M. Steurer and K. Frohlich, *The impact of inrush currents on the mechanical stress of high voltage power transformer coils*, Power Delivery, IEEE Transactions on **17** (2002), no. 1, 155–160.
- [52] D.I. Taylor, J.D. Law, B.K. Johnson, and N. Fischer, *Single-phase transformer inrush current reduction using prefluxing*, Power Delivery, IEEE Transactions on **27** (2012), no. 1, 245–252.
- [53] A. Ubolli and B. Gustavsen, *Multiport frequency-dependent network equivalencing based on simulated time-domain responses*, Power Delivery, IEEE Transactions on **27** (2012), no. 2, 648–657.
- [54] UNE, *Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna*, Tech. report, UNE-EN 62271-100, Julio 2011.
- [55] Duan Xiongying, Huangzhihui, Liao Minfu, and Zou Jiyan, *Controlled vacuum circuit breaker for transformer inrush current minimization*, Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, 2008. ISDEIV 2008. 23rd International Symposium on, vol. 1, Sept 2008, pp. 133–136.
- [56] Wilsun Xu, S.G. Abdulsalam, Yu Cui, and Xian Liu, *A sequential phase energization technique for transformer inrush current reduction - part II: theoretical analysis and design guide*, Power Delivery, IEEE Transactions on **20** (2005), no. 2, 950–957.

-
- [57] H. Yamada, E. Hiraki, and T. Tanaka, *A novel method of suppressing the inrush current of transformers using a series-connected voltage-source pwm converter*, Power Electronics and Drives Systems, 2005. PEDS 2005. International Conference on, vol. 1, 2005, pp. 280–285.
- [58] O. A. S. Youssef, *Applications of fuzzy-logic-wavelet-based techniques for transformers inrush currents identification and power systems faults classification*, Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, 2004, pp. 553–559 vol.1.