PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE SOBRETENSIONES DE ENERGIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN LAMBARÉ DE LA ANDE DEL DEPARTAMENTO CENTRAL.

AGUSTIN JUNIOR VERA GODOY

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay

Año 2021

PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE SOBRETENSIONES DE ENERGIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN LAMBARÉ DE LA ANDE DEL DEPARTAMENTO CENTRAL

Elaborado por

AGUSTIN JUNIOR VERA GODOY

Tutor
Ing. Nelson Gustavo Aguirre Alcaraz

Trabajo presentado a la Facultad de Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, como requisito para la obtención del título de Ingeniero en Electricidad

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CAAGUAZU
FACULTAD DE CIENCIAS Y TECNOLOGIAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD
Coronel Oviedo - Paraguay
Año 2021

PÁGINA DE APROBACIÓN

Trabajo de fin de grado para la obtención del Título de Ingeniero Electricista, aprobado en representación de la Facultad Ciencias y Tecnología de la Universidad Nacional de Caaguazú, por el Tribunal Examinador constituido por los siguientes profesores.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Prof. Ing.

Dedicado a:

A mis padres Cyntia y Agustín les dedico todo el esfuerzo puesto en este proyecto por el apoyo incondicional.

Agradecimientos:

A mi tutor Ing. Nelson Aguirre, por su apoyo, consejos y ayuda desinteresada durante la realización de este trabajo y por todo lo aprendido.

Al profesor Ing. César Ferreira, por su dedicación y paciencia durante la elaboración del proyecto final de grado.

PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA LA REDUCCIÓN DE SOBRETENSIONES DE ENERGIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA ESTACIÓN LAMBARÉ DE LA ANDE DEL DEPARTAMENTO CENTRAL

AGUSTIN JUNIOR VERA GODOY

RESUMEN

El presente proyecto de fin de grado consiste en el análisis de alternativas para la reducción de sobretensiones de energización de los transformadores de potencia de la Estación Lambaré, con el objetivo de mejorar las condiciones operativas y prevenir fallas transitorias de dichos equipos, lo cual permitirá lograr el aumento de la confiabilidad del servicio.

Para lograr el objetivo trazado se efectuaron simulaciones en régimen transitorio con el software ATP con el propósito de simular sobretensiones y sobrecorrientes que ocurren durante la energización de los dos transformadores de potencia de 220/66/23 kV. Se estudiaron dos alternativas de reducción de sobretensiones, la primera mediante el uso de resistencia de pre-inserción, y la segunda, empleando interruptores con mando sincronizado. Técnicamente, la alternativa que ha arrojado mejores resultados es la utilización de interruptores con mando sincronizado.

Finalmente, se realizó un presupuesto de las dos alternativas, resultando más económica la alternativa con interruptores con mando sincronizado, con lo cual podemos decir que esta alternativa es la de mejor factibilidad.

Palabras claves: Control de voltaje, Simulación en sistema de potencia, Transformadores de potencia, Sobretensiones transitorias

PROPOSAL OF ALTERNATIVES FOR THE REDUCTION OF ENERGIZATION OVERVOLTAGES IN THE POWER TRANSFORMERS OF THE LAMBARÉ STATION OF THE ANDE FROM CENTRAL DEPARTMENT

AGUSTIN JUNIOR VERA GODOY

ABSTRACT

This final degree project consists of the analysis of alternatives for the reduction of energizing surges of the power transformers of Lambaré´s Station, to improve the operating conditions and prevent transient failures of said equipment, which will allow achieving increased service reliability.

To achieve the outlined objective, simulations were carried out in transitory regime with the ATP software to simulate overvoltages and overcurrents that occur during the energization of the two 220/66/23 kV power transformers. Two alternatives for overvoltage reduction were studied, the first with pre-insertion resistance, and the second, using switches with synchronized control. Technically, the alternative that has yielded the best results is the use of switches with synchronized control.

Finally, a budget of the two alternatives was made, the alternative with switches with synchronized control being cheaper, with which we can say that this alternative is the one with the best feasibility.

Key Words: Power transformers, Power system simulation, Transient overvoltages, Voltage control

CONTENIDO

PÁGINA DE APROBACIÓN i
Dedicado a: ii
Agradecimientos: iii
CONTENIDO vi
LISTA DE FIGURAS x
LISTA DE TABLAS xii
LISTA DE ABREVIATURAS xiii
I. INTRODUCCIÓN 1
II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA 3
CAPÍTULO 1 3
1.1. ANTECEDENTES HISTORICO 3
1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS 4
1.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIA 4
1.3.1. Introducción 4
1.3.2. Transformador ideal 5
1.3.3. Transformador real 6
1.3.4. Circuito equivalente del transformador 7
1.3.5. Ensayos en el transformador 8
1.4. Maniobra de transformadores 12
1.4.1. Corriente de magnetización y de energización 12
1.4.1.1. Sobretensiones por energización de transformadores 17
1.4.1.2. Sobrecorrientes por energización de transformadores 18
1.4.2. Sobretensiones temporarias por resonancia paralela 19
CAPÍTULO 2 23
2.1. Modelos digitales para simulación de transitorios 23
2.1.1. El software ATP-EMPT 24
2.1.2. Modelos de Transformadores 25
2.1.2.1. Modelo de transformador BCTRAN 26
2.1.2.2. Modelo de transformador TRELEG 28
2.1.2.3. Modelo de transformador TROPMAG 29
2.1.2.4. Modelo de transformador Híbrido XFRM 29

2.1.2.5. Comparación entre modelos de transformadores 30
2.1.3. Elementos no lineales 31
2.1.4. Modelo de fuentes 32
2.1.5. Modelo de interruptor 33
2.1.6. Lenguaje MODELS 34
2.1.6.1. Sentencias de control en MODELS 35
2.1.6.1.1. Sentencia IF 35
2.1.6.1.2. Sentencia WHILE 36
2.1.6.1.3. Sentencia FOR 36
CAPÍTULO 3 38
3.1. Técnicas para la reducción de la corriente de energización. 38
3.1.1. Relés de maniobra controlada. 38
3.1.1.1. Características de los interruptores en los sistemas de maniobra controlada 39
3.1.2. Pre-Inserción de Resistencias 41
4. RESUMEN EJECUTIVO 43
CAPÍTULO 4 43
4.1. Descripción del trabajo 43
4.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas 43
4.2. Justificación 45
4.3. Finalidad del proyecto 45
4.4. Metas 45
4.5. Objetivos 46
4.5.1. Objetivos generales 46
4.5.2. Objetivos específicos 46
4.6. Beneficiarios 46
4.7. Producto 46
4.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas 48
4.10. Recursos necesarios 48
4.10.1. Recursos humanos 48
4.10.2. Recursos materiales 48
4.11. Factibilidad técnica 49
4.12. Factibilidad económica 49

4.12.1. Costos del sistema de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción 50
4.12.2. Costos del sistema de control de sobretensiones con mando sincronizado 50
4.12.3. Comparativa de costos entre las alternativas de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción y con mando sincronizado 51
5. INGENIERÍA DE DISEÑO 52
CAPÍTULO 5 52
5.1. Relevamiento y recolección de datos 52
5.2. Modelado de transformador 52
5.3. Estudios y simulaciones 55
5.3.1. Energización del transformador TR-01 56
5.3.1.1. Estudio sistemático de energización del transformador TR-01 56
5.3.1.2. Estudio determinístico de energización sin control de cierre del transformador TR-01 57
5.3.1.3. Estudio determinístico de energización con resistencia de pre-inserción del transformador TR-01 59
Caso 1: Energización N° 72 con resistencia de pre-inserción 60
Caso 2: Energización N° 79 con resistencia de pre-inserción 61
5.3.1.4. Estudio determinístico de energización con interruptor con mando sincronizado del transformador TR-01 62
Caso 1: Energización N° 72 con interruptor con mando sincronizado 62
Caso 2: Energización N° 79 con interruptor con mando sincronizado 63
5.3.2. Energización del transformador TR-02 64
5.3.2.1. Estudio sistemático de energización del transformador TR-02 65
5.3.2.2. Estudio determinístico de energización sin control de cierre del transformador TR-02 65
5.3.2.3. Estudio determinístico de energización con resistencia de pre-inserción del transformador TR-02 67
Caso 1: Energización N° 72 con resistencia de pre-inserción 67
Caso 2: Energización N° 99 con resistencia de pre-inserción 68
5.3.2.4. Estudio determinístico de energización con interruptor con mando sincronizado del transformador TR-01 69
Caso 1: Energización N° 72 con interruptor con mando sincronizado 69
Caso 2: Energización N° 99 con interruptor con mando sincronizado 70
5.4. Resultados globales de energizaciones de los transformadores 72

5.5. Resumen y comparación técnica de alternativas de propuesta. 73
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN 75
7. CONCLUSIONES 76
8. RECOMENDACIONES 77
9. APÉNDICE 78
Apéndice A: Ingeniería de diseño 78
Apéndice A.1: Cálculos para el modelado de transformadores utilizando BCTRAN 78
Apéndice A.2: Cálculos de curva de saturación e histéresis 90
Apéndice A.3: Estudio sistemático de energización del transformador TR-01 y TR-02 96
Apéndice A.4: Modelado del mando sincronizado 101
10. ANEXO 102
Anexo A: Diagramas unifilares de la ES-LAM. 102
11. BIBLIOGRAFÍA 104

LISTA DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

Figura 1. Transformador monofásico básico de dos devanados [1].....5
Figura 2.Circuito equivalente de un transformador monofásico práctico de dos devanados [1]. 6
Figura 3.Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al primario. Donde m es la relación de transformación 7
Figura 4. Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al secundario.....7
Figura 5.Circuito equivalente aproximado de un transformador reducido al primario. 8
Figura 6.Esquema eléctrico del ensayo de vacío [2].....9
Figura 7.Circuito equivalente en vacío y diagrama fasorial correspondiente [2] 10
Figura 8. Circuito eléctrico del ensayo de cortocircuito [2].....11
Figura 9.Circuito equivalente de cortocircuito y esquema fasorial de tensiones [2]. 12
Figura 10.Ciclo de histéresis y curva típica de magnetización de un transformador13
Figura 11. Forma de onda de corriente inrush de un transformador [5] 15

CAPÍTULO 2

Figura 12. Sobretensión transitoria causada por la energización de un transformador [5].....17
Figura 13. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante de la onda de tensión que corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [5].....18
Figura 14. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando el flujo se encuentra en su valor máximo. [5] 19
Figura 15. (a) Sistema equivalente durante una recomposición sistémica; (b) Impedancia armónica; (c) Corrientes de Inrush de energización; (d) Sobreexcitación de un transformador. 20
Figura 16.Símbolo de Modelo BCTRAN 26
Figura 17.Primera ventana de configuración de parámetros del Modelo BCTRAN .27
Figura 18. Segunda ventana de configuración de parámetros del Modelo BCTRAN 28
Figura 19.Circuito eléctrico equivalente al modelo XFRM para un transformador trifásico de 2 devanados y núcleo con tres columnas [12].....29
Figura 20. Representación del inductor pseudo no lineal 32
Figura 21. Simbología de una Fuente Senoidal en ATPDraw.....32
Figura 22. Ventana de configuración de una Fuente Tipo Senoidal en ATPDraw....33
Figura 23. Simbología de un interruptor controlado por tiempo 34
Figura 24. Ventana de configuración de un interruptor en ATPDraw.....34

CAPÍTULO 3

Figura 25. Relé de mando sincronizado para control de cierre de interruptores de potencia. 39
Figura 26. Vista en corte de un interruptor con resistencias de pre-inserción y la secuencia de cierre durante una maniobra de energización. 41

CAPÍTULO 4

Figura 27. Vista satelital de la Estación Lambaré.....47

CAPÍTULO 5

Figura 28. Ventana del modelo BCTRAN para la fase R donde se cargan los datos de ensayo del transformador. 53
Figura 29. Métodos para la simulación de corriente inrush en transformadores. [18] 53
Figura 30. Valores de tensión y corriente de magnetización para la fase R introducidos en la rutina SATURA.....54
Figura 31. Corriente de energización del transformador TR-01 para el caso 1, sin control de cierre.....58
Figura 32. Tensiones en barra de la ES-LAM para el caso 1, sin control de cierre..58
Figura 33.Tensiones en barra de la ES-LAM para el caso 2, sin control de cierre...59
Figura 34.Corriente de energización del transformador TR-01 para el caso 2, sin control de cierre.....59
Figura 35.Sobretensiones para el caso 1 con y sin resistencias de pre-inserción. ..61
Figura 36. Sobretensiones para el caso 2 con y sin resistencias de pre-inserción. .62
Figura 37. Comparación de tensiones de la fase S, sin control y con control de sobretensiones. 63
Figura 38.Comparación de tensiones de la fase S, sin control y con control de sobretensiones. 64
Figura 39.Tensiones en borne del transformador TR-02 para el caso 1, sin control de cierre.....66
Figura 40.Corriente de energización del transformador TR-02 para el caso 1, sin control de cierre.....66
Figura 41. Sobretensiones para el caso 1 con y sin resistencias de pre-inserción. .68
Figura 42. Sobretensiones para el caso 2 con y sin resistencias de pre-inserción. .69
Figura 43.Comparación de tensiones de la fase R, sin control y con control de sobretensiones. 70
Figura 44. Valores de la prueba de cortocircuito fase R. 81
Figura 45. Valores de la prueba de cortocircuito fase S.....82

Figura 46. Valores de la prueba de cortocircuito fase T 83
Figura 47.Valores de la prueba de cortocircuito fase R.....87
Figura 48.Valores de la prueba de cortocircuito fase S.....87
Figura 49.Valores de la prueba de cortocircuito fase T.....88
Figura 50.Rutina Satura para las fases R, S y T del TR-01 y TR-02 92
Figura 51.Rutina HYSDAT para la fase R del TR-01.....94

LISTA DE TABLAS

CAPÍTULO 4

Tabla 1. Costos del sistema de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción 50
Tabla 2. Costos del sistema de control de sobretensiones con mando sincronizado. 51
Tabla 3. Comparativa de costos entre las dos alternativas de control de sobretensiones. 51

CAPÍTULO 5

Tabla 4. Valores nominales de los transformadores de potencia de 100 MVA. 52
Tabla 5. Valores picos de sobretensiones para el TR-01 sin control de cierre. 57
Tabla 6.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 1. 60
Tabla 7.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 2. 61
Tabla 8. Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 1. 63
Tabla 9. Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 2. 64
Tabla 10.Valores picos de sobretensiones para el TR-02 sin control de cierre. 65
Tabla 11.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 1. 67
Tabla 12. Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 2. 68
Tabla 13.Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 1. 70
Tabla 14. Comparativa de sobretensiones de todos los casos analizados de los dos transformadores. 72
Tabla 15. Comparativa de alternativas, Resistencia de pre-inserción vs. Interruptor con mando sincronizado. 73

Tabla 16.Valores de la simulación sistemática de energización del TR-01. 96
Tabla 17.Valores de la simulación sistemática de energización del TR-02. 98

LISTA DE ABREVIATURAS

Lista de símbolos

kV	Kilovoltios
A	Amperios o Amper
MVA	Megavoltamper
Ω	Ohmnio

Abreviaturas

ES-LAM	Estación Lambaré
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SS1	Sub Sistema 1
SS2	Sub Sistema 2
ANDE	Administración Nacional de Electricidad
TR-01	Transformador de Potencia 1
TR-02	Transformador de Potencia 2
ATP	Alternative transients program
BIL	Nivel básico de aislamiento

I. INTRODUCCIÓN

La confiabilidad del suministro de energía en una estación eléctrica es un requisito fundamental para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico. Al ser el transformador la máquina más empleada en transmisión y distribución de energía eléctrica de corriente alterna, lo hace pieza fundamental de la red eléctrica.

Durante la energización de los transformadores de potencia es habitual que aparezcan fenómenos transitorios debidos a la saturación y al flujo residual en el núcleo magnético lo que produce unas corrientes inrush ricas en componentes armónicos y sobretensiones temporarias con valores pico que pueden superar el BIL de los equipos.

La Estación Eléctrica Lambaré de la ANDE está ubicada en el Departamento Central en el área urbana del distrito de Lambaré. La misma posee dos bancos de transformadores de potencia de gran porte de 300MVA cada uno con tensiones nominales de 220/66/23 kV.

El SIN es operado en dos subsistemas separados, el SS1 alimentado por la Central Hidroeléctrica de Itaipú en paralelo con Acaray, y el SS2 alimentado a partir de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá. El día 22/01/18 se decidió transferir la ES-LAM por conveniencia operativa sobre el SS2. Las maniobras de reconfiguración siguieron su curso hasta que se llegó a la reenergización (ya sobre SS2) del transformador de gran porte en Lambaré (el TR-01), el cual antes de que empezara a tomar carga, se produjo la repentina explosión y avería de los descargadores de tensión del lado 23 kV del TR-01, con el consiguiente disparo instantáneo del interruptor del TR-01 lado 220 kV, señalizando actuación del equipo de protección 87 (relé diferencial) de dicho transformador se determinó que el fenómeno suscitado en Lambaré habría sido producto de una resonancia paralela a causa de la interacción entre la impedancia del SS2 y las corrientes de inrush generadas en la energización de los transformadores de potencia, ricas en componentes armónicas.

Debido al fenómeno acaecido, este proyecto de fin de grado tiene como objetivo proponer alternativas para la reducción de sobretensiones que se

presentan al momento de la energización de los transformadores de potencia de dicha estación simulando mediante el software ATPDraw los transitorios de tensión sin control de cierre y los transitorios con control de cierre utilizando como primera alternativa las resistencia de pre-inserción y como segunda alternativa la maniobra controlada con interruptor de mando sincronizado.

El proyecto final de grado se desarrolla en diferentes capítulos; comenzando por los antecedentes históricos, definición de términos básicos y los conceptos generales sobre transformadores de potencia en el Capítulo 1, en el Capítulo 2 se describe los modelos digitales para la simulación de transitorios, los modelos digitales de transformadores y otros elementos como fuentes e interruptores. Continuando con el desarrollo y la selección de la bibliografía en el Capítulo 3 se presentan los métodos adoptados para la mitigación de sobretensiones de energización. En el Capítulo 4 abarca el resumen ejecutivo del proyecto final de grado y por último en el Capítulo 5 se desarrolla la ingeniería de diseño.

II. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

CAPÍTULO 1

CONCEPTOS GENERALES

1.1. ANTECEDENTES HISTORICO

- Manuel L. Sosa R. en el año 2007 realizó un estudio de sobretensiones en subestaciones con utilización del Alternative Transients Program (ATP). En el trabajo se presentó las consideraciones básicas hechas en el estudio de sobretensiones en el patio de 500 kV de la Subestación de la Margen Derecha (SE MD) de ITAIPU Binacional. La conclusión del estudio fue el hallazgo de valores de sobretensiones superiores inclusive al nivel de aislamiento de los equipos. Acotándose que la probabilidad de ocurrencia de estos valores de sobretensiones es baja debido a que varios eventos deben suceder simultáneamente.
- En el año 2018 Víctor E. Rolón y Josemaría Pérez, en la Universidad Nacional de Asunción realizaron un estudio sobre “Control de cierre en interruptores con mando sincronizado para disminución de sobretensiones de energización en transformadores de potencia trifásicos” donde se analizaron las sobretensiones debidas a la aparición de la corriente inrush durante la energización de transformadores de 41,67 MVA del SS1 del SIN paraguayo. Con el fin de disminuir estas sobretensiones en el transformador y en las subestaciones, se analizaron la instalación de interruptores con mando sincronizado para energizar los transformadores de potencia.

1.2. DEFINICION DE TERMINOS BASICOS

- **Descargadores:** dispositivos instalados en los transformadores de potencia para protegerlos de sobretensiones transitorias. Los descargadores de sobretensión están conectados a tierra, ofreciendo así una ruta de baja impedancia a tierra para energía procedente de una posible sobretensión transitoria.
- **Carga:** este término se utiliza para referirse a los usuarios o clientes de un sistema eléctrico de potencia.
- **Armónicos:** corriente o voltaje en un múltiplo de la frecuencia fundamental del sistema. Los armónicos se pueden describir mejor como la forma o las características de una forma de onda de voltaje o corriente en relación con su frecuencia fundamental.
- **Resonancia:** fenómeno que se produce cuando coincide la frecuencia natural de oscilación de un sistema eléctrico, con una fuente externa a la misma frecuencia.
- **Alimentación:** suministrar energía eléctrica a un grupo de cargas de un sistema de potencia.

1.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.3.1. Introducción

El desarrollo en 1885 por parte de William Stanley de un transformador comercialmente práctico fue lo que hizo que los sistemas de potencias de corriente alterna fueran más atractivos que los de corriente continua. El sistema de corriente alterna con un transformador resolvió los problemas de tensión que se tenían en los sistemas de corriente continua, a medida que aumentaban los niveles de las cargas y las distancias de transmisión. Los transformadores de potencia de hoy en día tienen una eficiencia casi de 100%, con capacidades nominales arriba de los 1000 MVA [1].

1.3.2. Transformador ideal

En la Figura 1 se muestra un transformador monofásico básico de dos devanados, en donde éstos están enrollados alrededor de un núcleo magnético. En la figura se muestran las tensiones fasoriales E_1 y E_2 aplicadas a los devanados y las corrientes fasoriales I_1 que entran al devanado 1, el cual tiene N_1 vueltas, e I_2 que sale del devanado 2, el cual tiene N_2 vueltas. También se muestran un flujo fasorial Φ_c, establecido en el núcleo y un fasor de intensidad del campo magnético, H_c. El núcleo tiene un área de la sección transversal denotada por A_c, una longitud media del circuito magnético, l_c, y una permeabilidad magnética μ_c, la cual se supone constante [1].

Para un transformador ideal, se supone lo siguiente:

- Los devanados tienen resistencia cero; por tanto, las pérdidas en el devanado son cero.
- La permeabilidad del núcleo, μ_c es infinita, lo cual corresponde a una reluctancia cero del núcleo.
- No hay flujo de dispersión; es decir, el flujo completo Φ_c está confinado al núcleo y enlaza los dos devanados.
- No hay pérdidas en el núcleo.

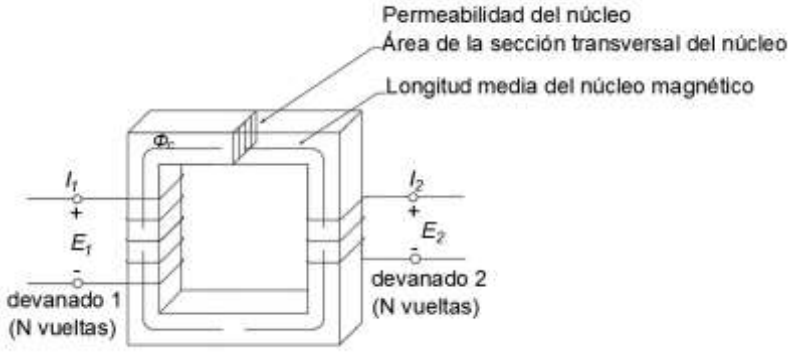


Figura 1. Transformador monofásico básico de dos devanados [1].

1.3.3. Transformador real

El circuito equivalente del transformador monofásico real de dos devanados se muestra en la Figura 2. La diferencia con el transformador ideal es la siguiente:

- Los devanados tienen resistencia.
- La permeabilidad del núcleo, μ_c, es finita.
- El flujo magnético no está confinado por completo al núcleo.
- Hay pérdida de potencia activa y pérdida de potencia reactiva en el núcleo de hierro.

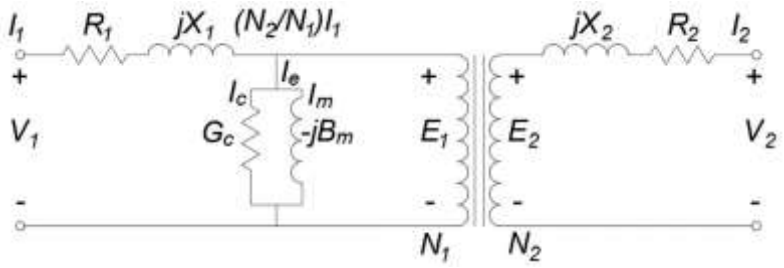


Figura 2.Circuito equivalente de un transformador monofásico práctico de dos devanados [1].

Se incluye la resistencia R_1 en serie con el devanado 1 de la figura para considerar las pérdidas I^2R en este devanado. También se incluye una reactancia X_1 llamada reactancia de dispersión del devanado 1, en serie con este último para tomar en cuenta el flujo de dispersión del mismo. Este flujo de dispersión es la componente del flujo que enlaza el devanado 1, pero que no enlaza al devanado 2; esto causa una caída de tensión I_1 (jX_1), la cual es proporcional a I_1 y va adelante de I_1 por 90°. También existe una pérdida de potencia reactiva, $I^2_1X_1$, asociada con esta reactancia de dispersión. De igual manera, existe una resistencia R_2 y una reactancia de dispersión, X_2, en serie con el devanado 2.

La I_m, llamada corriente magnetizadora va atrás de E_1 por 90° y se puede representar por un inductor en derivación con susceptancia B_m. Así también existe una rama adicional en derivación, representada por un resistor con

conductancia G_c, la cual lleva una corriente I_c, llamada corriente de pérdida en el núcleo. I_c está en fase con E_1 [1].

1.3.4. Circuito equivalente del transformador

La Figura 3 responde al comportamiento de un transformador real, por lo que se denomina circuito equivalente exacto. En la práctica, dado que el valor de I_0 es menor que las corrientes I_1 e I_2, usualmente usamos un circuito equivalente aproximado, que transmite la corriente de vacío a través del ramal en paralelo al primario, dando como resultado el esquema de la Figura 5.a. Con este circuito no se introducen errores apreciables en el cálculo y sin embargo se simplifica enormemente el estudio de la máquina. El esquema puede simplificarse aún más observando la conexión en serie constituida por las ramas primaria y secundaria (reducida) [2].

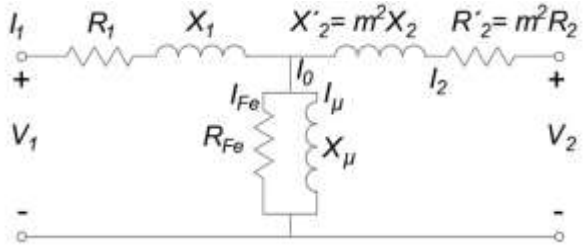


Figura 3.Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al primario. Donde m es la relación de transformación

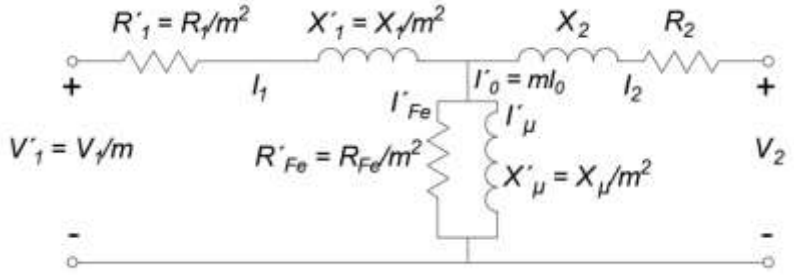


Figura 4. Circuito equivalente exacto de un transformador real reducido al secundario.

Si se denomina:

$R_{cc} = R_1 + R_2'$: Resistencia de cortocircuito

$X_{cc} = X_1 + X_2'$: Reactancia de cortocircuito

el circuito de la Figura 5.a se convierte en el de la Figura 5.b. Con la ayuda de este último circuito equivalente simplificado, se pueden resolver una serie de problemas prácticos que afectan el uso de transformadores, especialmente para el cálculo de caída de tensión y rendimiento. Aunque solo sea necesario determinar la caída de tensión del transformador en el problema real, se puede omitir el ramal paralelo, porque básicamente no afecta su cálculo, el circuito obtenido de esta forma será una impedancia en serie: $R_{cc}+jX_{cc}$. Como quiera, además, que en los grandes transformadores se cumple que X_{cc} es varias veces R_{cc}, se puede utilizar solamente la reactancia serie X_{cc} para representar el circuito equivalente del transformador. Este esquema final es el que se utiliza cuando se realizan estudios de grandes redes en sistemas eléctricos de potencia: análisis de estabilidad, cortocircuitos, etc.

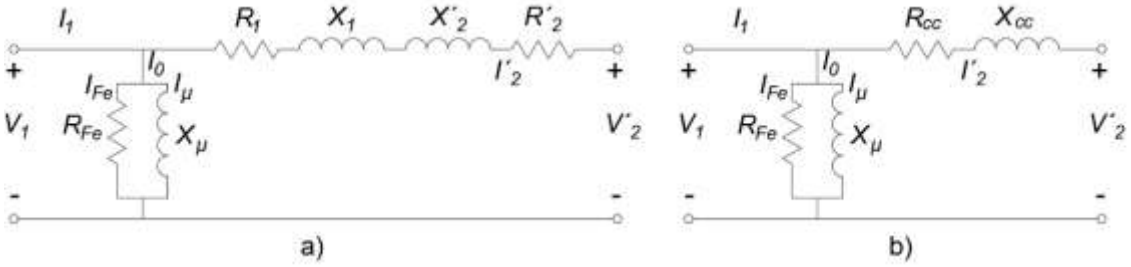


Figura 5.Circuito equivalente aproximado de un transformador reducido al primario.

1.3.5. Ensayos en el transformador

Los ensayos de un transformador representan las diversas pruebas que deben prepararse para verificar el funcionamiento de la máquina. En la práctica, es difícil realizar pruebas reales directamente por dos razones principales: la gran cantidad de energía que debe disiparse durante dichas pruebas y el hecho de que no es posible tener una carga suficientemente alta (especialmente cuando el transformador de potencia está importante) para el ensayo en situaciones reales [2].

Ahora, el funcionamiento de un transformador, en cualquier condición de funcionamiento, se puede predecir con suficiente exactitud si se conocen los parámetros del circuito equivalente. Los fabricantes y usuarios de

transformadores necesitan esta información. Sin embargo, no es fácil ni fiable derivar estos parámetros a partir de los datos del diseño o del proyecto. Afortunadamente, los elementos que intervienen en el circuito equivalente aproximado se pueden obtener con unos ensayos muy simples que tienen además la ventaja de requerir muy poco consumo de energía (la suficiente para suministrar únicamente las pérdidas de la maquina), de ahí que sean pruebas sin carga real. En la práctica, los dos ensayos básicos que se utilizan para determinar los parámetros del circuito equivalente del transformador son: a) Ensayo de vacío y b) Ensayo de cortocircuito.

1.3.6. Ensayo de vacío

La prueba implica aplicar un voltaje nominal al primario del transformador, y el secundario está en un estado de circuito abierto. Al mismo tiempo, la potencia absorbida P_0, la corriente en vacío I_0 y la tensión secundaria deben medirse de acuerdo con el diagrama de cableado de la Figura 6.

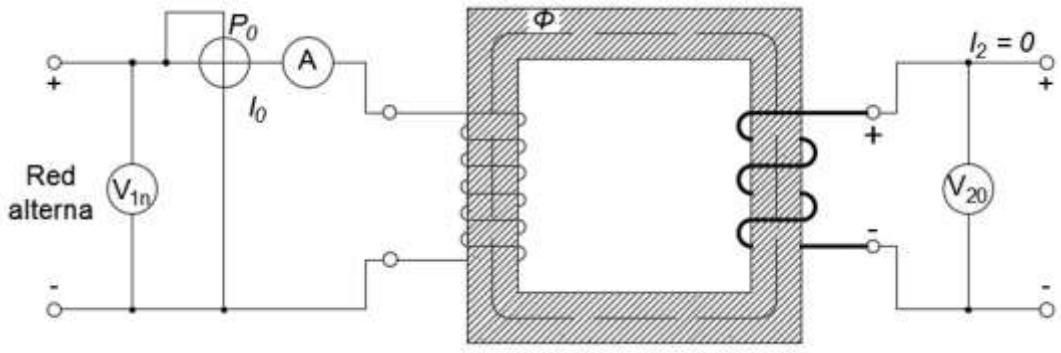


Figura 6.Esquema eléctrico del ensayo de vacío [2]

Como quiera que las pérdidas $R_1I^2_0$ en vacío son despreciables (debido al pequeño valor de I_0), la potencia absorbida en vacío coincide prácticamente con las pérdidas en el hierro, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la Figura 7.a, que se deduce del esquema general de la Figura 7.b, al ser $I_2 = 0$. De las medidas efectuadas puede obtenerse el factor de potencia en vacío.

Por otra parte, debido al pequeño valor de la caída de tensión primaria, se puede considerar que la magnitud V_{1n} coincide prácticamente con E_1 resultando el diagrama vectorial de vacío de la Figura 7.b, en el que se ha tomado la tensión primaria como referencia de fases. De dicha figura, y con los cálculos correspondientes, se puede obtener los valores de los parámetros R_{FE} y X_μ.

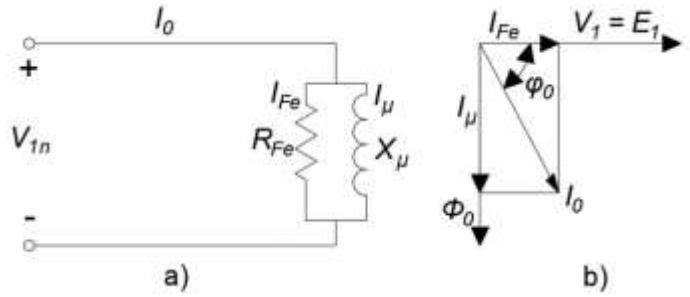


Figura 7.Circuito equivalente en vacío y diagrama fasorial correspondiente [2]

El ensayo de vacío permite determinar las pérdidas en el hierro del transformador y también los parámetros de la rama paralela del circuito equivalente del mismo. Del ensayo de vacío puede obtenerse también la relación de transformación, merced a que la tensión V_{1n} aplicada coincide prácticamente con E_1, además la f.e.m. E_2 es igual a la tensión medida en el secundario en vacío.

Se aclara que el ensayo de vacío se indica por didáctica que se realiza alimentando el devanado primario, ya que se pretende obtener el circuito equivalente reducido al primario. En la práctica, el ensayo se lleva a cabo suministrando tensión al devanado de bajo voltaje, porque su voltaje de trabajo generalmente está dentro de la escala del equipo de medición utilizado. Además, existe menos peligro para el operador al trabajar con baja tensión.

1.3.7. Ensayo de cortocircuito

En este ensayo se cortocircuita el devanado secundario y se aplica al primario una tensión que se va elevando gradualmente desde cero hasta que circula la

corriente asignada de plena carga por los devanados. El esquema y tipos de aparatos necesarios para la realización de este ensayo se indican en la Figura 8.

La tensión aplicada necesaria en esta prueba representa un pequeño porcentaje respecto a la asignada (3-10 % de V_{1n}), por lo que el flujo en el núcleo es pequeño, siendo en consecuencia despreciables las pérdidas en el hierro. La potencia absorbida en cortocircuito coincide con las pérdidas en el cobre, lo que está de acuerdo con el circuito equivalente aproximado de la Figura 9.a, que se deduce del esquema general de la Figura 5.b, al despreciar la rama en paralelo, como consecuencia del pequeño valor de la corriente I_0 frente a I_{1n}.

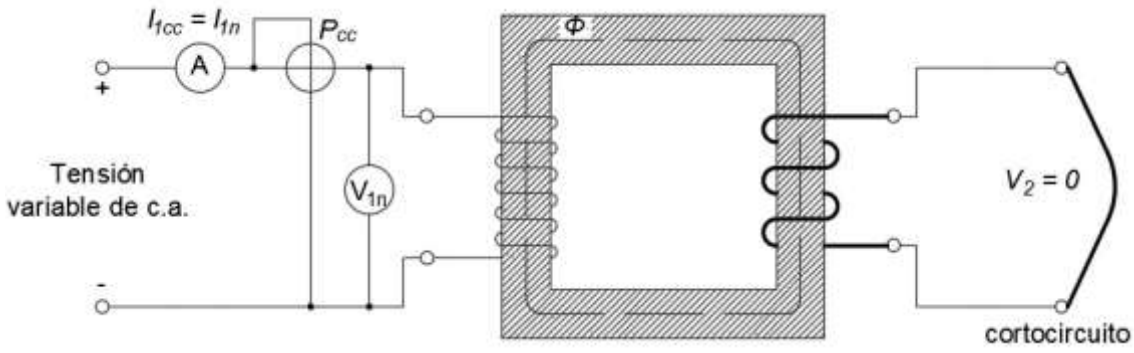


Figura 8. Circuito eléctrico del ensayo de cortocircuito [2].

De las medidas efectuadas se puede obtener el factor de potencia de cortocircuito. Si en el circuito de la Figura 9.Circuito equivalente de cortocircuito y esquema fasorial de tensiones.a se toma la corriente como referencia, se obtiene el diagrama vectorial de la Figura 9.b, del cual se deduce V_{Rcc} y V_{Xcc} en consecuencia el valor de R_{cc} y X_{cc}.

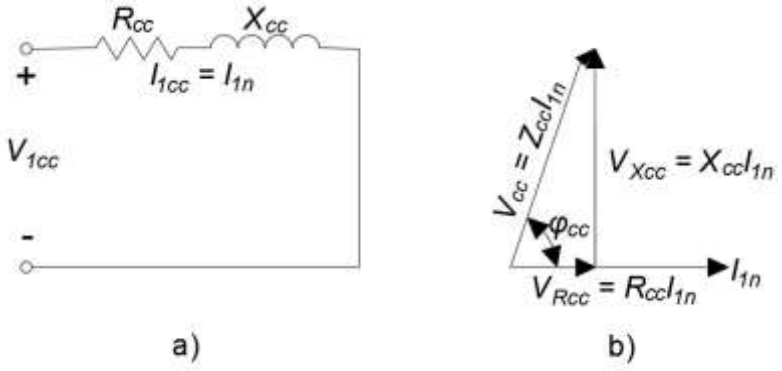


Figura 9.Circuito equivalente de cortocircuito y esquema fasorial de tensiones [2].

En otras palabras, la prueba de cortocircuito permite determinar los parámetros de la rama serie del circuito equivalente del transformador, por lo que se denotan con los símbolos R_{cc} y X_{cc}. Cabe señalar que la prueba de cortocircuito determina la impedancia del transformador, pero no proporciona información sobre cómo se distribuyen estos valores totales entre el primario y el secundario. Es decir, se obtiene:

$$R_{cc} = R_1 + R_2' \quad ; \quad X_{cc} = X_1 + X_2'$$

Para poder determinar los valores individuales de las resistencias R_1 es preciso aplicar corriente continua a cada uno de los devanados y obtener las resistencias R_1 y R_2 (no R'_2) aplicando la ley de Ohm y utilizando un factor corrector para tener en cuenta el efecto pelicular que se produce con corriente alterna (la resistencia óhmica en función de la frecuencia, debido a la distribución no uniforme de la corriente por la sección transversal del conductor). No existen procedimientos para separar en X_1 de X'_2. En la práctica de la ingeniería eléctrica, cuando se desea conocer la distribución de R_{cc} y X_{cc} entre ambos devanados es frecuente recurrir a la solución aproximada siguiente:

$$R_1 = R_2' = Rcc/2 \quad ; \quad X_1 = X_2' = Xcc/2$$

1.4. Maniobra de transformadores

1.4.1. Corriente de magnetización y de energización

La corriente inrush de energización de transformadores es una fuente potencial de problemas. Esta corriente de magnetización transitoria, debido a la saturación y al flujo residual en el núcleo magnético no lineal, puede exceder en varias veces a la corriente nominal de un transformador y producir la actuación no deseada de protecciones [3].

Con excitación normal la corriente de magnetización de un transformador está entre 0,1 y 5 % de su corriente nominal [4]. Debido al efecto de saturación del núcleo magnético, la corriente no es perfectamente senoidal, especialmente cuando aparecen sobretensiones temporarias, durante la energización de un transformador. El núcleo del mismo trabaja en un ciclo de histéresis, es decir, una relación flujo magnético-corriente, como la mostrada (en color verde) en la Figura 10.

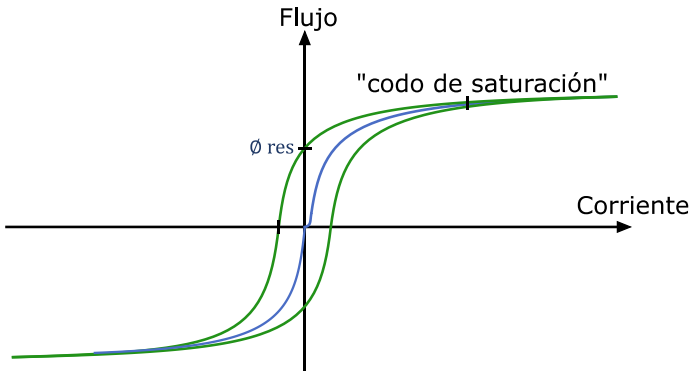


Figura 10.Ciclo de histéresis y curva típica de magnetización de un transformador

También se muestra (en color azul) la curva de magnetización correspondiente, que corresponde al lugar geométrico de los vértices de los ciclos de histéresis para distintas amplitudes. El flujo $Ø_{mag}$ y la corriente I_{mag} representan los valores pico en condiciones nominales. En la curva de magnetización se destacan dos regiones: un tramo lineal hasta el "codo de saturación", donde el material magnético del núcleo trabaja normalmente, seguido por otro a partir de dicho codo donde el núcleo trabaja en forma saturada. La pendiente $Ø_{mag}/I_{mag}$ es aproximadamente la inductancia de magnetización L_{mag}, que se puede estimar a partir del ensayo de vacío del transformador. La pendiente final del tramo correspondiente a la región de saturación es denominada inductancia de

"núcleo de aire" L_{aire}, denominada así por ser la inductancia de magnetización que existiría si el núcleo magnético se constituyera de aire [3].

Cuando el transformador es desenergizado, queda un flujo residual en el núcleo ($\emptyset_{res}$). Suponiendo ahora una energización del transformador, se tendrá que el impulso más severo se dará en el instante en el que la onda de tensión pase por cero y en donde la polaridad del voltaje es tal que el flujo aumente en la dirección del flujo residual. Para estas condiciones, el voltaje aplicado es:

$$e = \sqrt{2}Esen\ \omega t = \frac{d\lambda}{dt} = \mathrm{N}\frac{d\emptyset}{dt} + \emptyset(t)$$

Y con la finalidad de encontrar el valor del flujo magnético considerando la condición inicial de la misma previa a la energización en t = 0, se obtendrá integrando la ecuación (1) que:

$$\emptyset = \frac{\sqrt{2}E}{N}\int_0^t sen\ \omega t\ dt + \emptyset(0) \qquad (1)$$

Donde $\emptyset\ (0)\ =\ \emptyset\ \mathrm{res}$, el flujo residual. Por lo tanto:

$$\emptyset = \frac{\sqrt{2}E}{N}(1 - cos\omega t) + \emptyset\ \mathrm{res}$$

$$\emptyset = -\emptyset\ \mathrm{max}\ cos\omega t + \emptyset\ \mathrm{max} + \emptyset\ \mathrm{res}$$

Si las componentes ($\emptyset_{max}$ + $\emptyset_{res}$) de los flujos se consideran que permanecen constantes, entonces en ωt = π, el flujo instantáneo crecerá hasta un valor máximo determinado por la ecuación (2):

$$\emptyset = 2\emptyset m + \emptyset res \qquad (2)$$

En dicho instante la saturación magnética hará circular una gran corriente denominada corriente de magnetización transitoria o “Inrush”. La forma de onda típica de dicha corriente de magnetización transitoria se muestra a continuación en la Figura 11. El tiempo que puede permanecer dicha corriente por encima del valor de corriente nominal del transformador está en el orden de segundos

a minutos y depende en gran parte de los parámetros de inductancia (L) y resistencia (R) del sistema eléctrico de potencia, particularmente se tiene que “L” varía como resultado de la saturación magnética del transformador [5].

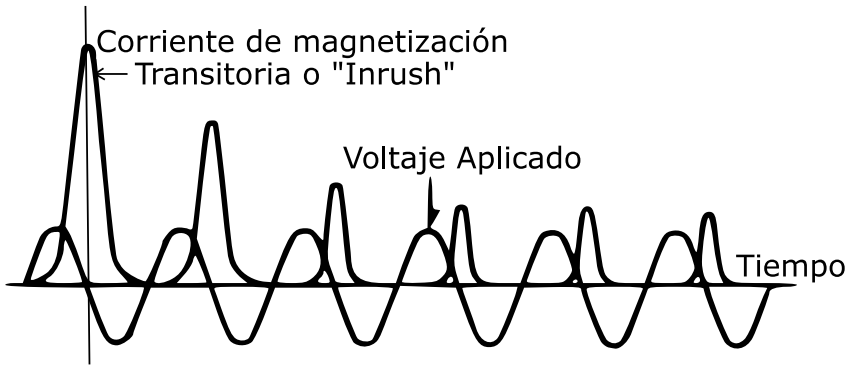


Figura 11. Forma de onda de corriente inrush de un transformador [5]

Durante los primeros segundos, la saturación es alta y “L” es baja. Luego debido a las pérdidas en el núcleo, la saturación decae y “L” se incrementa (tal como se muestra en la Figura 10. En este caso “R” permanece prácticamente constante y representa el amortiguamiento de la amplitud de la corriente inrush. Así se tiene que los transformadores que se encuentran cerca de un generador tendrán una corriente inrush con una larga duración debido al valor de resistencia bajo, por la corta distancia entre la fuente y el transformador. De la misma manera los transformadores de gran capacidad tienden a tener corrientes inrush de larga duración debido a su alto valor de inductancia en relación al de resistencia del resto del sistema.

El valor de cresta de la corriente de inrush puede estar comprendido entre 8 y 30 veces la corriente nominal del transformador [5]. Este valor de cresta depende, esencialmente, de un parámetro aleatorio que es el instante de la onda de tensión en el cual se produjo la energización del transformador, así también como de la magnitud y polaridad del flujo residual, la posición del "codo", el valor de la inductancia de "núcleo de aire" de la curva de saturación y los parámetros del sistema de potencia del cual forma parte el transformador [3].

La corriente de inrush es por tanto un fenómeno transitorio que se produce en el momento de la energización de un transformador de potencia, al aumentar la tensión repentinamente luego de haberse realizado el despeje de una falla y el sistema eléctrico se restablece o cuando se energizan dos transformadores en paralelo.

Es importante señalar también que las formas de onda de la corriente inrush son distintas en cada fase del transformador, debido a que en sistemas trifásicos las ondas de tensión correspondientes a cada fase están separadas 120° eléctricos entre sí, lo que produce que en el momento de cierre de los tres polos del interruptor; las tres ondas presenten valores diferentes de tensión.
La aparición de la corriente inrush puede ocurrir en las tres fases y si es el caso, en el neutro puesto a tierra del transformador de potencia. Su magnitud y duración dependen de diseño y de factores externos, como los siguientes:

- Impedancia de la fuente de alimentación.
- Localización del devanado energizado (externo o interno) en relación al núcleo laminado.
- Utilización de resistores de pre-inserción.
- Restablecimiento súbito de voltaje.
- Conexión de los bobinados.
- Punto de la onda de tensión alterna fase-neutro donde se cierran los contactos del interruptor que energiza al transformador.
- Características magnéticas del núcleo.
- Flujo de remanencia.
- Energización en paralelo de transformadores.
- Capacidad del transformador.

Por tanto, se puede señalar que la corriente de energización inrush fluye solo de la fuente hacia el transformador (sin fluir fuera de él), razón por la cual aparece como una corriente diferencial. Sin embargo, esto no es una condición de falla, por lo que se debe configurar la protección para evitar su actuación y la

misma debe permanecer estable durante la etapa de duración del fenómeno transitorio. Este es un requerimiento muy importante en el diseño del sistema de protección para transformadores.

1.4.1.1. Sobretensiones por energización de transformadores

Las sobretensiones transitorias causadas por la energización de un transformador de potencia surgen debido a las características no lineales del núcleo del mismo, de la configuración del sistema eléctrico, de la cantidad de bancos de condensadores empleados para la compensación reactiva en el sistema eléctrico y de los instantes de cierre de los polos de los interruptores aledaños al transformador [3].

Además de las sobretensiones, los desequilibrios en la tensión y en la corriente causados por la energización del transformador pueden disparar los dispositivos de protección, como los que son usados en los esquemas de protección diferencial y en la puesta a tierra de los transformadores de potencia [3].

En general las sobretensiones transitorias causadas por la energización del transformador son del tipo mostrado en la Figura 12, donde la sobretensión tiene bajo amortiguamiento y ricas en componentes armónicas.

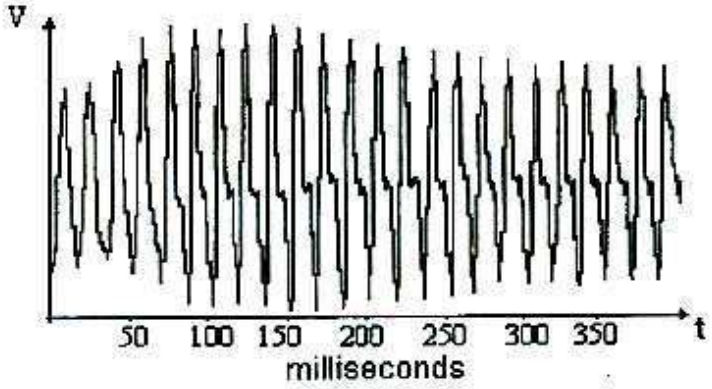


Figura 12. Sobretensión transitoria causada por la energización de un transformador [5].

1.4.1.2. Sobrecorrientes por energización de transformadores

Cuando un transformador se desconecta del sistema, la corriente de magnetización se va a cero. El flujo, como consecuencia de la curva de histéresis, cae a un valor residual ($\emptyset_r$). Si el transformador fuera re-energizado en el instante en el que el flujo corresponde a dicho valor de flujo residual ($\emptyset_r$) existente dentro del núcleo, habría una continuación uniforme de la operación previa con ningún transitorio magnético tal como se observa en la forma de onda de la corriente de magnetización (I_e) de la Figura 13.

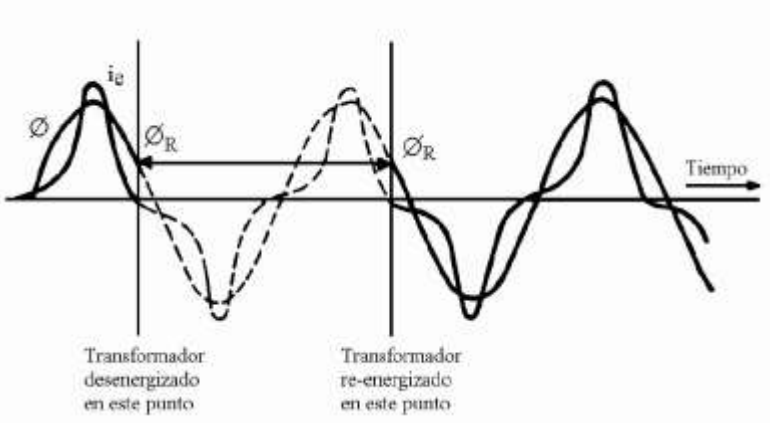


Figura 13. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante de la onda de tensión que corresponde al flujo residual dentro del núcleo. [5]

En la Figura 14 se expone otro caso en donde el transformador es re-energizado en el instante en que el flujo está en su valor máximo negativo ($-\emptyset_{max}$).En este punto, el flujo residual tiene un valor positivo. Ya que el flujo magnético no puede cambiar instantáneamente la onda de flujo en lugar de iniciar en su valor actual ($-\emptyset_{max}$) y variar sinusoidalmente a lo largo de la línea punteada, iniciará con el valor del flujo residual ($\emptyset_r$) siguiendo la curva ($\emptyset_t$).

Si se considera una característica de saturación lineal en el transformador en el transformador la curva ($\emptyset_t$) es una senoidal desplazada, donde el valor de ($-\emptyset$) será ($\pm|\emptyset_{max}| +2|\emptyset_{max}|$). Este exceso de flujo magnético producirá una saturación en el núcleo del transformador, provocando un valor muy grande de la corriente de magnetización (I_s) [3].

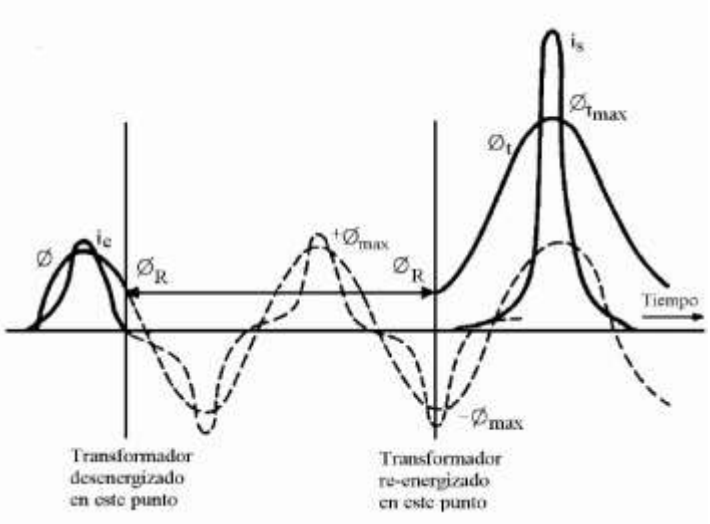


Figura 14. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando el flujo se encuentra en su valor máximo. [5]

1.4.2. Sobretensiones temporarias por resonancia paralela

Durante la fase inicial de recomposición de un sistema de potencia, éste tiende a ser débil por lo general, ya que el mismo se compone muchas veces de unas pocas líneas de transmisión -comúnmente largas-, acopladas a un parque generador escaso o remoto, lo cual da como resultado una baja capacidad de cortocircuito, lo que determina a su vez que la impedancia serie equivalente del sistema sea alta, y ésta al asociarse con las capacitancias de la línea de transmisión provoca en determinados casos que los primeros picos resonantes de la impedancia armónica del sistema se sitúen en zonas de relativa baja frecuencia (< 1 kHz). En caso de que estos elevados picos de impedancia armónica sean excitados por corrientes de elevado contenido armónico el sistema de potencia corre el riesgo de experimentar sobretensiones temporarias (o TOV por sus siglas en inglés) por resonancia paralela [6] [7].

En la Figura 15.a se muestra el diagrama simplificado de un sistema de potencia en fase inicial de recomposición, en el que se observa la impedancia serie equivalente (generalmente de elevado valor durante la restauración) así como la capacitancia de la línea, asociados a un transformador a ser energizado en vacío. La Figura 15.b muestra el barrido en frecuencia de la

impedancia armónica del sistema, en el que se observan picos elevados en torno a las primeras componentes armónicas. Algunas de las fuentes típicas de inyección de corriente armónica son justamente las producidas por las corrientes de inrush y/o de sobreexcitación [8] generadas por la saturación de transformadores de potencia, producto de la energización y/o a causa de las elevadas tensiones aplicadas a los transformadores, como se indican en las Figura 15.c y Figura 15.d.

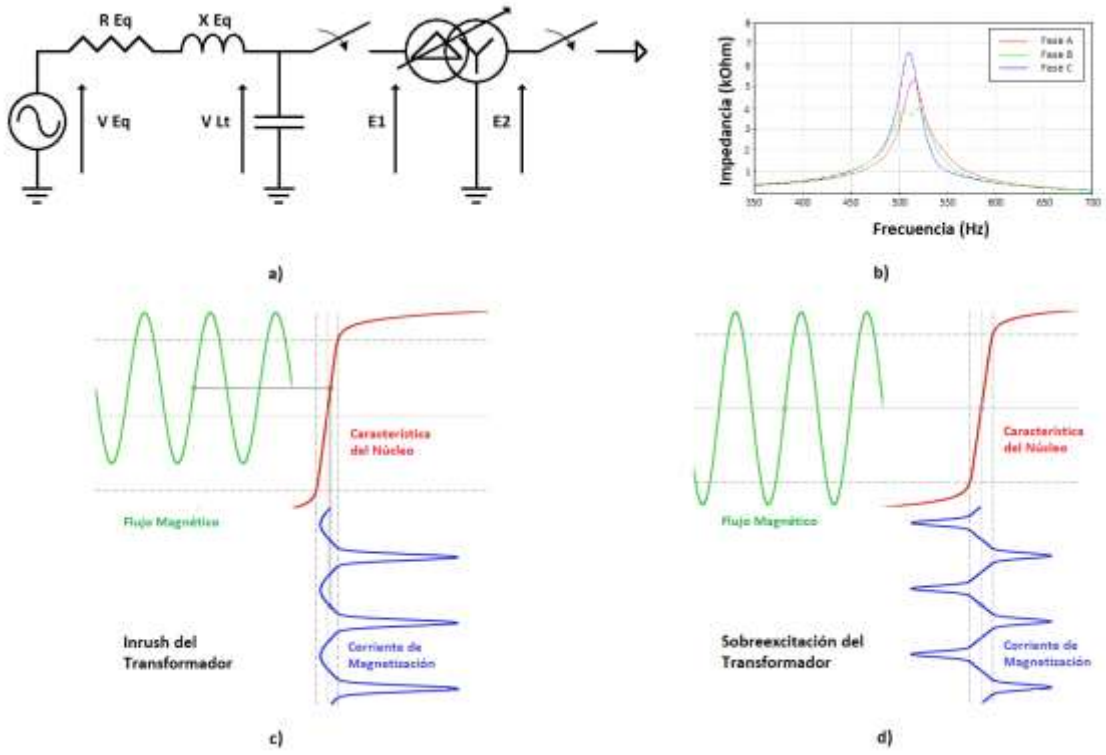


Figura 15. (a) Sistema equivalente durante una recomposición sistémica; (b) Impedancia armónica; (c) Corrientes de Inrush de energización; (d) Sobreexcitación de un transformador.

Las sobretensiones temporarias de tipo resonante son tensiones oscilatorias no amortiguadas o débilmente amortiguadas que se originan a raíz de operaciones de maniobras y no-linealidades en equipos, y son el resultado de la interacción entre impedancias resonantes en múltiplos de la fundamental, las cuales son excitadas por fuentes de corrientes armónicas, como ser transformadores saturados, lo cual puede acarrear la aparición de sobretensiones de larga duración y provocar la avería de descargadores de

tensión y fallas en el sistema, con prolongados tiempos de reposición [7]. Durante la fase de recomposición, el aumento de tensión en el sistema producto de las corrientes de carga capacitiva de las líneas puede ser suficiente para sobreexcitar transformadores y generar corrientes armónicas significativas. Si la combinación de la impedancia equivalente del sistema y la capacitancia de las líneas son adversas, puede establecerse una resonancia armónica. Las componentes armónicas en las corrientes de magnetización durante la saturación excitarán tales resonancias, lo cual puede resultar en sobretensiones peligrosas. Por más de que los transformadores no sean continuamente sobreexcitados, los armónicos generados por las corrientes de magnetización en el inrush de energización pueden ser suficientes para excitar las resonancias. Los principales factores que son característicos de las redes durante la restauración y que contribuyen a las sobretensiones armónicas son [7]:

- La frecuencia natural de la equivalente serie formado por la inductancia de la fuente más la línea y la capacitancia de ésta puede, bajo condiciones normales de operación, ser un múltiplo de bajo orden de la frecuencia fundamental;
- La corriente de magnetización del inrush de energización de un transformador posee un alto contenido armónico;
- En las etapas iniciales de recomposición, las líneas se hallan escasamente cargadas y por lo tanto los transitorios son débilmente amortiguados.

En el caso de la resonancia paralela, las componentes armónicas de la corriente que coinciden con las frecuencias resonantes del sistema son amplificadas, creando por tanto sobretensiones en los terminales del transformador. Esto acarrea niveles más altos de saturación y, por consiguiente, niveles más elevados en las corrientes armónicas presentes en el inrush, lo cual resulta de nuevo en un aumento de las tensiones, retroalimentando el fenómeno. Estas sobretensiones sostenidas pueden darse

principalmente en sistemas débilmente amortiguados, algo muy común en los procedimientos de restauración previos a la toma de carga.

CAPÍTULO 2

2.1. Modelos digitales para simulación de transitorios

Los simuladores digitales han alcanzado progresos notables, debido a la evolución presentada en la velocidad de procesamiento, cantidad de núcleos y en la capacidad de memoria de las computadoras actuales. Se puede afirmar que en la actualidad no hay grandes limitaciones para modelar cualquier componente de un sistema eléctrico en programas digitales. Esta es sin duda la herramienta actual de análisis de transitorios electromagnéticos. Los simuladores digitales actuales son capaces de representar parámetros distribuidos y concentrados de modo preciso, inclusive con dependencia de sus valores con la frecuencia. En general los resultados obtenidos presentan una precisión suficiente para los estudios de sobretensiones necesarios en la especificación de equipos en sistemas de potencia.

Existen varios programas digitales para el cálculo de transitorios, uno de los mayormente utilizados es el EMTP (ElectroMagnetic Transients Program).

Un aspecto importante es la selección del intervalo de integración, bastante I influenciada por el fenómeno que se está investigando. Las simulaciones que implican que las altas frecuencias requieren pasos de integración muy pequeños, mientras fenómenos de bajas frecuencias pueden ser calculados con pasos de integración mayores.

En general, se puede aplicar la siguiente regla: el intervalo de tiempo seleccionado es suficientemente pequeño si, al dividirlo por dos, los resultados permanecieren prácticamente inalterados.

Por ejemplo, en los estudios de transitorios de maniobra, la banda del intervalo de integración está entre 25 y 100 μs y en los estudios de descargas atmosféricas entre 0.01 y 0.1 μs. El tiempo máximo de simulación también depende mucho del fenómeno en análisis y en algunas situaciones de los propios resultados obtenidos durante la realización del estudio. Estudios de descargas atmosféricas no necesitan más de 20 μs de simulación, mientras

que estudios de energización de líneas de transmisión pueden ser analizados con 50 ms de simulación.

2.1.1. El software ATP-EMPT

ATP-EMPT es un software que se utiliza para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas de potencia multifase. Inicialmente se desarrolló junto con otros programas como una alternativa digital al analizador de redes transitorias (TNA-Transient Network Analyzer). Posteriormente, en 15 años, se ha ampliado considerablemente y ahora ha dado lugar a un software de amplia divulgación y uso en todo el mundo. [9] [10].

El ATP-EMPT fue desarrollado en los años 60s por el Dr. Hermann W. Dommel, quien cedió el software a la Boneville Power Administration (BPA). Posteriormente, este software ha sido expandido y distribuido bajo la dirección del BPA. Unos modelos han sido desarrollados dentro de la misma, mientras que otros han sido desarrollados por otras universidades y empresas [9] [10].

Los objetivos de la investigación que implican el uso de ATP-EMPT se dividen en dos grandes categorías. Una es el diseño, la cual incluye el dimensionamiento de los equipos, la coordinación del aislamiento, diseño de los sistemas de control, especificación de los equipos de protección, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como análisis de los transitorios y fallas en los sistemas que normalmente suceden en la operación del sistema [9] [10]. Una lista parcial de los casos típicos de estudio se indica a continuación:

- TRANSITORIOS DE MANIOBRA: Estudios determinísticos y probabilísticos. Maniobra de transformadores, reactores, y capacitores (paralelo o serie).

- IMPULSOS ATMOSFÉRICOS: Impulsos inducidos. Contorneos inversos. Ingreso de impulsos atmosféricos a subestaciones.
- SISTEMAS EN CORRIENTE CONTÍNUA DE ALTA TENSIÓN (HVDC): Transitorios eléctricos. Sistema de control. Armónicos.
- COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO: Subestaciones blindadas en SF6 (GIS). Líneas aéreas. Subestaciones. Selección y ubicación de descargadores.
- AFECTACIONES TORSIONALES DE EJES (por analogía electromecánica): Resonancia sub sincrónica. Rechazo de carga.
- COMPENSADORES ESTÁTICOS: Sistema de control. Armónicos. Sobretensiones.
- ANÁLISIS ARMÓNICO.
- ARRANQUE DE MOTORES.
- SISTEMAS DE CONTROL EN GENERAL.
- ANÁLISIS DE SISTEMAS DESBALANCEADOS.

La forma de programar en el ATP es mediante línea de comandos, actualmente existe un software gratuito que tiene una interfaz gráfica llamada ATPDraw que usa como motor de cálculo el ATP y para la representación de gráficos se utiliza el programa PlotXY.

2.1.2. Modelos de Transformadores

ATPDraw es un programa que dispone de varios modelos de transformadores, cada uno de los cuales tiene diferentes características. Los más relevantes son los siguientes modelos [11]:

- BCTRAN
- TRELEG
- TROPMAG
- XFRM

Los cuatro modelos descritos en esta sección detallan el comportamiento de un transformador de potencia a frecuencia industrial [11].

2.1.2.1. Modelo de transformador BCTRAN

El modelo de transformador BCTRAN apareció a partir de un modelo denominado Saturable, este presentaba muchas limitaciones en el momento de modelar transformadores trifásicos. El modelo de transformador Saturable incorporaba en sus datos de entrada una tabla en la cual se suministraba los valores eficaces de tensión y corriente del ensayo de vacío y el software ATP utilizaba dichos datos para crear una curva característica mediante la rutina SATURA y así se representaba el núcleo conectando una rama de magnetización al primario del transformador. Este modelo considera que sus elementos están desacoplados y es muy utilizado para representar transformadores monofásicos, pero no existe una aceptación similar para los transformadores trifásicos. Por tanto, el modelo, el modelo Saturable fue evolucionando hasta llegar al modelo BCTRAN [11] [10].

El modelo BCTRAN es una representación lineal simplificada de los transformadores trifásicos y monofásicos de 3 o 2 arrollamientos en forma de matrices de impedancias o admitancias en derivación teniendo en cuenta los acoplamientos mutuos entre devanados. Para el cálculo de parámetros BCTRAN se considera que, para un transformador trifásico con núcleo de tres columnas, la corriente de excitación del ensayo de secuencia cero es relativamente grande y no se puede ignorar. De esta manera, la admitancia en derivación de la rama de magnetización, se calcula a partir de los datos del ensayo de excitación [10] [11].

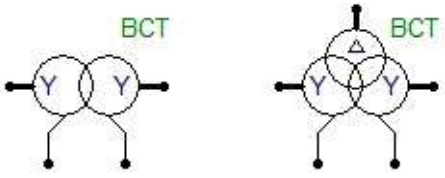


Figura 16.Símbolo de Modelo BCTRAN

El modelo BCTRAN no permite la introducción de capacidades entre arrollamientos y entre éstos y el núcleo magnético.

En la Figura 17 se muestra la primera ventana de configuración del Modelo BCTRAN. Se observa que se puede elegir el número de fases (trifásico o monofásico), número de arrollamientos (3 o 2), tipo de núcleo (banco de transformadores, acorazado…). También nos da la opción de elegir el tipo de conexión, y las tensiones asignadas a los arrollamientos de Alta Tensión (HV) y los de Baja Tensión (LV).

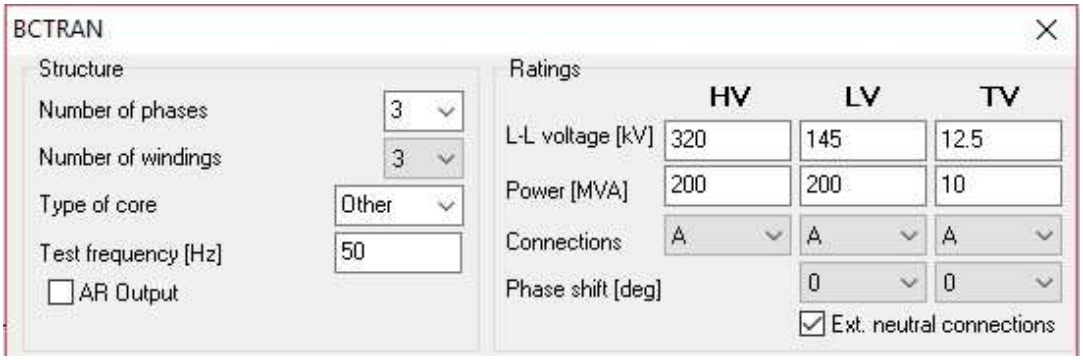


Figura 17.Primera ventana de configuración de parámetros del Modelo BCTRAN

En la segunda ventana de configuración del Modelo BCTRAN se muestra en la Figura 18. Aquí se introducen los datos correspondientes a los protocolos de ensayos del transformador. Existen dos tipos de valores; uno para los ensayos de secuencia directa y otro para los ensayos de secuencia homopolar. Para finalizar el modelo, se requieren los datos del ensayo de cortocircuito realizado al transformador.

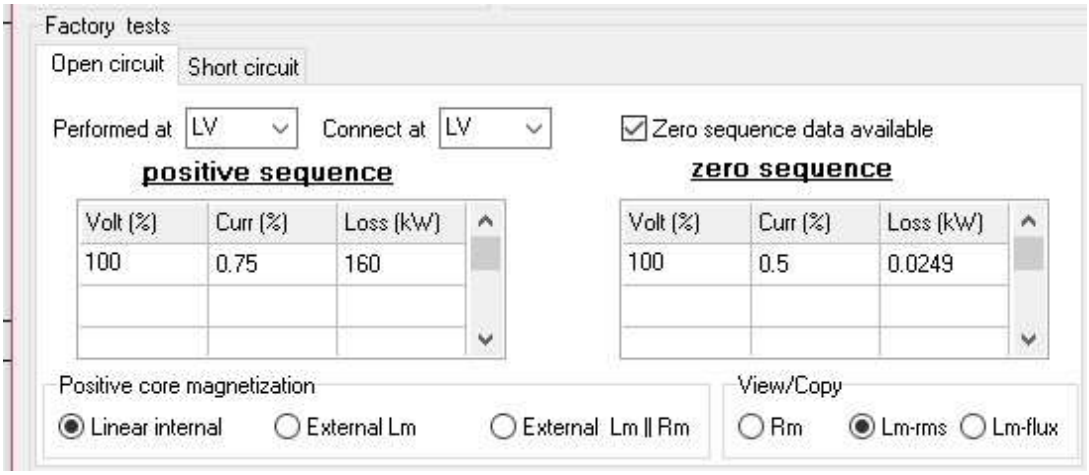


Figura 18. Segunda ventana de configuración de parámetros del Modelo BCTRAN

2.1.2.2. Modelo de transformador TRELEG

El modelo TRELEG representa un transformador con núcleo de tres columnas. Los efectos de un núcleo de tres columnas en el modelado de un transformador se traducen en los diferentes valores determinados a partir de las impedancias de cortocircuito en secuencia homopolar y directa [10] [11].

El circuito equivalente de secuencia homopolar del transformador depende del grupo de conexionado del transformador, la puesta a tierra o no del neutro (aislado en conexiones estrella o rígidamente puesto a tierra) y del tipo de núcleo magnético (acorazado, tres columnas, cinco columnas o bancos monofásicos de transformadores) [10] [11].

Si no se cuentan con los datos de ensayo, se puede suponer que la impedancia de magnetización de secuencia directa (en p.u.) del devanado aumenta a medida que aumenta el diámetro, en cambio que la impedancia de magnetización de secuencia cero disminuye. También se puede señalar que las variaciones de un devanado con respecto al otro serán aproximadamente iguales a la reactancia de cortocircuito de secuencia directa entre los mismos [10] [11].

2.1.2.3. Modelo de transformador TROPMAG

El modelo TROGMAG lleva en cuenta cualquier topología de un circuito magnético formado por un núcleo y sus devanados, con esto crea una representación basada en un circuito eléctrico equivalente. Para celdas con cinco o tres columnas, cada columna se modela por separado y se agrega a la matriz de admitancias para reproducir el acoplamiento magnético correcto entre los devanados. Se necesita de un devanado ficticio o un tercer devanado adicional para poder establecer dicha interfaz, debido a que las columnas del núcleo están aisladas eléctricamente de los devanados. Este modelo requiere las siguientes informaciones: datos de excitación, datos de devanado (identificados y calculados por el usuario y datos de ensayo de cortocircuito) [10] [11].

2.1.2.4. Modelo de transformador Híbrido XFRM

En la Figura 19 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 [12].

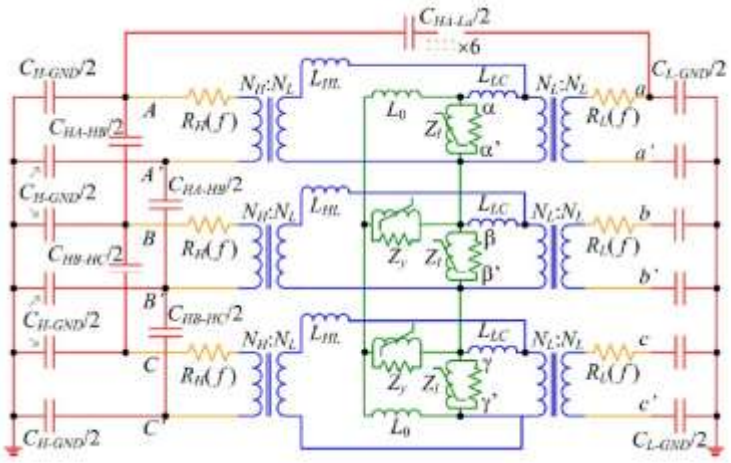


Figura 19.Circuito eléctrico equivalente al modelo XFRM para un transformador trifásico de 2 devanados y núcleo con tres columnas [12]

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 [12]:

• 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.

2.1.2.5. Comparación entre modelos de transformadores

El modelo BCTRAN permite una impedancia de magnetización infinita, en cambio que el modelo TRELEG supone que la impedancia de magnetización es finita (para grandes valores de la impedancia magnetizante TRELEG pueden producir un modelo mal diseñado) [10] [11].

También el modelo TRELEG degenera a una matriz de impedancia acoplada en corriente directa (que puede ser o no estable) mientras que el modelo BCTRAN se convierte en una matriz de resistencia no acoplada en corriente continua que representa resistencias de los bobinados [10] [11].

El modelo más completo y cercano al modelo real del transformador en ATP es el modelo híbrido (XFMR), el principio de este diseño es derivar un modelo topológicamente correcto con el núcleo conectado a un devanado artificial sobre la superficie del núcleo, su principal desventaja ante los otros modelos

mencionados es que se necesitan datos constructivos y parámetros de diseño del transformador, esta información no suele estar disponibles en el protocolo de ensayo estándar de fábrica.

En general, el modelo BCTRAN tiene una mejor representación que TRELEG. Ambos son conceptualmente diferentes desde un punto de vista numérico, TROPMAG es una extensión del modelo BCTRAN que permite la reproducción de los ensayos de secuencia homopolar específicos que BCTRAN no puede reproducir. En cambio, el modelo TROPMAG requiere datos de ensayos que pueden no estar disponibles en el protocolo de ensayo estándar de fábrica [10] [11].

2.1.3. Elementos no lineales

La inductancia no lineal real, tipo 93, tiene un límite en la cantidad de elementos que puede contener un circuito. Cuando se incluye la inductancia no lineal real, se lleva a cabo un cálculo de convergencia iterativo en cada paso de tiempo. Por lo tanto, se permite un elemento en un circuito. Si se necesitan más de dos elementos, estos elementos deben estar en circuitos separados o estar separados por una línea de parámetros distribuidos. La línea de parámetros distribuidos separa la red internamente como se explica en la siguiente sección; es una ventaja marcada del algoritmo de cálculo ATP.

Los elementos pseudo no lineales están preparados para que pueden usarse sin restricciones. No se aplica un cálculo de convergencia iterativo para el elemento pseudo no lineal, pero se aplica un método simple. Es decir, después de que se calcula un paso de tiempo, se adopta un nuevo valor en la curva característica no lineal para el siguiente paso de tiempo. Luego, si se usa el elemento pseudo no lineal, se debe seleccionar un pequeño paso de tiempo, suprimiendo un cambio mayor de voltaje o corriente en el circuito durante un paso de tiempo. El reactor pseudo no lineal, Tipo 98, es el mismo que el elemento incluido en el modelo de transformador saturable. Un flujo residual en un núcleo de hierro se simula mediante el uso del inductor pseudo no lineal con histéresis, Tipo 96.

El modelo del transformador saturable no simula el efecto del ciclo de histéresis en el núcleo magnético, por lo que es necesario desarrollar en el ATP un elemento que representara este fenómeno.

El elemento encargado de simular este efecto se denomina inductancia pseudo no lineal con histéresis, que contiene pares de valores de corriente y enlaces de flujo que se obtienen de la curva de histéresis del material ferromagnético.

El modelo de la inductancia pseudo no lineal con histéresis se representa internamente en el ATP por medio de una resistencia en paralelo con una fuente de corriente histórica, como se ve en la Figura 20.

El valor de la resistencia varía únicamente cuando la operación cambia de un segmento de la curva de histéresis a otro, mientras que el valor de la fuente de corriente se modifica en cada paso de integración Δt.

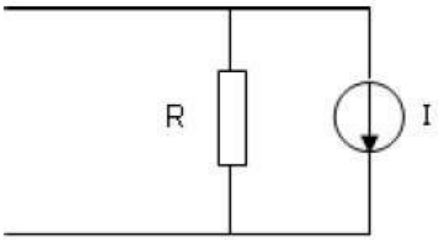


Figura 20. Representación del inductor pseudo no lineal

2.1.4. Modelo de fuentes

En ATPDraw hay diferentes tipos de fuentes con las que simular circuitos, tales como Fuentes de Tipo Rampa, Tipo Escalón, de Tipo Impulso, etc.

En las simulaciones se utilizarán las Fuentes de Tipo Senoidal .La simbología de este tipo de fuente en ATPDraw es la siguiente:

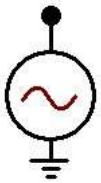


Figura 21. Simbología de una Fuente Senoidal en ATPDraw

Se puede observar en la Figura 22 que para la configuración de la fuente en ATPDraw es necesario introducir los datos correspondientes al valor de amplitud de tensión en Voltios, la frecuencia (Hz), el desfase en grados, el tiempo en el que la fuente comienza a dar tensión y el momento en que la fuente deja de dar tensión. También se puede visualizar en la esquina inferior izquierda de la Figura 22 que se puede tratar esta fuente como fuente de corriente. En la parte inferior tenemos la opción de cambiar la unidad de medida del ángulo, de conexión a tierra de la fuente, de número de fases, etc.

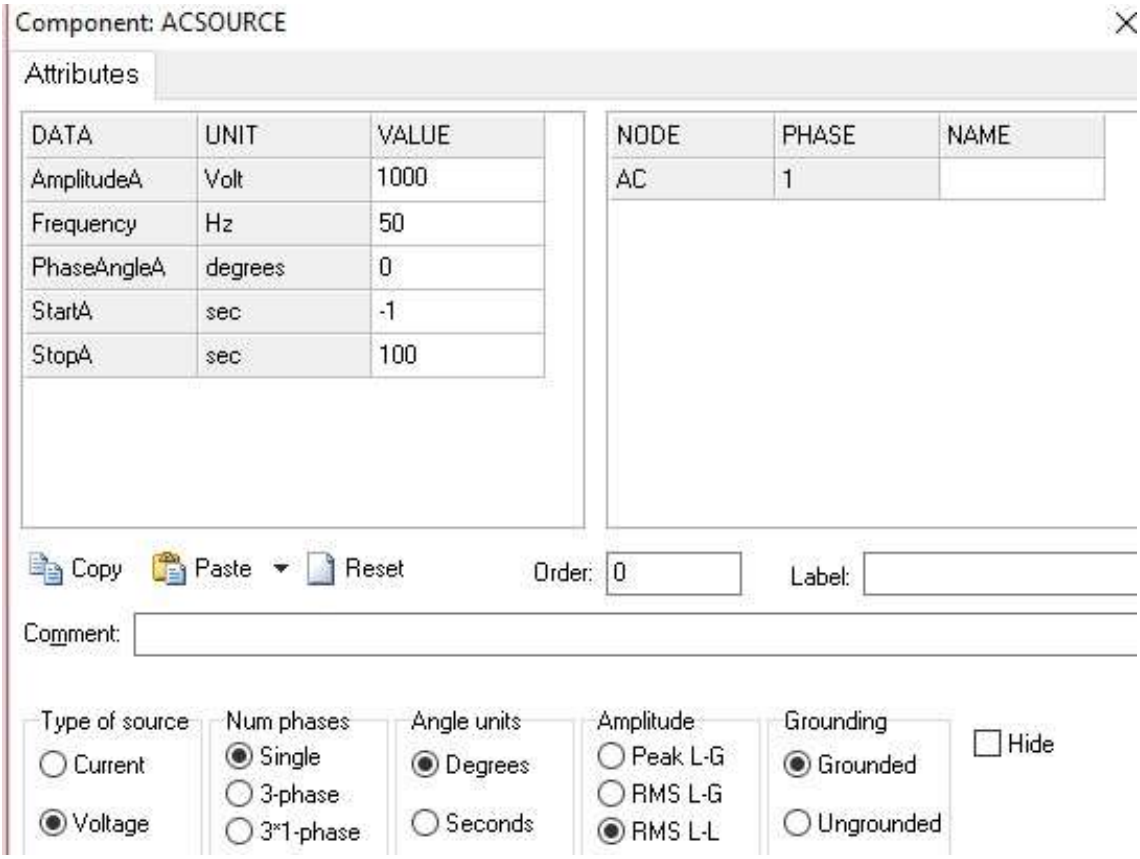


Figura 22. Ventana de configuración de una Fuente Tipo Senoidal en ATPDraw

2.1.5.Modelo de interruptor

El software ATPDraw tiene varios tipos de interruptores, entre los que se encuentran los interruptores controlados por tensión, interruptores controlados por tiempo o interruptores controlados por TACS [10] [12].

En las simulaciones se van a utilizar interruptores controlados por tiempo representados en ATPDraw con el icono de la Figura 23:

Figura 23. Simbología de un interruptor controlado por tiempo

Como se observa en la Figura 24, se deberán introducir datos correspondientes al tiempo de cierre (puede ser negativo, generalmente se utiliza el -1) y tiempo de apertura para cada una de las fases. Esta la opción de establecer una corriente máxima de interrupción. También hay la opción de realizar la configuración de un interruptor para una línea monofásica.

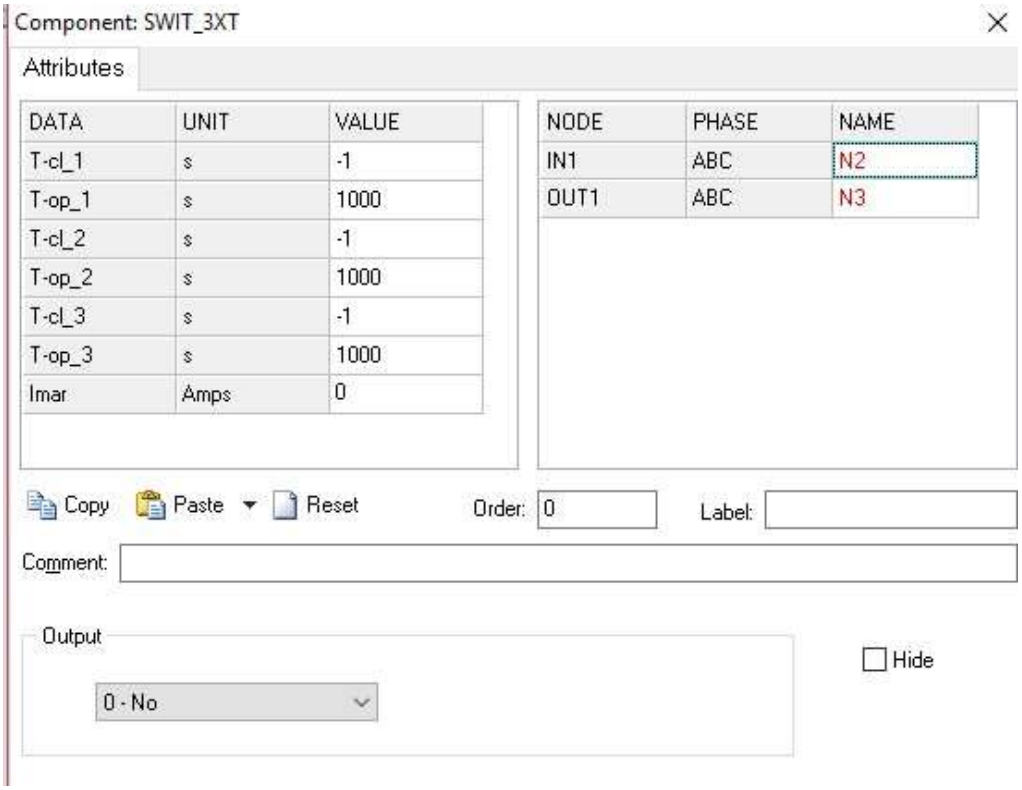


Figura 24. Ventana de configuración de un interruptor en ATPDraw.

2.1.6. Lenguaje MODELS

MODELS es un lenguaje de descripción de uso general respaldado por un conjunto de herramientas de simulación para la representación y estudio de

sistemas variantes en el tiempo. El lenguaje MODELS proporciona un formato que se centra en la descripción de la estructura de un modelo y de la función de sus elementos. La descripción de un modelo está destinada a ser autodocumentada y, por lo tanto, se puede utilizar tanto como el documento de descripción utilizado para representar el sistema y como los datos utilizados en la simulación real. Un sistema puede ser descripto en MODELS como una disposición de sub-modelos interrelacionados, independientes entre sí en su descripción interna (por ejemplo, en la selección de nombres de sus variables) y en su simulación (por ejemplo, en la selección del tamaño de su paso de tiempo de simulación individual). También hay una clara distinción en MODELS entre la descripción de un modelo y el uso de un modelo. Los modelos individuales se pueden desarrollar por separado, agrupados en una o más bibliotecas de modelos, y se utiliza en otros modelos como bloques de construcción independientes en la construcción de un sistema. Por último, la descripción de cada modelo utiliza una sintaxis de formato libre basada en palabras clave de contexto, y no requiere un formato fijo en su representación.

2.1.6.1. Sentencias de control en MODELS

2.1.6.1.1. Sentencia IF

El uso de una sentencia IF permite las condiciones que se aplican a la operación selectiva de grupos de afirmaciones que deben expresarse explícitamente. Una instrucción IF se especifica de la siguiente manera:

IF *expresión* THEN *condición*
ELSIF *expresión* THEN *condición*
ELSE *condición*
ENDIF

En el que las condiciones se expresan como expresiones lógicas, y las listas de instrucciones pueden incluir cualquier arreglo de declaraciones MODELS. Sólo una opción entre las opciones IF, ELSIF y ELSE de una instrucción IF está operativa en un tiempo: es la primera opción para la cual la expresión lógica

que describe la condición asociada con la opción se evalúa como verdadera. Todas las opciones restantes se ignoran En ese tiempo.

2.1.6.1.2. Sentencia WHILE

El uso de una sentencia WHILE permite las condiciones que se aplican a la repetición de un grupo de declaraciones que se establezcan explícitamente. Una sentencia WHILE se especifica de la siguiente manera: WHILE *expresión* DO *condición* ENDWHILE en el que la condición se expresa como una expresión lógica, y la lista de instrucciones puede incluir cualquier arreglo de declaraciones MODELS. Se considera que toda la lista de sentencias colocada en una sentencia WHILE está enlazada sobre sí misma como una repetición. Se evalúa la condición expresada en la expresión lógica asociada cada vez que se debe tomar la decisión de ingresar o volver a ingresar a la lista de declaraciones. El grupo se ingresa solo si la condición es verdadera. Luego, se vuelve a ingresar al grupo tantas veces como requerido en el mismo tiempo de simulación siempre que la condición continúe siendo evaluada como verdadero.

2.1.6.1.3. Sentencia FOR

El uso de una instrucción FOR permite el valor de los parámetros que controlan la repetición de un grupo de afirmaciones que deben expresarse explícitamente. Se pueden especificar uno o más parámetros en la misma instrucción FOR, como sigue:

```
FOR nombre-de-la-variable :=
valor
DO condición
ENDFOR
```

Se considera que toda la lista de sentencias colocada en una sentencia FOR está enlazada sobre sí misma como una repetición. La lista de declaraciones se ingresa y se vuelve a ingresar tantas veces como sea necesario hasta A todos los parámetros se les han asignado todas las combinaciones de sus valores especificados. Los nombres elegidos para representar los parámetros son locales para la instrucción FOR. Ellos no son visibles fuera de la declaración

FOR, y se pueden seleccionar sin preocuparse por la posible duplicación de nombres de variables ya definidas en el modelo. Puede que no Sin embargo, duplique los nombres de las variables y constantes residentes y de las variables del modelo constantes, datos y entradas. Cuando se utiliza un parámetro de una instrucción FOR como índice de matriz y la expresión definir su valor produce un valor no entero, un valor redondeado al entero más cercano es implícito y utilizado. Cuando no se especifica el tamaño del intervalo "BY" utilizado para cubrir un rango de valores, El valor predeterminado de +1 está implícito.

CAPÍTULO 3

3.1. Técnicas para la reducción de la corriente de energización.

3.1.1. 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 energización (inrush current) y sobretensiones. 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 [12].

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 pre-inserción. Actualmente, los relés de maniobra controlada son una buena alternativa a las resistencias de pre-inserción. El número de instalaciones que utilizan este tipo de relé ha sufrido un rápido crecimiento en los últimos años. 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 [12].

Figura 25. Relé de mando sincronizado para control de cierre de interruptores de potencia.

3.1.1.1. 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 [13], están recogidas las definiciones de los tiempos que intervienen en las maniobras de los interruptores de alta tensión [12]:

•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 pre-arco entre ellos permitiendo el flujo de corriente.

•Tiempo de pre-arco: 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 [12]:

• 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.

3.1.2. Pre-Inserción de Resistencias

Las sobretensiones se pueden limitar para que sean compatibles con los niveles de aislamiento de los equipos del sistema, una de las técnicas de limitación son las resistencias de pre inserción.

Las resistencias de Pre-inserción se utilizan principalmente en sistemas con tensiones nominales superiores a 362kV y la secuencia de operación típica involucra el cierre inicial de un contacto que inserta un elemento resistivo conectado en serie con el interruptor durante los primeros momentos para amortiguar el transitorio, seguido por el cierre de los contactos de arqueo y finalmente los contactos principales del interruptor.

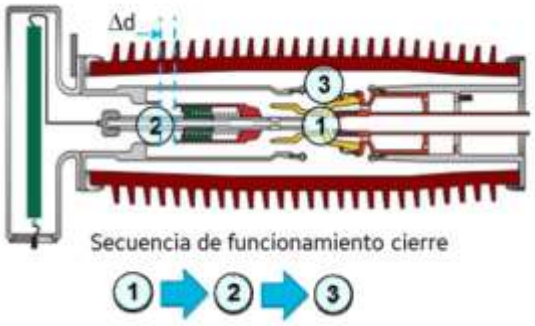


Figura 26. Vista en corte de un interruptor con resistencias de pre-inserción y la secuencia de cierre durante una maniobra de energización.

Tienen valores típicos de 2500 a 3500 Ω y los bloques de resistencias cerrarán el circuito aproximadamente 8-15ms antes de los contactos de arco.

Se pueden esperar sobretensiones significativas durante la Energización de un gran transformador en un sistema débil debido a las altas Corrientes de inrush. Aunque están disponibles las técnicas de conmutación controladas, las resistencias de pre-inserción continúan siendo aplicadas para controlar la corriente de arranque y mitigar sobretensiones [14]. Uno de los factores que lleva a los usuarios a aplicar las resistencias de pre-inserción es la preocupación de que la precisión en el tiempo de la apertura del interruptor y el

cierre en conmutación controlada pueden no ser alcanzable, especialmente donde hay una gran variación en el rango de temperatura del ambiente. Hay una percepción de que el tiempo es menos crítico en la aplicación de resistencias de pre-inserción en comparación con la técnica de conmutación controlada [15].

Ahora bien, los resultados indican que el tiempo de interrupción, especialmente la duración del tiempo de inserción, también es un factor en la aplicación de Resistencias de pre-inserción. El tiempo de inserción es un parámetro muy importante. Lo que afecta la efectividad de una solución de resistencia de pre-inserción. Las variaciones en el tiempo del interruptor que reducen el tiempo total de inserción de la resistencia de cierre puede reducir la efectividad de la pre-inserción de resistencias en esta aplicación [15].

4. RESUMEN EJECUTIVO

CAPÍTULO 4

4.1. Descripción del trabajo

En este trabajo final de grado se realizó el estudio y análisis de dos alternativas para la reducción de sobretensiones por energización en los transformadores de potencia de 300 MVA de la Estación Lambaré de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Como primera alternativa se tiene la resistencia de pre-inserción y la segunda los interruptores con mando sincronizado. Para el análisis de ambas alternativas se recurrió al software de simulación de transitorios ATP EMTP.

4.1.1. Métodos y Técnicas utilizadas

Los métodos y técnicas utilizados en este proyecto para lograr el cumplimiento y los objetivos propuestos, se llevaron a cabo siguiendo estas fases:

Fase I: Relevamiento de datos.

Se procedió a la adquisición de datos técnicos necesarios para la simulación de la Estación Lambaré tales como: diagrama unifilar y las características de los equipos (principalmente las características de los transformadores de Potencia mediante los datos de los protocolos de ensayos) y otros datos requeridos como el modelo digital de las líneas de transmisión y fuentes que componen el SS2 del SIN. Dichos datos fueron provistos por personal del Departamento de Estudios de Transmisión de la ANDE.

Fase II: Investigación de los métodos y técnicas para la reducción de sobretensiones.

En este capítulo se investigaron las técnicas para la reducción de sobretensiones más utilizados inherentes al fenómeno estudiado tales como el control de cierre con mando sincronizado y la pre-inserción de resistencias.

Fase III: Modelado la ES-LAM y los sistemas de control de sobretensiones utilizando software de simulación.

Se realizó un modelado digital de la ES-LAM según datos técnicos adquiridos de la ANDE (Transformadores saturables, interruptores, barras, líneas transmisión, cargas, etc.) y los sistemas de control de sobretensiones (interruptores con mando sincronizado y resistencias de pre-inserción) para realizar simulaciones computacionales utilizando el Programa ATP (Alternative Transients Program).

Fase IV: Realización de simulaciones en régimen transitorio en el software ATP

Dentro del modelo digital en el software se desarrollaron simulaciones en régimen transitorio de las técnicas de reducción de sobretensiones del tipo: sistemático (100 simulaciones para el TR-01 y 100 simulaciones para el TR-02) , determinístico sin control de cierre y determinístico con control de cierre (con las dos alternativas), para su posterior comparación y con ello determinar las mejoras en las condiciones de niveles de corriente y voltaje a las que se somete al transformador y el sistema eléctrico durante la energización.

Fase V: Análisis de la viabilidad económica de la implementación de las propuestas mediante indicadores económicos de la técnica de control planteadas.

Se determinó los costos de los equipos necesarios para implementación de las propuestas del sistema de control de sobretensiones estudiadas, posteriormente se realizó una comparativa de precios para determinar la mejor opción que se adecua al proyecto.

4.2. Justificación

Según el Departamento de Protecciones y Mediciones de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), actualmente, no se dispone de una técnica de control para reducción de sobretensiones y sobrecorrientes provocadas por corriente inrush para transformadores de potencia en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Al investigar con el presente proyecto la técnica de reducción de sobretensiones, se podrá contar con técnicas para reducir las sobretensiones provocadas por las corrientes de energización de los transformadores de potencia de gran porte para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio eléctrico en la Estación Lambaré que es una de las instalaciones de mayor importancia dentro del área Metropolitana del SIN (Sistema Interconectado Nacional).

4.3. Finalidad del proyecto

Con este proyecto se busca evaluar las alternativas para la disminución de sobretensiones de energización en transformadores de potencia a través de métodos de pre-inserción de resistencias o utilizando interruptores con mando sincronizado.

4.4. Metas

Las metas del presente trabajo de fin de grado es proponer al menos una alternativa técnica y económicamente factible para la reducción de sobretensiones de energización de los transformadores 220/66/23 kV de la estación Lambaré de la ANDE.

4.5. Objetivos

4.5.1. Objetivos generales

Proponer alternativas para la reducción de sobretensiones de energización de los transformadores de potencia de la estación Lambaré de la ANDE ubicada en el departamento Central.

4.5.2. Objetivos específicos

- Relevar datos técnicos de la Estación Lambaré.
- Investigar los métodos y técnicas para la reducción de sobretensiones inherente al fenómeno estudiado y adoptar la mejor adaptada a la instalación afectada.
- Modelar la ES-LAM según métodos y técnicas adoptadas.
- Realizar simulaciones en régimen transitorio del modelo construido mediante software especializado buscando la mejor solución para mitigar y controlar las sobretensiones durante la energización de los transformadores de la ES-LAM.
- Analizar la viabilidad económica de la implementación de la propuesta.

4.6. Beneficiarios

El principal beneficiario directo de la elaboración del proyecto de fin de grado será la Administración Nacional de Electricidad ya que mejorará el desempeño de sus instalaciones brindando así un mejor servicio a sus clientes, quienes indirectamente se beneficiarán también con el proyecto.

4.7. Producto

El producto del presente proyecto de fin de grado es el resultado de los análisis y simulaciones de sobretensiones de energización de los transformadores de

potencia de la estación Lambaré y la evaluación de alternativas para la reducción de dicho fenómeno.

4.8. Localización física y cobertura espacial

La Estación Lambaré de la ANDE (ES-LAM) está ubicada en el Departamento Central en el área urbana del distrito de Lambaré. La coordenada UTM de ubicación de la entrada a la Subestación corresponden a X: 437.613; Y: 7.196.691.

Figura 27. Vista satelital de la Estación Lambaré.

La Estación cuenta con un patio de 220 kV, un patio de 66 kV y 23 kV, dos bancos de transformadores de 220/66/23 KV; dos líneas de llegada de 220 kV de la Estación Guarambaré y la Estación Puerto Sajonia y tres salidas de 66 kV a las Subestaciones Tres Bocas, Central y Barrio Republicano. Cuenta además con dos barras de 23 kV e interruptores de 23 kV, dos bancos de capacitores de 23 kV y dos transformadores zigzag de 23 kV.

4.9. Especificaciones de actividades y tareas realizadas

- Revisión Bibliográfica.
- Recolección de datos de los equipos.
- Estudio de métodos de reducción de sobretensiones por energización.
- Realización de 100 simulaciones sistemáticas para cada banco de transformadores de la ES-LAM.
- Simulación determinística de los 2 casos con mayor sobretensión transitoria por banco de transformadores sin control.
- Simulación determinística de los 2 casos con mayor sobretensión transitoria por banco de transformadores con control utilizando resistencias de pre-inserción.
- Simulación determinística de los 2 casos con mayor sobretensión transitoria por banco de transformadores con control utilizando interruptores con mando sincronizado.
- Comparación técnica entre las dos alternativas.
- Análisis de la viabilidad económica de las alternativas propuestas.
- Evaluación de los resultados obtenidos.

4.10. Recursos necesarios

4.10.1. Recursos humanos

Este proyecto final de grado fue elaborado por el alumno proyectista de la Facultad de Ciencias y Tecnologías – UNCA carrera de Ingeniería en Electricidad, con el apoyo del Ingeniero tutor Nelson Aguirre, y personales técnicos de la ANDE.

4.10.2. Recursos materiales

- Computadora con procesador Intel (Propio).

- Pendrive (Propio).

- Software ATP (Licencia Gratuita).

- Papel.

- Impresora.

- Útiles de oficina.

-Viatico y transporte.

4.11. Factibilidad técnica

Se analizaron dos alternativas para lograr el objetivo perseguido, una de ellas es la resistencia de pre-inserción y la otra los interruptores con mando sincronizado. Mediante simulaciones realizadas con el software ATP EMPT se pudo comprobar la disminución las sobretensiones y sobrecorrientes de energización en los transformadores con ambas alternativas, siendo la del interruptor con mando sincronizado la que logró los mejores resultados acorde a niveles aceptables.

4.12. Factibilidad económica

Para la factibilidad económica se tuvieron en cuenta el costo de desmontaje de equipos existentes, costo total de los equipos necesarios para el control de sobretensiones y el montaje de los mismos para las dos alternativas.

4.12.1. Costos del sistema de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo de desmontaje de los interruptores de potencia y su reemplazo por interruptores que cuentan con resistencias de pre-inserción.

En la siguiente tabla se puede observar el costo total de los equipos involucrados, así también se muestra el coste del intercambio de los interruptores de potencia. Todos los precios referenciales corresponden a equipos nuevos que han sido obtenidos de licitaciones públicas internacionales debido a que en el SIN paraguayo aún no se han implementado equipos de características similares.

Tabla 1. Costos del sistema de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	P. UNITARIO EN USD	P. TOTAL EN USD
1	Interruptor de potencia trifásico; 245 kV; 40kA; Con resistores de pre-inserción. (incluye las estructuras soporte)	6	165.000	990.000
2	Desmontaje de interruptor 245 Kv	6	302	1.811
3	Montaje de interruptor 245 kV con resistencia de pre-inserción	6	382	2.294
SUBTOTAL				994.105
Imprevistos 10%				99.410
TOTAL EN USD				1.093.515

4.12.2. Costos del sistema de control de sobretensiones con mando sincronizado

Para la elaboración del presupuesto se tuvo en cuenta el costo de montaje, cableado e interconexiones del sistema de control de sobretensiones con mando sincronizado.

En la siguiente tabla se puede observar el costo total de los equipos de control de mando sincronizado. Los precios referenciales de los equipos han sido obtenidos de licitaciones públicas internacionales.

Tabla 2. Costos del sistema de control de sobretensiones con mando sincronizado.

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	P. UNITARIO EN USD	P. TOTAL EN USD
1	Mando sincronizado SWITCHSYNC™	2	196.359	392.718
2	Montaje, cableado e interconexiones del Sistema mando sincronizado	1	1.841	1.841
SUBTOTAL				394.559
Imprevistos 10%				39.456
TOTAL EN USD				434.015

4.12.3. Comparativa de costos entre las alternativas de control de sobretensiones con resistencia de pre-inserción y con mando sincronizado

Se realiza una comparativa de costos entre las dos alternativas para determinar cuál de ellas es la más conveniente desde el punto de vista económico, la cual se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla 3. Comparativa de costos entre las dos alternativas de control de sobretensiones.

ITEM	DESCRIPCION	P. TOTAL EN USD
1	Alternativa con resistencia de pre-inserción	1.093.515
2	Alternativa con interruptores de mando sincronizado	434.015

Se determina que la alternativa más económica es emplear el sistema de control de sobretensiones con interruptores de mando sincronizado.

5. INGENIERÍA DE DISEÑO

CAPÍTULO 5

5.1. Relevamiento y recolección de datos

Para iniciar, sin dudas la clave para el desarrollo del presente proyecto es la adquisición de datos sobre los ensayos de transformador, En este apartado se presentan los datos proporcionados por el fabricante en relación a los principales parámetros de los transformadores de la ES-LAM, los dos bancos trifásicos de transformadores de potencia gemelos se encuentran compuestos por tres (3) transformadores monofásicos respectivamente. La siguiente tabla muestra los valores nominales de tensión y potencia de los transformadores monofásicos que componen dichos bancos.

Tabla 4. Valores nominales de los transformadores de potencia de 100 MVA.

	AT	MT	MT
Capacidad nominal [MVA]	100	80	60
Tensiones [kV]	220/√3	66/√3	23
Conexión	YN	YN	YN

5.2. Modelado de transformador

Los dos bancos de transformadores de potencia son modelados mediante el modelo BCTRAN en el software ATPDraw.

Los parámetros de los transformadores objetos de este estudio se detallaron en el Apéndice A.1, dichos parámetros fueron obtenidos de los ensayos de vacío y cortocircuito hechos por el fabricante y documentado en los protocolos de ensayo, estos se introducen en el modelo del simulador de la siguiente forma:

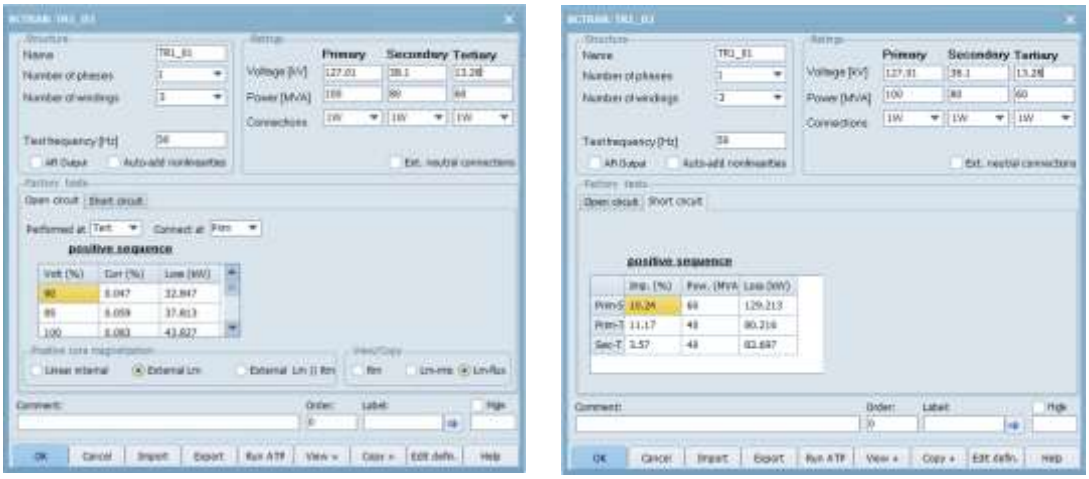


Figura 28. Ventana del modelo BCTRAN para la fase R donde se cargan los datos de ensayo del transformador.

5.2.1. Transformador monofásico de 100 MVA

5.2.2. Curva de Saturación

Para el programa de simulación de transitorios, es necesario tener los pares de datos de la curva Corriente-Flujo para la simulación de la corriente de energización de transformadores. Existen dos métodos para simular la característica no lineal del transformador como se muestra en la Figura 29. Los métodos son diferentes en el paso 1 y 2 e iguales para el paso 3. [16]

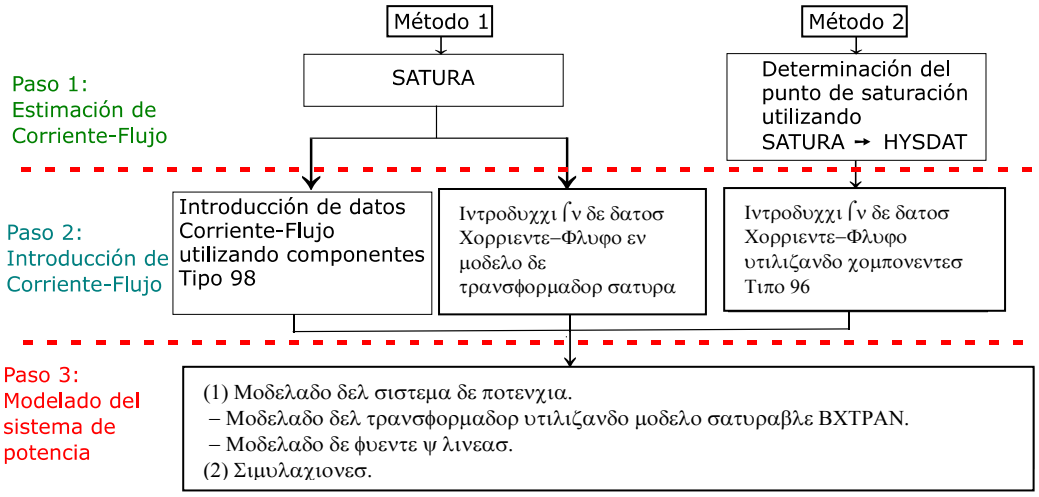


Figura 29. Métodos para la simulación de corriente inrush en transformadores. [16]

En este trabajo se utiliza el método número 2. Mediante cálculos previos detallados en el Apéndice A.2 se ingresan los valores RMS de voltaje y corriente de magnetización en forma de tarjeta para utilizar la rutina SATURA como se muestra en Figura 30.

```
BEGIN NEW DATA CASE
C Excitation test results for 3-phase transformer
C       UBASE = 23 kv (RMS, equivalent phase)
C       SBASE =100 MVA (equivalent phase)
C3456789012345678901234567890123456789
C       1        2        3        4        5        6
$ERASE
SATURATION
50.0    127.00  100.0   1        0
3.033         -4 .9025
4.309         -4 .9553
7.104         -4 1.009
1.592         -3 1.074
5.193         -3 1.171
          9999
$PUNCH
BLANK LINE ending saturation data
BEGIN NEW DATA CASE
BLANK LINE ENDING ALL CASES
```

Figura 30. Valores de tensión y corriente de magnetización para la fase R introducidos en la rutina SATURA

Una vez ejecutada la rutina se obtienen los pares de valores instantáneos corriente flujo de la curva de saturación que puede apreciarse en la siguiente figura.

```
Request for magnetic saturation computation.      |SATURATION
Misc. const.   5.000E+01 1.270E+02

Derived saturation curve gives peak current as a function of flux :
      Row            Current [amp]          Flux [volt-sec]
        1          0.0000000000           0.0000000000
        2          0.3377409240         515.9600268357
        3          0.7204952788         546.1458322838
        4          1.2786423721         576.8461685066
        5          3.0936564817         614.0067244560
        6          9.8981657604         669.4617079497
                       9999
```

Los reportes de prueba de fabricantes de transformadores han mostrado que no es posible obtener la característica de saturación en la región saturada, es decir, después del codo de saturación, ya que si las pruebas en vacío

sobrepasan tensiones de 1,10 p.u. es posible que se generen daños en el equipo [17]. Cuando no se dispone de la característica de saturación completa, su región saturada puede ser modelada extrapolando, la memoria de cálculo se encuentra en el Apéndice A.2.

5.2.3. Curva de histéresis

Las especificaciones de los inductores no lineales requieren una curva de saturación. Para dicho caso se utiliza HYSDAT, que es una rutina auxiliar proveída por ATP que puede utilizarse para estimar los valores corriente-flujo de la curva de histéresis y la característica del flujo magnético residual. Cuando se ingresan los datos en HYSDAT, debe introducirse los valores corriente-flujo del punto de saturación positiva, que puede obtenerse desplazándose manualmente sobre la curva extrapolada. Este método debe ser configurado en formato de texto. Luego de la simulación, los valores de corriente flujo son incluidos en el PUNCH FILE.

En el paso dos, los valores de corriente-flujo obtenidos de la rutina auxiliar HYSDAT son detallados en el Apéndice A.2 y son introducidos utilizando un elemento *Type 96* localizado en la librería *Branch/Nonlinear* que son conectados de forma externa al modelo lineal del transformador obtenido vía BCTRAN.

5.3. Estudios y simulaciones

El estudio se realiza utilizando un modelo digital de la Estación Lambaré alimentado mediante el SS2 correspondiente al SIN paraguayo.

Se analiza las sobretensiones y sobrecorrientes existe en la Estación durante la energización de los transformadores de potencia y que dichos valores estén dentro de lo establecido por las normas.

En este capítulo 6 se presentan dos métodos que permiten controlar la aparición de sobretensiones al modelo de la Estación Lambaré, el método de resistencia de pre-inserción y el método de mando sincronizado.

Para cada caso de simulación se analizaron tres posibilidades que se describen a continuación:

- Sistema sin control, que representa la configuración actual de la ES-LAM, en el cual se utilizan interruptores estadísticos de 220kV con cierre en instantes aleatorios para las tres fases.
- Aplicación de resistencia de pre-inserción, en el cual se representa la implementación de este método de control de sobretensiones.
- Aplicación de mando sincronizado, se representa la implementación de tres interruptores independientes para cierre en instantes controlados.

5.3.1. Energización del transformador TR-01

En esta sección se analizan las sobretensiones que existen en la estación al momento en que se energiza el primer banco de transformadores de potencia TR-01. Estas energizaciones son realizadas mediante un estudio sistemático en el software ATPDraw utilizando interruptores estadísticos.

Se citan las consideraciones al momento de la simulación:

- El SS2 se encuentra operando en régimen permanente.
- El banco de transformadores esta desconectado TR-02.
- El banco de transformadores TR-01 no tiene ninguna carga conectada en el secundario ni terciario al momento del cierre del interruptor.
- Se realiza un estudio sistemático consistente en 100 simulaciones de maniobra de energización.
- La tensión en barra de la ES-LAM antes de la energización es igual a 1 p.u.
- Los valores de tensiones resultantes de las simulaciones son tensiones fase-tierra, se expresan como $V_{nominal}*(\sqrt{2}/\sqrt{3})$.
-

5.3.1.1. Estudio sistemático de energización del transformador TR-01

Se analizan los datos obtenidos en el estudio sistemático y se eligen 2 casos de las 100 simulaciones en donde se obtiene los valores picos de tensión más altos durante la energización.

De acuerdo con la Tabla 16 del Apéndice A.2, los valores picos del estudio sistemático son:

Tabla 5. Valores picos de sobretensiones para el TR-01 sin control de cierre.

N° de Energización	Tensión pico en bornes del transformador					
	V			p.u.		
	R	S	T	R	S	T
72	302330	-328204	-298322	1,68	1,82	1,66
79	263946	-336338	225300	1,46	1,87	1,25

5.3.1.2. Estudio determinístico de energización sin control de cierre del transformador TR-01

Caso 1: Energización N° 72 sin control de cierre.

En la Tabla 16 del Apéndice A.2, se muestran los tiempos de cierre en donde se dan los valores de sobretensión para la energización N° 72. Se procede a introducir dichos tiempos en un interruptor controlado por tiempo para así obtener la forma de onda de la sobretensión y sobrecorriente, simulando el transitorio por 1000 milisegundos. En las siguientes graficas se visualizan las oscilografias de tensiones y corrientes trifásicas durante la energización.

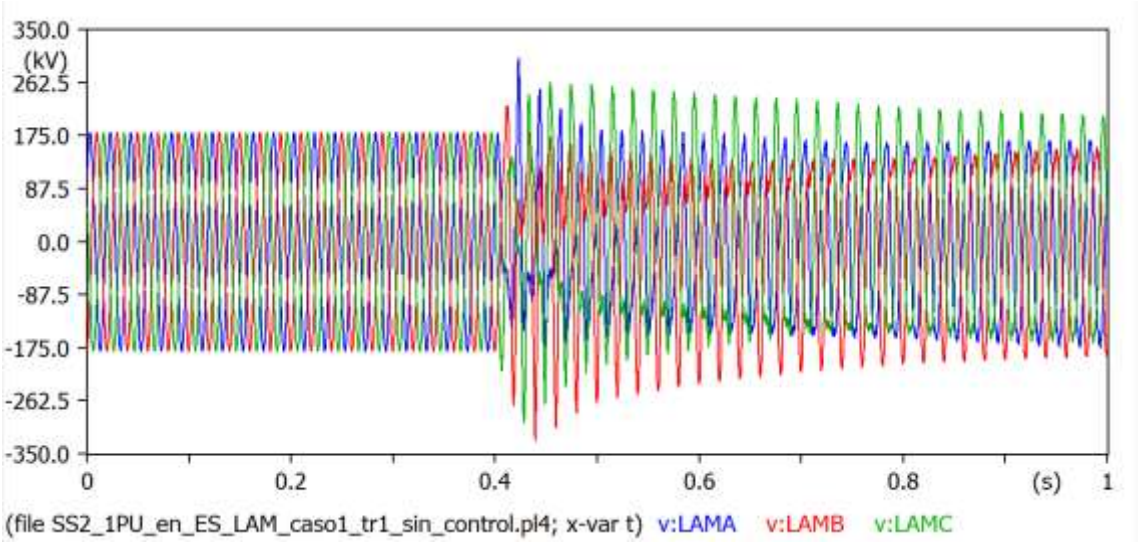


Figura 32. Tensiones en barra de la ES-LAM para el caso 1, sin control de cierre.

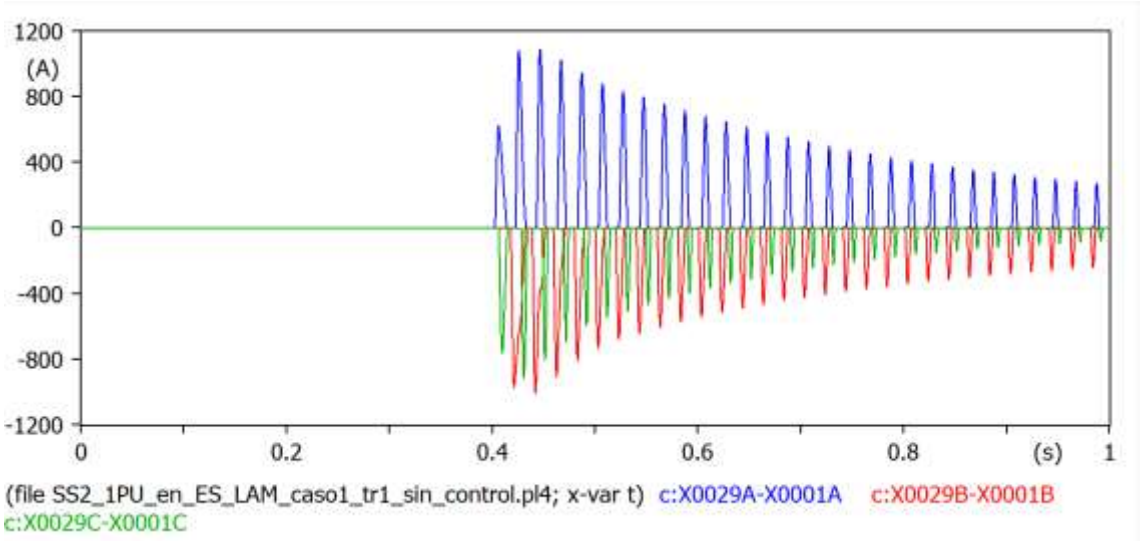


Figura 31. Corriente de energización del transformador TR-01 para el caso 1, sin control de cierre.

Caso 2: **Energización N° 79 sin control de cierre.**

En la Tabla 16, se muestran los tiempos de cierre en donde se dan los valores de sobretensión para la energización N° 79. Se procede a introducir dichos tiempos en un interruptor controlado por tiempo para así obtener la forma de onda de la sobretensión, simulando el transitorio por 1000 milisegundos.

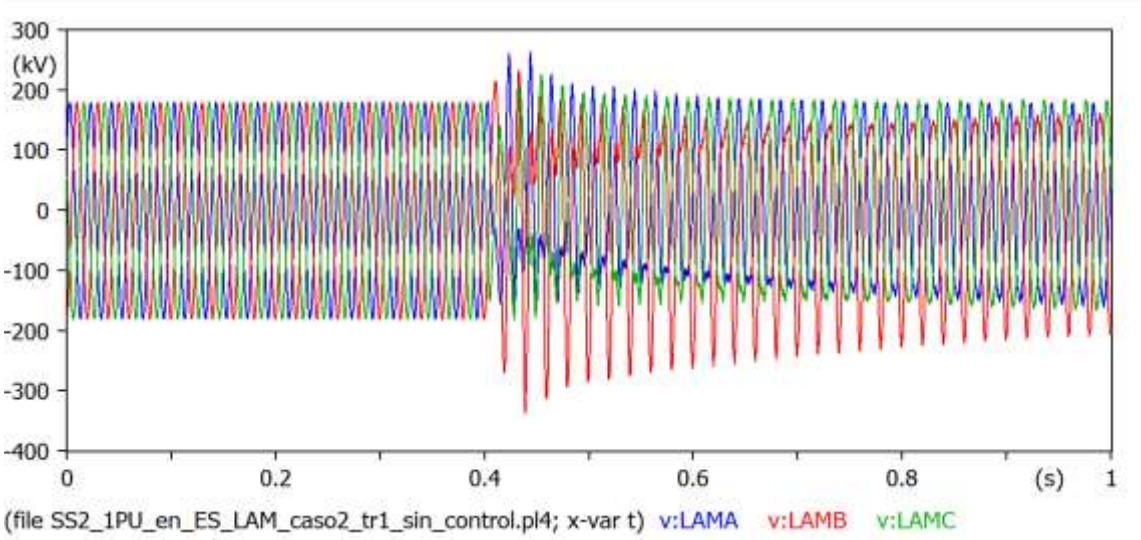


Figura 33.Tensiones en barra de la ES-LAM para el caso 2, sin control de cierre.

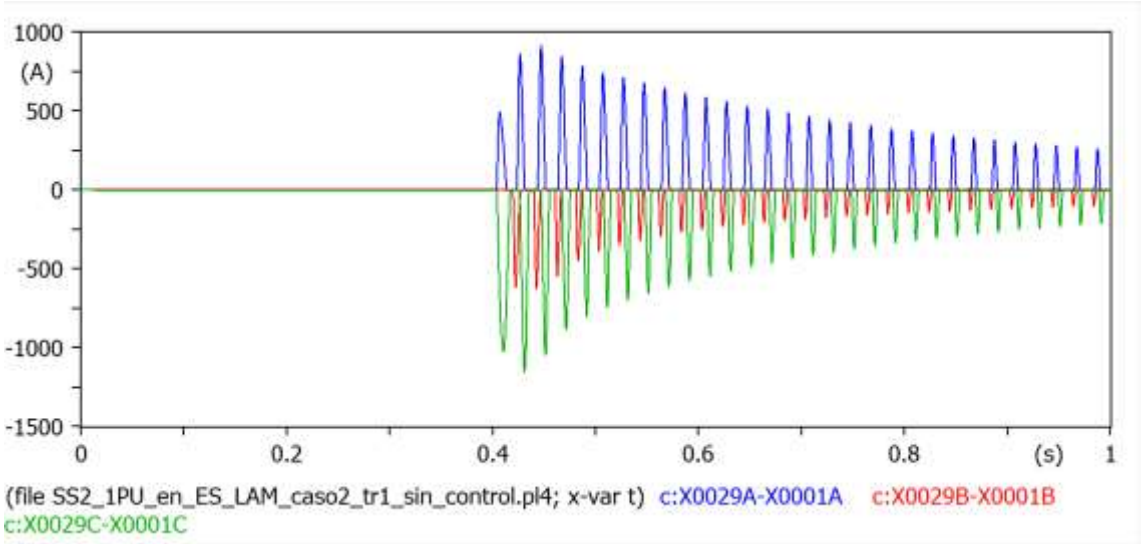


Figura 34.Corriente de energización del transformador TR-01 para el caso 2, sin control de cierre.

5.3.1.3. Estudio determinístico de energización con resistencia de pre-inserción del transformador TR-01

Una técnica de reducción de sobretensiones que se presentan durante la energización de transformadores, es proveer a los interruptores de resistencias de pre-inserción, esta resistencia se conecta por un tiempo breve de 15 milisegundos para luego cerrar los contactos principales del interruptor.

Caso 1: Energización N° 72 con resistencia de pre-inserción

Para comenzar en las simulaciones se variará en valor del elemento resistivo manteniendo constante el tiempo de inserción de 15 ms, utilizando resistencias de 2500 Ω a 3500 Ω, los valores obtenidos de las simulaciones en ATP son descritos en la siguiente tabla.

Tabla 6.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 1.

Resistencia (Ω)	Fase	Sobretensión (p.u.)
2500	R	1,06
	S	1,51
	T	1,46
3000	R	1,06
	S	1,50
	T	1,46
3500	R	1,05
	S	1,50
	T	1,45

Se grafica la tensión de la fase S del transformador utilizando resistencias de 3500 Ω (el valor de resistencia que más reduce la sobretensión) para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con resistencia de pre-inserción (en azul), apreciándose gráficamente la reducción solo de los primeros picos de sobretensiones utilizándose las resistencias, resultando ser no eficaz para este caso en concreto.

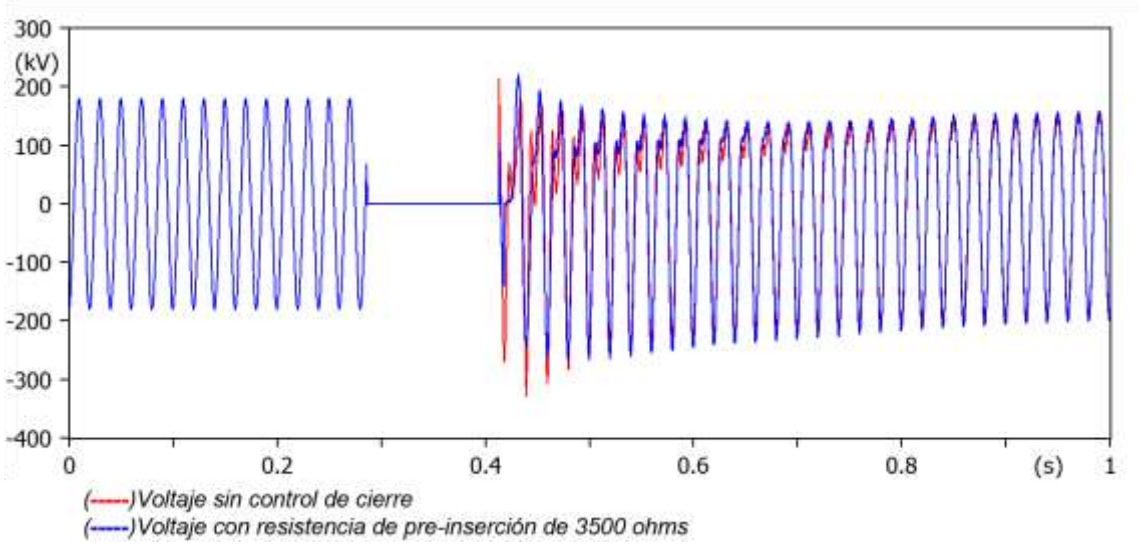


Figura 35.Sobretensiones para el caso 1 con y sin resistencias de pre-inserción.

Caso 2: Energización N° 79 con resistencia de pre-inserción

Se realizan simulaciones en donde se varia el valor del elemento resistivo manteniendo constante el tiempo de inserción de 15 ms, utilizando resistencias de 2500 Ω a 3500 Ω, los valores obtenidos de las simulaciones en ATP son descritos en la siguiente tabla.

Tabla 7.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 2.

Resistencia (Ω)	Fase	Sobretensión (p.u.)
2500	R	1,04
	S	1,06
	T	1,04
3000	R	1,02
	S	1,06
	T	1,03
3500	R	1,01
	S	1,05
	T	1,04

Se grafica la tensión de la fase S (fase que presenta la mayor sobretensión sin control de cierre) del transformador utilizando resistencias de 3500 Ω para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con resistencia de pre-inserción (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.

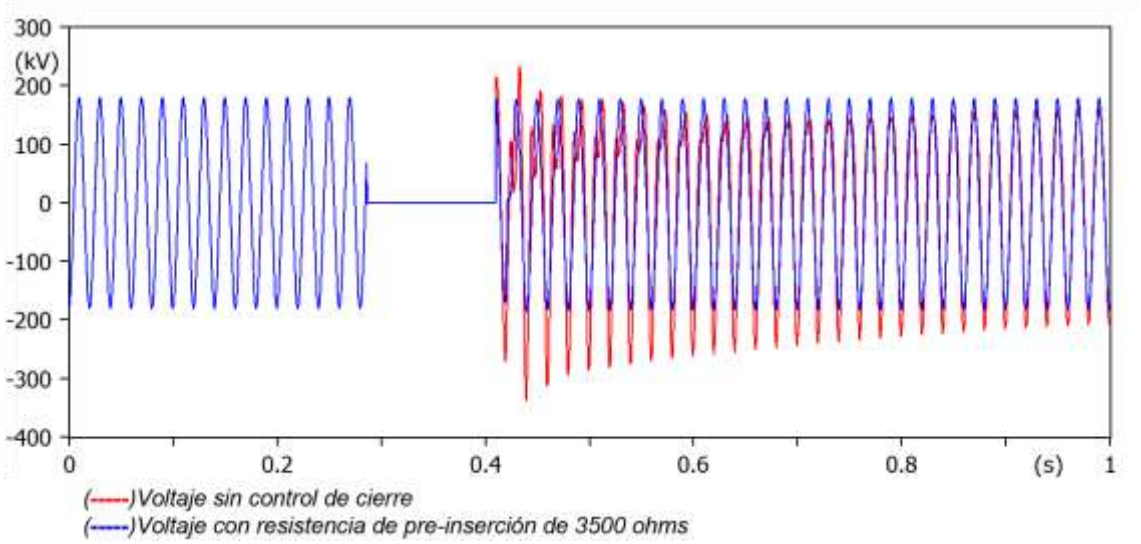


Figura 36. Sobretensiones para el caso 2 con y sin resistencias de pre-inserción.

5.3.1.4. Estudio determinístico de energización con interruptor con mando sincronizado del transformador TR-01

Los transitorios producidos por la energización de transformadores, pueden disminuirse en gran medida con un cierre controlado. Este método consiste en el cierre en tiempos controlados, en el primer párrafo de la sección 1.4.1.2. se describe la maniobra utilizada para la elección de dichos tiempos de cierre. Para los efectos de simulación se programó el interruptor de mando sincronizado utilizando el lenguaje de programación MODELS de ATPDraw junto con interruptores comandados por TACS, en el Apéndice A.3 se detalla el pseudocódigo utilizado.

Caso 1: Energización N° 72 con interruptor con mando sincronizado

Para el caso de energización con mando sincronizado los valores en p.u. para las sobretensiones máximas se dan a conocer en la siguiente tabla.

Tabla 8. Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 1.

Fase	Sobretensión sin cierre controlado (p.u.)	Sobretensión con cierre controlado (p.u.)
R	1,68	1,02
S	1,83	1,02
T	1,66	1,02

Como se aprecia en la tabla anterior con este sistema de control se elimina considerablemente las sobretensiones que existe en bornes del transformador.

Se grafica la tensión de la fase S del transformador para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con mando sincronizado (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.

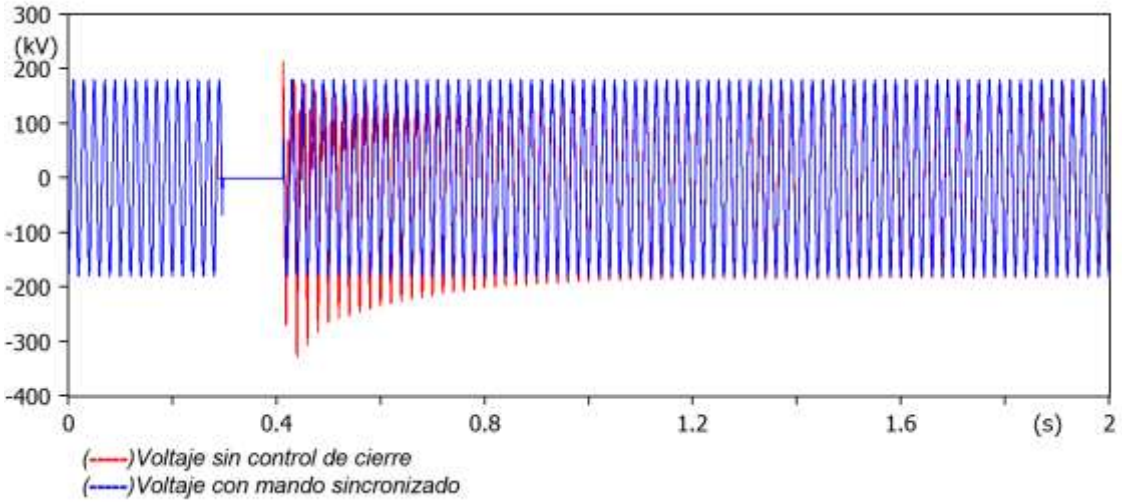


Figura 37. Comparación de tensiones de la fase S, sin control y con control de sobretensiones.

Caso 2: Energización N° 79 con interruptor con mando sincronizado

Para el caso de energización con mando sincronizado los valores en p.u. para las sobretensiones máximas se dan a conocer en la siguiente tabla.

Tabla 9. Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 2.

Fase	Sobretensión sin cierre controlado (p.u.)	Sobretensión con cierre controlado (p.u.)
R	1,47	1,02
S	1,87	1,02
T	1,25	1,02

Como se aprecia en la tabla anterior con este sistema de control se elimina considerablemente las sobretensiones que existe en bornes del transformador.

Se grafica la tensión de la fase S del transformador para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con mando sincronizado (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.

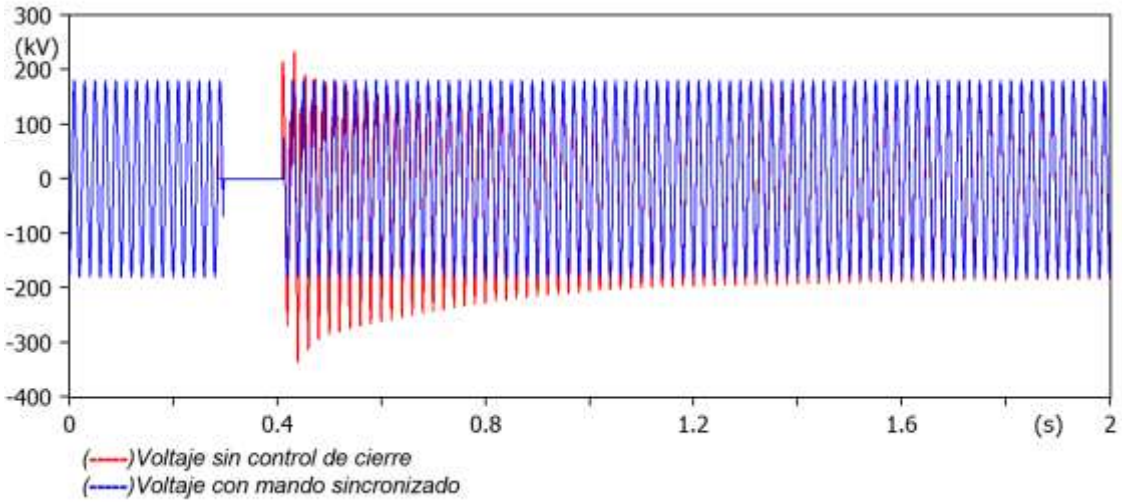


Figura 38.Comparación de tensiones de la fase S, sin control y con control de sobretensiones.

5.3.2. Energización del transformador TR-02

En esta sección se analizan las sobretensiones que existen en la estación al momento en que se energiza el segundo banco de transformadores de potencia TR-02. Estas energizaciones son realizadas mediante un estudio sistemático en el software ATPDraw utilizando interruptores estadísticos.

Se citan las consideraciones al momento de la simulación:

- El SS2 se encuentra operando en régimen permanente.
- El banco de transformadores TR-01 se encuentra conectado en vacío operando en régimen permanente.
- El banco de transformadores TR-02 no tiene ninguna carga conectada en el secundario ni terciario al momento del cierre del interruptor.
- Se realiza un estudio sistemático consistente en 100 simulaciones de maniobra de energización.
- La tensión en barra de la ES-LAM antes de la energización es igual a 1 p.u.
- Los valores de tensiones resultantes de las simulaciones son tensiones fase-tierra, se expresan como $V_{nominal}*(\sqrt{2}/\sqrt{3})$.

5.3.2.1. Estudio sistemático de energización del transformador TR-02

Se analizan los datos obtenidos en el estudio sistemático y se eligen 2 casos de las 100 simulaciones en donde se obtiene los valores pico de tensión más alto durante la energización.

De acuerdo con la Tabla 17 del Apéndice A.2, los valores picos del estudio sistemático son:

Tabla 10.Valores picos de sobretensiones para el TR-02 sin control de cierre.

N° de Energización	Tensión pico en bornes del transformador					
	V			p.u.		
	R	S	T	R	S	T
72	308012	-287372	-301002	1,71	1,60	1,68
99	259674	-310265	257657	1,45	1,73	1,43

5.3.2.2. Estudio determinístico de energización sin control de cierre del transformador TR-02

Caso 1: Energización N° 72 sin control de cierre.

En la Tabla 17 del Apéndice A.2 se muestran los tiempos de cierre en donde se dan los valores de sobretensión para la energización N° 72. Se procede a introducir dichos tiempos en un interruptor controlado por tiempo para así obtener la forma de onda de la sobretensión y sobrecorriente, simulando el transitorio por 1000 milisegundos como se aprecia en las siguientes figuras.

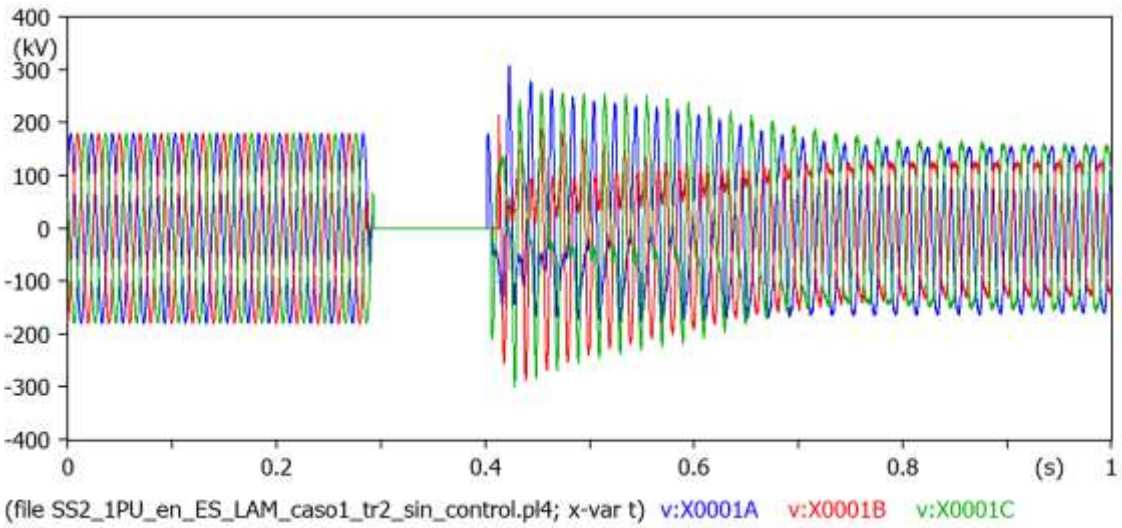


Figura 39.Tensiones en borne del transformador TR-02 para el caso 1, sin control de cierre.

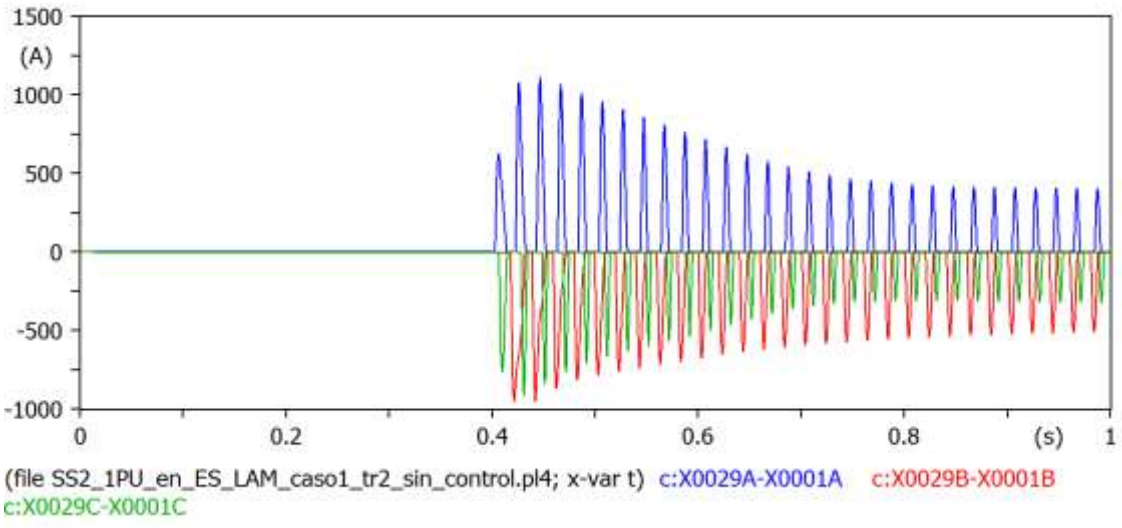


Figura 40.Corriente de energización del transformador TR-02 para el caso 1, sin control de cierre.

Las sobretensiones transitorias causadas por la energización del transformador de potencia surgen debido a las características no lineales del núcleo del

mismo y de la configuración del sistema eléctrico, estas sobretensiones tienen bajo amortiguamiento y son ricas en componentes armónicas.

5.3.2.3. Estudio determinístico de energización con resistencia de pre-inserción del transformador TR-02

Se utiliza la misma técnica de reducción de sobretensiones que se presentan durante la energización del transformador anterior (el TR-01), se simulan los interruptores con resistencias de pre-inserción, estas resistencias se conectan por un tiempo breve de 15 milisegundos para luego cerrar los contactos principales del interruptor.

Caso 1: Energización N° 72 con resistencia de pre-inserción

Para comenzar en las simulaciones se variará en valor del elemento resistivo manteniendo constante el tiempo de inserción de 15 ms, utilizando resistencias de 2500 Ω a 3500 Ω, los valores obtenidos de las simulaciones en ATP son descritos en la siguiente tabla.

Tabla 11.Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 1.

Resistencia (Ω)	Fase	Sobretensión (p.u.)
2500	R	1,03
	S	1,49
	T	1,46
3000	R	1,02
	S	1,50
	T	1,45
3500	R	1,03
	S	1,49
	T	1,46

Se grafica la tensión de la fase R (fase con mayor sobretensión) del transformador utilizando resistencias de 3500 Ω para realizar una comparación

de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con resistencia de pre-inserción (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de los picos de sobretensiones. No obstante, produce una reducción no deseada de la tensión en bornes del transformador durante la maniobra con control de cierre.

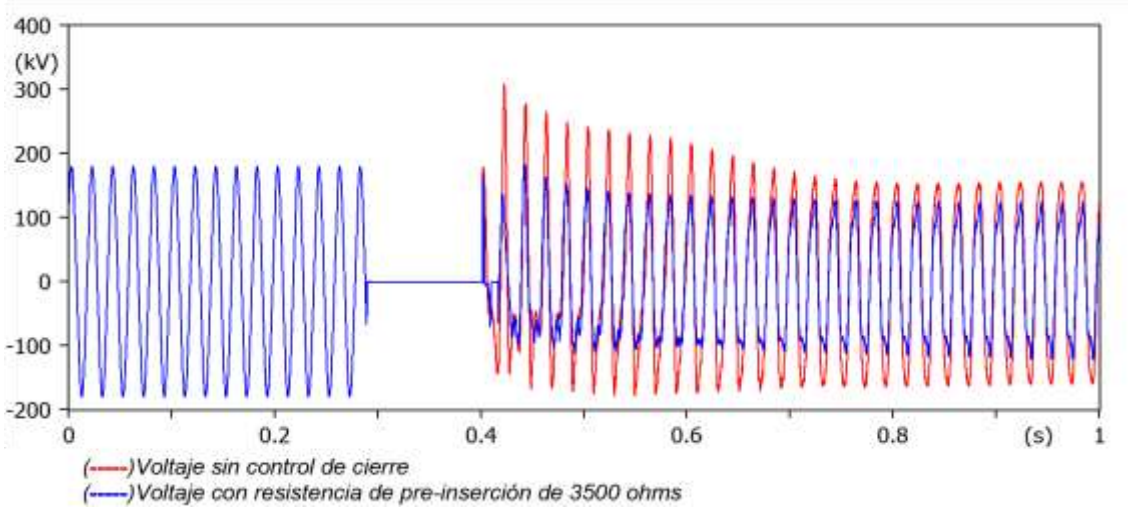


Figura 41. Sobretensiones para el caso 1 con y sin resistencias de pre-inserción.

Caso 2: Energización N° 99 con resistencia de pre-inserción

Se realizan simulaciones en donde se varia el valor del elemento resistivo manteniendo constante el tiempo de inserción de 15 ms, utilizando resistencias de 2500 Ω a 3500 Ω, los valores obtenidos de las simulaciones en ATP son descritos en la siguiente tabla.

Tabla 12. Valores de sobretensiones manteniendo constante el tiempo de inserción para el caso 2.

Resistencia (Ω)	Fase	Sobretensión (p.u.)
2500	R	1,07
	S	1,09
	T	1,03
3000	R	1,06
	S	1,08
	T	1,02
3500	R	1,06

	S	1,07
	T	1,02

Se grafica la tensión de la fase S del transformador utilizando resistencias de 3500 Ω (el valor de resistencia que más reduce la sobretensión) para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con resistencia de pre-inserción (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.

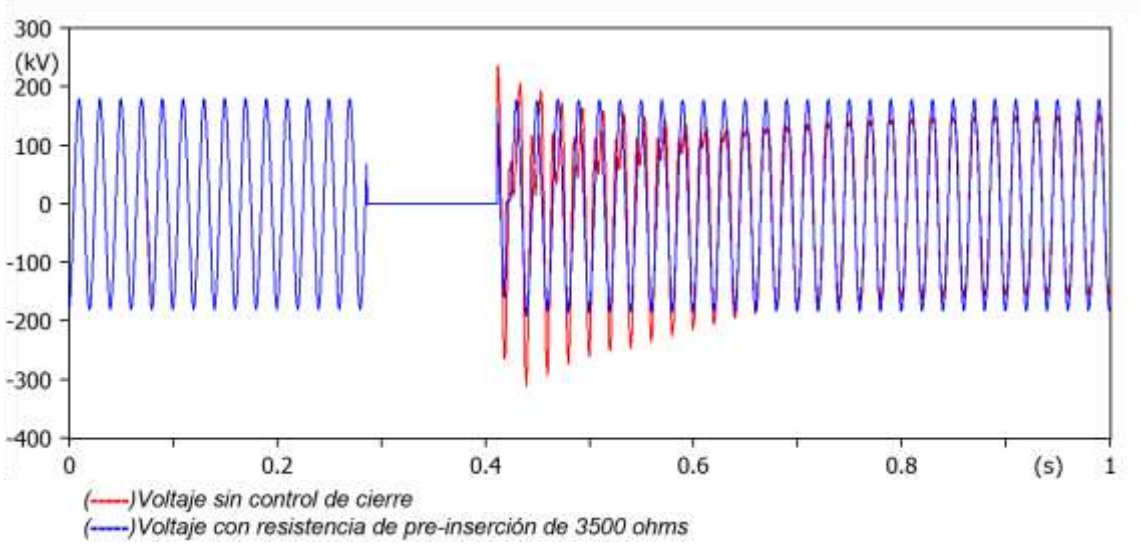


Figura 42. Sobretensiones para el caso 2 con y sin resistencias de pre-inserción.

5.3.2.4. Estudio determinístico de energización con interruptor con mando sincronizado del transformador TR-01

Se utiliza el mismo método adoptado para la energización del transformador antes estudiado (el TR-01) consistente en el cierre en tiempos controlados, en el primer párrafo de la sección 1.4.1.2. se describe la maniobra utilizada para la elección de dichos tiempos de cierre. Para los efectos de simulación se programó el interruptor de mando sincronizado utilizando el lenguaje de programación MODELS de ATPDraw junto con interruptores comandados por TACS, en el Apéndice A.3 se detalla el pseudocódigo utilizado.

Caso 1: Energización N° 72 con interruptor con mando sincronizado

Para el caso de energización con mando sincronizado los valores en p.u. para las sobretensiones máximas se dan a conocer en la siguiente tabla.

Tabla 13.Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 1.

Fase	Sobretensión sin cierre controlado (p.u.)	Sobretensión con cierre controlado (p.u.)
R	1,74	1,02
S	1,63	1,02
T	1,70	1,02

Como se aprecia en la tabla anterior con este sistema de control se elimina considerablemente las sobretensiones que existe en bornes del transformador.

Se grafica la tensión de la fase R del transformador para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con mando sincronizado (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.

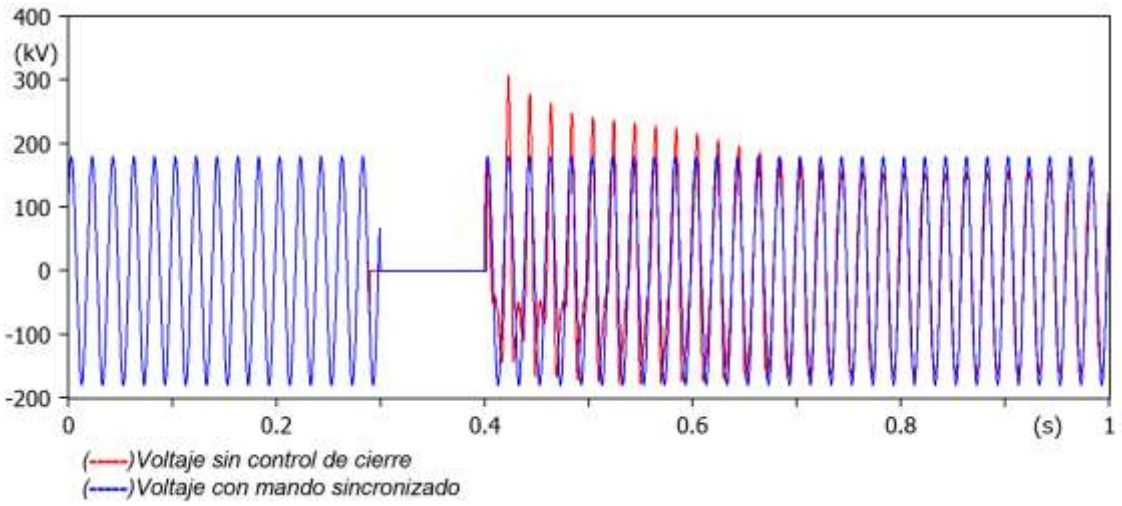


Figura 43.Comparación de tensiones de la fase R, sin control y con control de sobretensiones.

Caso 2: Energización N° 99 con interruptor con mando sincronizado

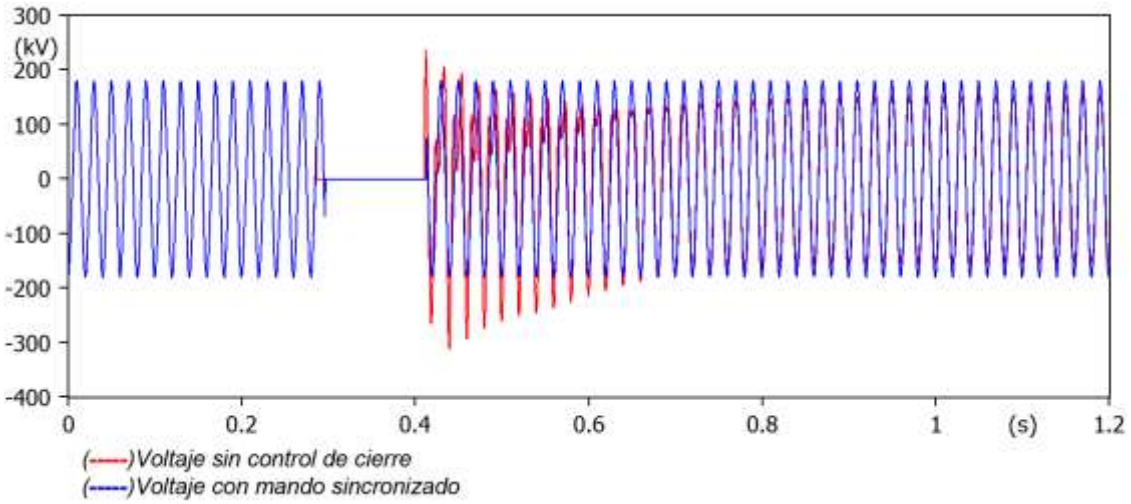
Para el caso de energización con mando sincronizado los valores en p.u. para las sobretensiones máximas se dan a conocer en la siguiente tabla.

Tabla 8. Comparativa de sobretensiones sin cierre controlado y con cierre controlado para el caso 2.

Fase	Sobretensión sin cierre controlado (p.u.)	Sobretensión con cierre controlado (p.u.)
R	1,47	1,02
S	1,76	1,02
T	1,46	1,02

Como se aprecia en la tabla anterior con este sistema de control se elimina considerablemente las sobretensiones que existe en bornes del transformador.

Se grafica la tensión de la fase S del transformador para realizar una comparación de la forma de onda superponiendo las oscilografías del caso sin control de cierre (en rojo) y con control de cierre con mando sincronizado (en azul), apreciándose gráficamente la reducción de sobretensiones.



5.4. Resultados globales de energizaciones de los transformadores

En la siguiente tabla se detallan los resultados de los casos analizados para los dos bancos de transformadores, sin control de sobretensiones y con control de sobretensiones con resistencias de pre-inserción de y con interruptores de mando sincronizado.

Tabla 14. Comparativa de sobretensiones de todos los casos analizados de los dos transformadores.

Transformador		Fase	Sobretensión sin cierre controlado (p.u.)	Sobretensión con resistencia de pre-inserción(p.u.)	Sobretensión con interruptor con mando sincronizado (p.u.)
TR-01	**Caso 1**	R	1,68	1,05	1,02
		S	1,83	1,50	1,02
		T	1,66	1,45	1,02
	Caso 2	R	1,47	1,01	1,02
		S	1,87	1,05	1,02
		T	1,25	1,04	1,02
TR-02	**Caso1**	R	1,74	1,03	1,02
		S	1,63	1,49	1,02
		T	1,70	1,46	1,01
	Caso 2	R	1,47	1,06	1,02
		S	1,76	1,07	1,02
		T	1,46	1,02	1,01

Para los cuatro casos sin control de cierre donde se da los valores pico de tensión en bornes del transformador TR-01 y TR-02, se verifica que la sobretensión no supera el BIL de los equipos. En cambio, surgen sobretensiones transitorias con bajo amortiguamiento y ricas en componentes armónicas que superan la tensión nominal (245 kV) del sector 220 kV según Especificaciones Técnicas de la ANDE (Criterios Generales de Proyectos y Obras) que son causadas por la energización de los transformadores de potencia de gran porte debido a las características no lineales del núcleo de los mismos, los instantes de cierre de los contactos del interruptor sobre la onda de

tensión, del valor del flujo residual y de la configuración del sistema eléctrico del SS2.

De acuerdo a los valores de sobretensiones en por unidad de la tabla anterior los interruptores con mando sincronizado son la mejor alternativa técnica comparado con las resistencias de pre-inserción por que reducen en mayor grado las sobretensiones de energización.

5.5. Resumen y comparación técnica de alternativas de propuesta.

Se realiza una comparativa de las dos alternativas para la reducción de sobretensiones inherentes al fenómeno estudiado desde el punto de vista técnico comparando el nivel de cumplimiento de los objetivos planteados para mejorar el nivel de confiabilidad y adoptar la mejor adaptada a la instalación.

Tabla 15. Comparativa de alternativas, Resistencia de pre-inserción vs. Interruptor con mando sincronizado.

	Resistencia de pre-inserción	Interruptor con mando sincronizado
¿Soluciona el problema?	No	Si
¿Mejora la confiabilidad en el sistema?	No	Si
¿Se necesita la mudanza de Equipos?	Si	No
¿Se necesita de la interrupción al sistema?	Si	No
¿Se necesita equipos extras?	Si	Si
¿Es viable técnicamente?	No	Si
¿Es la alternativa más económica?	No	Si

Según se observa en la tabla comparativa la alternativa de interruptor con mando sincronizado es la que más se ajusta a las condiciones actuales del proyecto, cabe acotar que tiene un costo elevado al necesitarse equipos extra

(un dispositivo de control de cierre por banco de transformadores). La propuesta de las resistencias de pre-inserción no soluciona totalmente el problema, es más costosa que la primera alternativa y además para su implementación se tendrá que realizar cambio de interruptores esto implica realizar cortes lo que llevará a horas de servicio no facturada.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

De las 100 simulaciones de energización realizadas para cada banco de transformadores de la ES-LAM, para todos los casos las tensiones pico máximas en los bornes de los transformadores no supera el BIL de los equipos. En cambio, surgen sobretensiones transitorias con bajo amortiguamiento y ricas en componentes armónicas que superan la tensión nominal (245 kV) del sector 220 kV según Especificaciones Técnicas de la ANDE (Criterios Generales de Proyectos y Obras) que son causadas por la energización de los transformadores de potencia de gran porte debido a las características no lineales del núcleo de los mismos, los instantes de cierre de los contactos del interruptor sobre la onda de tensión, del valor del flujo residual y de la configuración del sistema eléctrico del SS2. Estas sobretensiones provocarían el disparo de la función de protección por sobretensión (59) en caso de ser implementada en los IEDs de los relés de protección diferencial (87) de los transformadores de potencia de la ES-LAM.

Mediante la comparación de los valores de sobretensión entre las dos propuestas, los interruptores con mando sincronizado son la mejor alternativa técnica comparando con las resistencias de pre-inserción por que reducen en mayor grado las sobretensiones de energización, también mediante la comparación de costos resulta la más económica, demostrándose así la ventaja de la aplicación de este método de mitigación de sobrecorrientes y sobretensiones por energización.

7. CONCLUSIONES

Mediante el análisis de las simulaciones de la energización de los bancos de transformadores de potencia se constataron sobretensiones transitorias y corrientes inrush cuyas magnitudes depende de factores como los instantes de cierre de los contactos del interruptor sobre la onda de tensión, del valor del flujo residual y de la configuración del sistema eléctrico.

Con la realización de este trabajo final de grado, se obtiene como resultado que la mejor alternativa técnica y económica para la reducción de sobretensiones y sobrecorrientes por energización es la implementación de un sistema de control con interruptores de mando sincronizado, reduciendo las fluctuaciones de tensiones a valores 1,02 p.u. y consiguiendo un menor estrés en los equipos por la reducción de los armónicos durante la energización, lo que acarrearía una mayor vida útil de los equipos.

La alternativa de las resistencias de pre-inserción resulta más costosa y menos efectiva comparada con el sistema de mando sincronizado.

El software ATPDraw dispone de modelos apropiados de transformadores, líneas y otros equipos de potencia que facilita el estudio de transitorios electromagnéticos, y presenta una respuesta adecuada ande los modelos de sistemas de potencia para diferentes casos de análisis y proporciona resultado de voltaje y corriente en cada elemento que se analiza en la red. Además, permite el modelado de elementos propios utilizando la plataforma MODELS.

8. RECOMENDACIONES

Se recomienda realizar más análisis con simulaciones mediante el software ATP EMTP en otros locales de la ANDE y ampliando la cantidad de componentes modelados, agregando la parte de salidas subterráneas de MT, reactores limitadores, etc. para obtener valores más precisos de sobretensiones probables de ocurrir.

Asimismo, se recomienda realizar estudios adicionales para analizar el impacto de la corriente de inrush sobre la vida útil de los transformadores de potencia. Debido a que la aislación del transformador podría deteriorarse en eventos de energización.

9. APÉNDICE

Apéndice A: Ingeniería de diseño

Apéndice A.1: Cálculos para el modelado de transformadores utilizando BCTRAN

Se modelan dos bancos de transformadores compuestos en total por 6 transformadores monofásicos (3 del TR-01 y 3 del TR-02) de características similares.

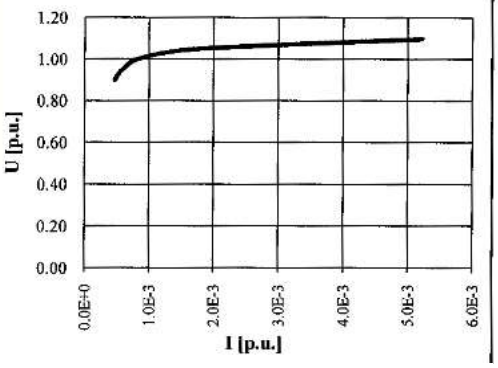
A.1.1. Carga de parámetros de prueba de circuito abierto en el modelo BCTRAN para el Transformador TR-01.

Los valores necesarios son voltaje porcentual, corriente porcentual y pérdidas de potencia en kilowatts. Dichos valores son extraídos de los protocolos de ensayos del transformador.

3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
90.0	20705	2.060	0.047	32847
95.0	21869	2.544	0.059	37813
100.0	23002	3.620	0.083	43827
105.0	24140	7.239	0.166	52123
110.0	25271	22.707	0.522	64203

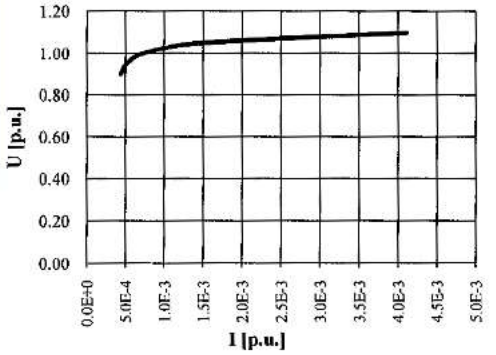
4) Curva de saturación:



3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
90.0	20726	1.902	0.044	33264
95.0	21862	2.282	0.052	38106
100.0	23023	3.193	0.073	44342
105.0	24154	6.112	0.141	52899
110.0	25315	17.874	0.411	65712

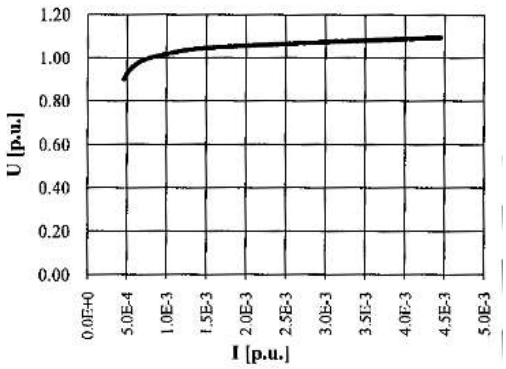
4) Curva de saturación:



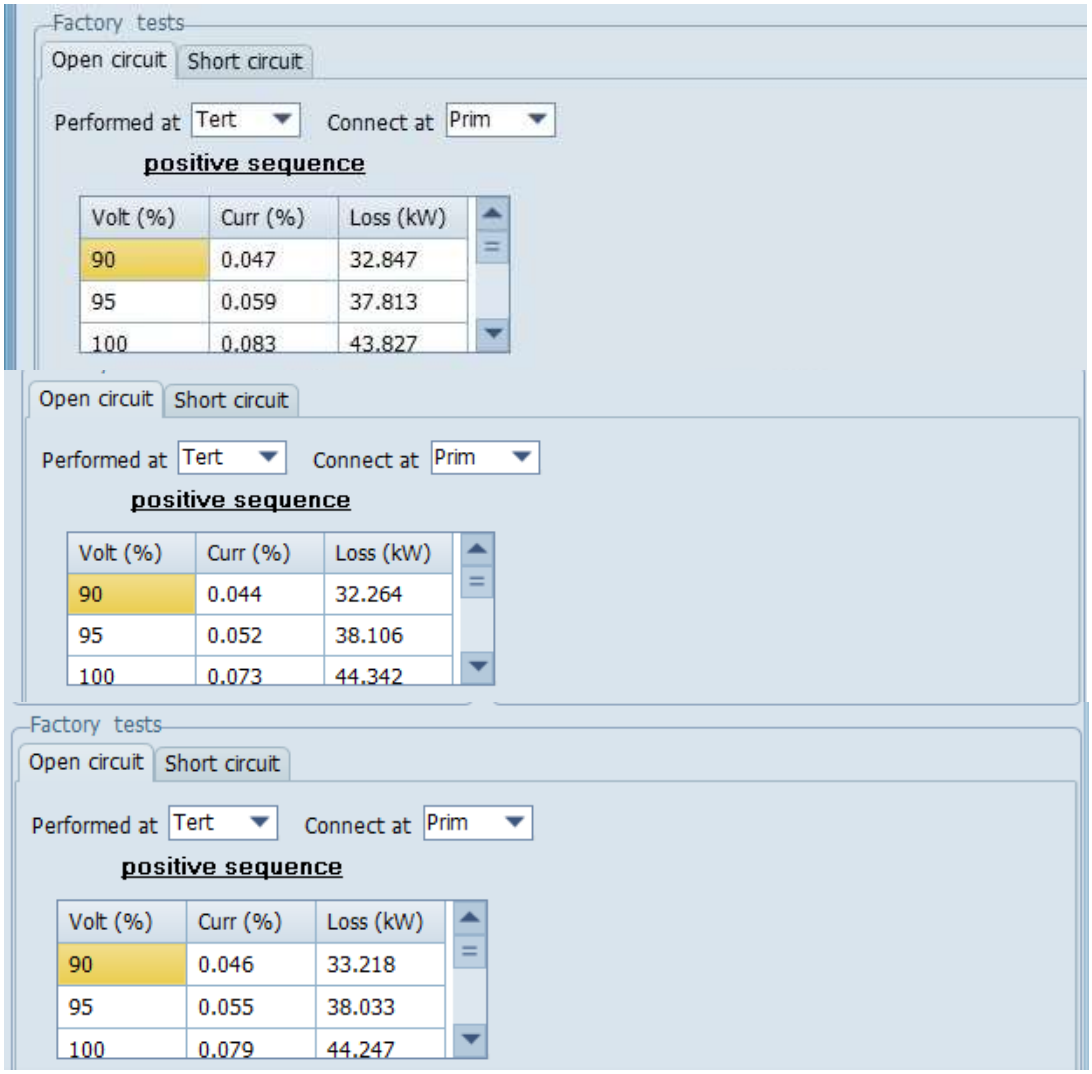
3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
90.0	20712	1.993	0.046	33218
95.0	21854	2.413	0.055	38033
100.0	23018	3.414	0.079	44247
105.0	24165	6.508	0.150	52641
110.0	25286	19.336	0.445	64935

4) Curva de saturación:



Estos valores son ingresados en el apartado *Factory tests / Open circuit.*



A.1.2. Carga de parámetros de prueba de cortocircuito en el modelo BCTRAN para el Transformador TR-01.

Se calcula la impedancia de cortocircuito a partir de los valores medidos en el ensayo de cortocircuito mediante la siguiente ecuación obtenida del ATP Rulebook [18].

$$Zsh = \frac{Ush}{Ish} = \frac{1353\ V}{1045\ A} = 1{,}29\Omega$$

$$Zsh\ [pu] = Zsh * \frac{S}{U^2} = 1{,}29\Omega * \frac{40MVA}{\left(\frac{66}{\sqrt{3}}kV\right)^2} = 0.0357[pu] = 3{,}57\ \%$$

Se encuentra que la impedancia de cortocircuito porcentual ya está expresada con el nombre de E_Z [%] en el protocolo de ensayo del transformador, además son necesarios los datos de potencia aparente y pérdidas de potencia en kilowatts.

3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
472.89	13023	111636	50.1	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	13009	111397

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	115297	13916	129213	10.24	0.22+j10.24	0.58+j27.53
48.00	73790	8907	82697	8.19	0.17+j8.19	
36.00	41507	5010	46517	6.15	0.13+j6.14	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
314.68	14313	69548	50.1	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14324	69653

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	70341	9875	80216	11.28	0.20+j11.28	0.81+j45.48
32.00	45018	6320	51338	9.02	0.16+j9.02	
24.00	25323	3555	28878	6.77	0.12+j6.77	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1045.00	1353	70679	50.1	27.0

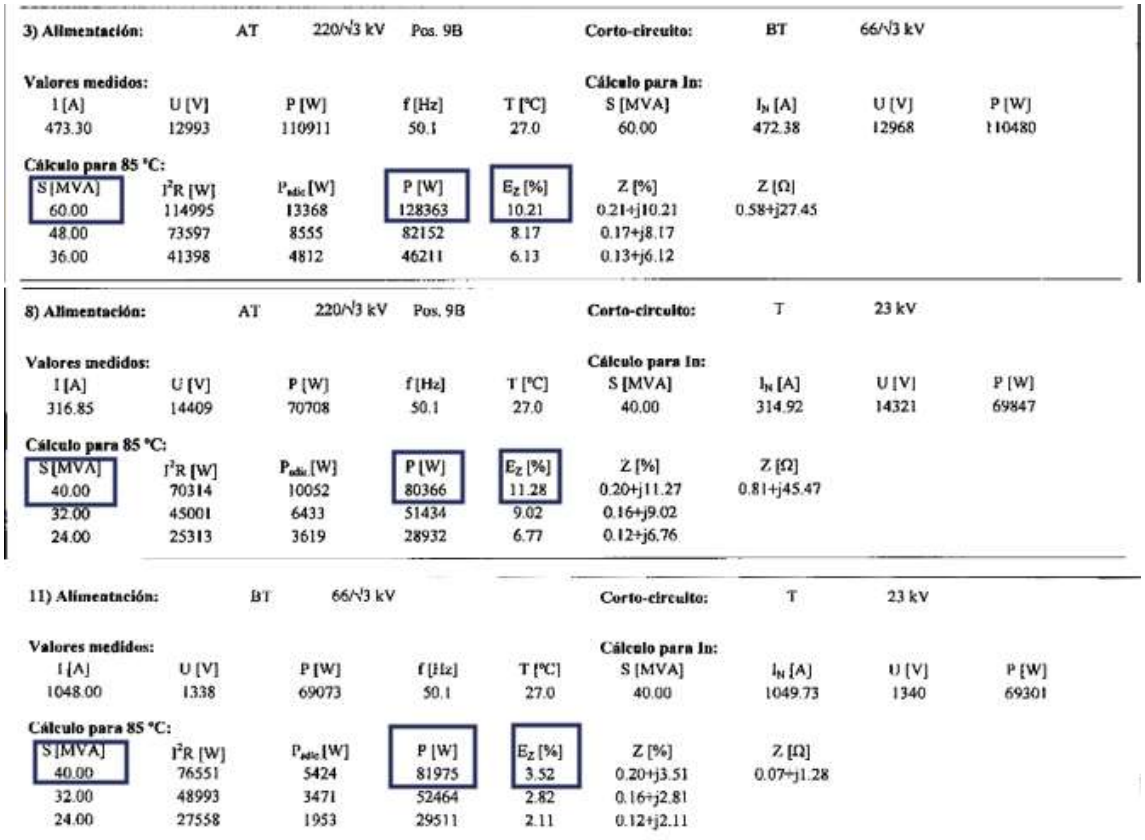
Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1359	71320

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76761	6936	83697	3.57	0.21+j3.56	0.08+j1.29
32.00	49127	4439	53566	2.85	0.17+j2.85	
24.00	27634	2497	30131	2.14	0.13+j2.14	

Figura 44. Valores de la prueba de cortocircuito fase R.



3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
473.30	12993	110911	50.1	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	12968	110480

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	114995	13368	128363	10.21	0.21+j10.21	0.58+j27.45
48.00	73597	8555	82152	8.17	0.17+j8.17	
36.00	41398	4812	46211	6.13	0.13+j6.12	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
316.85	14409	70708	50.1	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14321	69847

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	70314	10052	80366	11.28	0.20+j11.27	0.81+j45.47
32.00	45001	6433	51434	9.02	0.16+j9.02	
24.00	25313	3619	28932	6.77	0.12+j6.76	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1048.00	1338	69073	50.1	27.0

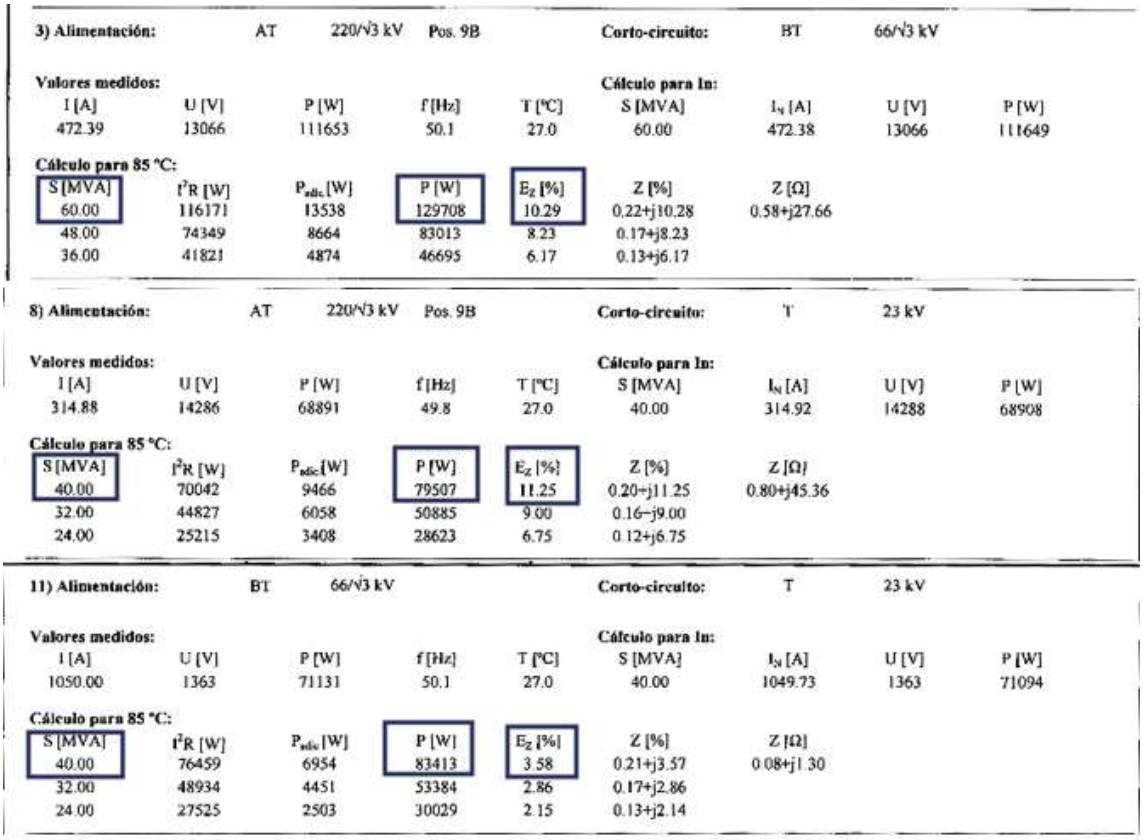
Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1340	69301

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76551	5424	81975	3.52	0.20+j3.51	0.07+j1.28
32.00	48993	3471	52464	2.82	0.16+j2.81	
24.00	27558	1953	29511	2.11	0.12+j2.11	

Figura 45. Valores de la prueba de cortocircuito fase S.



3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
472.39	13066	111653	50.1	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	13066	111649

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	116171	13538	129708	10.29	0.22+j10.28	0.58+j27.66
48.00	74349	8664	83013	8.23	0.17+j8.23	
36.00	41821	4874	46695	6.17	0.13+j6.17	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
314.88	14286	68891	49.8	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14288	68908

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	70042	9466	79507	11.25	0.20+j11.25	0.80+j45.36
32.00	44827	6058	50885	9.00	0.16+j9.00	
24.00	25215	3408	28623	6.75	0.12+j6.75	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1050.00	1363	71131	50.1	27.0

Cálculo para In:

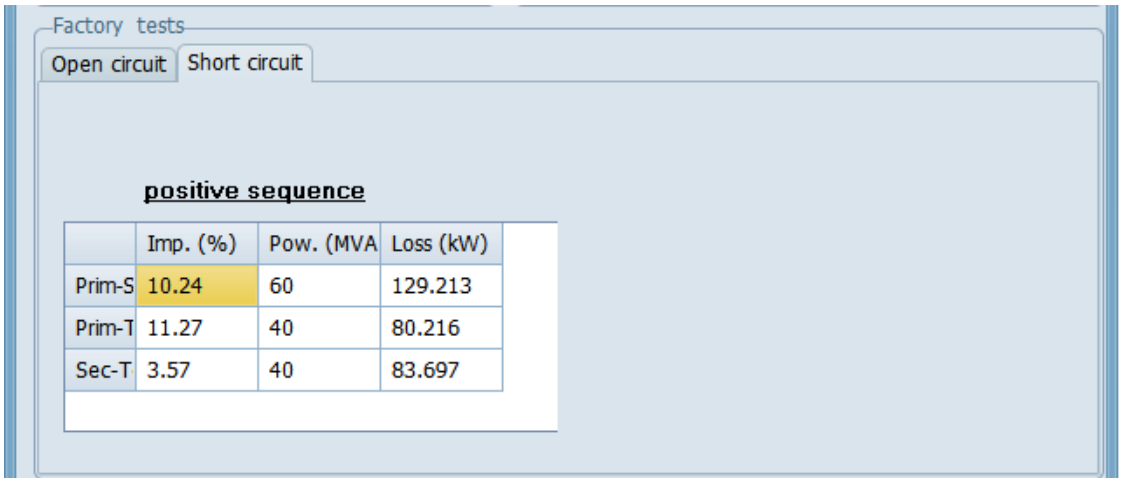
S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1363	71094

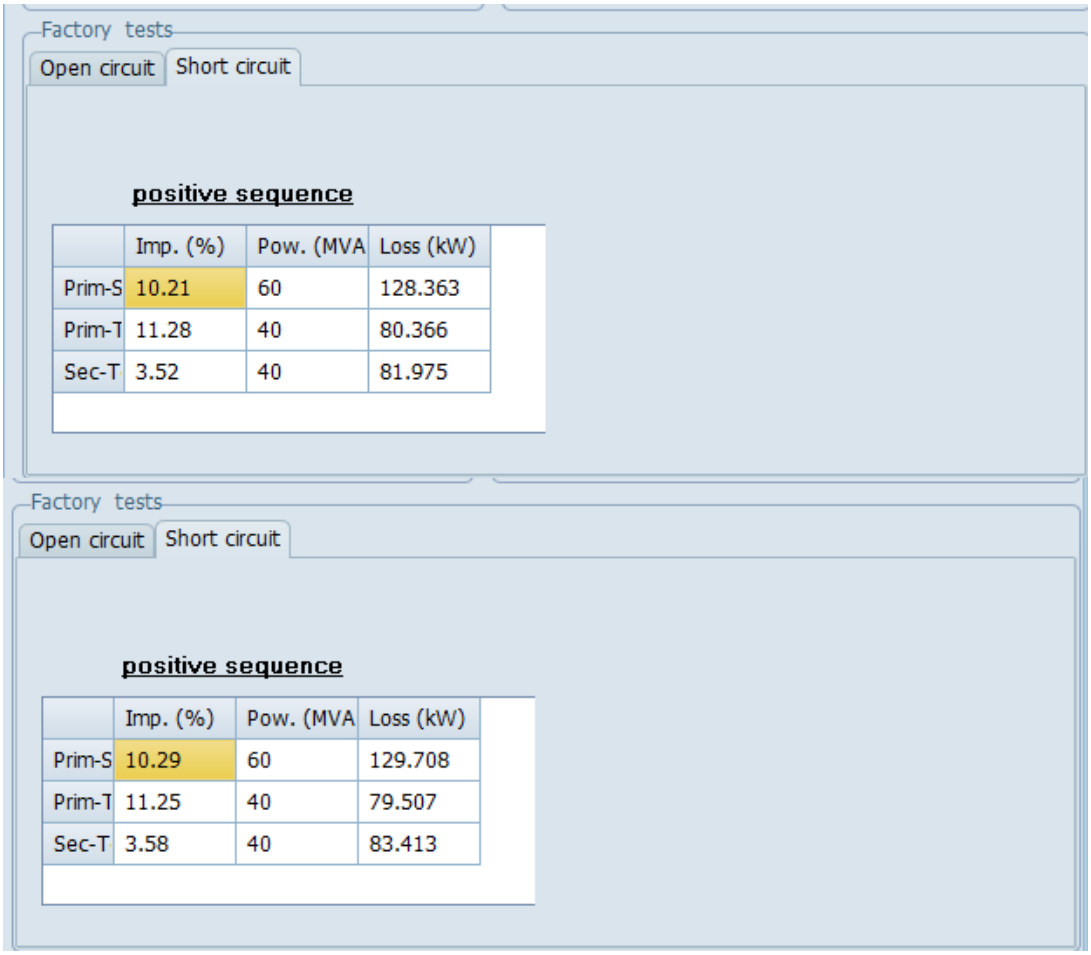
Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76459	6954	83413	3.58	0.21+j3.57	0.08+j1.30
32.00	48934	4451	53384	2.86	0.17+j2.86	
24.00	27525	2503	30029	2.15	0.13+j2.14	

Figura 46. Valores de la prueba de cortocircuito fase T

Estos valores son ingresados en el apartado *Factory tests / Short circuit.*





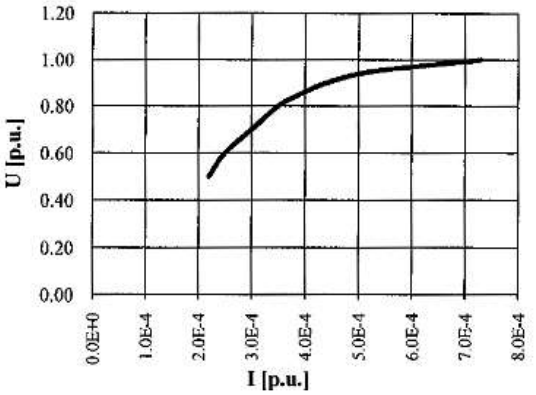
A.1.3. Carga de parámetros de prueba de circuito abierto en el modelo BCTRAN para el Transformador TR-02.

Los valores necesarios son voltaje porcentual, corriente porcentual y pérdidas de potencia en kilowatts. Dichos valores son extraídos de los protocolos de ensayos del transformador.

3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
50.0	11499	0.941	0.022	10038
60.0	13787	1.101	0.025	14219
70.0	16129	1.290	0.030	19396
80.0	18396	1.524	0.035	25449
85.0	19561	1.688	0.039	29109
90.0	20680	1.911	0.044	33094
95.0	21846	2.298	0.053	37968
100.0	22985	3.183	0.073	44019
105.0	24144	6.090	0.140	52647
110.0	25279	17.313	0.398	65515

4) Curva de saturación:

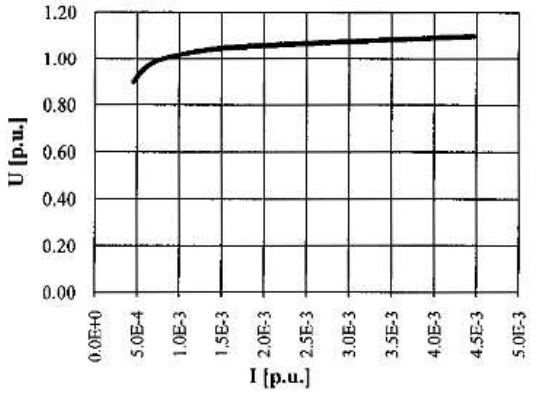


5) Garantías:

3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
90.0	20712	2.019	0.046	34970
95.0	21853	2.474	0.057	40113
100.0	22992	3.498	0.080	46536
105.0	24145	6.715	0.154	55560
110.0	25299	19.421	0.447	68573

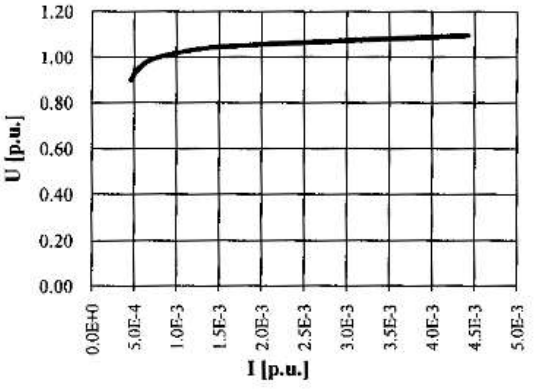
4) Curva de saturación:



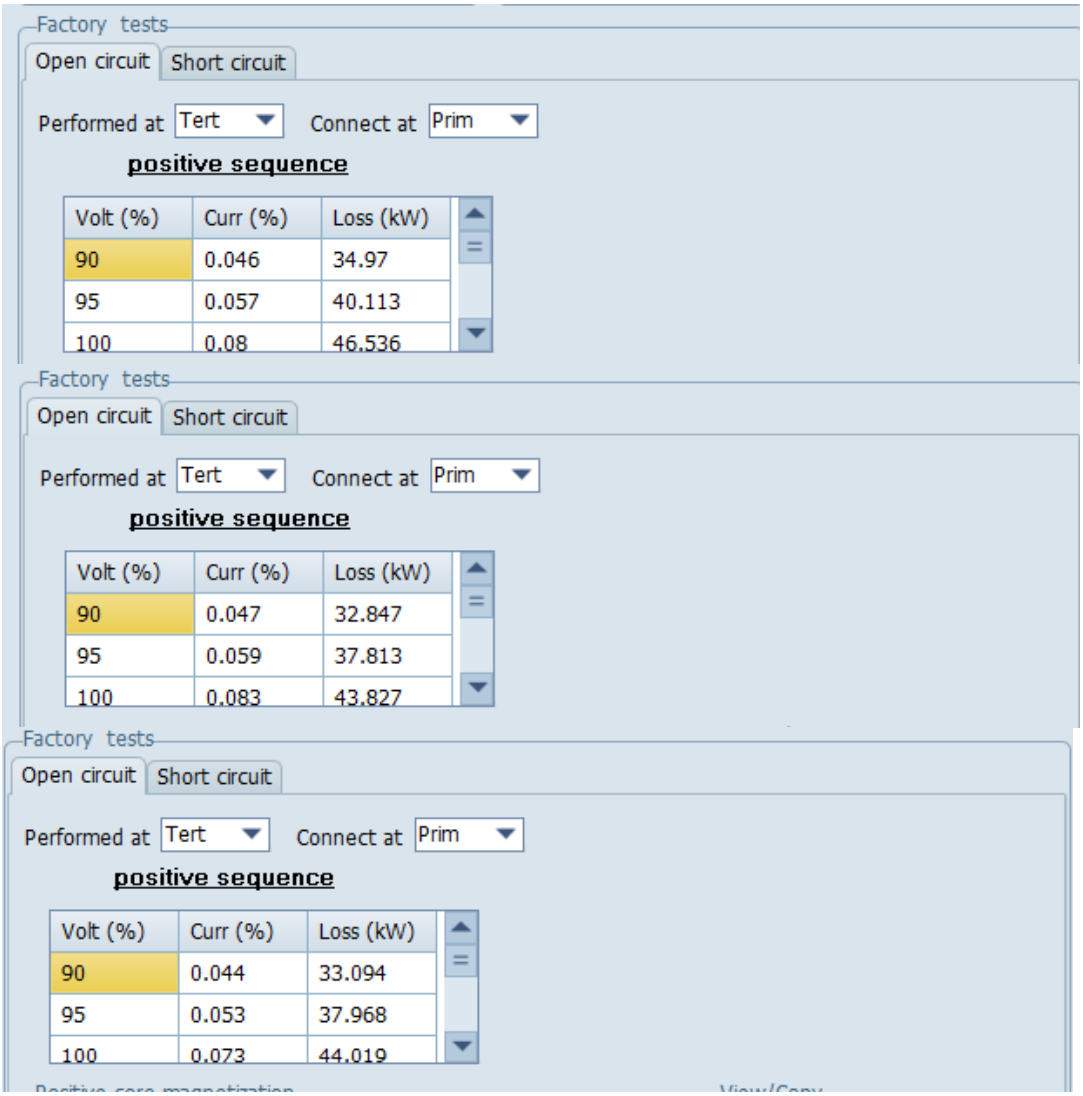
3) Resultados conforme IEC 60076-1 y base 100 MVA:

Excitación [% Un]	Tensión [V] V. Médio	Iexcit. [A]	Iexcit. [% In]	Pérdidas [W]
90.0	20723	2.003	0.046	34087
95.0	21830	2.401	0.055	38957
100.0	23018	3.383	0.078	45454
105.0	24165	6.529	0.150	54095
110.0	25284	19.198	0.442	66170

4) Curva de saturación:

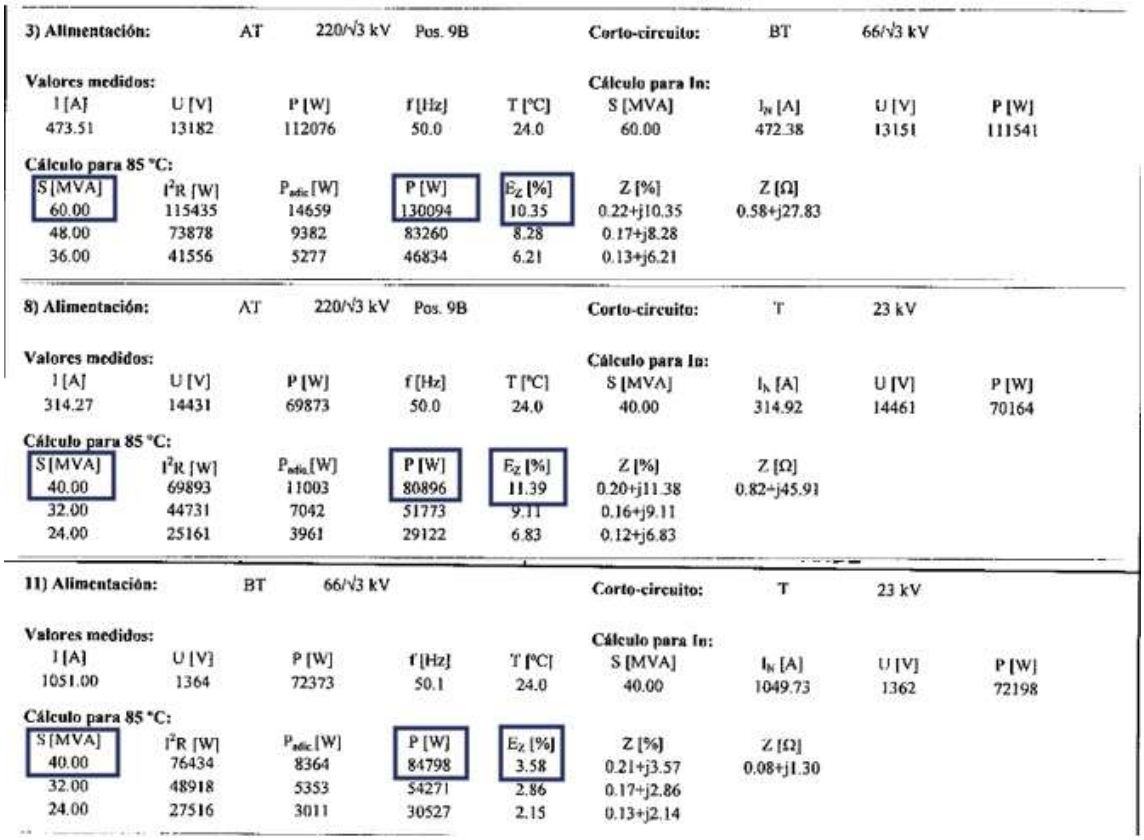


Estos valores son ingresados en el apartado *Factory tests / Open circuit.*



A.1.4. Carga de parámetros de prueba de cortocircuito en el modelo BCTRAN para el Transformador TR-02.

Los datos necesarios son la impedancia de cortocircuito porcentual expresada con el nombre de E_z [%] en el protocolo de ensayo del transformador, además los datos de potencia aparente y pérdidas de potencia en kilowatts.



3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
473.51	13182	112076	50.0	24.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	13151	111541

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	115435	14659	130094	10.35	0.22+j10.35	0.58+j27.83
48.00	73878	9382	83260	8.28	0.17+j8.28	
36.00	41556	5277	46834	6.21	0.13+j6.21	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
314.27	14431	69873	50.0	24.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14461	70164

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	69893	11003	80896	11.39	0.20+j11.38	0.82+j45.91
32.00	44731	7042	51773	9.11	0.16+j9.11	
24.00	25161	3961	29122	6.83	0.12+j6.83	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1051.00	1364	72373	50.1	24.0

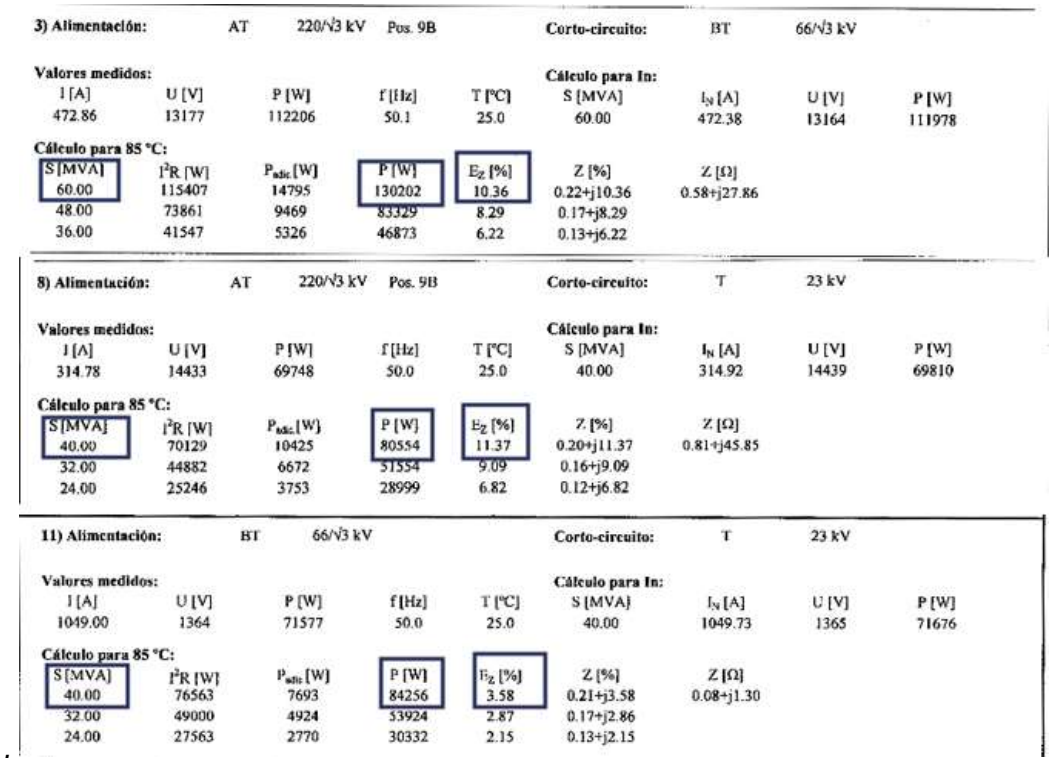
Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1362	72198

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76434	8364	84798	3.58	0.21+j3.57	0.08+j1.30
32.00	48918	5353	54271	2.86	0.17+j2.86	
24.00	27516	3011	30527	2.15	0.13+j2.14	

Figura 47.Valores de la prueba de cortocircuito fase R.



3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
472.86	13177	112206	50.1	25.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	13164	111978

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	115407	14795	130202	10.36	0.22+j10.36	0.58+j27.86
48.00	73861	9469	83329	8.29	0.17+j8.29	
36.00	41547	5326	46873	6.22	0.13+j6.22	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
314.78	14433	69748	50.0	25.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14439	69810

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	70129	10425	80554	11.37	0.20+j11.37	0.81+j45.85
32.00	44882	6672	51554	9.09	0.16+j9.09	
24.00	25246	3753	28999	6.82	0.12+j6.82	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1049.00	1364	71577	50.0	25.0

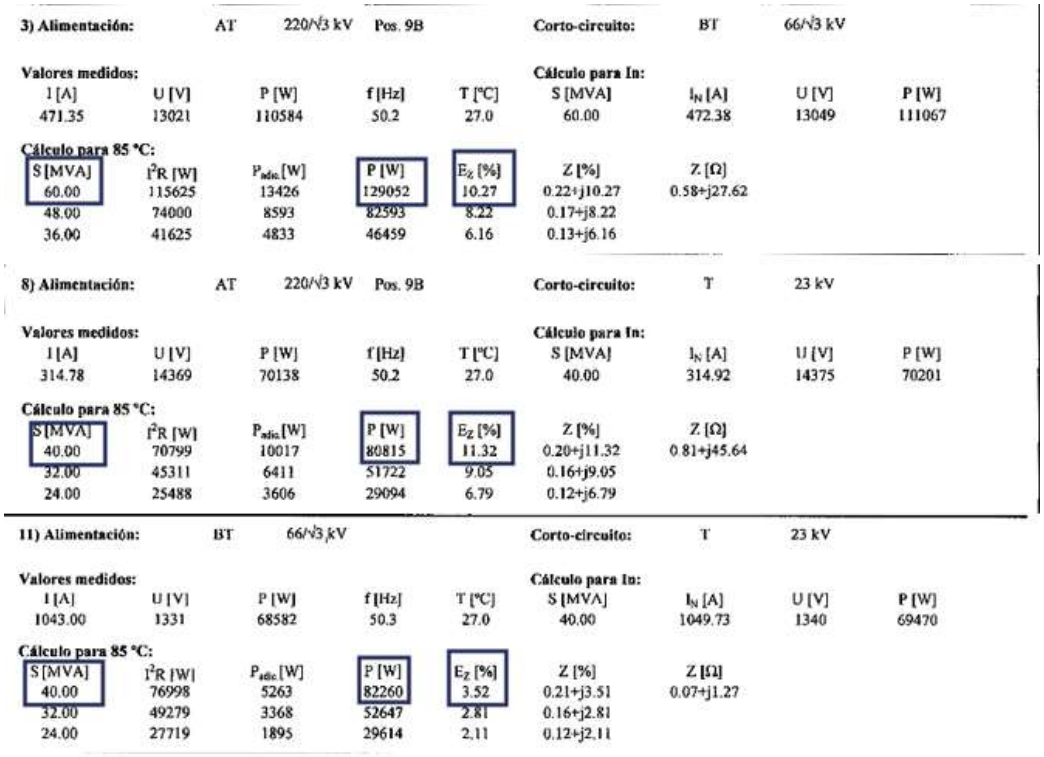
Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1365	71676

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	P_{adic} [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76563	7693	84256	3.58	0.21+j3.58	0.08+j1.30
32.00	49000	4924	53924	2.87	0.17+j2.86	
24.00	27563	2770	30332	2.15	0.13+j2.15	

Figura 48.Valores de la prueba de cortocircuito fase S.



3) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** BT 66/√3 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
471.35	13021	110584	50.2	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
60.00	472.38	13049	111067

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	$P_{adic.}$ [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
60.00	115625	13426	129052	10.27	0.22+j10.27	0.58+j27.62
48.00	74000	8593	82593	8.22	0.17+j8.22	
36.00	41625	4833	46459	6.16	0.13+j6.16	

8) Alimentación: AT 220/√3 kV Pos. 9B — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
314.78	14369	70138	50.2	27.0

Cálculo para In:

S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	314.92	14375	70201

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	$P_{adic.}$ [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	70799	10017	80815	11.32	0.20+j11.32	0.81+j45.64
32.00	45311	6411	51722	9.05	0.16+j9.05	
24.00	25488	3606	29094	6.79	0.12+j6.79	

11) Alimentación: BT 66/√3 kV — **Corto-circuito:** T 23 kV

Valores medidos:

I [A]	U [V]	P [W]	f [Hz]	T [°C]
1043.00	1331	68582	50.3	27.0

Cálculo para In:

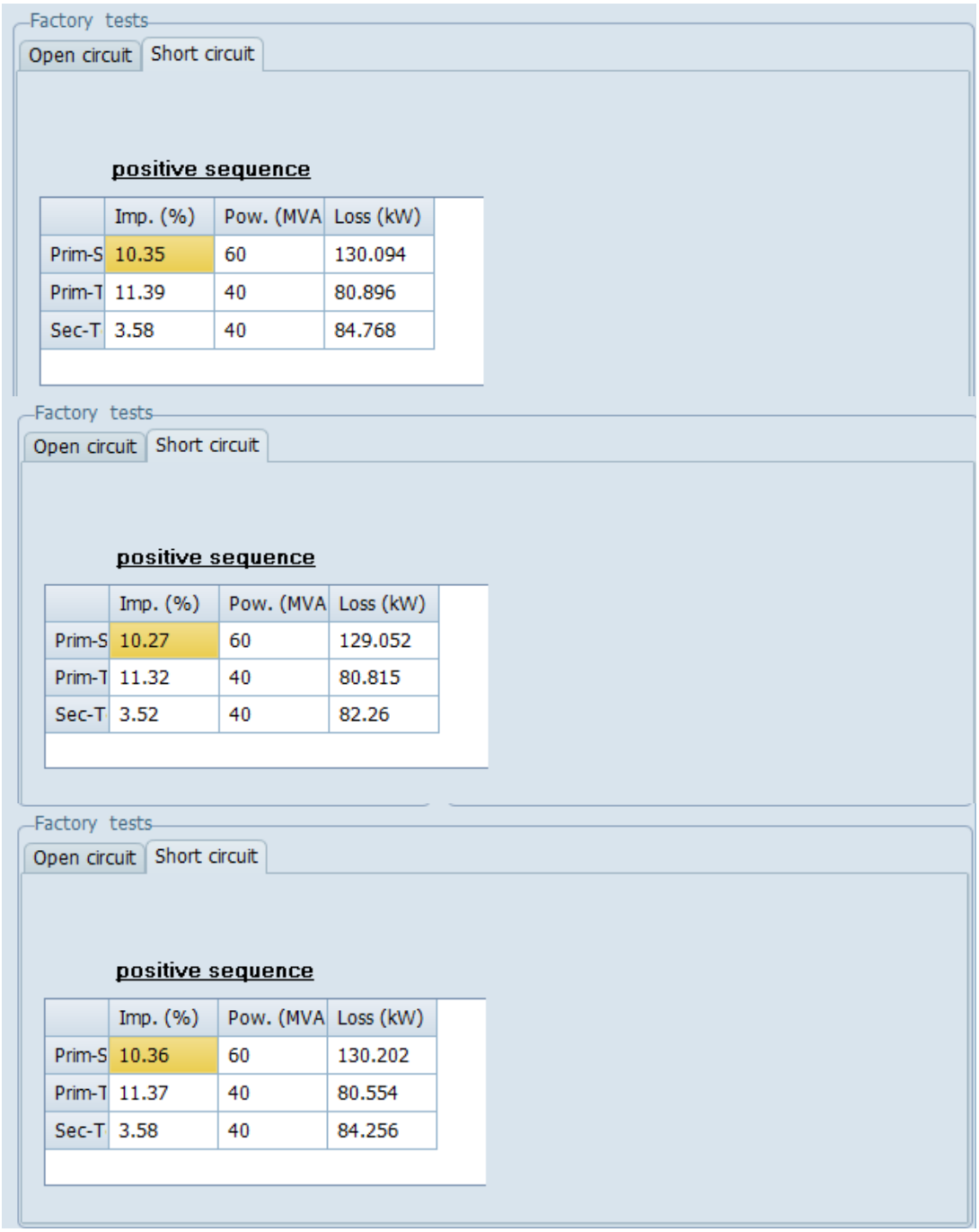
S [MVA]	I_N [A]	U [V]	P [W]
40.00	1049.73	1340	69470

Cálculo para 85 °C:

S [MVA]	I^2R [W]	$P_{adic.}$ [W]	P [W]	E_Z [%]	Z [%]	Z [Ω]
40.00	76998	5263	82260	3.52	0.21+j3.51	0.07+j1.27
32.00	49279	3368	52647	2.81	0.16+j2.81	
24.00	27719	1895	29614	2.11	0.12+j2.11	

Figura 49.Valores de la prueba de cortocircuito fase T.

Estos valores son ingresados en el apartado *Factory tests / Short circuit.*



Factory tests

Open circuit | Short circuit

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA	Loss (kW)
Prim-S	10.35	60	130.094
Prim-T	11.39	40	80.896
Sec-T	3.58	40	84.768

Factory tests

Open circuit | Short circuit

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA	Loss (kW)
Prim-S	10.27	60	129.052
Prim-T	11.32	40	80.815
Sec-T	3.52	40	82.26

Factory tests

Open circuit | Short circuit

positive sequence

	Imp. (%)	Pow. (MVA	Loss (kW)
Prim-S	10.36	60	130.202
Prim-T	11.37	40	80.554
Sec-T	3.58	40	84.256

Apéndice A.2: Cálculos de curva de saturación e histéresis

A.1.4. Cálculos utilizando la rutina SATURA.

En esta sección se realizan los cálculos necesarios para obtener los pares de valores corriente-flujo introduciendo los valores calculados en la rutina SATURA del software ATP.

Los pares de datos corriente-voltaje se obtienen de la prueba en vacío de los transformadores que ya fueron expuestos en el Apéndice anterior. El ensayo se realizó en el devanado de 23 kV. Este devanado está conectado en estrella, por lo que la corriente de fase es la misma que la corriente de línea, se puede considerar que:

$$I_{ex,w} = I_{ex}$$

Donde $I_{ex,w}$ es la corriente de excitación en cada fase e I_{ex} es la corriente de excitación de la prueba de vacío.

Luego se calcula la corriente magnética por fase $I_{m,w}$ de cada devanado que según la ecuación siguiente:

$$I_{m,x} = \sqrt{I_{ex,w}^2 - (\frac{P_{ex}}{V_{ex}})^2}$$

Dicho cálculo se realiza con la finalidad de separar la corriente de pérdidas por histéresis de las pérdidas por corrientes parasitas según el ATP Rulebook [18]

Con estos valores de tensión-corriente se puede obtener la curva de saturación del núcleo utilizando la rutina SATURA para convertirlos en los pares de valores corriente-flujo, una vez convertido dichos valores en p.u. siendo [18]:

$$S_{base} = 100\ MVA$$

$$V_{base} = 23\ kV$$

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} = \frac{100\ MVA}{23\ kV} = 4347{,}83\ A$$

Por consiguiente, se tiene que:

$$I_{rms}(p.u.) = \frac{I_{rms}}{I_{base}}$$

$$V_{rms}(p.u.) = \frac{V_{rms}}{V_{base}}$$

Los cálculos anteriores se realizan en Excel para cada punto de la curva documentada en los protocolos de ensayos para las tres fases del transformador TR-01 y TR-02 resultando las siguientes tablas:

TR-01					
R		S		T	
Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)	Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)	Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)
0,90256522	0,00030338	0,90256522	0,00023567	0,90269565	0,00027333
0,95530435	0,00043092	0,95530435	0,00034112	0,95421739	0,0003862
1,00956522	0,00071047	1,00956522	0,00058857	1,00952174	0,00065151
1,07413043	0,00159269	1,07413043	0,00131667	1,07252174	0,00141408
1,17130435	0,00519377	1,17130435	0,00407256	1,16269565	0,00441207

TR-02					
R		S		T	
Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)	Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)	Vrms (p.u.)	Irms (p.u.)
0,90104348	0,00024143	0,90330435	0,00025645	0,90304348	0,00026411
0,95352174	0,00034757	0,9546087	0,00038368	0,953	0,00037129
1,0073913	0,00058739	1,00891304	0,00065919	1,0093913	0,00063454
1,07026087	0,00131148	1,0723913	0,00154358	1,07269565	0,00141446
1,15626087	0,00394147	1,16317391	0,00442776	1,16243478	0,00437869

En las siguientes figuras se muestran como fueron cargados los pares de valores de las tablas anteriores para ejecutar la rutina SATURA

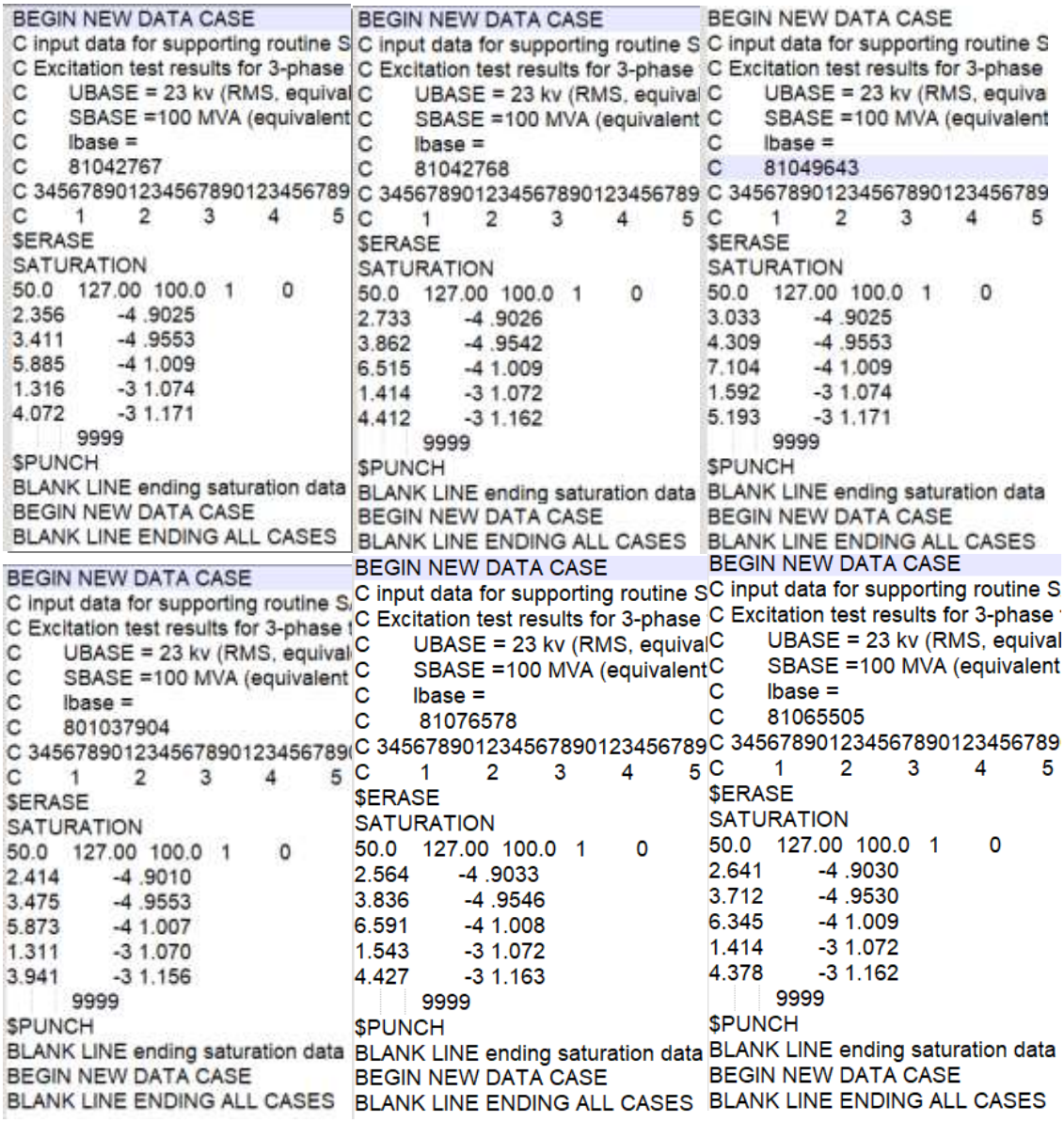


Figura 50.Rutina Satura para las fases R, S y T del TR-01 y TR-02

Donde los parámetros cargados en la rutina son:

- FREQ: Frecuencia de la fuente de tensión sinusoidal.
- VBASE: Tensión de base monofásica en kV del devanado primario.
- SBASE: Potencia base monofásica en MVA del devanado primario.
- IPUNCH: Parámetro que controla la tarjeta de salida de la derivada (Corriente - Flujo).
- KTHIRD: Parámetro que controla el tipo de curva en la salida.

-0: salida solo del primer cuadrante;

-1: curva completa (salida de todos los cuadrantes).

Seguidamente, una vez ejecutada la rutina, esta retorna los puntos convertidos en valores corriente-flujo. Los valores de salida pueden apreciarse en las siguientes tablas.

TR-01					
R		S		T	
Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)
3,38E-01	5,16E+02	2,62E-01	5,16E+02	3,04E-01	5,16E+02
7,20E-01	5,46E+02	5,78E-01	5,46E+02	6,46E-01	5,46E+02
1,28E+00	5,77E+02	1,08E+00	5,77E+02	1,18E+00	5,77E+02
3,09E+00	6,14E+02	2,55E+00	6,14E+02	2,74E+00	6,13E+02
9,90E+00	6,69E+02	7,70E+00	6,69E+02	8,51E+00	6,64E+02

TR-02					
R		S		T	
Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)
2,69E-01	5,15E+02	2,86E-01	5,16E+02	2,94E-01	5,16E+02
5,83E-01	5,46E+02	6,70E-01	5,46E+02	6,23E-01	5,45E+02
1,08E+00	5,76E+02	1,21E+00	5,76E+02	1,15E+00	5,77E+02
2,56E+00	6,12E+02	3,04E+00	6,13E+02	2,76E+00	6,13E+02
7,64E+00	6,61E+02	8,39E+00	6,65E+02	8,43E+00	6,64E+02

Con los valores de la curva devueltas por la rutina SATURA no se obtiene valores de flujo magnético que puedan saturar el núcleo debido a que durante los protocolos de ensayo no se llega a estos valores por que pueden ser dañinos para el transformador. Por los que se necesita extrapolar la curva, la extrapolación se hace utilizando el software Excel. Las ecuaciones obtenidas en las que tienden las curvas son:

TR-01	R	ø=45,657*LN(*I*)+563,9
	S	ø=45,608*LN(*I*) + 573,8
	T	ø=44,87*LN(*I*) + 567,95

TR-02	R	∅=44,262*LN(*I*) + 570,84
	S	∅=44,076*LN(*I*) + 567,61
	T	∅=44,409*LN(*I*) + 568,9

Donde ∅ es el flujo magnético e *I* la corriente de magnetización.

Utilizando las ecuaciones anteriores se pueden elegir puntos de saturación positiva que necesita la rutina HYSDAT para tener los valores de la curva de histéresis que se introducirán en el inductor no-lineal tipo 96.

Para hallar dichos puntos de saturación positiva se prueban manualmente varios pares de valores corriente-flujo hasta obtener la saturación del nucleó. Seguidamente se elige un punto del par de valores en donde el flujo magnético ya no varía tanto y la corriente de magnetización aumenta considerablemente. Estos valores de saturación positiva quedan expresados en la siguiente tabla:

TR-01					
R		S		T	
Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)
700,6	20	710,42	20	702,36	20
TR-02					
R		S		T	
Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)
703,43	20	699,64	20	701,93	20

Los pares de valores se ingresan en la rutina HYSDAT para ejecutar el software ATP cuyo formato es el siguiente:

```
BEGIN NEW DATA CASE
HYSTERESIS
C  ITYPE   LEVEL
     1      2
    20    700.6
BLANK LINE ENDING ALL CASES
```

Figura 51.Rutina HYSDAT para la fase R del TR-01.

Donde los parámetros cargados en la rutina HYSDAT son los siguientes:

- ITYPE: Código que especifica el material por el cual está compuesto el núcleo magnético.

- 1: ARMCO M5, Acero de granos orientados rico en silicio.
    - LEVEL: Código que especifica el nivel de precisión deseado.
- 1: Curva de Histéresis representada en 4 a 5 valores.
- 2: Curva de Histéresis representada en 10 valores.
- 3: Curva de Histéresis representada en 15 valores.
- 4: Curva de Histéresis representada en 20 a 25 valores.
    - CURSAT; FLXSAT: Punto de saturación positiva.

Una vez ejecutada la rutina HYSDAT retorna diez pares de valores de la curva de histéresis. Estos puntos son datos necesarios para el simular el fenómeno del ciclo de histéresis y el flujo residual del núcleo, los datos de la siguiente tabla se cargan en una rama externa utilizando inductores no-lineales tipo 96.

TR-01					
R		S		T	
Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)
-5,00E+00	-6,80E+02	-5,00E+00	-6,90E+02	-5,00E+00	-6,81E+02
-6,25E-01	-6,44E+02	-6,25E-01	-6,53E+02	-6,25E-01	-6,45E+02
3,75E-01	-5,93E+02	3,75E-01	-6,02E+02	3,75E-01	-5,95E+02
8,75E-01	-4,62E+02	8,75E-01	-4,68E+02	8,75E-01	-4,62E+02
1,69E+00	4,00E+02	1,69E+00	4,05E+02	1,69E+00	4,01E+02
2,63E+00	5,28E+02	2,63E+00	5,35E+02	2,63E+00	5,29E+02
4,50E+00	6,06E+02	4,50E+00	6,14E+02	4,50E+00	6,07E+02
8,31E+00	6,59E+02	8,31E+00	6,69E+02	8,31E+00	6,61E+02
2,00E+01	7,01E+02	2,00E+01	7,10E+02	2,00E+01	7,02E+02
2,75E+01	7,05E+02	2,75E+01	7,15E+02	2,75E+01	7,06E+02

TR-02					
R		S		T	
Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)	Corriente (A)	Flujo (Wb)
-5,00E+00	-6,82E+02	-5,00E+00	-6,79E+02	-5,00E+00	-6,81E+02
-6,25E-01	-6,46E+02	-6,25E-01	-6,44E+02	-6,25E-01	-6,45E+02
3,75E-01	-5,95E+02	3,75E-01	-5,93E+02	3,75E-01	-5,95E+02
8,75E-01	-4,63E+02	8,75E-01	-4,61E+02	8,75E-01	-4,62E+02
1,69E+00	4,01E+02	1,69E+00	3,99E+02	1,69E+00	4,01E+02
2,63E+00	5,29E+02	2,63E+00	5,27E+02	2,63E+00	5,29E+02
4,50E+00	6,08E+02	4,50E+00	6,05E+02	4,50E+00	6,07E+02
8,31E+00	6,62E+02	8,31E+00	6,59E+10	8,31E+00	6,61E+02
2,00E+01	7,03E+02	2,00E+01	7,00E+02	2,00E+01	7,02E+02
2,75E+01	7,07E+02	2,75E+01	7,04E+02	2,75E+01	7,06E+02

Apéndice A.3: Estudio sistemático de energización del transformador TR-01 y TR-02

En las siguientes tablas se muestran los resultados de las 100 simulaciones sistemáticas de energización por banco de transformadores con discrepancia de polos.

Tabla 16.Valores de la simulación sistemática de energización del TR-01.

N°	Voltaje en Transformador			Voltaje en Barra			Corriente de Energización			Tiempo de cierre		
	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T
1	229691	-279859	-179724	229691	-279859	180017	982	293	-1204	0,398	0,406	0,400
2	221934	-292331	-236638	221934	-292331	-236638	947	-209	-949	0,398	0,408	0,405
3	232109	-278753	-179724	232109	-278753	180017	952	290	-1204	0,399	0,406	0,400
4	216023	-219989	287243	216023	-219989	287243	718	-785	215	0,403	0,412	0,410
5	248070	-291634	-213034	248070	-291634	-213034	855	152	-934	0,401	0,407	0,405
6	215549	-287227	-179724	215549	-287227	180017	940	-140	-1174	0,400	0,408	0,402
7	281250	-278462	-270189	281250	-278462	-270189	787	-935	-579	0,404	0,413	0,407
8	221737	-282528	-179724	221737	-282528	180017	984	188	-1221	0,398	0,403	0,401
9	201924	-266459	219906	201924	-266459	219906	722	-283	-494	0,401	0,408	0,407
10	245141	-282227	-197132	245141	-282227	-197132	907	226	-1031	0,400	0,404	0,404
11	225241	-281845	-193049	225241	-281845	-193049	967	262	-1130	0,399	0,404	0,403
12	196323	-256424	-194370	196323	-256424	-195181	528	68	-418	0,403	0,405	0,407
13	179792	-239451	233224	180097	-239451	233224	621	-122	-138	0,402	0,405	0,409
14	238156	-288969	-238583	238156	-288969	-238583	952	226	-958	0,398	0,405	0,405
15	226909	-284068	-239351	226909	-284068	-239351	839	-106	-747	0,400	0,403	0,406
16	218029	-217491	277546	218029	-217491	277546	611	-724	-202	0,403	0,411	0,408
17	217225	-282482	-179724	217225	-282482	180017	949	96	-1200	0,399	0,407	0,402
18	223305	-281413	-179724	223305	-281413	180017	966	197	-1217	0,399	0,403	0,401
19	212843	-284881	-180663	212843	-284881	-180663	970	48	-1173	0,396	0,402	0,400
20	228124	-281302	-179724	228124	-281302	180017	925	238	-1195	0,400	0,406	0,402
21	229516	-278547	-179724	229516	-278547	180017	897	242	-1182	0,400	0,406	0,402
22	254174	-287099	-211480	254174	-287099	-211480	883	260	-977	0,400	0,405	0,404
23	212600	-289288	181224	212600	-289288	181224	980	-260	-1153	0,400	0,409	0,402
24	227880	-281575	-192563	227880	-281575	-192563	967	288	-1136	0,397	0,406	0,399
25	182688	-230870	285599	182688	-230870	285599	684	-534	26	0,402	0,410	0,410
26	197366	-264550	-242586	197366	-264550	-244501	836	-152	-532	0,399	0,407	0,407
27	230296	-258613	245003	230296	-258613	245003	616	-607	-592	0,404	0,410	0,407
28	270029	-332197	249788	270029	-332197	249788	1055	-734	-1061	0,401	0,411	0,405
29	235821	-293406	-230906	235821	-293406	-230906	826	-181	-816	0,400	0,408	0,406
30	251321	-332140	217067	251321	-332140	217067	932	-522	-1102	0,402	0,409	0,403
31	237650	-291908	-232642	237650	-291908	-232642	828	-89	-813	0,400	0,407	0,406

32	258045	-292245	231216	258045	-292245	231216	663	-638	-851	0,404	0,410	0,405
33	243986	-287356	-240395	243986	-287356	-240395	895	192	-870	0,399	0,404	0,405
34	223212	-282716	-179724	223212	-282716	180017	961	208	-1181	0,399	0,403	0,402
35	179792	-238828	285694	180097	-238828	285694	758	-472	129	0,401	0,409	0,410
36	194713	-253838	226684	194713	-253838	226684	592	-347	-414	0,403	0,408	0,407
37	-181415	-202613	211147	-181415	-202613	211147	297	-159	-8	0,404	0,407	0,409
38	-182654	-187688	195025	-182654	-187688	195025	114	-138	-56	0,405	0,407	0,408
39	222217	-299023	196279	222217	-299023	196279	1002	-366	-1109	0,400	0,409	0,403
40	204596	-272303	-222188	204596	-272303	-222188	719	-189	-552	0,401	0,408	0,407
41	193768	-255690	257271	193768	-255690	257271	763	-481	-400	0,402	0,409	0,408
42	229682	-279536	-179724	229682	-279536	180017	959	278	-1201	0,399	0,404	0,400
43	248423	-286720	-196594	248423	-286720	-196594	847	180	-978	0,401	0,406	0,404
44	233047	-308819	185765	233047	-308819	185765	748	-291	-1031	0,403	0,408	0,402
45	229074	-280593	-179724	229074	-280593	180017	982	279	-1217	0,398	0,404	0,400
46	202871	-225533	292327	202871	-225533	292327	723	-711	111	0,403	0,411	0,410
47	226195	-256468	275809	226195	-256468	275809	789	-736	-436	0,402	0,411	0,408
48	251203	-290153	-206065	251203	-290153	-206065	833	184	-943	0,401	0,406	0,404
49	224949	-283422	-197195	224949	-283422	-197195	956	227	-1094	0,399	0,404	0,403
50	184676	-252626	212040	184676	-252626	-227410	692	-142	-316	0,401	0,406	0,408
51	232526	-301293	186185	232526	-301293	186185	848	-228	-1061	0,401	0,408	0,403
52	236265	-303244	-179724	236265	-303244	180017	767	-165	-976	0,402	0,408	0,403
53	249976	-282843	-205760	249976	-282843	-205760	901	257	-1008	0,400	0,406	0,404
54	229295	-280759	-185433	229295	-280759	-185433	961	294	-1159	0,399	0,406	0,402
55	226144	-289828	-234470	226144	-289828	-234470	811	-228	-724	0,400	0,408	0,406
56	239879	-303615	-216657	239879	-303615	-216657	872	-258	-921	0,400	0,408	0,405
57	224835	-281756	-179724	224835	-281756	180017	959	224	-1179	0,399	0,407	0,402
58	208061	-294470	-211466	208061	-294470	-211466	994	-334	-1001	0,398	0,401	0,398
59	232891	-277967	-179724	232891	-277967	180017	945	292	-1209	0,399	0,405	0,400
60	213773	-301848	-214057	213773	-301848	-214057	986	-464	-946	0,396	0,400	0,397
61	232724	-283029	-247020	232724	-283029	-247020	929	185	-860	0,398	0,405	0,406
62	247879	-324458	230661	247879	-324458	230661	1114	-681	-1215	0,401	0,410	0,402
63	202808	-271171	211582	202808	-271171	211582	682	-252	-521	0,402	0,408	0,407
64	251715	-280394	-198862	251715	-280394	-198862	890	277	-1021	0,400	0,405	0,404
65	217391	-297531	195291	217391	-297531	195291	1028	-378	-1120	0,399	0,409	0,403
66	215572	-283400	-179724	215572	-283400	180017	989	90	-1205	0,397	0,403	0,400
67	219252	-291363	189147	219252	-291363	189147	988	-314	-1123	0,400	0,409	0,403
68	228936	-280076	-179724	228936	-280076	180017	975	280	-1206	0,397	0,404	0,402
69	214657	-283634	-179724	214657	-283634	180017	970	66	-1210	0,396	0,402	0,400
70	235055	-283260	-211186	235055	-283260	-211186	961	274	-1061	0,399	0,405	0,404
71	263626	-316500	-258575	263626	-316500	-258575	1143	-788	-996	0,400	0,411	0,405
72	302330	-328204	-298322	302330	-328204	-298322	1087	-1003	-912	0,402	0,412	0,405
73	227958	-281239	-188598	227958	-281239	-188598	969	287	-1157	0,398	0,404	0,402
74	220848	-282371	-192630	220848	-282371	-192630	955	197	-1108	0,399	0,407	0,403
75	256538	-286596	-191877	256538	-286596	-191877	762	272	-930	0,401	0,404	0,404
76	212560	-286571	-181511	212560	-286571	-181511	950	-90	-1135	0,400	0,408	0,403
77	239917	-296804	-226583	239917	-296804	-226583	867	-99	-893	0,400	0,407	0,405
78	231882	-278449	-179724	231882	-278449	180017	992	304	-1222	0,398	0,405	0,401

79	263947	-336338	225301	263947	-336338	225301	915	-622	-1152	0,403	0,410	0,400
80	234492	-282915	-207978	234492	-282915	-207978	955	272	-1065	0,399	0,406	0,398
81	185711	-250896	-223495	185711	-250896	-238291	767	-207	-359	0,400	0,407	0,408
82	240779	-317092	203356	240779	-317092	203356	901	-382	-1065	0,401	0,409	0,403
83	231653	-276993	-179724	231653	-276993	180017	903	277	-1168	0,400	0,404	0,402
84	238110	-282188	-213994	238110	-282188	-213994	952	267	-1043	0,399	0,405	0,404
85	215904	-282887	-179724	215904	-282887	180017	939	111	-1144	0,400	0,407	0,403
86	233042	-282623	-179724	233042	-282623	180017	885	150	-1127	0,401	0,407	0,402
87	242971	-321841	203251	242971	-321841	203251	811	-399	-988	0,402	0,409	0,404
88	203648	-261830	245505	203648	-261830	245505	716	-465	-497	0,402	0,409	0,407
89	213751	-283866	-179724	213751	-283866	180017	992	53	-1217	0,397	0,408	0,400
90	255157	-291229	-213831	255157	-291229	-213831	804	243	-891	0,401	0,404	0,405
91	238801	-309885	226367	238801	-309885	226367	855	-495	-876	0,402	0,409	0,406
92	226564	-281517	-187851	226564	-281517	-187851	963	274	-1149	0,399	0,406	0,399
93	227311	-282156	-197657	227311	-282156	-197657	953	251	-1091	0,396	0,404	0,399
94	206641	-293704	193833	206641	-293704	193833	1116	-461	-1195	0,397	0,400	0,401
95	242893	-289276	-234136	242893	-289276	-234136	930	233	-959	0,399	0,406	0,405
96	226917	-281180	-179724	226917	-281180	180017	955	239	-1210	0,399	0,406	0,401
97	247928	-313472	221566	247928	-313472	221566	819	-489	-944	0,402	0,409	0,405
98	243240	-293541	-231541	243240	-293541	-231541	869	106	-879	0,400	0,407	0,405
99	257105	-322036	259310	257105	-322036	259310	1021	-733	-888	0,401	0,411	0,406
100	231271	-279349	259479	231271	-279349	259479	803	-619	-658	0,402	0,410	0,407

Tabla 17.Valores de la simulación sistemática de energización del TR-02.

N°	Voltaje en Transformador			Voltaje en Barra			Corriente de Energización			Tiempo de cierre		
	R	S	T	R	S	T	R	S	T	R	S	T
1	209670	265753	-179538	209670	265753	179794	982	282	-1202	0,398	0,406	0,400
2	219434	-288979	-236818	219434	-288979	-236818	939	-154	-950	0,398	0,408	0,405
3	217130	263154	-179538	217130	263154	179794	946	278	-1202	0,399	0,406	0,400
4	216913	-221033	286608	216913	-221033	286608	718	-786	217	0,403	0,412	0,410
5	250465	-287546	-212962	250465	-287546	-212962	853	132	-940	0,401	0,407	0,405
6	223784	-280972	-179538	223784	-280972	179794	932	-191	-1173	0,400	0,408	0,402
7	281727	-251262	-272251	281727	-251262	-272251	770	-919	-584	0,404	0,413	0,407
8	207992	264086	-179538	207992	264086	179794	984	176	-1219	0,398	0,403	0,401
9	202306	-264248	216985	202306	-264248	216985	721	-279	-488	0,401	0,408	0,407
10	247418	-275786	-196749	247418	-275786	-196749	902	215	-1034	0,400	0,404	0,404
11	215870	270177	-192949	215870	270177	-192949	962	253	-1129	0,399	0,404	0,403
12	196839	-255260	-194073	196839	-255260	-194961	528	65	-419	0,403	0,405	0,407
13	179658	-245411	224114	179890	-245411	224114	621	-18	-61	0,402	0,405	0,409
14	225302	-282403	-238457	225302	-282403	-238457	933	221	-957	0,398	0,405	0,405
15	225608	-281713	-238539	225608	-281713	-238539	837	43	-746	0,400	0,403	0,406
16	218338	-218387	276751	218338	-218387	276751	609	-724	-197	0,403	0,411	0,408
17	212026	-272578	-179538	212026	-272578	179794	942	75	-1199	0,399	0,407	0,402
18	212804	-265363	-179538	212804	-265363	179794	963	183	-1216	0,399	0,403	0,401
19	206341	-270090	-180296	206341	-270090	-180296	964	-49	-1171	0,396	0,402	0,400

20	226836	-268333	-179538	226836	-268333	179794	917	220	-1194	0,400	0,406	0,402
21	235219	-269772	-179538	235219	-269772	179794	889	221	-1181	0,400	0,406	0,402
22	253529	-282635	-211358	253529	-282635	-211358	878	246	-981	0,400	0,405	0,404
23	222137	-284031	-179538	222137	-284031	179794	972	-282	-1152	0,400	0,409	0,402
24	216745	270106	-192250	216745	270106	-192250	961	279	-1133	0,397	0,406	0,399
25	186465	-234680	274789	186465	-234680	274789	689	-534	29	0,402	0,410	0,410
26	198786	-267175	-242244	198786	-267175	-243960	836	20	-516	0,399	0,407	0,407
27	230361	-254400	243229	230361	-254400	243229	615	-605	-591	0,404	0,410	0,407
28	277609	-309439	249020	277609	-309439	249020	1072	-707	-1066	0,401	0,411	0,405
29	238562	-290309	-230687	238562	-290309	-230687	827	-180	-821	0,400	0,408	0,406
30	276577	-298167	220352	276577	-298167	220352	947	-507	-1112	0,402	0,409	0,403
31	238825	-289739	-232690	238825	-289739	-232690	828	-78	-817	0,400	0,407	0,406
32	264250	-269425	-231183	264250	-269425	-231183	659	-621	-858	0,404	0,410	0,405
33	237620	-282109	-239076	237620	-282109	-239076	884	187	-869	0,399	0,404	0,405
34	216460	-265288	-179538	216460	-265288	179794	954	195	-1179	0,399	0,403	0,402
35	179658	-247291	267118	179890	-247291	267118	769	-469	125	0,401	0,409	0,410
36	194619	-252344	225066	194619	-252344	225066	591	-345	-412	0,403	0,408	0,407
37	-179677	-202728	210746	179890	-202728	210746	298	-158	-8	0,404	0,407	0,409
38	-182377	-187294	194239	-182377	-187294	194239	113	-136	-54	0,405	0,407	0,408
39	232345	-290135	193966	232345	-290135	193966	1003	-377	-1111	0,400	0,409	0,403
40	205482	-272139	-221523	205482	-272139	-221523	718	-182	-551	0,401	0,408	0,407
41	193956	-256474	249271	193956	-256474	249271	763	-477	-381	0,402	0,409	0,408
42	214193	264668	-179538	214193	264668	179794	953	267	-1199	0,399	0,404	0,400
43	252796	-280212	-196512	252796	-280212	-196512	844	159	-985	0,401	0,406	0,404
44	249150	-272362	-179538	249150	-272362	179794	752	-306	-1039	0,403	0,408	0,402
45	210641	264658	-179538	210641	264658	179794	982	269	-1215	0,398	0,404	0,400
46	205356	-226490	283427	205356	-226490	283427	725	-714	119	0,403	0,411	0,410
47	225760	-259058	276400	225760	-259058	276400	787	-734	-423	0,402	0,411	0,408
48	254685	-285234	-206474	254685	-285234	-206474	831	163	-950	0,401	0,406	0,404
49	223912	-269527	-196685	223912	-269527	-196685	950	217	-1092	0,399	0,404	0,403
50	187859	-256181	-211552	187859	-256181	-227021	697	-46	-305	0,401	0,406	0,408
51	244052	-278555	-179538	244052	-278555	179794	844	-273	-1060	0,401	0,408	0,403
52	246097	-282756	-179538	246097	-282756	179794	765	-200	-990	0,402	0,408	0,403
53	250710	-277788	-205938	250710	-277788	-205938	896	244	-1011	0,400	0,406	0,404
54	217758	267631	-184940	217758	267631	-184940	955	284	-1157	0,399	0,406	0,402
55	226788	-288990	-233632	226788	-288990	-233632	810	-223	-724	0,400	0,408	0,406
56	246349	-297060	-217191	246349	-297060	-217191	871	-268	-929	0,400	0,408	0,405
57	217299	264507	-179538	217299	264507	179794	953	209	-1178	0,399	0,407	0,402
58	208983	-284410	-211149	208983	-284410	-211149	991	-313	-1003	0,398	0,401	0,398
59	220015	261477	-179538	220015	261477	179794	938	280	-1207	0,399	0,405	0,400
60	218622	-297728	-213745	218622	-297728	-213745	986	-465	-950	0,396	0,400	0,397
61	218832	-278816	-246181	218832	-278816	-246181	909	181	-857	0,398	0,405	0,406
62	276008	-299468	237449	276008	-299468	237449	1132	-689	-1216	0,401	0,410	0,402
63	203114	-268095	209759	203114	-268095	209759	681	-250	-520	0,402	0,408	0,407
64	253706	-274715	-198114	253706	-274715	-198114	885	266	-1024	0,400	0,405	0,404
65	227326	-289100	-194127	227326	-289100	-194127	1029	-383	-1120	0,399	0,409	0,403
66	202401	-266572	-179538	202401	-266572	179794	989	77	-1203	0,397	0,403	0,400

67	227358	-285797	184908	227358	-285797	184908	983	-328	-1122	0,400	0,409	0,403
68	210767	265518	-179538	210767	265518	179794	975	270	-1204	0,397	0,404	0,402
69	205042	-270301	-179538	205042	-270301	179794	962	48	-1208	0,396	0,402	0,400
70	230115	-269523	-211370	230115	-269523	-211370	951	270	-1062	0,399	0,405	0,404
71	263687	-303878	-258450	263687	-303878	-258450	1137	-767	-992	0,400	0,411	0,405
72	308012	-287372	-301002	308012	-287372	-301002	1110	-948	-913	0,402	0,412	0,405
73	213218	269045	-188205	213218	269045	-188205	963	279	-1156	0,398	0,404	0,402
74	222291	-269182	-192249	222291	-269182	-192249	949	184	-1107	0,399	0,407	0,403
75	260752	-283391	-191123	260752	-283391	-191123	758	256	-936	0,401	0,404	0,404
76	217549	-274608	-181149	217549	-274608	-181149	945	-105	-1134	0,400	0,408	0,403
77	242313	-291513	-227112	242313	-291513	-227112	867	-91	-899	0,400	0,407	0,405
78	209861	264632	-179538	209861	264632	179794	992	295	-1220	0,398	0,405	0,401
79	295768	-293973	225731	295768	-293973	225731	927	-609	-1162	0,403	0,410	0,400
80	230814	-270359	-207556	230814	-270359	-207556	947	266	-1066	0,399	0,406	0,398
81	190783	-255583	-223393	190783	-255583	-237782	767	-97	-332	0,400	0,407	0,408
82	254124	-295209	199063	254124	-295209	199063	913	-377	-1073	0,401	0,409	0,403
83	235543	-267719	-179538	235543	-267719	179794	895	259	-1167	0,400	0,404	0,402
84	234392	-273052	-213858	234392	-273052	-213858	942	264	-1044	0,399	0,405	0,404
85	220593	-270595	-179538	220593	-270595	179794	934	93	-1142	0,400	0,407	0,403
86	238314	-274466	-179538	238314	-274466	179794	879	128	-1126	0,401	0,407	0,402
87	257738	-298066	205794	257738	-298066	205794	823	-393	-1000	0,402	0,409	0,404
88	203659	-260139	243525	203659	-260139	243525	714	-461	-489	0,402	0,409	0,407
89	200599	-267029	-179538	200599	-267029	179794	992	-44	-1215	0,397	0,408	0,400
90	257209	-287976	-214060	257209	-287976	-214060	802	229	-895	0,401	0,404	0,405
91	245681	-300354	226548	245681	-300354	226548	863	-489	-881	0,402	0,409	0,406
92	216802	268393	-187466	216802	268393	-187466	957	263	-1146	0,399	0,406	0,399
93	226887	-269430	-197349	226887	-269430	-197349	947	242	-1091	0,396	0,404	0,399
94	213550	-284942	191886	213550	-284942	191886	1111	-464	-1194	0,397	0,400	0,401
95	237241	-285064	-233869	237241	-285064	-233869	917	226	-960	0,399	0,406	0,405
96	216331	-263643	-179538	216331	-263643	179794	948	224	-1209	0,399	0,406	0,401
97	260259	-299181	-223228	260259	-299181	-223228	830	-480	-954	0,402	0,409	0,405
98	244740	-290797	-231669	244740	-290797	-231669	867	94	-882	0,400	0,407	0,405
99	259674	-310265	257657	259674	-310265	257657	1028	-719	-885	0,401	0,411	0,406
100	231671	-277589	256422	231671	-277589	256422	805	-614	-652	0,402	0,410	0,407

Apéndice A.4: Modelado del mando sincronizado

A.4.1. Pseudocódigo del mando sincronizado

Modelo *Mando sincronizado*
Entrada *Voltaje_en_fuente[3]*
Entrada *Voltaje_en_transformador[3]*
Salida *Flujo_prospectivo[3]*
Salida *Flujo_residual[3]*
Variables *Flujo_prospectivo[3], Flujo_residual[3]*
Variables *llave_r, llave_s, llave_t*
Ejecutar
Para *i=1* **hasta** *3* **hacer**
Flujo_prospectivo[i]=**integral**(*Voltaje_en_fuente[i])*
Flujo_residual[i]=**integral**(*Voltaje_en_transformador[i])*
Fin Para

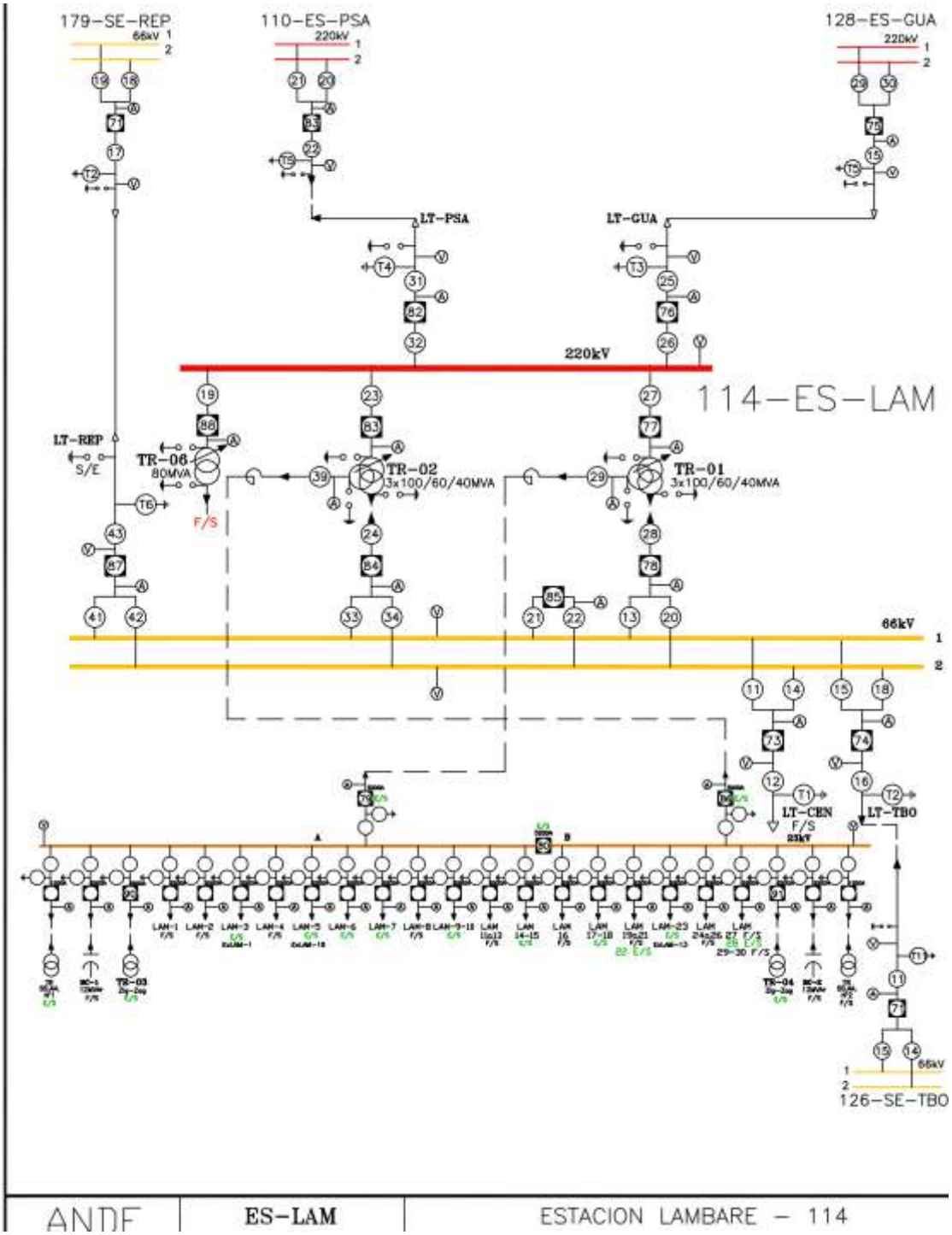
Si *Flujo_prospectivo[1]=Flujo_residual[1]* **y** tiempo>=0.4 *entonces*
Llave_r=1
Fin Si

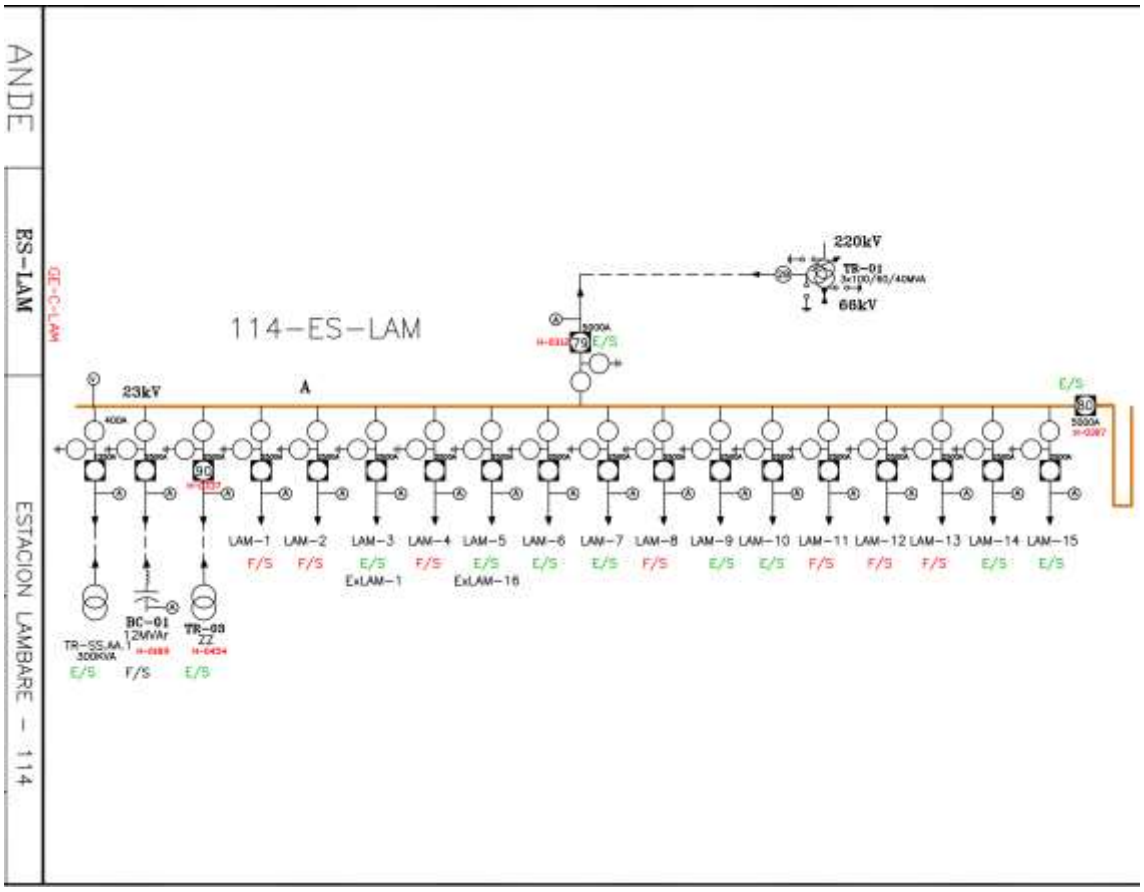
Si *Flujo_prospectivo[2]=Flujo_residual[2]* **y** tiempo>=0.4 *entonces*
Llave_s=1
Fin Si

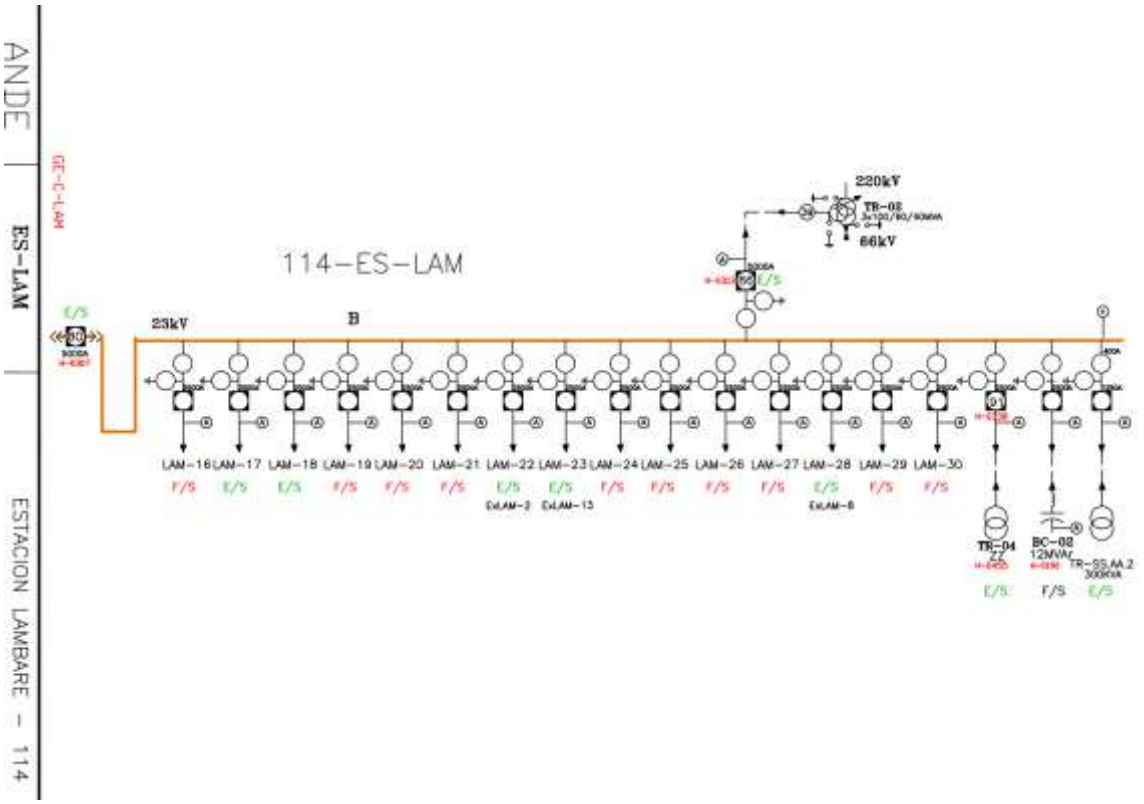
Si *Flujo_prospectivo[2]=Flujo_residual[2]* **y** tiempo>=0.4 *entonces*
Llave_t=1
Fin Si
Fin Ejecutar

10. ANEXO

Anexo A: Diagramas unifilares de la ES-LAM.




ANDE
ES-LAM
ESTACION LAMBARE - 114
GE-C-LAM
114-ES-LAM
220kV
TR-01
66kV
23kV
A
LAM-1 LAM-2 LAM-3 LAM-4 LAM-5 LAM-6 LAM-7 LAM-8 LAM-9 LAM-10 LAM-11 LAM-12 LAM-13 LAM-14 LAM-15
ExLAM-1
ExLAM-16
BC-01
12MVAr
TR-03
22
TR-SS.AA
300KVA


ANDE
ES-LAM
ESTACION LAMBARE - 114
GE-C-LAM
114-ES-LAM
220kV
TR-02
66kV
23kV
B
LAM-16 LAM-17 LAM-18 LAM-19 LAM-20 LAM-21 LAM-22 LAM-23 LAM-24 LAM-25 LAM-26 LAM-27 LAM-28 LAM-29 LAM-30
ExLAM-2
ExLAM-13
ExLAM-8
TR-04
22
BC-02
12MVAr
TR-SS.AA.2
300KVA

11. BIBLIOGRAFÍA

[1] J. D. Glover y M. S. Sarma., Sistemas de Potencia: Análisis y Diseño.Tercera Edición, California: Northeastern University, 2003.

[2] J. F. Mora, Máquinas Eléctricas. Quinta Edición., Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2003.

[3] L. T. D. G. S., ESTUDIO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DEBIDO A ENERGIZACIÓN DE BANCOS DE CONDENSADORES Y TRANSFORMADORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 115kV, Caracas, 2009.

[4] H. Villemur y R. Laurent, Simulación de la Corriente Inrush en Transformadores: Conceptos y Casos Prácticos., Argentina: Biblioteca de Mercado.

[5] E. Vázquez M. y J. A. Pérez R., Aplicación de RNA en la identificación de corrientes de INRUSH en transformadores, México: FIME. UANL..

[6] Cigré, «Resonance and Ferroresonance in Power Networks,» TB 569, 2014.

[7] M. V. J. A., «Transient Analysis of Power Systems – Solution Techniques, Tools and Applications,» Wiley–IEEE Press, 2015.

[8] A. R. W. A. B. Adibi M. M., «Overvoltage Control During Restoration,» IEEE-PWRS 107-3, 1992.

[9] Comité Argentino de Usuarios del EMTP/ATP(CAUE), «El ATP/EMTP,» Junio 2003. [En línea]. Available: https://sites.google.com/site/atpcaue/el-atp-emtp. [Último acceso: 3 Junio 2021].

[10] J. Á. S. Hernández, MODELADO MEDIANTE ATP DEL MÉTODO DE TRANSFORMADORES EN OPOSICIÓN, Madrid, 2017.

[11] A. Rifaldi y R. Bianchi Lastra, Electronic Edition of the ATP RuleBook, Buenos Aires: Revista Iberoamericana del ATP, Vol. 3, 2001.

[12] R. C. González, Aportaciones a la Conexión Controlada de Transformadores de Potencia, Sevilla, 2015.

[13] UNE, Aparamenta de alta tensión. Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna, Tech. report, UNE-EN 62271-100, 2011.

[14] A. A. Hudson, « The electrical research association, Transformer magnetizing inrush current.,» de *UDC Report No. 5152*, Cleeve Road, Leatherhead, 1966.

[15] B. B. Jingxuan Hu, D. Maki y M. B. Marz, Mitigation of Voltage Drop Using Pre-Insertion Resistor during Large Transformer Energization in a Weak System: Simulation and Field Verification, Delft: IPST, 2011.

[16] H.-C. Seo y G.-H. Gwon, «Systematization of the Simulation Process of Transformer Inrush Current Using EMTP,» *MDPI*, pp. 2-3, 2019.

[17] L. Dután, «Modelación de Transformadores para estudios de energización usando ATP-EMTP. CELEC EP TRANSELECTRIC,» 2010. [En línea]. Available:

https://bit.ly/2OzuFlp.

[18] W. S. Meyer y T.-h. Liu, Alternative transients program (ATP) Rule Book, Canadian / American EMTP User Group, 1987.

[19] M. P. Muñoz, « Fundamentos Básicos de Finanzas,» Universidad Arturo Prat del Estado de Chile , Iquique, 2021.

[20] E. Avollone, «Manual del Ingeniero Mecanico,» Mc Graw Hill, Mexico, 1995.