Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética.

TRABAJO DE DIPLOMA

Software para el análisis y determinación de cargabilidad en transformadores

Autor: Yaidel Rodríguez Oliva.

Tutor: Ing. Arian Ramos Martínez

Santa Clara

2009

"Año del 50 aniversario del triunfo de la Revolución"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Electroenergética

TRABAJO DE DIPLOMA

Software para el análisis y determinación de cargabilidad en transformadores

Autor: Yaidel Rodríguez Oliva.

e-mail: yroliva@uclv.edu.cu

Tutor: Ing. Arian Ramos Martínez

Dpto. de Electroenergética
Facultad de Ing. Eléctrica
e-mail: arian@uclv.edu.cu

Santa Clara

2009

"Año del 50 aniversario del triunfo de la Revolución"

Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería Eléctrica, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

El fin de este asunto es que ya se ha escuchado todo. Teme, pues, a Dios y cumple sus mandamientos, porque esto es todo para el hombre. Eclesiastés 12:13.

DEDICATORIA

A mi Padre Celestial por haber permitido llegar hasta este punto de mi vida

A mis familiares, en especial a mis padres y mis hermanos.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera darle las gracias a Dios porque ha sido fiel en todos estos años de estudios.

A toda mi familia que me apoya de forma incondicional en especial mis padres y mis hermanos.

A mis amigos por el tiempo que le han dedicado a este trabajo, por su apoyo y los consejos que me han sido de mucha ayuda.

A mi tutor por haberme ayudado en la realización de este trabajo, por dedicar parte de su tiempo para que tuviera la calidad necesaria.

A todos mis profesores por los conocimientos impartidos en estos cinco años de estudios en mi carrera.

TAREA TÉCNICA

Trabajo de diploma. Título a desarrollar por el diplomante: Software para el análisis y determinación de cargabilidad en transformadores.

1. Revisión bibliográfica relacionada con las normas de cargabilidad de transformadores de distribución y potencia.
2. Determinar los parámetros fundamentales a tener en cuenta para analizar la cargabilidad de transformadores.
3. Selección de un método para el análisis y determinación de carga permisible en transformadores de distribución y de potencia.
4. Confección de un software para el análisis y determinación de cargabilidad de transformadores de distribución y potencia.
5. Escribir el informe del trabajo con los requisitos que se exige

Firma del Autor	Firma del Tutor

RESUMEN

En el desarrollo de este estudio los principales temas desarrollados están muy vinculados con la vida práctica en cuanto a cargabilidad en transformadores de distribución como de potencia. Cada transformador con sus características en particular es un mundo distinto de los demás, aun siendo manufacturado por el mismo fabricante. Si bien en los transformadores se reflejan sus límites en cuanto a envejecimiento en el capítulo uno se hace un análisis profundo para escoger criterios evitando que el aislante en su conjunto sea perjudicado por los efectos térmicos y de contaminación por causas diversas. En el capítulo dos se propone un método para estudiar la cargabilidad máxima permisible dado un ciclo de carga. Este método es sencillo, no se utiliza con frecuencia en el mundo de la ingeniería donde los especialistas estiman cargas mediante tablas específicas o mediante cálculos que no dependen de los niveles de temperatura en los devanados y aceites. En el capítulo tres se refleja la automatización de los cálculos demostrados; en el capítulo dos mediante un software denominado Cargabilidad Permisible en Transformadores (CPT). Es un programa sencillo, fácil de manejar por el usuario y se nutre de todos los conocimientos expuestos tanto en el capitulo uno como en el dos.

Tabla de contenido

PENSAMIENTO i

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

TAREA TÉCNICA..... iv

RESUMEN v

Introducción. ix

Capítulo 1. Aspectos generales sobre cargabilidad de transformadores. 1

1.1 Definiciones. 1

1.2 El efecto de carga por encima de los datos de chapa. 4

1.2.1. Consideraciones de voltaje y de frecuencia. 5

1.2.2. Enfriamiento existente adicional en transformadores enfriados automáticamente. 6

1.2.3. El enfriamiento suplementario para transformadores en usos. 7

1.2.4. El enfriamiento forzado por el aire y por el aceite. 7

1.2.5. Agua de enfriamiento. 8

1.2.6. Información para cálculos del usuario. 8

1.3. La operación del transformador con parte o todo el enfriamiento fuera de servicio. 9

1.3.1 Temperatura máxima del aceite como guía. 10

1.3.2. La cargabilidad del transformador para la esperanza de vida normal. 10

1.3.3. Sobrecargas durante el sistema de emergencia. 11

1.4. Vida del aislamiento del transformador. 12

1.4.1 Ecuación del envejecimiento. 12

1.4.2. Porciento de pérdida de vida. 14

1.5. Ciclos de carga. 15

1.5.1. Método de conversión de ciclos en uso a ciclos equivalentes de carga. 16

1.5.2. Pico equivalente de carga. 17

Capítulo 2. Metodología para el análisis de cargabilidad. 18

2.1 Esperanza de vida. 19

2.2 Limitaciones. 20

2.3. Tipo de cargabilidad. 21

2.4 Cargabilidad continua basada en el incremento de temperatura del punto más caliente. 22

2.4.1 Período corto de cargabilidad con sacrificio moderado en la esperanza de vida (operación por encima de 110° C de temperatura del punto más caliente). 23

2.5. Cargabilidad en transformadores de potencia. 24

2.5.1 Bushings. 25

2.6 Cargabilidad en esperanza de vida normal. 28

2.6.1 Esperanza de vida normal cerca de la temperatura máxima del aceite. 28

2.6.2. Cargabilidad en la esperanza de vida normal cerca de los incrementos de temperaturas de pruebas de los devanados. 29

2.6.3 Cargabilidad planificada por encima de los datos de chapas. 30

2.6.4 Período largo en cargabilidad de emergencia. 30

2.6.5 Período corto en cargabilidad de emergencia. 31

2.7 Cálculos para determinar el valor nominal y seleccionar el tamaño del transformador. 32

2.7.1 El cálculo para determinar la cargabilidad por encima del valor de los datos de chapas de un transformador existente. 33

2.7.2 Planificación de la carga por encima de los datos de chapa (PLBN). 37

2.7.3. Periodo largo de cargabilidad de emergencia. (LTE) 38

2.7.4 Período corto de cargabilidad de emergencia. (STE). 39

2.8. Carga pico de enfriamiento (CLPU). 40

Capítulo 3. Programa computacional para el análisis de cargabilidad. 42

3.1. Plataforma de trabajo Visual Studio 2005. 42

3.2. Requerimientos Funcionales. 44

3.3 Ambiente de trabajo del Software 46

Conclusiones. 60

Recomendaciones. 62

Bibliografía: 64

Anexos 68

Introducción.

Este estudio es aplicable para la cargabilidad en transformadores de distribución y transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con clase de diseño de 65° C. En el reconocimiento de los diferentes tipos de construcción, las consideraciones especiales y el grado de conservadurismo han sido involucrados en la carga de este equipo; las cláusulas específicas son dedicadas para energizar transformadores a partir de otros ya estudiados. En las investigaciones previas, las diferentes curvas de envejecimiento estaban usadas para transformadores de potencia y transformadores de distribución, esto se debe a los diferentes valores usados en los procedimientos que se presentan. La curva del transformador de distribución está basada en pruebas reales de envejecimiento en transformadores. La curva del transformador de potencia se basó en tomar muestras del aislante envejecido en envases experimentales para lograr la retención de 50 % de la fuerza tensible. La investigación de los materiales aislantes celulosos removidos de los transformadores que tuvieron una larga vida útil ha conducido al personal a cuestionar la validez de los criterios de 50 %; la misma, sugiere que los criterios nuevos son de retención de 25 %. Este estudio le permitirá al usuario, que seleccione los criterios más aceptables para su necesidad, basado en el índice de porciento de fuerza de retención, de polimerización, etc. El concepto de vida en por unidad y el factor de aceleración de envejecimiento ha sido introducido en este estudio de cargabilidad.

Las ecuaciones dadas pueden usarse para calcular la pérdida de porciento de vida total del aislador, como han sido practicadas en anteriores ediciones de las guías de cargabilidad de transformadores. La relación entre la vida del aislador y la vida del transformador es una pregunta que queda por resolver.

Es reconocido que bajo las correctas condiciones, la vida del transformador pueda exceder adecuadamente la vida del aislador.

Las características empleadas en los estudios previamente usados, contienen tablas de cargabilidad en las que las capacidades se basan en las características típicas asumidas del transformador.

Estas características asumidas no están reconocidas, como no están construidas sobre unidades actuales, lo cual puede tener una gran variedad de características.

En este estudio esas tablas se desprenden del cálculo tecnológico de la computadora de capacidad de carga, basadas en las características específicas del transformador. Las cláusulas dadas contienen ecuaciones de temperatura parecidas a las de las ediciones usadas previas a este estudio.

Estas ecuaciones utilizan el incremento de temperatura (hot-spot) en los devanados sobre el aceite de la parte superior del tanque y asumen esa temperatura de aceite en los conductos refrescantes como la misma del aceite de la parte superior del tanque durante la sobrecarga.

Investigaciones recientes, termopares y detectores de fibra ópticas, indican el flujo disperso que circula en los devanados durante los fenómenos transitorios de calentamiento y enfriamiento, estos fenómenos son sumamente complicados para ser descritos por ecuaciones de primer grado.

Estos estudios han mostrado que durante las sobrecargas, la temperatura del aceite en los conductos de enfriamiento de los devanados asciende rápidamente y excede la temperatura del aceite de más arriba del tanque. Un programa de computadora basado en estas ecuaciones es dado para la evaluación por la industria. La investigación en este campo está en curso y puede ser incorporada en revisiones futuras del mismo.

Los transformadores con valores de diseño en 55 ° C están generalmente reemplazados desde cerca del año 1966 como una oferta estándar por la mayoría de los fabricantes. Sus reposiciones originalmente fueron con valores de 55/65° C y en 1977, el único valor de diseño en transformadores fue de 65° C, lo que se convirtió en la oferta estándar de la industria. Los valores de temperaturas más altas están basados en el mejoramiento térmico de los sistemas de aislamiento de papel esmaltado con aceite.

Para la confección de este trabajo nos planteamos el objetivo principal siguiente:

Desarrollar un programa capaz de brindar los datos necesarios para un análisis adecuado de cargabilidad en transformadores.

Para el cumplimiento de dicho objetivo principal se definieron un conjunto de objetivos específicos, estos son:

1. Analizar diferentes métodos existentes para realizar el análisis de cargabilidad de transformadores.
2. Realizar un programa de computación que facilite el análisis para diferentes tipos de sobrecarga.
3. Realizar una prueba con datos obtenidos de otros estudios realizados y comparar los resultados obtenidos.

La estructura establecida para este informe de trabajo de diploma consta de tres secciones fundamentales: la introductoria, el cuerpo del trabajo y las conclusivas. La sección introductoria abarca la tarea técnica, el resumen y la introducción del trabajo.

El cuerpo del trabajo está dividido en tres capítulos que dan respuesta a los objetivos específicos. El capítulo uno aborda los aspectos generales sobre la cargabilidad de transformadores sacados de la bibliografía consultada. En el capítulo dos se da toda la metodología para realizar el análisis de cualquier tipo de sobrecarga en los transformadores. El capítulo tres muestra el programa confeccionado para realizar dichos análisis.

Capítulo 1. Aspectos generales sobre cargabilidad de transformadores.

Este estudio informa acerca de recomendaciones generales para cargas en los transformadores de 65° C de distribución, sumergidos en aceite y en los transformadores de potencia descritos en las listas de normas en las cláusulas de estudios posteriores.

Las aplicaciones de cargas en exceso por encima a los datos de chapa involucran algún grado de riesgo. Es el propósito de este estudio identificarlos y establecer limitaciones y líneas directivas, la aplicación de las cuales minimizarán los riesgos para un nivel aceptable. Las áreas de riesgo son identificadas muy claramente. Se pretende que el uso y propósito de este trabajo sirva como guía en la determinación de sobrecargas en transformadores inmersos en aceites y para poder ser llevado bajo varias condiciones de operación juntamente con la variación del grado de deterioro en el aislamiento.

1.1 Definiciones.

A continuación se detallaran algunas definiciones que resultan de vital importancia para el análisis y la comprensión de aspectos relacionados con la cargabilidad de transformadores de potencia y distribución.

Factor de aceleración de envejecimiento

Para una temperatura dada del punto más caliente (*hottest-spot*), el valor en el cual el envejecimiento del aislamiento del transformador está acelerado es comparado con el valor de envejecimiento a una temperatura de referencia del punto más caliente.

La temperatura (*hottest-spot*) del punto más caliente de referencia es 110° C para incrementos con valores de 65° C en los devanados y 95° C para transformadores con incrementos de 55° C en los devanados (sin mejoras térmicas en el aislador).

Para las temperaturas en exceso del punto más caliente con respecto a la temperatura del punto más caliente de referencia, el factor de aceleración de envejecimiento es mayor que 1.

Para las temperaturas del punto más caliente por debajo de la temperatura del punto más caliente de referencia, el factor de aceleración de envejecimiento es menor que 1.

Flujo dirigido (transformadores con enfriamiento- forzado por aceite- sumergidos en aceite)

Indica la parte principal del aceite bombeado por los intercambiadores de calor o radiadores donde se ve forzado a fluir a través de los devanados.

Flujo no dirigido (los transformadores con enfriamiento -forzado por aceite- sumergidos en aceite-)

Indica el aceite bombeado por los flujos libremente dentro del tanque debido a los intercambiadores de calor o de radiadores, y no se ve forzado a fluir a través de los devanados.

Porciento de pérdida de vida

El envejecimiento equivalente en horas en la temperatura de referencia del punto más caliente sobre un período de tiempo (usualmente 24 h) divididos entre la vida normal total del aislador en las horas en la temperatura del punto más caliente de referencia multiplicada por 100.

El factor de envejecimiento equivalente en los diferentes periodos del punto más caliente localizado, es obtenido mediante la multiplicación de los factores de aceleración de envejecimiento para los periodos localizados por los números de periodos de los puntos más calientes.

Vida del aislamiento de los transformadores

Para una temperatura dada del aislamiento del transformador, el tiempo total entre la condición inicial para la cual el aislamiento es considerado nuevo y la condición final para la cual la tensión dieléctrica, la tensión de corto circuito, o el movimiento mecánico, que podría ocurrir en el servicio normal, puede causar una falla eléctrica. El envejecimiento del aislamiento es una función del tiempo y de la temperatura. Puesto que en la mayoría de los aparatos la distribución de la temperatura no es uniforme, estas partes, las cuales están operando a altas temperaturas, generalmente sufren la deterioración en grado extremo. Por consiguiente, es usual considerar el efecto producido por la temperatura elevada en los puntos más calientes del devanado.

La prueba de temperatura en el punto más caliente.

La prueba de temperatura en el punto más caliente de los devanados es el principal factor debido a la carga. La temperatura no puede ser medida directamente porque corremos el riesgo en la colocación apropiada del detector de temperatura debido al voltaje.

Las concesiones estándares, por consiguiente, han sido obtenidas de pruebas hechas en el laboratorio. La temperatura (*hottest-spot*) disponible más caliente, es la suma de la temperatura del medio de ventilación, el aumento de la temperatura del cobre, y la temperatura normalizada del punto más caliente del devanado. La temperatura normalizada del punto más caliente del devanado para carga nominal en transformadores de diseño 55° C es de 10° C en el devanado debido a su propia resistencia y 15° C en el devanado para transformadores de diseño 65° C debido a su propia resistencia.

1.2 El efecto de carga por encima de los datos de chapa.

Las aplicaciones de cargas en exceso involucran algún grado de riesgo. Mientras el envejecimiento y el largo período de deterioro mecánico del aislamiento de los devanados han sido la base para la cargabilidad de transformadores por largos años, es reconocido que se le adicionan los factores que pueden involucrar riesgos mayores para transformadores de gran potencia y valores altos de voltaje.

Las cargas en exceso por encima del valor nominal pueden ser llevadas a cabo bajo ciertas condiciones cuando sea necesario.

Para la operación de la carga por encima del valor nominal en bases repetitivas, el sistema de enfriamiento utilizado puede mantener la operación a máxima eficiencia, los devanados y el aceite deberían ser chequeados para determinar si ellos están razonablemente limpios y libres de sobrecargas excesivas debido a la humedad y sedimentos, así como a las obstrucciones internas en la circulación de aceite, como por ejemplo, la reducción de aceite en los tubos de limpieza de cualquier naturaleza. La capacidad del transformador, incluyendo la capacidad de sobrecarga, puede, con el tiempo, ser incrementada por un aumento del suministro de aire fresco con enfriamiento o cambios en el sistema de ventilación.

El fabricante del transformador debe ser consultado para recomendaciones y se debe esperar al chequeo de la temperatura cuando el sistema de enfriamiento modificado se ha planificado para incrementar la capacidad del transformador.

Los datos de este volumen cuentan con todos los tipos de transformadores inmersos en aceites, excepto los transformadores de enfriamiento por agua construidos antes de 1929.

Los datos de transformadores con mejoramientos a los de ventas comerciales del sistema de aislamiento son:

- Están diseñados para operar continuamente un poco más arriba de 55° C con un incremento brusco de la temperatura ambiente.
- Están diseñados para operar continuamente un poco más arriba de 65° C con un incremento brusco de la temperatura ambiente.

Nota: Dados los kVA nominales y el diseño del transformador, la operación por encima a 65° C tiene altas pérdidas frente a un transformador similar diseñado para un incremento de 55° C; sin embargo, el aislamiento en el incremento de 65° C del transformador es diseñado para resistir en la operación de altas temperaturas con una esperanza de vida normal. Esto es importante, esta sobrecarga no se puede llevar en un transformador sin la investigación de las limitaciones, entre ellas, las que deberían ser chequeadas en el área son la expansión del aceite, el tipo de presión, los cojinetes de enfriamientos, los metales, la conexión soldada, así como los cambios en los taps y equipos asociados al enfriamiento como cables, reactores, circuitos de protección, interruptores y corriente del transformador. Cualquiera de estos puede constituir una limitante práctica en la capacidad de carga inactiva. Las áreas de riesgo que deberían ser consideradas cuando se cargan los grandes transformadores por encima de los datos de chapa están en el listado de abajo.

1.2.1. Consideraciones de voltaje y de frecuencia.

Las influencias de voltaje y frecuencia deberían ser reconocidas en cuanto a limitaciones determinantes para cargar un transformador por encima de los datos de chapa. Esto es cierto si bien muy probablemente puede haber poco control de estos parámetros durante unos eventos de carga por encima de los datos de chapa. La Sub-cláusula 4.1.6 en IEEE Std C57.12.00-1993 define la capacidad de un transformador funcionando por encima del voltaje nominal y por debajo de la frecuencia nominal.

El uso de este estudio debe reconocer, durante las condiciones de cargabilidad por encima de los datos de chapa, que la regulación de voltaje a través del transformador puede aumentar significativamente (en dependencia de la impedancia del transformador) debido a los incrementos de los kVA de la carga y probablemente descendiendo el factor de potencia.

Una línea directiva conservadora para prevenir el excesivo calentamiento en el núcleo debido al incremento de la excitación, es reducir los voltios de salida del transformador por límite de Hertz por 1 % para cada incremento de 1 % en la regulación de voltaje durante la carga por encima de los datos de chapa.

Por ejemplo, si la regulación de voltaje en las condiciones nominales es 6 % e incrementos para 9 % en alguna carga por encima de los datos de chapa, entonces los voltios de salida por límite de Hertz podrían acortarse de 105 % para 102%.

1.2.2. Enfriamiento existente adicional en transformadores enfriados automáticamente.

La carga que puede ser llevada a cabo por los transformadores enfriados automáticamente usualmente puede ser aumentada añadiendo equipos auxiliares de enfriamiento como ventiladores, enfriadores externos forzados con aceite, o equipos con rociadores de agua. La cantidad de carga adicional varía ampliamente, dependiendo de lo siguiente:

- Características de diseño del transformador.
- Tipo de equipos de enfriamiento.
- Aumento permisible en la regulación de voltaje.
- Limitaciones asociadas a los equipos.

Ninguna de las reglas generales pueden ser dadas para tales enfriamientos suplementarios, y cada transformador debe ser considerado individualmente.

El uso del equipo con rociadores de agua para el enfriamiento suplementario no es recomendado para valores de carga por encima de los datos de chapa.

Las precauciones apropiadas deben estar hechas para la aplicación del equipo con rociadores de agua para el enfriamiento suplementario durante sobrecargas de emergencia. El principal problema es el aumento gradual en el equipo de enfriamiento debido a minerales en el agua. El *spray* y la generación de vapor pueden causar entre la fase a poner y los bushing descargas.

1.2.3. El enfriamiento suplementario para transformadores en usos.

La carga que puede ser llevada por los transformadores existentes enfriados de forma automática se puede aumentar añadiendo el equipo auxiliar de enfriamiento. La cantidad de carga adicional por tales dispositivos se puede variar ampliamente y depende de las características del diseño del transformador, la capacidad del equipo refrigerante, los límites permisibles de regulación de voltaje, y las limitaciones del equipo de enfriamiento. Al ejercer el enfriamiento suplementario para los transformadores existentes, las recomendaciones del fabricante y las nuevas concesiones del *hot-spot* deben ser obtenidas, las sobrecargas permisibles deben estar limitadas por las concesiones disponibles para las más altas temperaturas.

1.2.4. El enfriamiento forzado por el aire y por el aceite.

Si nos encontramos con los aislantes de entrada (bushing), o aislantes de salida, los transformadores enfriados automáticamente pueden tener a la salida un aumento en muchos casos de un 25 a un 33 por ciento por la adición de enfriamiento forzado por aire por medio de ventiladores.

De modo semejante, la adición de aceite de enfriamiento externo de forma forzada para el aislado en aceite en enfriamiento automático o transformadores enfriados por agua pueden aumentar la salida en muchos casos de un 25 a un 50 por ciento.

1.2.5. Agua de enfriamiento.

No rocíe agua en transformadores o radiadores excepto en extremas emergencias. Como el agua se evapora, los minerales del agua aparecen y se pegarán al sistema de enfriamiento, los minerales son casi imposibles de quitar. Esto fomentará que se reduzca la vida del sistema de enfriamiento y del transformador.

1.2.6. Información para cálculos del usuario.

Si el usuario tiene la intención de realizar cálculos para determinar la capacidad de carga de un transformador usando las formulas presentes, debe requerir las siguientes informaciones mínimas en las especificaciones o el reporte final de pruebas:

- Incremento de la temperatura del aceite por encima de la temperatura ambiente en la carga nominal.
- El aumento de la temperatura del aceite por encima de la temperatura ambiente en la carga nominal.
- Incremento de la temperatura promedio del conductor sobre la temperatura ambiente en la carga nominal.
- Incremento de la temperatura del punto más caliente de los devanados (*hottest-spot*) sobre la temperatura ambiente en la carga nominal.
- Las pérdidas a carga nominal.
- Las pérdidas de núcleo sin carga.
- Las pérdidas totales a carga nominal.
- Confirmación del flujo de aceite diseñado (esto es, directo o no directo).
- Peso del acoplamiento del núcleo y del aceite.
- Peso del tanque y de los ajustes.

NOTA -Para propósitos de cálculos térmicos transitorios, el peso del tanque y de los ajustes se utiliza solamente en las partes que están en contacto con el aceite.

- Volumen del aceite en el tanque y equipos de enfriamiento, los tanques de expansión de aceite, etc.

  Cálculos más precisos de capacidad de carga pueden ser realizados si se tienen las informaciones siguientes:

- Pérdida de carga a carga nominal y la combinación de conexiones de los tap en sus extremos o en todo el tap.
- Resistencia de los devanados en los extremos del tap o en todas las posibles combinaciones del tap.

1.3. La operación del transformador con parte o todo el enfriamiento fuera de servicio.

Los transformadores pueden estar operando en la práctica con todo o parte del enfriamiento fuera del servicio. Si existe cualquier duda acerca de la carga permisible en estas condiciones, entonces el problema debería ser referido a los diseñadores, para recomendaciones e instrucciones. Donde el equipo auxiliar, como bombas, ventiladores o ambos, son usados para aumentar la eficiencia, el transformador puede estar obligado a funcionar por algún tiempo sin que estos equipos trabajen. La carga permisible bajo las condiciones está dada en las especificaciones de los siguientes párrafos.

Para transformadores con enfriamiento mediante aire forzado (OA/FA u OA/FA/FA) con ventiladores ineficientes, hacemos uso de la clasificación enfriamiento automático y se le aplican cargas de la misma naturaleza como si el transformador fuera enfriado automáticamente.

Para transformadores de aire forzado, enfriados por aceite forzado y la clasificación de triple diseño (OA/FA/FOA u OA/FOA/FOA) con todo o parte del enfriamiento forzado ineficiente, se pone el tipo de diseño en los datos de chapa, fundamentando el tipo de enfriamiento que se utiliza en la operación y la carga tipo base que se emplea. Todas las bombas o los ventiladores o ambos en operación en los transformadores con aceite forzado con codificación (FOA o FOW) se pueden mantener trabajando sin averías inapropiadas.

La carga nominal puede ser mantenida seguidamente de aproximadamente 1 hora de operación nominal de acuerdo a los datos de chapa en un ambiente de temperatura 30° C.

La carga nominal se puede llevar por aproximadamente 2 horas si comenzó con los devanados y el aceite en un ambiente de 30° C.

1.3.1 Temperatura máxima del aceite como guía.

La máxima temperatura del aceite aislante no debería ser usada como una guía en cargabilidad de transformadores, pues la diferencia entre el aceite de más arriba y el del punto más caliente en los devanados de cobre, varía con los diferentes diseños y las cargas, el intervalo entre la temperatura del aceite en el tope y la temperatura de los devanados, también varía.

Cuando esta diferencia de temperatura para un transformador no es conocida y el transformador no es provisto de un dispositivo de temperatura del punto más caliente, los datos aproximados son dados en las figuras 2.1 y 2.2, y pueden ser usados. Las cargas de estas curvas se basan en una diferencia entre la temperatura disponible más caliente y la temperatura de aceite de 20° C para enfriamiento por agua, enfriamiento automatizado, y para los transformadores con enfriamientos por aire forzado, estos son evaluados para un 133 por ciento o menos que de la de clasificación de enfriado automático; 5° C para transformadores con enfriamiento por aire forzado o enfriados por aceite son evaluados sobre un 133 por ciento de la clasificación de enfriamiento automático.

1.3.2. La cargabilidad del transformador para la esperanza de vida normal.

La cargabilidad permisible en transformadores para una esperanza de vida normal depende del diseño en particular del transformador, del incremento de temperatura para la carga diseñada, de la temperatura del medio de ventilación, de la duración de las sobrecargas, del factor de carga, y de la altitud por encima del nivel del mar si el aire es utilizado como el medio de ventilación.

Los transformadores son diseñados con base en 55º C o aumentos de 65° C por encima de la temperatura ambiente, se pueden determinar por la resistencia nominal del devanado y se evalúan en sus datos de chapa; no obstante, en la operación real, la temperatura disponible más caliente debería ser utilizada como la limitación en vez de la subida de temperatura del devanado.

Los transformadores pueden ser manejados continuamente en temperaturas del punto más caliente hasta 95° C pues son diseñados para 55° C, y 110° C para la clase de diseño de transformadores en 65° C.

Cuando ningún indicador de temperatura del punto más caliente está disponible, y se ha deseado determinar de forma estimada su avance, el límite de carga estará bajo condiciones especiales, los datos de la figura 1.1 pueden ser usados.

1.3.3. Sobrecargas durante el sistema de emergencia.

Ciertos transformadores para sistemas críticos de operación, en algún momento, se tienen que sobrecargar durante las emergencias del sistema de potencia, para preservar la estabilidad del sistema. Como una guía, en las sobrecargas el resultado de pérdida de vida del aislador de un 5 por ciento, para cualquiera que sea la emergencia, se puede considerar razonable.

Tales transformadores críticos deben ser designados de esta forma en los esquemas interruptivos y el relevador térmico reforzado con alambre a través del contacto de alta temperatura para proveer una segunda alarma en vez de sacarlos de servicio. La magnitud y la duración de la sobrecarga deberían ser cuidadosamente estimadas (la lectura máxima utilizada en el termómetro del transformador y del sistema deberían hacerse en gráficos) y los valores de los registrados se mantienen para asegurar que la vida del transformador no es sacrificada innecesariamente. Sin embargo, cuando las condiciones de sistema requieren que los transformadores sean rutinariamente sobrecargados reduciendo la esperanza de vida por debajo de lo normal, las condiciones de operación deberían ser referidas a los fabricantes, para su revisión.

1.4. Vida del aislamiento del transformador.

El tema de pérdida de vida del aislador del transformador ha tenido una historia enriquecedora de desarrollo pero controversial, con transformadores de distribución y de potencia tomamos caminos de investigación independientes. Como resultados de recientes estudios y pruebas, el acercamiento para la determinación de pérdida de vida del aislamiento en este estudio ha sido significativamente modificado .El envejecimiento o el deterioro del aislamiento es una función del período de temperatura, de humedad, y contenido de oxígeno. Con los sistemas modernos de preservación, la humedad y las contribuciones de oxígeno para el deterioro del aislamiento pueden ser minimizadas, dejando a la temperatura del aislamiento como parámetro controlable. Puesto que, en la mayoría de los aparatos, la distribución de temperatura no es uniforme, la parte que opera a altas temperaturas ordinariamente experimentará el máximo deterioro. Por consiguiente, en estudios de envejecimiento es usual considerar los efectos de envejecimientos producidos por las altas temperaturas del punto más caliente (*hot-spot*). Debido a que muchos factores causantes en el deterioro del aislante del transformador influyen sobre el efecto acumulativo de temperatura, no se logra predecir con cualquier grado de exactitud la vida útil del aislamiento en un transformador, aun bajo las condiciones constantes o estrechamente controladas, mucho menos bajo condiciones de servicio variables. Dondequiera que la palabra “vida” sea usada en este trabajo, significa vida calculada del aislamiento, no vida real del transformador.

1.4.1 Ecuación del envejecimiento.

La prueba experimental señala que la relación de deterioro del aislamiento al tiempo y la temperatura sigue una adaptación de la teoría de reacción de Arrhenius que tiene la forma siguiente:

Por unidad de vida = $Ae^{\frac{B}{\theta H + 273}}$ (1)

Donde:

*Vida - E*s la vida del aislamiento del bushing, en horas.

*ΘH - E*s la temperatura del *hottest-spot* en los devanados, ° C.

A y B - Son una constante.

La vida en por unidad del transformador del aislador de la curva de la figura 1 tiene relación en por unidad de vida del aislador del transformador con la temperatura del punto más caliente del devanado del transformador.

Esta curva debería servir para transformadores de potencia y de distribución si ambos están manufacturados usando la misma celulosa aislada en el conductor. El uso de esta curva aísla a la temperatura como la variable principal afectando la vida térmica. También indica el grado para el cual el valor de envejecimiento está acelerado más allá de lo normal para la temperatura que está por encima de la temperatura de referencia de 110 ° C y se acorta la temperatura por debajo de 110 ° C. La ecuación para la curva es como sigue:

$$\text{Por unidad} = 9.80 \times 10^{-18} e^{\frac{1500}{\theta H + 278}} \qquad (2)$$

La curva de vida en por unidad del aislador del transformador (figura 1.1) puede ser usada en las siguientes dos formas. Esta es la base para el cálculo de un factor de aceleración de envejecimiento (F_{AA}) para una carga dada y una temperatura o para un perfil de diversas cargas y temperaturas sobre un período de 24 h. Una curva de F_{AA} vs. la temperatura del punto más caliente para un sistema de aisladores con incrementos de 65° C, es mostrada en la figura 1.2 y los valores son tabulados en la tabla 1.1. F_{AA} tiene un valor mucho mayor que 1 para temperaturas del lugar más caliente del devanado por encima de la temperatura de referencia de 110 ° C y menos de 1 para las temperaturas por debajo de 110 ° C. La ecuación para F_{AA} es como sigue:

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{1500}{383} - \frac{1500}{\theta H + 278}\right]} \qquad (3)$$

La ecuación 3 puede usarse para calcular el envejecimiento equivalente del transformador. La vida equivalente (en horas o días) a la temperatura de referencia que estará consumiendo dentro de un lapso de tiempo dado para el ciclo de temperatura dada es la siguiente:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^{N} FAA,n\Delta t}{\sum_{n=1}^{N} \Delta tn} \qquad (4)$$

Donde:

F_{EQA} - Es el factor de envejecimiento para un período total n para un intervalo de tiempo.

n - Es el índice del intervalo de tiempo, t.

N - Es el número total de intervalos de tiempo.

$F_{AA,n}$ - Es el factor de envejecimiento que existe durante el intervalo Δtn.

Δtn - Es el intervalo de tiempo, en horas.

1.4.2. Porciento de pérdida de vida.

El aislante en por unidad de vida en la curva (vea figura 1.1) también puede usarse para calcular pérdida de porciento de vida total, como ha sido practicado en ediciones anteriores para la que se establecieron referencias sobre la cargabilidad del transformador. Para hacer eso, hay que arbitrariamente definir la vida normal del aislador en la temperatura de referencia en horas o años. Los valores estándar de comparación de vida normal del aislador para un sistema adecuadamente seco, libre de oxígeno pueden ser seleccionados en la tabla1.2. Entonces las horas de pérdidas de vida en el período total de tiempo se obtendrían multiplicando el envejecimiento equivalente determinado en la ecuación 4 por el lapso de tiempo en horas (*t*). Esto asigna las horas equivalentes de vida a la temperatura de referencia, la cual se consumió en el periodo de tiempo.

El porciento de pérdida de vida del aislador en el período de tiempo, son las horas equivalentes de vida consumida, divididas por la definición de vida normal total (horas) del aislador multiplicada por 100. Usualmente el período de tiempo total usado es de 24 h.

La ecuación es dada como sigue:

$$\% \text{ de pérdida de vida} = \frac{\text{FEQA} \times t \times 100}{\text{Vida normal del aislante}} \qquad (5)$$

El tiempo de duración para la operación continua a las temperaturas del lugar más caliente por encima de los diferentes valores de pérdidas de porciento de la vida puede ser calculado usando la ecuación 3.

La tabla 1.4 da los tiempos de duración para las diversas pérdidas de vida basada en una vida normal de 180 000 h. La pérdida de porciento de vida normal para la operación a un valor de temperatura del lugar más caliente de 110 ° C para 24 h es de 0.0133%.

1.5. Ciclos de carga.

Los transformadores usualmente operan en un ciclo de carga que se repite cada 24 h. Un típico ciclo de carga normal como el mostrado en la figura, consta de fluctuaciones de carga durante todo el día. Para la carga normal o planificación de sobrecargas por encima de los datos de chapa, un método de cálculo de ciclo de carga de multi-escalonado es usado frecuentemente. El perfil de carga de 24 h está descrito por una serie de constantes de cargas de una duración pequeña (usualmente 1/2 h o 1 h).

La carga equivalente durante los pasos de corto tiempo puede ser determinada por el método descrito en párrafos siguientes o usando la carga pico máxima durante el período de corto tiempo en estudio.

Este método es frecuentemente usado en programas de computadora.

Un ciclo de sobrecarga equivalente de paso doble como se muestra en la figura 1.3 puede servir para determinar la capacidad de sobrecarga de emergencia.

El ciclo de carga equivalente de dos pasos consta de una carga precedente y una carga pico. Esta figura sirve también para propósitos de cálculos de descripción para la determinación de ciclos equivalentes de carga.

Hay usualmente un período en el ciclo diario de carga cuando la carga aumenta considerablemente por encima que cualquier valor en otros períodos, es resaltado por la línea sólida en el ciclo de sobrecarga de la figura 1.3. Generalmente, el valor máximo o la carga pico no es alcanzado y sobrepasado de repente, pero se aumenta y disminuye gradualmente. Los cálculos usando el ciclo de la carga escalonada descrito en el párrafo citado anteriormente también pueden ser realizados para ciclos de sobrecargas si se desean.

1.5.1. Método de conversión de ciclos en uso a ciclos equivalentes de carga.

Un transformador suministrando una carga fluctuante genera una pérdida fluctuante, el efecto se trata del mismo modo que una carga constante intermedia para el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características de almacenamiento de calor de los materiales en el transformador. Una constante de carga que genera pérdidas totales lo mismo que una carga fluctuante es asumida como una carga equivalente desde un punto de vista de temperatura. La carga equivalente para cualquier parte del ciclo de carga diario puede ser expresada por la ecuación 6.

$$\sqrt{\left[\frac{L_1{}^2\times t_1+L_2{}^2\times t_2+L_3{}^2\times t_3+\cdots+L_N{}^2\times t_N}{t_1+t_2+t_3+\cdots+t_N}\right]} \qquad (6)$$

Donde:

L_1, L_2- Son los varios valores en %, por unidad, en los kVA o corriente en uso.

N - Es el número total de carga considerado.

t_1, t_2 - Son las respectivas duraciones de estas cargas, horas.

1.5.2. Pico equivalente de carga.

La carga pico equivalente para el ciclo usual de carga es la carga rms obtenida por la ecuación 6 para el período limitado sobre el cual la mayor parte del pico irregular real parece existir. La duración estimada del pico tiene considerables influencias sobre el valor rms del pico. Si la duración es sobre-estimada, entonces el valor del pico rms puede estar considerablemente debajo de la demanda pico máxima.

Para evitar el recalentamientos debido a altas sobrecargas de poca duración, durante el pico de sobrecarga, el valor rms para el período pico de carga no debería estar menos del 90 % de la demanda máxima de 1/2 h integrada.

La carga previa continua equivalente es la carga rms obtenida por la ecuación 6 sobre un período del día. La experiencia señala que los resultados satisfactorios son obtenidos considerando los períodos de 12 h comenzando y siguiendo el pico y seleccionando lo más grande de los dos valores rms producidos.

Los intervalos de tiempo (t) de 1 h son sugeridos como una simplificación más de la ecuación, para un período de 12 h se convierte en la ecuación 7. La línea quebrada en la figura 1.3 muestra la carga del ciclo equivalente construido a partir del ciclo real de carga.

Carga previa continua equivalente, 12 h= $0.29\sqrt{L_1{}^2 + L_2{}^2 + L_3{}^2 + \cdots + L_{12}{}^2}$ (7)

Capítulo 2. Metodología para el análisis de cargabilidad.

La esperanza de vida del transformador de distribución a cualquier temperatura de trabajo no es exactamente conocida. La información dada referente a la pérdida de vida del aislador en las temperaturas elevadas se considera para ser conservador lo mejor de lo que se produjo con respecto a los conocimientos del tema presente. Los efectos de temperatura en la vida del aislador están siendo investigados continuamente, y los nuevos datos pueden ser asumidos en futuras revisiones de este estudio. La palabra conservadora tan usada en las citas anteriores es usada en el sentido de que la pérdida de vida esperada del aislador para un solo ciclo de sobrecarga no será mayor que la cantidad indicada.

Debido a que los efectos acumulativos de temperatura y el tiempo causante del deterioro del aislador del transformador no son a fondo establecidos, no se logra predecir con cualquier grado de exactitud el largo de la vida de un transformador aun bajo las condiciones constantes o estrechamente controladas, mucho menos bajo las variaciones ampliadas de las condiciones de servicio. El deterioro de aislador es generalmente caracterizado por una reducción en la fuerza mecánica y en la fuerza dieléctrica, pero estas características necesariamente no pueden ser directamente relatadas.

En algunos casos, el aislador en una condición de carbonización, tendrá suficientes calidades aislantes para resistir tensiones normales de operación eléctricas y mecánicas. Un transformador teniendo el aislador en esta condición puede continuar en funcionamiento por muchos meses o aun años, de forma estable. Por otra parte, cualquier movimiento inusual de los conductores, tal como la expansión de los conductores debido a calentamientos producto de una sobrecarga pesada para las grandes fuerzas electromagnéticas resultado de un corto-circuito, puede disturbar las debilidades mecánicas del aislador tales como el fallo de las capas dieléctricas.

Las recomendaciones de esta guía están basadas en la curva de esperanza de vida de la figura 1.1, lo cual guarda relación con el sistema del aislador, pero no da cuenta de factores tales como el deterioro de la junta, óxidos de tanques, etc., esto es inducido por la exposición para los elementos en deterioro con el tiempo en operaciones normales.

2.1 Esperanza de vida.

La carga básica de un transformador de distribución para la esperanza de vida normal es obtenida de forma continua en los valores de salida cuando trabaja bajo las condiciones usuales de servicio como se indica en IEEE Std C57.12.00-1993. Se asume que la operación en estas condiciones es equivalente para la operación constante de 30° C de temperatura ambiente. La temperatura del conductor disponible más caliente es el factor principal en la vida, lo cual se determina debido a la carga.

La medida directa de temperatura obtenida de las pruebas de temperaturas del punto más caliente no puede ser practicada en diseños comerciales. Por consiguiente, las temperaturas indicadas del punto más caliente han sido obtenidas de pruebas hechas en el laboratorio y modelos matemáticos.

La temperatura disponible más caliente en el valor de la carga es la suma del valor de la temperatura del devanado y una concesión del punto más caliente, usualmente, 15° C. La esperanza de vida normal resultará de funcionar continuamente con temperatura del conductor del punto más caliente de 110° C o una equivalente pérdida en el tiempo del ciclo transitorio. Para transformadores sumergidos en aceites minerales operando continuamente bajo las condiciones anteriores, la temperatura ha sido limitada para un máximo de 110 ° C. La esperanza de vida normal de aislador del transformador usando diferentes criterios se muestra en la tabla 1.1. Las pruebas de modelo del transformador de distribución y de potencia indican la esperanza de vida normal en una temperatura continua del lugar más caliente de 110 ° C de 20.55 años.

2.2 Limitaciones.

Al cargar los transformadores de distribución por encima de los valores de los datos de chapa, se pueden encontrar otras limitaciones. Entre estas limitaciones están la expansión del aceite, la presión sobre las unidades selladas, y la capacidad térmica de los bushings; las acometidas, los cambia taps, o equipos asociados como cables, los reactores, los elementos contra cortocircuitos, los fusibles, los interruptores desconectivos, y los transformadores en uso. Cualquiera de estos componentes puede limitar la carga para menos de la capacidad del aislante del devanado. Los fabricantes, por consiguiente, deberían ser consultados antes de cargar transformadores por encima de los valores de los datos de chapa. La operación en las temperaturas del punto más caliente por encima de 140° C puede causar la asfixia con gas en el aislante sólido y el aceite. La asfixia con gas puede producir un riesgo potencial para la integridad en las fuerzas dieléctrica del transformador y este riesgo debería ser considerado cuando se aplica este estudio. Los transformadores de distribución son algunas veces instalados en bocas de alcantarilla subterráneas y en las bóvedas de tamaño mínimo con ventilación natural a través de aberturas en el techo. Este tipo de instalación resulta en una temperatura ambiente más alta que el aire externo.

La cantidad de incremento depende del diseño de las bocas de alcantarilla y la bóveda, el área neta de la abertura de las ralladuras del techo, y las estructuras subterráneas adyacentes. Por consiguiente, el incremento en la temperatura ambiente efectiva para las esperadas pérdidas del transformador debe ser determinado antes de los límites de cargabilidad estimados. Los efectos de la calefacción separada de la cargabilidad de un transformador de distribución, y de radiación solar, puede hacer que resulte en la superficie de cercado una temperatura lo suficientemente elevada, presentando un peligro para el personal que podría entrar en contacto con la superficie del cercado donde existe acceso ilimitado para el transformador (como ciertas unidades superpuestas en plataformas).

2.3. Tipo de cargabilidad.

Cargabilidad para la esperanza de vida normal bajo condiciones específicas.

Los transformadores de distribución pueden ser operados por encima de 110° C como promedio de temperatura continua del punto más caliente para períodos pequeños provistos, estos son operados para muchos períodos más largos en temperaturas por debajo de 110 ° C. Esto está supuesto al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo. Esto permite cargas por encima de los valores para ser llevada con toda seguridad bajo condiciones específicas por debajo de la esperanza de vida normal del transformador.

Cuando la temperatura ambiente está por debajo de 30° C se usan los valores establecidos del transformador, o cuando los incrementos de temperatura del transformador a los valores de los datos de chapa, (como está determinada por la prueba), es menor que los valores limitativos normales, alguna carga adicional por encima de los datos de chapas es posible dentro de la esperanza de vida normal.

Cargabilidad para la temperatura máxima del aceite.

La temperatura máxima del aceite no debería ser usada aisladamente como una guía para cargar transformadores. El incremento sobre la temperatura máxima del aceite a plena carga debería ser determinada por las pruebas corregidas en la fábrica para la carga que se esté usando. Este incremento del punto más caliente sobre la máxima del aceite, sustraído de 110° C, dará la temperatura permisible máxima del aceite de la parte superior para la esperanza de vida normal.

Debería ser reconocido que, para el atraso térmico en la subida de temperatura de aceite, el tiempo sea requerido para un transformador que alcance una temperatura estable para cualquier cambio en la carga. Por consiguiente, los picos altos de cargas pueden ser llevados para una duración pequeña.

Si las características del transformador no son exactamente conocidas, entonces las temperaturas máximas del aceite de la parte superior se derivan de la figura 2.1, donde puede ser usada como una guía de forma aproximada. Dicha figura, se basa en una diferencia entre la temperatura del lugar más caliente y la temperatura máxima del aceite de 25 ° C en el valor de carga.

2.4 Cargabilidad continua basada en el incremento de temperatura del punto más caliente.

Para cada grado centígrado en exceso de 5° C a tal grado que el incremento de la temperatura de prueba de los devanados está por debajo de 65° C, la carga del transformador puede ser aumentada por encima de los valores de kVA en 1.0 %. El margen de 5° C es llevado a proveer una tolerancia en la medida del incremento de temperatura. Los valores de carga obtenidos son los kVA de carga, para los cuales el transformador puede llevar un incremento de 65° C. Esto puede indicar una capacidad de carga por encima de lo contemplado por el diseñador. Lo anterior no es aplicable para todos los transformadores de distribución. Algunos transformadores son diseñados para tener la diferencia entre la temperatura disponible más caliente y las concepciones de los valores de 15° C de temperaturas en los devanados.

Esto trae consigo un incremento del valor de la temperatura en los devanados de menos de 65° C, mientras el incremento disponible más caliente en los devanados puede estar en el valor limitado de 80° C.

Esta condición puede existir en transformadores con grandes diferencias entre las temperaturas máximas del aceite de la parte inferior. El fabricante debe ser consultado para la información en la concesión disponible más caliente usada para estos diseños.

2.4.1 Período corto de cargabilidad con sacrificio moderado en la esperanza de vida (operación por encima de 110° C de temperatura del punto más caliente).

Para cuando cualquier período dado de tiempo el efecto de envejecimiento de un ciclo de sobrecarga o el efecto de envejecimiento de un número de ciclos de sobrecargas es mayor que el efecto de envejecimiento de operación continua en el valor de carga, el aislador se deteriora en un promedio más rápido que el normal. El promedio de deterioro es una función del tiempo y la temperatura y es comúnmente expresado como una pérdida porcentual de la vida por incidente. Las figuras 2.1 y 2.2 muestran las pérdidas relativas de la vida para diversas combinaciones de tiempo y temperatura en transformadores con incrementos de 65° C.

Debe darse por entendido que, mientras el valor del promedio de envejecimiento del aislador informado se considera para ser conservador y útil en estimar la pérdida relativa de vida debido a cargas por encima de los valores de los datos de chapa bajo diversas condiciones, esta información no pretende proveer la base exclusiva para calcular la esperanza de vida normal de aislador del transformador. La incertidumbre de condiciones de servicio y la gran variedad en los promedios cubiertos debería considerarse en la determinación diaria de carga. Algunas de las variables son diferenciadas grandemente en la temperatura ambiente entre localidades; diferencias en la elevación; circulación de aire restringida causada por edificios, muros diseñados contra el fuego, etc.; el historial previo de cargabilidad de emergencia que es conocido por el operador; las variaciones en las características de diseño.

Como una guía, muchos usuarios consideran una pérdida del promedio de vida de un 4 % al día en cualquier operación de emergencia razonable.

2.5. Cargabilidad en transformadores de potencia.

La esperanza de vida del transformador de potencia en las diversas temperaturas de trabajos no es exactamente conocida, pero la información dada referente a la pérdida de vida del aislador en las altas temperaturas es la mejor que se puede haber producido y que se conozca sobre el presente tema. Las cargas en exceso a los valores de los datos de chapas pueden supeditar el aislador a las temperaturas por encima de los valores bases de definición. Propuestas en dirección al riesgo se asocian con las altas temperaturas de trabajo, cuatro condiciones de diferentes cargas por encima de los datos de chapa son definidas. Un riesgo en aumento es probable pues cada carga seguida de su asistente incrementa la temperatura. Para cada temperatura elevada, una alta condición de carga de riesgo puede ser asumida, es adicional para cualquier riesgo inferior que la condición puede ser aceptada por el usuario excepto por la carga de emergencia de corto tiempo. Los cuatro tipos de carga son como sigue:

Esperanza de vida normal:

- Cargabilidad en la esperanza de vida normal.
- Planificación de cargabilidad por encima de los datos de chapa.
- Cargabilidad en períodos largos de emergencia.
- Cargabilidad en períodos cortos de emergencia.

Los límites sugeridos de temperaturas y las cargas para cargabilidad por encima de los valores de los datos de chapa son dados en la tabla 2.1. Los límites sugeridos de temperatura que dan pérdida razonable de la vida para los cuatro tipos de carga son dados en la tabla 2.2.

2.5.1 Bushings.

La siguiente discusión tiene aplicación solamente en los aislantes de papel impregnado en aceite, y en la capacidad de los bushings. Estos, son normalmente diseñados con un límite de temperatura de total del *hottest-spot* de 105° C con una corriente promediada del bushings a una temperatura del transformador en el aceite de más arriba, de 95° C promediada sobre un lapso de tiempo de 24 h. Operar un transformador por encima de la corriente de los datos de chapa puede resultar en un aumento de la temperatura por encima de los límites de vida de los bushings, la pérdida de la vida depende del perfil de la temperatura - tiempo real que los bushings presencian.

Un número de factores que reducen severamente las sobrecargas de los bushings se comparó a las sobrecargas del aislante del devanado del transformador donde se incluye lo siguiente:

- La temperatura del aceite de más arriba del transformador puede estar muy por debajo de 95 ° C en la salida nominal del transformador.
- Los bushings son unidades selladas preservando los aislantes y la integridad térmica.
- Los aislantes de los bushings son normalmente más secos que los aislantes en el transformador.
- En los aislantes de los bushings no es significativo resaltar las fallas por las fuerzas de las corrientes.
- El uso de los bushings con altos valores de corrientes de los devanados conectados del transformador.

Entre los posibles efectos de las sobrecargas en los bushings se incluyen los siguientes:

- Los aumentos internos de presión.
- El envejecimiento de los paquetes de materiales.
- Los incrementos inusuales del deterioro térmico en el factor de potencia.

- La asfixia con gas causada por los lugares más calientes (*hottest-spot*) en exceso de 140 ° C.
- El camino de pérdidas dieléctricas aumentan con las altas temperaturas.
- El calentamiento en las bridas metálicas debido al flujo magnético disperso.

Los siguientes límites de sobrecargas están establecidos para la coordinación de los transformadores con bushings:

Aire del ambiente	40 ° C máximo.
Temperatura máxima del aceite del transformador.	110 ° C máximo.
Corriente máxima	2 valores de periodo de la corriente de los bushings.
Temperatura del hottest-spot en el aislante de los bushings.	150 ° C máximo

Tabla 2.1: Valores limitantes de cargabilidad para los bushings.

El aislador usado en los condensadores de los bushings no está térmicamente mejorado. La relación de deterioro del aislador para los cambios en tiempo y temperatura es asumida y se sigue una adaptación de la teoría del valor de reacción de Arrhenius, lo cual manifiesta que el logaritmo de vida del aislador es una función del recíproco de temperatura absoluta.

$$\log_{10} vida = \frac{6972.15}{\theta H + 273} - 14.133 \qquad (8)$$

Donde:

*Vida - E*s la vida del aislante del bushing, en horas.

ΘHS - *Es* la temperatura del hottest-spot en el aislante del bushing, °C.

La ecuación citada anteriormente señala que los bushings operando a un valor de corriente y a un valor de temperatura crítica (*hot-spot*) en el aislante tienen una vida menos prevista que la del aislante del transformador.

En la mayoría de los casos, los bushings están trabajando en temperaturas menores que las del aceite de la parte superior y en muchos casos el valor de la corriente del transformador es menor del valor de corriente de los bushings. Esto resulta en la vida equivalente de los bushings y en la vida del aislador del transformador. Las consideraciones también pueden ser dadas a usar por el concepto de vida en por unidad y la ecuación 3 del envejecimiento del aislador para incrementos de 55° C en los transformadores.

Algunos bushings son diseñados con una barra sólida de cobre o ahuecada por dentro para darle capacidad máxima a estos. Algunos son diseñados también para sustituir un cable de acometida con empate para el conductor dentro de los bushings. Cuando un bushing está operando de forma que hay un empate en la acometida, el desempeño térmico se determina por el tamaño suministrado en la acometida como parte del transformador, y los valores nominales de los datos de chapas del transformador no pueden tener aplicación. Las acometidas con empates pueden limitar la carga del transformador para un valor menor de la capacidad del aislante del devanado del transformador o la capacidad de los bushings.

Se considera que la cargabilidad con esperanza de vida normal está libre de riesgo; sin embargo, los tres tipos remanentes de carga se han asociado con algún nivel indeterminado de riesgo. Específicamente, el nivel de riesgo se basa en la cantidad de gas libre, la humedad en el contenido de aceite y aislador, y el voltaje. La presencia de gas libre, puede causar fallo dieléctrico durante una condición de sobre voltaje y posiblemente en el voltaje de frecuencia de potencia nominal. Las temperaturas mostradas en la tabla 2.3 para cada tipo de carga - se cree - que resultan en un grado aceptable de riesgo para las condiciones especiales que requieren la carga por encima de los datos de chapa. Una base científica del usuario para el valor del grado de riesgo no está disponible hasta este momento.

La investigación actual en el área de modelo de prueba no ha establecido suficientes relaciones cuantitativas de datos entre la temperatura del conductor, el intervalo de tiempo en esa temperatura, y la reducción en la fuerza dieléctrica en los devanados.

Adicionalmente, hay otros factores importantes que pueden afectar cualquier reducción, como el contenido de humedad del aislador en los devanados y el promedio de incremento de la temperatura del conductor.

2.6 Cargabilidad en esperanza de vida normal.

La carga básica de un transformador de potencia para la esperanza de vida normal es de forma continua en la salida a valor de carga, cuando opera bajo las condiciones usuales como se indica en el epígrafe 2.1. Está asumido que la operación en estas condiciones es equivalente para la operación en una temperatura ambiente de valor 30° C para enfriamiento por aire o 25° C para sistema de enfriamiento por agua.

La esperanza de vida normal resultará de funcionar con una temperatura continua del lugar más caliente del conductor de 110° C (o la temperatura variable equivalente, con máximo en 120° C en cualquier período de 24 h). Los 110° C de temperatura del lugar más caliente se basan en la subida disponible más caliente de 80° C más el valor de temperatura ambiente estándar de 30° C.

Los transformadores pueden ser operados por encima de la temperatura de 110° C del punto más caliente para períodos pequeños, estos son operados para muchos períodos más largos en las temperaturas por debajo de 110° C.

Esto está supuesto al hecho de que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo y de este modo se permiten cargas por encima de los valores para llevar con toda seguridad bajo muchas condiciones fuera de la esperanza de vida normal del transformador.

2.6.1 Esperanza de vida normal cerca de la temperatura máxima del aceite.

La temperatura máxima del aceite no debe ser usada aisladamente como una guía para cargar transformadores de potencia. La temperatura disponible más caliente para el gradiente máximo del aceite a plena carga debe ser determinada mediante las pruebas de las fábricas o, careciendo de datos, se deberían asumir los datos.

La temperatura disponible del lugar más caliente a plena carga para el máximo gradiente del aceite debe corregirse para la carga real. El gradiente sustraído de 110° C dará la temperatura máxima permisible de aceite para la esperanza de vida normal.

Se debe reconocer que, para el atraso térmico en la subida de aceite, el tiempo es requerido para que un transformador alcance una temperatura estable siguiendo cualquier cambio en la carga.

2.6.2. Cargabilidad en la esperanza de vida normal cerca de los incrementos de temperaturas de pruebas de los devanados.

Para cada 1° C en exceso de 5° C el valor de temperatura de prueba de los devanados está debajo de 65° C, la carga del transformador puede ser aumentada por encima del valor de la carga por los porcentajes dados en la tabla 1.4. Un margen de 5° C se usa para proveer una tolerancia en la medida de subida de temperatura. La carga así obtenida es esa que el transformador puede llevar en incremento de 65° C. Desde entonces esto puede aumentar la carga por encima de lo contemplado por el diseñador, las limitaciones dadas en las tablas 2.2 y 2.3 deben ser comprobadas antes de proporcionar completamente este incremento de capacidad de carga.

Algunos transformadores de potencia son diseñados para tener la diferencia entre la temperatura disponible más caliente y el promedio de temperatura del lugar más caliente del conductor por encima de 15° C. Esto traerá como resultado un incremento del valor de la temperatura del devanado menor de 65° C, pero la subida de temperatura del devanado del punto más caliente puede ser el valor limitado de 80° C. Tales transformadores no deberían ser cargados por encima de los valores de la tabla 1.2. El fabricante debería ser consultado para la información en las pruebas de temperatura más caliente disponibles, usadas para estos diseños.
Esta condición puede existir en transformadores con grandes diferencias (más grande que 30° C) entre las temperaturas máximas y la más mínima del aceite y puede ser comprobada aproximadamente midiendo las temperaturas máximas y mínimas del radiador.

Siempre que sea posible, los datos del lugar más caliente y las temperaturas del aceite se obtienen de pruebas de temperaturas de la fábrica donde se deberían usar para calcular la capacidad de carga del transformador o calcular las temperaturas para las cargas por encima de los datos de chapas.

2.6.3 Cargabilidad planificada por encima de los datos de chapas.

La planificación de la carga por encima de los resultados de los valores de los datos de chapa ya sea en cualquiera de los dos entre el punto más caliente del conductor o la temperatura máxima del aceite excediendo los valores de la tabla 2.2 para la cargabilidad con esperanza de vida normal, se pude aceptar por el usuario como normal, planificada y repetitiva .Usualmente, la planificación de la cargabilidad por encima de los datos de chapa está restringida para transformadores que no llevan una carga estable continua. Lo más sugerido con respecto a las temperaturas del lugar más caliente del conductor es presentado en la tabla 2.3.

Hacer la planificación de cargabilidad por encima de los datos de chapas define una condición en donde un transformador se carga tanto, que su temperatura del lugar más caliente está en el rango de temperatura de 120° C – 130° C.

El intervalo de tiempo para un transformador operado dentro de este rango, debe ser determinado por los cálculos de la pérdida de vida del aislador, teniendo en cuenta el ciclo específico de carga. Las características de este tipo de cargabilidad no son interrupciones regulares del sistema y los eventos en comparación con los frecuentes y la esperanza de vida es menor para cargabilidad dentro de valores de los datos de chapas.

2.6.4 Período largo en cargabilidad de emergencia.

Los resultados de la cargabilidad en el período largo de emergencia a partir de la interrupción prolongada de algún elemento del sistema, ya sea el punto más caliente del conductor o la temperatura máxima del aceite, causan excesos sugeridos para la planificación de la cargabilidad por encima de los datos de chapa. Ésta no es una condición normal de operación, pero puede persistir durante algún tiempo. Se espera que tales ocurrencias sean raras.

La carga de emergencia de tiempo prolongado puede ser aplicada para llevar cargabilidad estable y continua en los transformadores, pero la pérdida de vida del aislador se puede determinar y puede ser aceptable.

Las sugerencias de la temperatura del lugar más caliente en los conductores son presentadas en la tabla 2.3. La temperatura máxima del aceite no debería exceder a 110° C en cualquier momento.

La carga de emergencia de tiempo prolongado define una condición en donde un transformador de potencia es tan cargado que su temperatura del lugar más caliente está en el rango de temperatura de 120° C – 140° C. Las características de este tipo de cargabilidad son iguales que las de un mismo elemento del sistema de transmisión, dos o tres eventos sobre el período de vida normal del transformador cada evento puede durar varios meses, y el riesgo será mayor que lo planificado por encima de los datos de chapas.

La figura 2.3 c), ilustra un ejemplo de un perfil de cargabilidad de emergencia de tiempo prolongado. La temperatura disponible más caliente para este ejemplo excede a 120° C. Los cálculos deberían ser hechos para determinar si la pérdida de vida del aislador es aceptable para el ciclo específico de carga.

2.6.5 Período corto en cargabilidad de emergencia.

La cargabilidad de emergencia de período corto es una carga extraordinariamente pesada causada por los eventos de uno o más acontecimientos improbables que seriamente perturban al sistema normalmente cargado y causan, ya sea la temperatura del lugar más caliente o la temperatura máxima del aceite, excesos en los límites de temperatura sugeridos por encima de los datos de chapa. La aceptación de estas condiciones para poco tiempo puede ser preferible para otras alternativas. Las temperaturas del lugar más caliente del conductor son presentadas en la tabla 2.3. La temperatura máxima del aceite no debería exceder a 110° C en cualquier momento. Este tipo de carga, con su riesgo mayor, se espera que ocurra raramente.

La cargabilidad de emergencia de período corto define una condición de carga en donde un transformador es tan cargado que su temperatura del lugar más caliente es tan alta como 180° C durante el período de tiempo.

Las características de este tipo de carga son una serie de condiciones improbables en el sistema de transmisión, una o dos ocurrencias sobre la duración de una vida normal del transformador, y el riesgo es mayor para la cargabilidad de emergencia de tiempo prolongado. Los cálculos deberían ser hechos para determinar si la pérdida de vida del aislador durante la emergencia de corto tiempo es aceptable para el ciclo específico de carga. La figura 2.3 d) ilustra un ejemplo de un perfil de carga de emergencia de breve duración. Esta figura presenta una curva de temperatura que se había nivelado para el día hasta casi las 4 p.m. cuando ocurre una condición en el sistema como cargar el transformador a fin de que su temperatura del lugar más caliente se eleve a la altura de 163° C en 1 h.

2.7 Cálculos para determinar el valor nominal y seleccionar el tamaño del transformador.

El problema de aplicación del transformador generalmente necesita contestar a la pregunta, "¿Se halla disponible un transformador para un ciclo dado de carga?" Los cálculos requeridos para contestar esta pregunta pueden estar hechos a mano, o en un programa de computadora pueden estar escritos para automatizar el cálculo. Este epígrafe ilustrará los procedimientos de cálculos que se usaron para la determinación de carga de forma limitada y la selección de un valor del transformador. Debería ser notable que el propósito de la ilustración sea enseñar una forma de acometer el problema. Como en la mayoría de los problemas de ingeniería, las diferentes aproximaciones son posibles y el sentido común debe ser usado en interpretar los resultados.

Los principios perfilados en los siguientes ejemplos pueden ser aplicados para todos los tamaños y valores de transformadores. Los métodos de cálculo de este epígrafe pueden usarse para determinar si la pérdida de vida del aislador para estos ejemplos es aceptable.

2.7.1 El cálculo para determinar la cargabilidad por encima del valor de los datos de chapas de un transformador existente.

Para este ejemplo, los siguientes datos serán usados: una subida de 65 ° C para el triple calificativo OA/FOA/FOA, el aceite forzado como enfriamiento del transformador 112000/149333 el valor/ 186666 kVA. Una carga de perfil se encuentra dada (vea tabla 10, carga nominal en por unidad) para un día comenzando en las 6:00 a.m.

La temperatura del devanado en el punto más caliente de perfil será determinada por el cálculo. Algunas suposiciones simplificadoras serán hechas para realizar el cálculo más fácil. La primera suposición es que el enfriamiento máximo será usado durante todo el día, sin embargo, la parte más baja del ciclo de carga será constante, la carga estará menos del valor intermedio. La suposición puede ser optimista; por otra parte, cuando la carga está por encima del valor de los datos de chapas será planificado, por supuesto, es razonable asumir que cada medida es llevada con asistencia en el transformador, incluyendo el uso máximo del sistema de enfriamiento durante todo el día.

Para el sistema de aceite forzado en directo, el exponente de la n es 1 y ninguna corrección de la constante del tiempo es requerida. Esto es:

$\tau TO = \tau TO, R$

Para modos de enfriamientos con $n < 1$ la constante de tiempo debería corregirse y esto puede ser perfeccionado fácilmente en un programa de computadora.

La tercera suposición es que la carga es conservada constante durante la siguiente hora. Para la parte creciente de la curva de carga esta suposición dará carga y esta será demasiado baja, pero en la parte declinante de los valores de carga de la curva de carga será demasiado alta.

Se logra perfeccionar la representación de carga cuando hay necesidad.

La última suposición es que la temperatura ambiente es constante durante el día

Tabla 2.4—Ciclo de carga e incremento de temperatura para transformadores de 187MVA.

	Normal load					PLBN				LTE				STE			
Hour	Load pu	$\Delta\Theta_{tc}$	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{tc}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}
6	0.52	18.14	19.20	7.73	56.9	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	26.86	12.46	69.3
7	0.55	17.14	17.94	8.65	56.6	0.69	24.91	13.62	68.5	0.69	24.91	13.62	68.5	0.69	24.91	13.62	68.5
8	0.61	16.63	17.23	10.53	57.9	0.77	23.75	16.96	70.7	0.77	23.75	16.96	70.7	0.77	23.75	16.96	70.7
9	0.70	16.76	17.21	14.01	61.2	0.88	23.74	22.15	75.9	0.88	23.74	22.15	75.9	0.88	23.74	22.15	75.9
10	0.79	17.74	18.07	17.35	65.9	1.00	25.08	28.60	83.7	1.00	25.08	28.60	83.7	1.00	25.08	28.60	83.7
11	0.85	19.47	19.71	20.56	70.4	1.07	27.76	32.74	90.5	1.07	17.76	32.74	90.5	1.07	27.76	32.74	90.5
12	0.90	21.49	21.67	23.17	74.8	1.13	30.85	36.52	97.4	1.13	30.85	36.52	97.4	1.13	30.85	36.52	97.4
13	0.93	23.66	23.79	24.74	78.5	1.17	34.14	39.15	103.3	1.29	34.14	39.15	103.3	1.92	34.14	39.15	103.3
												47.59	11..7		"	a	a
14	0.96	25.69	25.79	26.36	82.2	1.21	37.29	41.87	109.2	1.33	39.48	50.59	120.1	1.33	46.76	50.59	127.4
15	0.98	27.64	27.71	27.47	85.2	1.23	40.36	43.27	113.6	1.36	44.27	52.90	127.2	1.36	49.73	52.90	132.6
16	0.99	29.39	29.44	28.03	87.5	1.25	43.03	44.69	117.7	1.38	48.46	54.47	131.9	1.38	52.55	54.47	137.0
17	1.00	30.84	30.88	28.50	89.5	1.26	45.40	45.41	120.8	1.39	52.01	55.26	137.3	1.39	55.07	55.26	140.3
18	1.00	32.08	32.11	28.50	90.7	1.26	47.36	45.41	122.8	1.39	54.87	55.26	140.1	1.39	57.17	55.26	142.4
19	0.98	33.01	33.03	27.47	90.5	1.23	48.83	43.27	122.1	1.23	57.02	55.26	141.3	1.23	58.74	55.26	144.0
												43.27	130.3			43.27	132.0

Tabla 2.4 - Ciclo de carga e incremento de temperatura para transformadores de 187MVA (continuación).

	Normal load					PLBN				LTE				STE			
Hour	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{H}$	Θ_{H}
20	0.97	33.41	33.43	26.91	90.3	1.22	49.38	42.57	122.0	1.22	55.52	42.57	128.1	1.22	56.81	42.57	129.4
21	0.94	33.57	33.58	25.27	88.9	1.18	49.61	39.82	119.4	1.18	54.21	39.82	134.0	1.18	55.18	39.82	125.0
22	0.90	33.26	33.27	23.17	86.4	1.13	49.07	36.52	115.6	1.13	52.52	36.52	119.0	1.13	53.25	36.52	119.8
23	0.86	32.49	32.49	21.15	83.6	1.08	47.81	33.36	111.2	1.08	50.39	33.36	113.8	1.08	50.94	33.36	114.3
24	0.81	31.39	31.39	18.76	80.2	1.02	46.04	29.76	105.8	1.02	47.98	29.76	107.7	1.02	48.39	29.76	108.2
1	0.68	29.94	29.94	13.22	73.2	0.86	43.78	21.15	94.9	0.86	45.23	21.15	96.4	0.86	45.54	21.15	96.7
2	0.61	27.42	27.42	10.64	68.1	0.77	39.85	16.96	86.8	0.77	40.94	16.96	87.9	0.77	41.17	16.96	88.1
3	0.58	24.86	24.86	9.62	64.5	0.73	35.82	15.24	81.1	0.73	36.63	15.24	81.9	0.73	36.81	15.24	82.1
4	0.55	22.67	22.67	8.65	61.3	0.69	32.35	13.62	76.0	0.69	32.96	13.62	76.6	0.69	33.09	13.62	76.7
5	0.53	20.78	20.78	8.03	58.8	0.67	29.33	12.84	72.2	0.67	29.78	12.84	72.6	0.67	29.88	12.84	72.7
6	0.52	19.20	19.20	7.73	56.9	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	27.20	12.46	69.7	0.66	27.27	12.46	69.7

Las características del transformador de 187 MVA son:

- La elevación máxima del aceite en el ambiente durante la carga nominal $\Delta\Theta TO, R$ = 36.0 ° C.
- La subida de temperatura en el punto más caliente del conductor sobre la temperatura máxima del aceite, en la carga nominal $\Delta\Theta H, R$ = 28.6 ° C.
- La razón de pérdida de carga en la carga evaluada para pérdida sin sobrecargas R = 4.87.
- El tiempo calórico constante del aceite para la carga nominal TO, R = 3.5 h.
- El exponente de función de pérdida vs. la subida máxima de aceite n = 1.0.
- El exponente de carga cuadrada vs. gradiente del bobinado m = 1.0.

$$\Delta\Theta_{TO,u} = \Delta\Theta_{TO,R} \times \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{R+1}\right]^n \qquad (9)$$

$$\Delta\Theta_{TO,u} = 36 \times \left[\frac{(K^2(4.87)+1)}{4.87+1}\right]^n$$

$$\Delta\Theta_{TO,u} = 29.87K^2 + 6.13$$

Después de 1 h que la subida máxima del aceite será:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i})\left[1 - e^{\frac{-1}{\tau TO}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} \qquad (10)$$

O reescrita

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U})\left[1 - e^{\frac{-1}{\tau TO}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} e^{\frac{-1}{\tau TO}} \qquad (11)$$

Cuando sustituimos $\tau TO = \tau TO, R$ = 3.5 y el $\Delta\Theta TO, U$ valor de ecuación, se obtiene para t = 1 h

$$\Delta\Theta_{TO} = 29.87K^2 + 6.13\left[1 - e^{\frac{-1}{3.5}}\right] + \Delta\Theta_{TO,i} e^{\frac{-1}{3.5}}$$

O

$$\Delta\Theta_{TO} = 7.42K^2 + 1.53 + 0.75\Delta\Theta_{TO,i}$$

Y para t = 0.5 h

$\Delta\Theta_{TO} = 3.98K^2 + 0.82 + 0.87\Delta\Theta_{TO,i}$ (12)

La subida de temperatura del punto más caliente en el devanado por encima de la máxima del aceite será de acuerdo a la ecuación

$\Delta\Theta_{H} = \Delta\Theta_{H,R}\ K^{2m} = 28.6\ K^2$ (13)

Una cantidad, la pendiente inicial del aceite de más arriba, falta todavía y se tiene que estimar. Al asumir el ciclo de carga para la carga nominal encontrada en la tabla, entonces se puede establecer el valor de rms de la curva de carga, por poner un ejemplo, para la carga 6 h precediendo a 6:00 a.m.

$$K = \sqrt{\frac{(0.81)^2+(0.68)^2+(0.61)^2+(0.58)^2+(0.55)^2+(0.53)^2}{6}} = 0.634$$

Una carga de esta magnitud produce una última subida del aceite de más arriba de

$$\Delta\Theta_{TO,U} = 29.87K^2 + 6.13 = 29.87(0.634)^2 + 6.13 = 18.14\ C$$

Usando $\Delta\Theta TO, i$ = 18.14 ˚C a 6:00 a.m. y K=0.52, se puede determinar $\Delta\Theta TO$ a 7:00 a.m. como sigue

$$\Delta\Theta_{TO} = 7.42K^2 + 1.53 + 0.75\Delta\Theta_{TO,i} = 17.14\ C$$

Determinando la subida de temperatura del aceite máximo en 8:00 a.m. colocado, $\Delta\Theta TO, i$ =,$\Delta\Theta TO$ calculado en 7:00 a.m. Repitiendo la aplicación de la ecuación se producirá un perfil de subida de temperatura del aceite máximo; sin embargo, una discrepancia leve ocurre 24 h más tarde a las 6:00 am. Cuando se continúa aplicando la ecuación, la convergencia para los verdaderos valores se obtiene de forma rápida, como se muestra en las columnas de carga normal, $\Delta\Theta$H de la tabla 2.4. La primera columna representa la primera iteración, y la segunda columna representa los resultados después de una iteración adicional.

La subida del hot-spot en los devanados sobre aceite máximo, $\Delta\Theta H$, se considera instantánea. Sólo donde ocurren las discontinuidades de corrientes en alguna consideración se le atribuye al devanado la constante de tiempo.

Por ejemplo a las 6:00 a.m

$$\Delta\Theta_{H} = 28.6 \times (0.52^2) = 7.73\ C$$

La ecuación, $\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H$, ΘH, puede ser usada para establecer la temperatura del *hot-spot* de los devanados, usando una temperatura ambiente de $\Theta A = 30$ ˚C.

Un ciclo diario completo de carga normal es mostrado en la tabla (2.4) y ploteando en la figura 2.4.

2.7.2 Planificación de la carga por encima de los datos de chapa (PLBN).

La constante sobre la carga en PLBN es el *hottest-spot* de los devanados en un rango de temperatura entre 120-130 °C; por lo tanto:

$\Delta\Theta TO + \Delta\Theta H = 120$ ˚C– $\Theta A = 90$ ˚C. Las tres subidas de temperatura para el ciclo de carga normal están justo por encima de 90.3 °C; por lo tanto

$\Delta\Theta TO + \Delta\Theta H = 60.3$ ˚C.

Para estimar qué múltiplo de carga K debería producir $\Delta\Theta TO + \Delta\Theta H = 90$ ˚C, procedemos como sigue:

$$\left[\frac{(K^2R + 1)}{R + 1}\right]^n = \frac{90}{60.3} \qquad (14)$$

Resolviendo para el K dado

K= 1.26.

La subida máxima del aceite no es absolutamente proporcional para el cuadrado de la corriente de carga (las pérdidas sin carga son constantes) pero el gradiente en el devanado es proporcional para el cuadrado de la corriente de carga. El multiplicador puede ser corregido si es insatisfactorio. Otra vez tendríamos que estimar una temperatura inicial del aceite de más arriba. Después de los mismos procedimientos con respecto a la carga nominal, obtenemos un perfil de temperatura, basados en el ciclo de carga demostrado en la figura 2.4. La temperatura disponible más caliente está en el rango 120-130 ° C para cerca de 4 h.

2.7.3. Periodo largo de cargabilidad de emergencia. (LTE)

El usuario tiene que considerar cuidadosamente las condiciones de carga de emergencia que pueden ocurrir en su sistema. Un período máximo de 6 h es usado en este ejemplo. Se da por supuesto que la emergencia de un periodo largo comienza en 13:00 h, y fue precedido por una carga PLBN. Suponemos que el multiplicador de carga de valor *K2* se aplica.

A las 13:00 h:

$\Delta\Theta TO, i$ = 33.90 ˚C, el cual es igual $\Delta\Theta$TO en cargabilidad de PBLN. Aplicando la ecuación 11 se obtiene:

A las 14:00 h:

$$\Delta\Theta_{TO} = 7.42 \times 0.93 K^2{}_2 + 1.53 + (0.75 \times 34.14) = 6.42 K^2{}_2 + 27.14$$

$$\Delta\Theta_{H} = 26.86 \times 0.96\, K^2{}_2 = 26.36\, K^2{}_2$$

A las 15:00 h:

$$\Delta\Theta_{TO} = 7.42 \times 0.93 K^2{}_2 + 1.53 + (0.75)(6.42 K^2{}_2 + 27.14) = 11.66 K^2{}_2 + 21.89$$

$$\Delta\Theta_{H} = 27.47\, K^2{}_2$$

Reiterando la aplicación de las ecuaciones finalmente da a las 19:00 h una ecuación para $\Delta\Theta$TO y $\Delta\Theta$H en términos de *K2* como sigue:

$\Delta\Theta TO + \Delta\Theta H = 51.25\ K^2{}_2 + 11.11$

El LTE restringido es de 140 °C por lo, tanto,

$$51.25\ K^2{}_2 + 11.11 + 30 = 140$$

Y $K2 = 1.39$

La tabla 2.4 muestra la subida máxima del aceite y el gradiente del devanado. En 13:00 h y en 19:00 h, hay una discontinuidad en la carga. La constante de tiempo del devanado usualmente está en el orden de 3–5 min. Después de 20 min, los ΔT_{HS} serán de acuerdo a la nueva carga. La figura 2.5 muestra el perfil de temperatura disponible más caliente (*hottest-spot*). Los 140 ° C de temperatura limitada han sido encontrados. La temperatura del *hottest-spot* está en el rango de 130–140 ° C para menos de 6 h y en el rango de 120–130 ° C más largo que 4 h, así es que un valor de 1.39 tuvo aplicación para la carga en por unidad de horas del 13:00–19:00 por lo que parece estar en orden.

2.7.4 Período corto de cargabilidad de emergencia. (STE).

En este ejemplo, una carga en periodo corto de cargabilidad de emergencia (STE) se asume que ocurre en 13:00 h, después de una carga PLBN. Después de 1/2 h, la carga se reduce al largo periodo de cargabilidad de emergencia (LTE) cargabilidad que persistirá para 5.5 h.

Se usará un valor de carga de intervalo *K3*. La restricción STE es una temperatura máxima del lugar más caliente (*hottest-spot*) de 180 ° C.

A las 13:00 h:

$\Delta\Theta TO_i = 34.14°C$

Aplicando la ecuación (12) (para t = 0.5 h) se obtiene en 13:30 h: $\Delta\Theta_{TO} = 3.98 K^2{}_3 + 0.82 + (0.87)(34.14)$

$$\Delta\Theta_H = 26.86\ K^2{}_3$$

$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H = 32.58K^2_3 + 30.52 + 30 = 180$

$$K_3 = 1.92$$

En 13:30

$\Delta\Theta_{TO} = 45.19$, $\Delta\Theta_H = 105.43$ $\Theta_H = 180.6$, carga = 1.29 en por unidad.

En 14:00 h: $\Delta\Theta_{TO} = 3.98(1.92)^2 0.82 + (0.87)(45.19) = 46.76$

La figura 2.5 muestra la excursión de temperatura para estar dentro del límite para la cargabilidad en el periodo corto de cargabilidad de emergencia (STE). La temperatura disponible más caliente (*hottest-spot*) será algo más larga en el límite de rango 130–140 ° C.

2.8. Carga pico de enfriamiento (CLPU).

La carga pico de enfriamiento (CLPU) es la carga impuesta en los transformadores de distribución y de potencia en la re-energización, seguidamente de una interrupción del sistema. Cuando ocurre una interrupción, la temperatura en edificios residenciales y en oficinas comienza a decaer hacia la temperatura ambiente externa. La cantidad de esta descomposición y esta pérdida de calor dependen del diferencial de temperatura, el nivel de construcción del aislante, etc.

La diversidad entre todos los hornos eléctricos de calentamiento unitario y otros aparatos son las pérdidas de forma acelerada.

Cuando la potencia está recuperada, todos los hornos eléctricos conectados de calentamiento unitario, los calentadores, y otros aparatos demandarán potencia simultáneamente hasta que las condiciones normales de temperatura sean logradas y la diversidad sea recobrada. El tiempo requerido para recuperar la diversidad depende de la capacidad calorífica de los hornos y la duración de la interrupción precedente. Obviamente, la carga total impuesta en el transformador después de la restauración de la potencia estará sustancialmente más alta que su carga pico normal.

La carga pico de enfriamiento consta de los siguientes dos componentes de la carga de restauración:

a) La corriente interna asociada con transformadores, arranque de motores, etc. Aunque las magnitudes son muy grandes (en el orden de 6 para 25 veces la corriente nominal), la duración es muy pequeña, durando algunos ciclos.

b) La carga debido a la pérdida de diversidad entre aparatos termostáticos cíclicos. Esta carga puede persistir por decenas de minutos.

La duración del exceso de carga depende de algunas variables, entre las cuales están:

-El período de apagado y el día del comienzo de la interrupción.

-El día de la semana que finaliza la interrupción.

-Las condiciones de temperaturas y vientos.

-Los números de clientes afectados por la interrupción.

-El tamaño de construcción y el nivel del aislante.

-Los tipos de cargas.

Esta condición de carga persistirá hasta que todos los controles termostáticos están capacitados y la diversidad ha estado recuperada. Típicamente, el intervalo de tiempo máximo durante una interrupción hasta que toda la diversidad se haya perdido es de alrededor de 20 min. Mientras más dura la interrupción, más tiempo permanecerá diversificada la carga después de la re-energización.

Capítulo 3. Programa computacional para el análisis de cargabilidad.

3.1. Plataforma de trabajo Visual Studio 2005.

El Visual Studio 2005 proporciona una variedad de herramientas que ofrecen amplios beneficios tanto para desarrolladores individuales como para equipos de desarrollo, programas sencillos y comprensibles pueden ser implementados utilizando C# como paradigma de programación. La sintaxis de C# es muy expresiva, aunque cuenta con menos de 90 palabras clave; también es sencilla y fácil de aprender. La sintaxis de C# basada en signos de llave podrá ser reconocida inmediatamente por cualquier persona familiarizada con C, C++ o Java. Los desarrolladores que conocen cualquiera de estos lenguajes pueden empezar a trabajar de forma productiva en C# en un plazo muy breve. Su sintaxis simplifica muchas de las complejidades de C++ y, a la vez, ofrece funciones eficaces tales como tipos de datos que aceptan valores NULL, enumeraciones, delegados, métodos anónimos y acceso directo a memoria, que no se encuentran en Java. C# también admite métodos y tipos genéricos, que proporcionan mayor rendimiento y seguridad de tipos, e iteradores, que permiten a los implementadores de clases de colección definir comportamientos de iteración personalizados que el código de cliente puede utilizar fácilmente. Por estas características se ha seleccionado este lenguaje para la implementación de la herramienta que se presenta en la investigación.

Como lenguaje orientado a objetos, C# admite los conceptos de encapsulación, herencia y polimorfismo. Todas las variables y métodos, incluido el método Main que es el punto de entrada de la aplicación, se encapsulan dentro de definiciones de clase. Una clase puede heredar directamente de una clase primaria, pero puede implementar cualquier número de interfaces. Los métodos que reemplazan a los métodos virtuales en una clase primaria requieren la palabra clave **override** como medio para evitar redefiniciones accidentales. En C#, una estructura es como una clase sencilla; es un tipo asignado en la pila que puede implementar interfaces pero que no admite la herencia.

Si se necesita interactuar con otro software de Windows, como objetos COM o archivos DLL nativos de Win32, podrá hacerlo en C# mediante un proceso denominado "interoperabilidad". La interoperabilidad permite que los programas de C# realicen prácticamente lo mismo que una aplicación de C++ nativa. C# admite incluso el uso de punteros y el concepto de código "no seguro" en los casos en que el acceso directo a la memoria es absolutamente crítico. El proceso de generación de C# es simple en comparación con el de C y C++, y es más flexible que en Java. No hay archivos de encabezado independientes, ni se requiere que los métodos y los tipos se declaren en un orden determinado.

Un archivo de código fuente de C# puede definir cualquier número de clases, estructuras, interfaces y eventos. Con Visual Studio 2005, los desarrolladores profesionales pueden:

- **Disfrutar un entorno de desarrollo altamente productivo** con diseñadores visuales, lenguajes de programación y editores de código mejorados.
- **Desarrolla y depura aplicaciones multicapa de servidor** desde un mismo entorno unificado de desarrollo (Integrated Development Enviroment - IDE).
- **Construye soluciones para SQL Server 2005** utilizando herramientas visuales integradas de diseño de bases de datos e informes.
- **Crea tus propias herramientas que extienden el IDE de Visual Studio** usando el SDK de Visual Studio.

Microsoft ofrece dos opciones para los desarrolladores profesionales trabajando en solitario o en pequeños equipos, **Visual Studio 2005 Professional Edition**, y **Visual Studio 2005 Tools para Microsoft Office System**. Cada edición añade funcionalidad a las características básicas que incluye la edición Standard incluyendo herramientas para desarrollo remoto en el servidor así como depuración, desarrollo para SQL Server 2005 y un IDE completo y sin restricciones. Cada producto puede adquirirse por separado o conjuntamente como parte de una Suscripción.

Los desarrolladores profesionales disfrutarán de un acceso sin trabas al .NET Framework 2.0, el entorno robusto y plenamente funcional de la plataforma Microsoft; así como soporte para la creación de *add-ins* para extender el IDE de Visual Studio. Los programas de C# se ejecutan en .NET Framework, un componente que forma parte de Windows y que incluye un sistema de ejecución virtual denominado *Common Language Runtime* (CLR) y un conjunto unificado de bibliotecas de clases. CLR es la implementación comercial de Microsoft de *Common Language Infrastructure* (CLI), norma internacional que constituye la base para crear entornos de ejecución y desarrollo en los que los lenguajes y las bibliotecas trabajan juntos sin problemas. El código fuente escrito en C# se compila en un lenguaje intermedio (IL) conforme con la especificación CLI. El código de lenguaje intermedio, junto con recursos tales como mapas de bits y cadenas, se almacena en disco en un archivo ejecutable denominado ensamblado, cuya extensión es .exe o .dll generalmente. Un ensamblado contiene un manifiesto que ofrece información sobre los tipos, la versión, la referencia cultural y los requisitos de seguridad del ensamblado. Estas son a groso modo las principales funcionalidades que se necesitaron para implementar un software que pueda ser extensible y manipulable por los expertos en el área.

3.2. Requerimientos Funcionales.

Los requerimientos funcionales son aquellos requisitos que, desde el punto de vista de las necesidades del usuario debe cumplir el sistema y que están fuertemente ligados a las opciones del programa. Teniendo en cuenta el objetivo planteado se enumeran los requerimientos funcionales de la aplicación, donde el sistema debe ser capaz de:

- Agregar valores para el tipo de carga NL.
- Agregar incremento lineal para el tipo de carga PLBN.
- Agregar incremento no lineal para el tipo de carga PLBN.
- Agregar incremento lineal para el tipo de carga LTE.
- Agregar incremento no lineal para el tipo de carga LTE.
- Calcular TFROA para el tipo de carga NL.
- Calcular TFROA para el tipo de carga PLBN.

- Calcular TFROA para el tipo de carga LTE.
- Calcular TFROA para el tipo de carga STE.
- Calcular HTSO-TOP para el tipo de carga NL.
- Calcular HTSO-TOP para el tipo de carga PLBN.
- Calcular HTSO-TOP para el tipo de carga LTE.
- Calcular HTSO-TOP para el tipo de carga STE.
- Calcular HTS para el tipo de carga NL.
- Calcular HTS para el tipo de carga PLBN.
- Calcular HTS para el tipo de carga LTE.
- Calcular HTS para el tipo de carga STE.
- Calcular FAA para el tipo de carga NL.
- Calcular FAA para el tipo de carga PLBN.
- Calcular FAA para el tipo de carga LTE.
- Calcular FAA para el tipo de carga STE.
- Calcular FEQA para el tipo de carga NL.
- Calcular FEQA para el tipo de carga PLBN.
- Calcular FEQA para el tipo de carga LTE.
- Calcular FEQA para el tipo de carga STE.
- Calcular PLL para el tipo de carga NL.
- Calcular PLL para el tipo de carga PLBN.
- Calcular PLL para el tipo de carga LTE.
- Calcular PLL para el tipo de carga STE.
- Calcular Cargabilidad para ½ hora.
- Calcular Cargabilidad para 1 hora.
- Calcular Cargabilidad para 2 horas.
- Calcular Cargabilidad para 4 horas.
- Calcular Cargabilidad para 6 horas.
- Calcular Cargabilidad para 24 horas.

3.3 Ambiente de trabajo del Software

En los capítulos anteriores se realizó una revisión exhaustiva en forma teórica acerca de la cargabilidad de los transformadores, esta teoría fue llevada a la práctica a través de un programa computacional que es el centro del presente capítulo. El programa implementado es sencillo, asequible para los usuarios y se logró un alto grado de interactividad, permitiendo a los usuarios hacer sus cálculos de forma amena y lo más exacta posible. Estos cálculos se realizaron en base a los límites de cargabilidad de transformadores tanto de distribución como de potencia. Para comprender de forma más simple las funcionalidades que presenta este programa se tomó como base un transformador de 187 MVA. Los datos iniciales son comentados a continuación.

1. Ciclo de carga en por unidad para una esperanza de vida normal.(24h)
2. Inicio de la demanda máxima
3. Relación de carga de la pérdida de carga con la perdida en vacío de carga en la posición del tap que se esté estudiando.(R)
4. $\Delta\Theta_{H,R}$ Elevación de la temperatura máxima del punto más caliente del devanado por encima del aceite de la parte superior en la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición del tap que se está estudiando.
5. $\Delta\Theta_{TO,R}$ es la elevación de temperatura del aceite superior por encima de la temperatura ambiente en caso de carga especificada en la posición de tap que se está estudiando, en ºC

6. Constante de tiempo para una carga nominal que comienza con una elevación inicial máxima del aceite de 0 ºC, en horas (τ_{TO}). Esta constante se considera igual a la constante de tiempo del aceite del transformador para cualquier carga L y para cualquier diferencia especifica de temperatura entre la elevación extrema superior del aceite y la elevación inicial superior del aceite. ($\tau_{TO,R}$). Es recomendado de 3 a 5 minutos.

La figura 3.1 muestra el ambiente del programa para estudiar cargabilidad de cualquier tipo de transformador.

La ventana principal de la aplicación en la parte derecha consta de cuatro botones: el botón agregar es para realizar el inicio del estudio. Si se presiona este botón aparecerá una ventana preguntando cuál es la hora inicial del ciclo de estudio. El usuario debe ser muy cuidadoso puesto que si se elige un valor cualquiera se van a obtener resultados insatisfactorios. Por ejemplo la hora de inicio del ciclo de carga debe ser donde la carga sea lo más estable posible, no deben haber incrementos bruscos en la misma. El botón calcular, es para determinar las temperaturas que van ha ser determinantes para los limites de cargabilidad.

Por supuesto como en los cuatro tipos de cargabilidad de los transformadores estas tienen sus limitantes ya discutidas en los capítulos anteriores, verificar daría la respuesta si es permisible la carga que se está llevando o no.

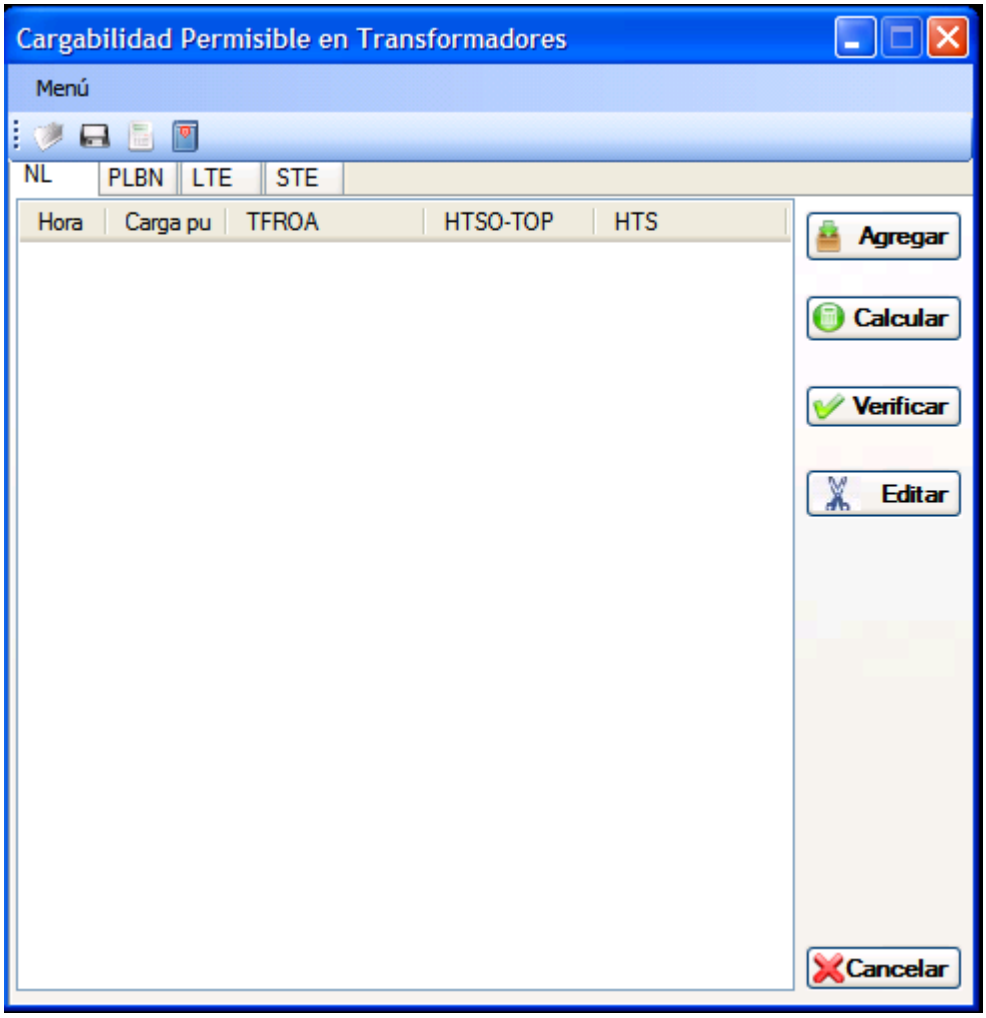


Figura 3.1: Ambiente del programa para el cálculo de capacidad de carga de un transformador.

En este ejemplo se tomará como referencia las seis de la mañana como indica la figura 3.2.

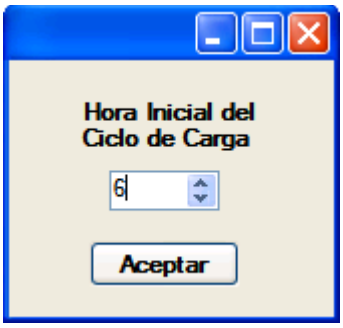
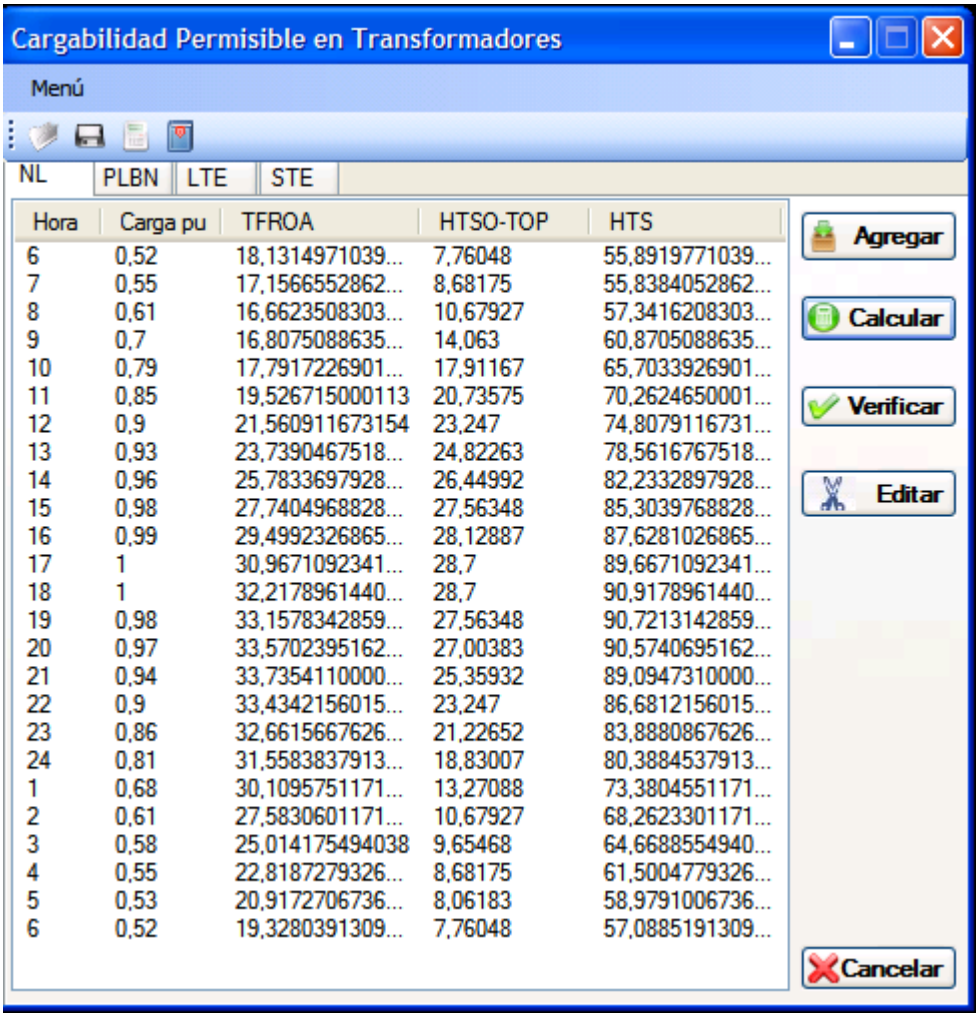


Figura 3.2: Indicación de la hora donde comienza el ciclo de carga.

Una vez introducida y aceptada esta hora, el programa de forma automática carga la siguiente ventana donde se le introducen los valores de carga para un día completo.

Figura 3.3: Ventana para introducir los valores de inicio del programa.

Después de introducir los valores correspondientes se calculan las temperaturas para cada valor de carga como muestra la figura 3.4.



Hora	Carga pu	TFROA	HTSO-TOP	HTS
6	0,52	18,1314971039...	7,76048	55,8919771039...
7	0,55	17,1566552862...	8,68175	55,8384052862...
8	0,61	16,6623508303...	10,67927	57,3416208303...
9	0,7	16,8075088635...	14,063	60,8705088635...
10	0,79	17,7917226901...	17,91167	65,7033926901...
11	0,85	19,526715000113	20,73575	70,2624650001...
12	0,9	21,560911673154	23,247	74,8079116731...
13	0,93	23,7390467518...	24,82263	78,5616767518...
14	0,96	25,7833697928...	26,44992	82,2332897928...
15	0,98	27,7404968828...	27,56348	85,3039768828...
16	0,99	29,4992326865...	28,12887	87,6281026865...
17	1	30,9671092341...	28,7	89,6671092341...
18	1	32,2178961440...	28,7	90,9178961440...
19	0,98	33,1578342859...	27,56348	90,7213142859...
20	0,97	33,5702395162...	27,00383	90,5740695162...
21	0,94	33,7354110000...	25,35932	89,0947310000...
22	0,9	33,4342156015...	23,247	86,6812156015...
23	0,86	32,6615667626...	21,22652	83,8880867626...
24	0,81	31,5583837913...	18,83007	80,3884537913...
1	0,68	30,1095751171...	13,27088	73,3804551171...
2	0,61	27,5830601171...	10,67927	68,2623301171...
3	0,58	25,014175494038	9,65468	64,6688554940...
4	0,55	22,8187279326...	8,68175	61,5004779326...
5	0,53	20,9172706736...	8,06183	58,9791006736...
6	0,52	19,3280391309...	7,76048	57,0885191309...

Figura 3.4: Ejemplo de cálculo de cargabilidad para una esperanza de vida normal.

Sería oportuno que el usuario verificara la cargabilidad para así poder añadir o quitar carga según corresponda. El siguiente paso es hacer el estudio pero para una carga PLBN, mostrándose la siguiente ventana:

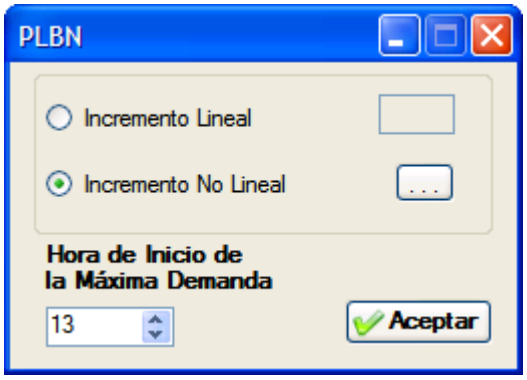


Figura 3.5: Indicación del tipo de incremento para una carga tipo PLBN.

En esta ventana se nos muestra información acerca de la sobrecarga permisible para una esperanza de vida normal. Este incremento puede ser lineal, y no lineal. La linealidad de la carga representa si el incremento es igual a lo largo del día o no, en este ejemplo se muestra un incremento no lineal. Se debe notar la hora que el usuario tomó para iniciar la máxima demanda.

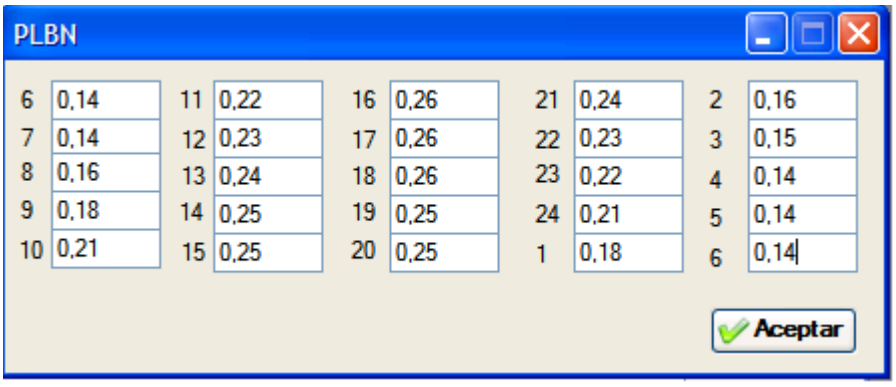
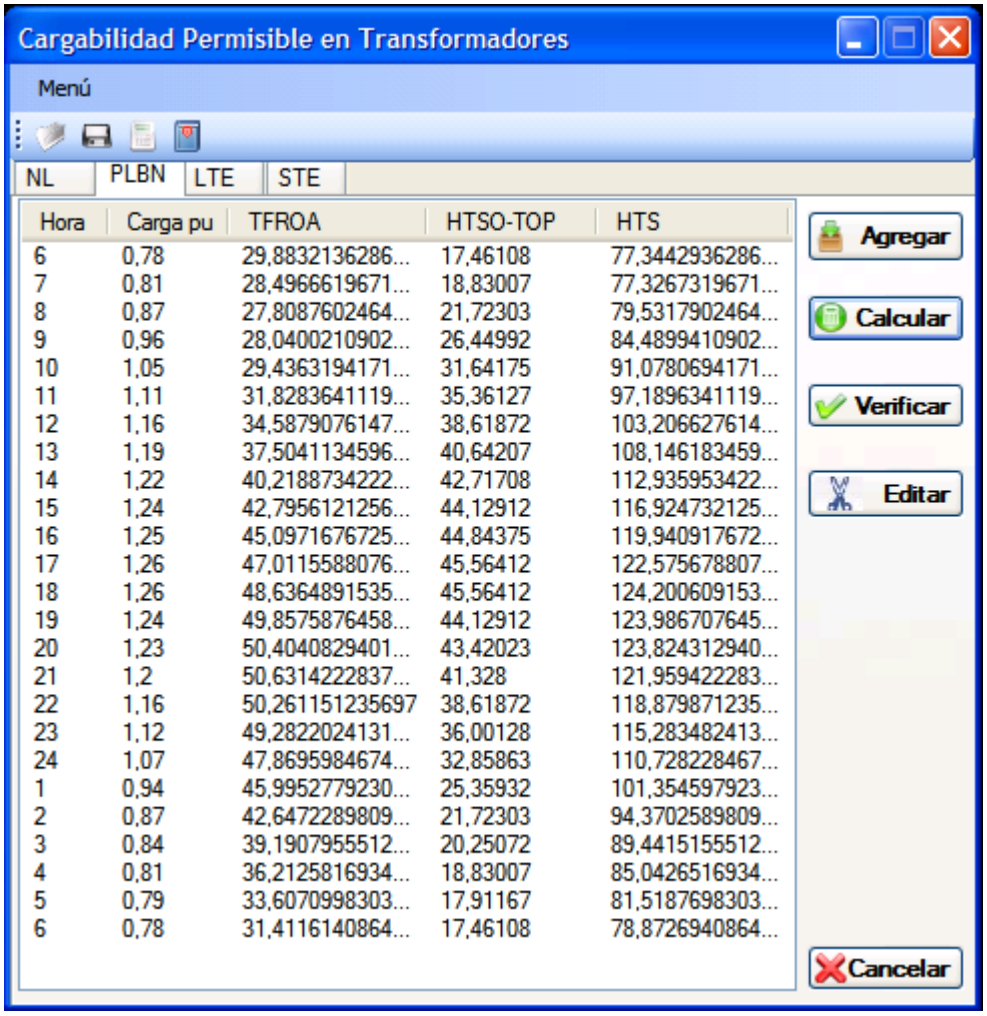


Figura 3.6: Incremento no lineal en las 24 h del día.

Aceptando estos valores de incremento de carga y ejecutando el programa se obtendrían los siguientes resultados. El usuario siempre debe verificar con el programa si es correcto o no el aumento de la carga.



Hora	Carga pu	TFROA	HTSO-TOP	HTS
6	0,78	29,8832136286...	17,46108	77,3442936286...
7	0,81	28,4966619671...	18,83007	77,3267319671...
8	0,87	27,8087602464...	21,72303	79,5317902464...
9	0,96	28,0400210902...	26,44992	84,4899410902...
10	1,05	29,4363194171...	31,64175	91,0780694171...
11	1,11	31,8283641119...	35,36127	97,1896341119...
12	1,16	34,5879076147...	38,61872	103,206627614...
13	1,19	37,5041134596...	40,64207	108,146183459...
14	1,22	40,2188734222...	42,71708	112,935953422...
15	1,24	42,7956121256...	44,12912	116,924732125...
16	1,25	45,0971676725...	44,84375	119,940917672...
17	1,26	47,0115588076...	45,56412	122,575678807...
18	1,26	48,6364891535...	45,56412	124,200609153...
19	1,24	49,8575876458...	44,12912	123,986707645...
20	1,23	50,4040829401...	43,42023	123,824312940...
21	1,2	50,6314222837...	41,328	121,959422283...
22	1,16	50,261151235697	38,61872	118,879871235...
23	1,12	49,2822024131...	36,00128	115,283482413...
24	1,07	47,8695984674...	32,85863	110,728228467...
1	0,94	45,9952779230...	25,35932	101,354597923...
2	0,87	42,6472289809...	21,72303	94,3702589809...
3	0,84	39,1907955512...	20,25072	89,4415155512...
4	0,81	36,2125816934...	18,83007	85,0426516934...
5	0,79	33,6070998303...	17,91167	81,5187698303...
6	0,78	31,4116140864...	17,46108	78,8726940864...

Figura 3.7: Cálculo de cargabilidad para una carga tipo PLBN.

Como es de notar la carga se ha incrementado en los valores deseados. Es importante resaltar como los niveles de temperaturas han aumentado en comparación con la carga para una esperanza de vida normal. Si se verifican estos cálculos se mostraría el siguiente mensaje.

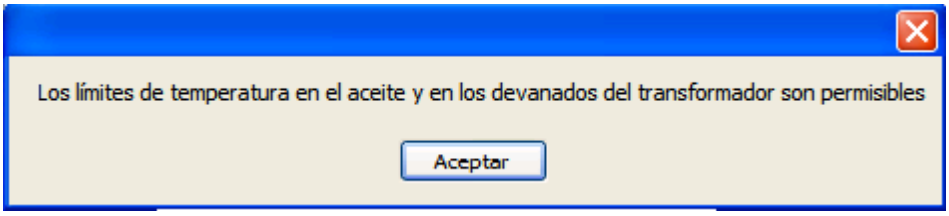


Figura 3.8: Mensaje de verificación para los límites de temperatura.

En caso de que la carga no fuera permisible se mostraría otro mensaje alertando que se han excedido los valores de cargabilidad permitidos para el transformador.

Para el estudio de cargabilidad tipo LTE, se activa el botón del programa que indica este tipo de estudio, luego se agrega como en la carga anterior y se muestra la ventana siguiente:

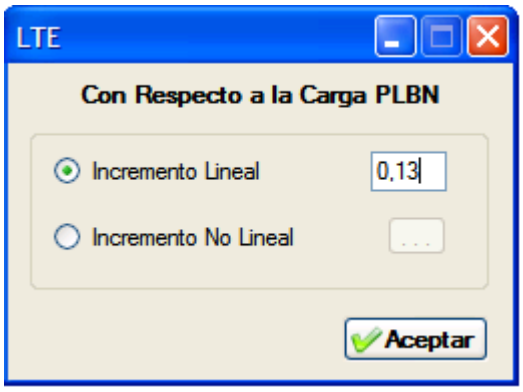
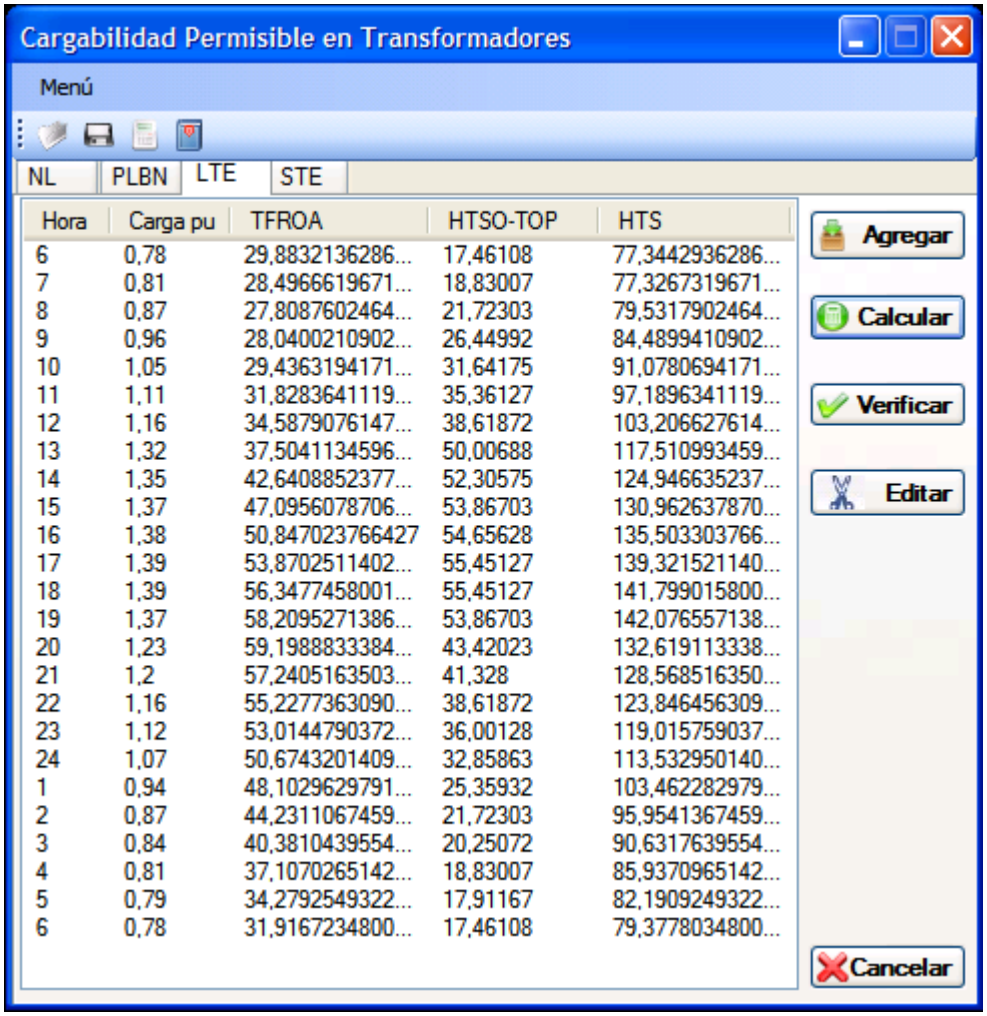


Figura 3.9: Indicación del tipo de incremento para una carga tipo LTE.

Esta ventana es exactamente la misma que la anterior pero con la diferencia de que no hay que introducir la hora de la demanda máxima, el incremento es solamente sobre dicha demanda y es con respecto a la carga PLBN. En caso de que el incremento sea lineal debería ser el máximo valor que el usuario desea. En el ejemplo que se está analizando el incremento es lineal.

En este caso se asume que los niveles de temperaturas han aumentado de forma notable, si no se escogen bien los valores de carga se podrían obtener resultados insatisfactorios en los niveles de voltajes y el transformador correría grandes riesgos para su operación satisfactoria y la vida útil del aislante se reduciría en una forma no deseada. La figura muestra el análisis para el tipo de carga LTE a partir de una carga PLBN.



Hora	Carga pu	TFROA	HTSO-TOP	HTS
6	0,78	29,8832136286...	17,46108	77,3442936286...
7	0,81	28,4966619671...	18,83007	77,3267319671...
8	0,87	27,8087602464...	21,72303	79,5317902464...
9	0,96	28,0400210902...	26,44992	84,4899410902...
10	1,05	29,4363194171...	31,64175	91,0780694171...
11	1,11	31,8283641119...	35,36127	97,1896341119...
12	1,16	34,5879076147...	38,61872	103,206627614...
13	1,32	37,5041134596...	50,00688	117,510993459...
14	1,35	42,6408852377...	52,30575	124,946635237...
15	1,37	47,0956078706...	53,86703	130,962637870...
16	1,38	50,847023766427	54,65628	135,503303766...
17	1,39	53,8702511402...	55,45127	139,321521140...
18	1,39	56,3477458001...	55,45127	141,799015800...
19	1,37	58,2095271386...	53,86703	142,076557138...
20	1,23	59,1988833384...	43,42023	132,619113338...
21	1,2	57,2405163503...	41,328	128,568516350...
22	1,16	55,2277363090...	38,61872	123,846456309...
23	1,12	53,0144790372...	36,00128	119,015759037...
24	1,07	50,6743201409...	32,85863	113,532950140...
1	0,94	48,1029629791...	25,35932	103,462282979...
2	0,87	44,2311067459...	21,72303	95,9541367459...
3	0,84	40,3810439554...	20,25072	90,6317639554...
4	0,81	37,1070265142...	18,83007	85,9370965142...
5	0,79	34,2792549322...	17,91167	82,1909249322...
6	0,78	31,9167234800...	17,46108	79,3778034800...

Figura 3.10: Cálculo de cargabilidad para una carga tipo LTE.

Realizando la comprobación para esta carga se muestra el siguiente mensaje.

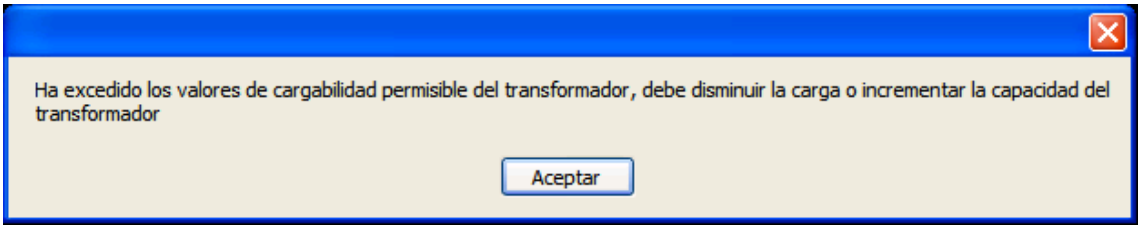
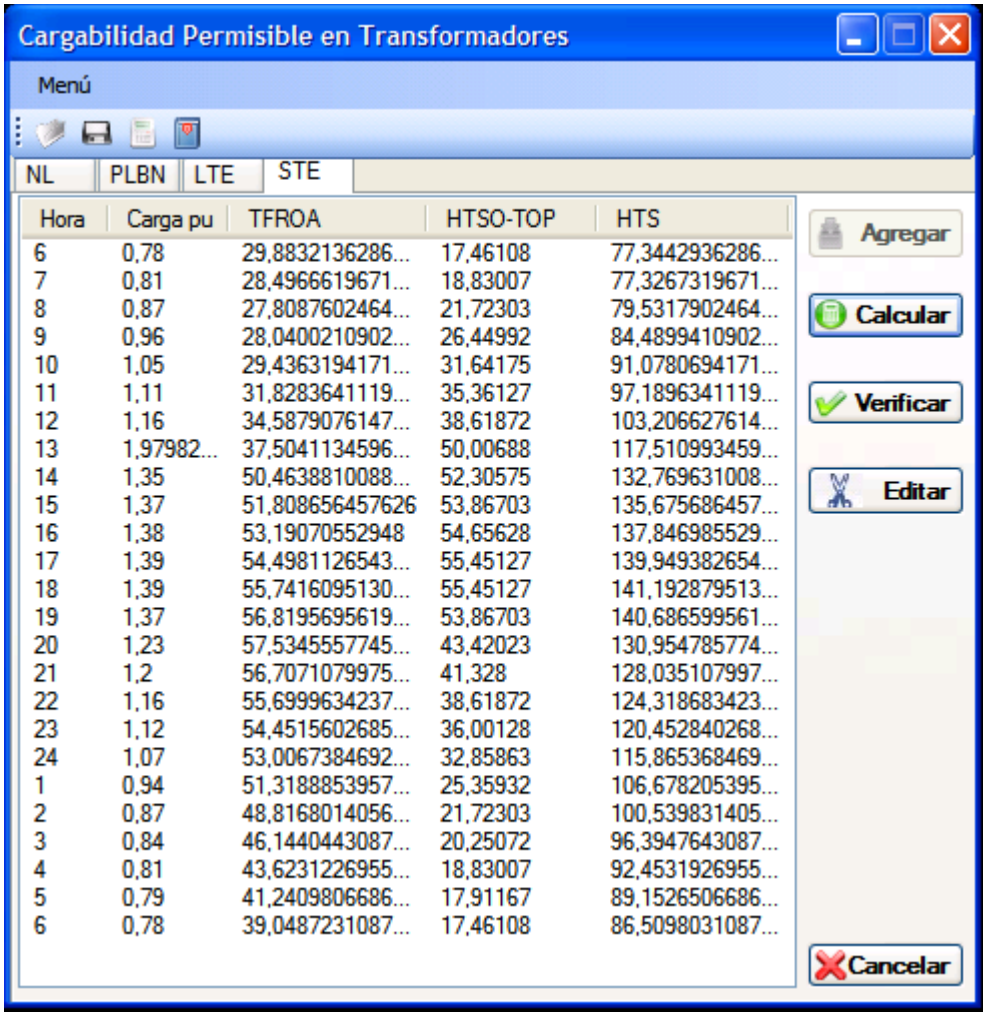


Figura 3.11: Mensaje de verificación para los límites de temperatura.

Realizando el análisis para la carga tipo STE los resultados se pueden obtener como se muestra en la figura.



Hora	Carga pu	TFROA	HTSO-TOP	HTS
6	0,78	29,8832136286...	17,46108	77,3442936286...
7	0,81	28,4966619671...	18,83007	77,3267319671...
8	0,87	27,8087602464...	21,72303	79,5317902464...
9	0,96	28,0400210902...	26,44992	84,4899410902...
10	1,05	29,4363194171...	31,64175	91,0780694171...
11	1,11	31,8283641119...	35,36127	97,1896341119...
12	1,16	34,5879076147...	38,61872	103,206627614...
13	1,97982...	37,5041134596...	50,00688	117,510993459...
14	1,35	50,4638810088...	52,30575	132,769631008...
15	1,37	51,808656457626	53,86703	135,675686457...
16	1,38	53,19070552948	54,65628	137,846985529...
17	1,39	54,4981126543...	55,45127	139,949382654...
18	1,39	55,7416095130...	55,45127	141,192879513...
19	1,37	56,8195695619...	53,86703	140,686599561...
20	1,23	57,5345557745...	43,42023	130,954785774...
21	1,2	56,7071079975...	41,328	128,035107997...
22	1,16	55,6999634237...	38,61872	124,318683423...
23	1,12	54,4515602685...	36,00128	120,452840268...
24	1,07	53,0067384692...	32,85863	115,865368469...
1	0,94	51,3188853957...	25,35932	106,678205395...
2	0,87	48,8168014056...	21,72303	100,539831405...
3	0,84	46,1440443087...	20,25072	96,3947643087...
4	0,81	43,6231226955...	18,83007	92,4531926955...
5	0,79	41,2409806686...	17,91167	89,1526506686...
6	0,78	39,0487231087...	17,46108	86,5098031087...

Figura 3.12: Cálculo de cargabilidad para una carga tipo STE.

El usuario puede hacer la prueba de cargabilidad para esta carga, donde no existe ningún problema al sobrecargar el transformador. Como se puede apreciar la carga máxima que puede llevar el transformador por un tiempo de media hora es de 1.97 en p.u. El programa además de verificar el estado de cargabilidad permisible para un ciclo de carga en un período de 24h, tiene la opción de hacer un estudio de cargabilidad de forma prolongada, es decir sobre las 24h bajo las normas de la IEEE, para emergencia de corta y larga duración. El usuario puede acceder por el menú inicio o por la barra de trabajo oprimiendo el icono correspondiente. Es muy importante que el usuario corra y analice cada tipo de carga antes de hacer el estudio de cargabilidad. En la siguiente figura se muestra la carga máxima para las horas correspondientes para este ciclo de carga.

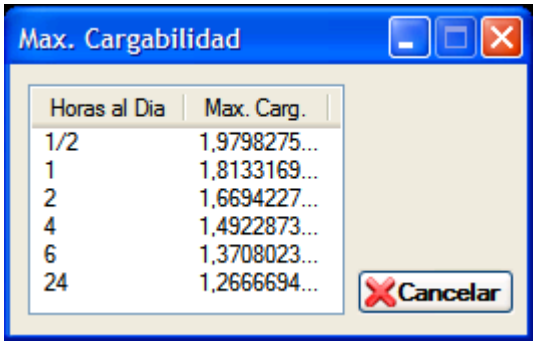
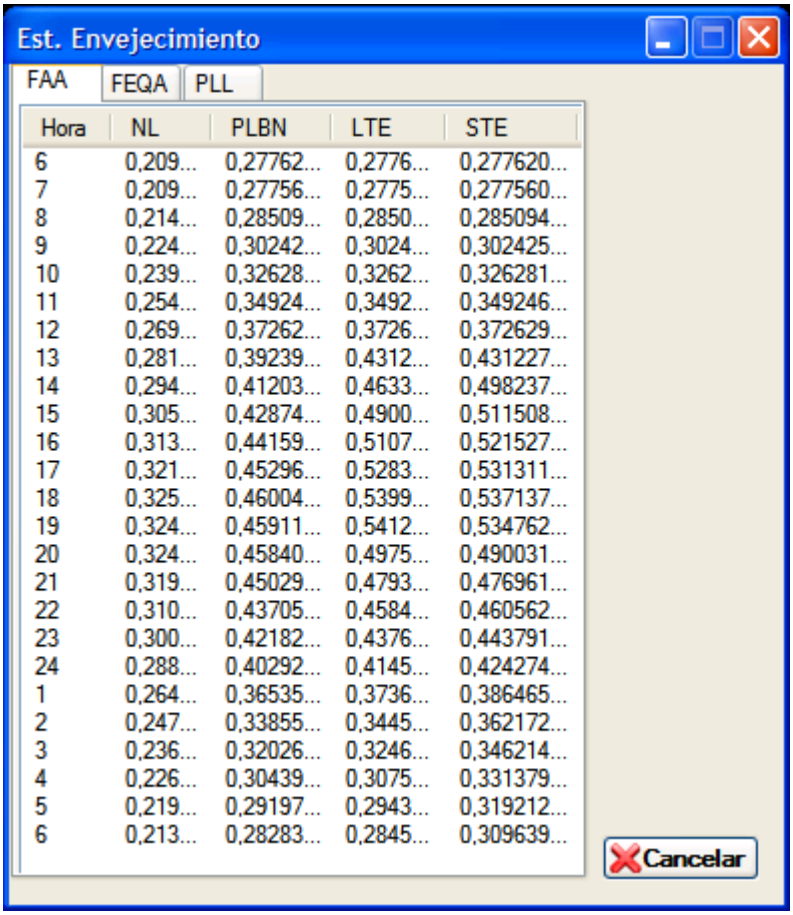


Figura 3.13: Estimación de cargabilidad para el ciclo de carga.

Una opción final que presenta Cargabilidad Permisible en Transformadores (CPT) es el estudio de envejecimiento. Quizás al usuario no le interese esta opción ya que tendría que conformarse con los resultados obtenidos del transformador que se está analizando, ya que por problemas de economía no se va a cambiar un transformador pero si es bueno saber cuan afectado está el aislante del transformador. Como muy bien es sabido la vida útil del mismo depende de cuan envejecido esté la celulosa del aislador.



Est. Envejecimiento

FAA | FEQA | PLL

Hora	NL	PLBN	LTE	STE
6	0,209...	0,27762...	0,2776...	0,277620...
7	0,209...	0,27756...	0,2775...	0,277560...
8	0,214...	0,28509...	0,2850...	0,285094...
9	0,224...	0,30242...	0,3024...	0,302425...
10	0,239...	0,32628...	0,3262...	0,326281...
11	0,254...	0,34924...	0,3492...	0,349246...
12	0,269...	0,37262...	0,3726...	0,372629...
13	0,281...	0,39239...	0,4312...	0,431227...
14	0,294...	0,41203...	0,4633...	0,498237...
15	0,305...	0,42874...	0,4900...	0,511508...
16	0,313...	0,44159...	0,5107...	0,521527...
17	0,321...	0,45296...	0,5283...	0,531311...
18	0,325...	0,46004...	0,5399...	0,537137...
19	0,324...	0,45911...	0,5412...	0,534762...
20	0,324...	0,45840...	0,4975...	0,490031...
21	0,319...	0,45029...	0,4793...	0,476961...
22	0,310...	0,43705...	0,4584...	0,460562...
23	0,300...	0,42182...	0,4376...	0,443791...
24	0,288...	0,40292...	0,4145...	0,424274...
1	0,264...	0,36535...	0,3736...	0,386465...
2	0,247...	0,33855...	0,3445...	0,362172...
3	0,236...	0,32026...	0,3246...	0,346214...
4	0,226...	0,30439...	0,3075...	0,331379...
5	0,219...	0,29197...	0,2943...	0,319212...
6	0,213...	0,28283...	0,2845...	0,309639...

Cancelar

Figura 3.14: Indicación del estudio de envejecimiento para las cuatro tipos de cargas.

La primera columna corresponde al horario del ciclo de carga, los valores mostrados son los factores de aceleración de envejecimiento para cada carga.

Los dos últimos botones son para calcular el factor de aceleración equivalente para un día entero y el porciento de pérdida de vida sobre una vida normal de 180000 horas según las normas discutidas en los capítulos ya estudiados. Las figuras dan información referente al ciclo en uso de carga. Estos resultados están dentro de los parámetros permisibles. La figura muestra el factor de aceleración equivalente para cada una de las cargas.

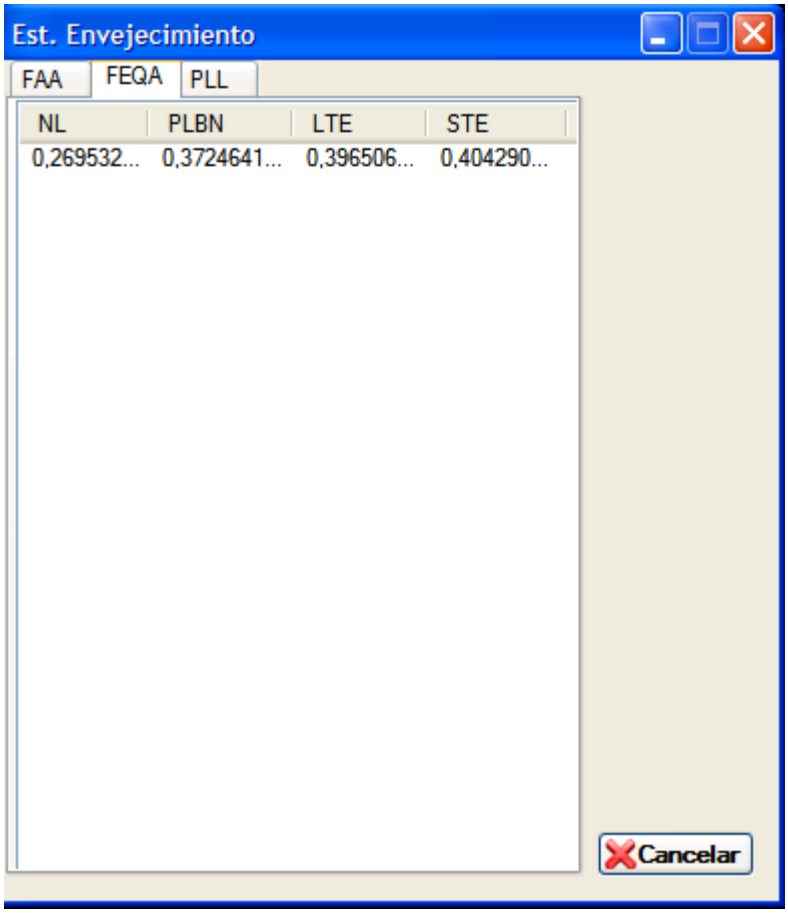


Figura 3.15: Factor de envejecimiento equivalente.

De forma similar se puede ver el porciento de pérdida de vida de la celulosa del aislador. Se le deja propuesto al usuario ejecutar este programa y sobre todo debe ser muy cuidadoso en elegir la hora inicial del ciclo de carga, donde siempre debe recordar que la misma se debe tomar en una hora que sea lo más estable posible. En este ejemplo se tomó a las 6:00 de la mañana, el incremento se debe de tomar con mucha precaución ya que daría resultados indeseables para el usuario y para el transformador. Si existen problemas en cuanto a la cargabilidad permisible en alguna de las cuatro cargas no es recomendado asumir la carga estimada por el programa para una emergencia de corta y larga duración. Esto se debe a que el programa toma los valores obtenidos en las corridas y estima las mismas, la persona encargada de este trabajo siempre debe verificar los resultados con el propio programa. De modo general, el software es mucho más factible a la hora de determinar el estado de cargabilidad de un transformador.

En el capítulo dos se realizó un estudio detallado de la forma de realizar estos cálculos manualmente, que sirvió de base para en este capítulo implementar una herramienta mucho más efectiva. Las facilidades de este programa ya fueron mencionadas y se recomienda como parte de de esta investigación hacer extensiones a esta implementación inicial para soportar bancos de transformadores, cargas no lineales, cargabilidad considerando armónicos y cálculos de pérdidas en el núcleo por disipación de calor. Por supuesto, estas extensiones necesitan de estudios más profundos en cuanto a los temas mencionados y saber aplicar correctamente las limitantes y los conceptos establecidos para poder llevar a cabo una buena mejora del mismo.

Conclusiones.

El siguiente estudio de cargabilidad permisible en transformadores tanto de distribución como de potencia, indica que su vida depende en un alto por ciento de la celulosa del aislador. Por lo general, cerca del 85% de las fallas ocurren por problemas en los aceites o en el conjunto de aislamiento y en un 15% por defectos de fabricación, de traslado o por problemas de una incorrecta manipulación a la hora de ponerlos en servicio.

Es muy necesario que los operadores y sobre todo el personal altamente calificado, se dediquen al estudio de la vida de los transformadores, principalmente a las limitantes que plantean los fabricantes y a las que se estudiaron con anterioridad.

Como se sabe, existe una gran cantidad de sugerencias a la hora de sobrecargar un transformador de distribución o de potencia, donde cada una de estas se vinculan fuertemente con la vida del aislamiento. Cada ingeniero y conjunto de especialistas que son responsables de alguna subestación en particular, debe realizar de forma periódica un chequeo de la cargabilidad del transformador o de los transformadores que brindan servicios para evitar averías inapropiadas. En caso de que el transformador esté trabajando el día entero de forma sobrecargada, los usuarios deben ser muy cuidadosos al escoger la máxima cargabilidad. Si llegara a ocurrir una emergencia, tanto de tiempo prolongado como de corta duración, se debe hacer un análisis muy profundo de qué carga pude ser quitada de servicio y cuál debe quedarse en operación.

En caso de que existan fallas transitorias (muy frecuentes en nuestro sistema) o averías por mantenimiento a los distintos circuitos, incluso en instalaciones industriales, el transformador no debe estar muy sobrecargado o llegando a los límites establecidos por los fabricantes o por los que se mencionan en este estudio. Existen cargas fuertemente pesadas y estas no deben sobrepasar la media hora de emergencia en el día.

El usuario debe ser muy cuidadoso en sobrecargar un transformador, en el estudio propuesto, lo máximo que se plantea en cuanto a cargabilidad de emergencia es seis horas en un día.

Una herramienta muy útil, fácil de manejar, que no requiere de grandes estudios, es el programa computacional “Cargabilidad Permisible en Transformadores” (CPT). Su algoritmo de trabajo desarrollado sobre las limitantes sugeridas por la IEEE, es de gran utilidad. La plataforma de trabajo C# es la utilizada para este software, permitiendo hacer una terminación más acabada y muy fácil de visualizar por los usuarios en su trabajo. Las razones de escoger C# fueron determinadas debido a los méritos que han obtenidos los programadores profesionales a lo largo del desarrollo de la ingeniería de software.

Esta herramienta no pretende cubrir todas las necesidades en cuanto a cargabilidad en transformadores, pero sí es un buen inicio para seguir el desarrollo del mismo. En el mundo de la ingeniería eléctrica existen programas que realizan estudios en particular sobre todo en esta rama, en la cual tanto el sector residencial como el industrial pueden verse afectados. Estos programas son altamente costosos y en su gran mayoría no están disponibles de forma gratuita.

Los resultados del mismo se verificaron mediante un transformador de potencia que no se encuentra en nuestro país, pero se demuestra, comparando con la bibliografía para este estudio, que se obtienen bastante exactos en comparación con los realizados por el programa que se utilizó por parte de la IEEE.

Recomendaciones.

El mundo moderno de la ingeniería eléctrica está en un constante desarrollo en donde cada consumidor se beneficia de una manera muy satisfactoria en cuanto a las necesidades básicas sobre todo en el sector residencial. Si bien se conoce la industria electrónica y con ello la computacional se desarrolla de forma agigantada, las mismas traen consigo un aumento de forma extraordinaria en la carga en un sistema de potencia y sobre todo en los transformadores. Las cargas no lineales y el contenido de armónicos se incrementan con la incorporación de grandes consumidores eléctricos, por lo que la vida de los sistemas de potencias y en un alto por ciento de los transformadores se afecta, por lo que se recomienda lo siguiente:

1.) Verificar de forma sistemática el factor de potencia de la instalación o del circuito al cual el transformador brinda servicio, para poder aumentar la capacidad de sobrecarga.
2.) Realizar el estudio a bancos de transformadores considerando las limitantes de cada uno en particular.
3.) Cuando el transformador se encuentre en cualquier régimen de carga, es necesario visualizar el entorno y verificar las condiciones de ventilación de forma natural o las que presenta el propio equipo para así poder instalar otros que incrementen el estado de cargabilidad.
4.) Es necesario chequear el estado en que se encuentran los contactos del cambia taps de forma sistemática para evitar fallas debido al arco eléctrico.
5.) Los niveles de temperaturas en los devanados, en el aceite, en los bushings y en cada uno de los accesorios del transformador deben ser analizados con un alto rigor en la carga evaluada y sobre todo comparar con las limitantes de los fabricantes.
6.) Como parte de las pruebas de envejecimiento descritas con anterioridad, se debe realizar lo siguiente:
    6.1) Verificar el PH del aceite.
    6.2) Determinar el grado de polimerización.
    6.3) Contenido de humedad.
    6.4) Restos de minerales en los conductos de enfriamiento.

7.) Insertar el estudio pero para cargas desbalanceadas siguiendo de cerca el contenido de armónicos.

8.) Chequear los cálculos térmicos para así poder ajustar las protecciones de forma correcta y no tener resultados indeseados.

9.) Realizar en un futuro, una nueva versión del programa computacional donde se consideren los siguientes aspectos:

9.1) Cargas desbalanceadas considerando los niveles de armónicos.

9.2) Análisis de los efectos térmicos producidos en el núcleo del transformador (cálculo de las pérdidas debido al calor generado).

9.3) Cálculos de pérdidas en los devanados en función de la carga evaluada.

9.4) Implementar funciones de ploteo de curvas como por ejemplo:

- Cargabilidad en función de la temperatura en el punto más caliente del devanado, en la temperatura máxima del aceite.
- Pérdidas en función de la cargabilidad y en función de las temperaturas anteriormente mencionadas.
- Armónicos en función de la temperatura en el punto más caliente del devanado.

10.) Establecer una comunicación con resultados obtenidos con equipos especializados en esta rama, como analizadores de redes, para agilizar los resultados.

Bibliografía:

ANSI C57.12.10-1988, American National Standard for Transformers 230 kV and Below, 833/958 through 8333/10 417 kVA Single-Phase, and 750/862 through 60 000/80 000/100 000 kVA Three-Phase, without Load Tap Changing; and 3750/4687 through 60 000/80 000/100 000 kVA with Load Tap Changing-Requirements.

ANSI C57.12.20-1988, Requirements for Overhead-Type Distribution Transformers, 500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 Volts and Below; Low Voltage, 7970/13 800Y and Below.

ANSI C57.12.21-1980, Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Single-Phase
Distribution Transformers with High-Voltage Bushings (High-Voltage, 34 500 GrdY/19 920 Volts and Below; Low-Voltage, 240/120 Volts; 167 kVA and Smaller).

ANSI C57.12.22-1989, Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers with High-Voltage Bushings, 2500 kVA and Smaller: High Voltage, 34 500 GrdY/19 920 Volts and Below; Low Voltage, 480 Volts and Below—Requirements.

ANSI C57.12.25-1990, Requirements for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Single-Phase
Distribution Transformers with Separable Insulated High-Voltage Connectors: High-Voltage, 34 500 GrdY/ 19 920 Volts and Below; Low Voltage 240/120 Volts; 167 kVA and Smaller.

IEEE Std C57.12.00-1993, IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.12.26-1992, IEEE Standard for Pad-Mounted, Compartmental-Type, Self-Cooled, Three-Phase Distribution Transformers for Use with Separable Insulated High-Voltage Connectors (34 500 Grd Y/ 19 920 V and Below; 2500 kVA and Smaller) (ANSI).

IEEE Std C57.12.90-1993, IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.100-1986, IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Oil-Immersed Distribution Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.91-1995
(Revision of IEEE Std C57.91-1981, IEEE Std C57.92-1981, and IEEE Std C57.115-1991)

IEEE Std IEC 214 (1989) On-load tap-changers.

IEEE Std C57.13-1993, IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers (ANSI).

IEEE Std C57.19.100-1995, IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings (ANSI).

IEEE Std C57.131-1995, IEEE Standard Requirements for Load Tap Changers (ANSI).

Aubin and T. Langhame April 1992, "Effect of Oil Viscosity on Transformer Loading Capability at Low Ambient
Temperatures," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7 no. 2, pp. 516–524,

"Effects of Cold Load Pickup at the Distribution Substation Transformer," Canadian Electrical Association (CEA), Report 131D 247, Nov. 1988.

Wilde, R.L.."Effects of Cold Load Pickup at the Distribution Substation Transformer," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-104, no. 3, Mar. 1985

Wilde, R. L.."Effects of Cold Load Pickup on Distribution Transformers," IEEE Transactions on Power
Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 5 May 1981

Acker, C. R. "Transformer Insulation and Transformer Life Expectancy—A More Comprehensive Concept,"Paper Number A 76 021-6 presented at the IEEE PES Winter Meeting and Tesla Symposium, New York, NY, Jan. 25-30, 1976. "Basic Transformer Life Characteristics," EPRI Report EL-2443, Electric Power Research Institute, Palo Alto,CA, June 1982.

"Basic Research on Transformer Life Characteristics," EPRI Report 2622, Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, Sept. 1982.

Bassetto, A. and Mak, J. "Analysis of the Degree of Polymerization of Paper Samples from Service-Aged Transformers," minutes of the 1990 Doble Client Conference, Doble Engineering Company, Watertown, MA. Beavers, M. F., Rabb, E. L., and J. C. Leslie, "Permalex, A New Insulation System," I*EEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 64–73, April 1960.

Bozzini, C. A. "Transformer Aging Diagnosis by Means of Measurement of the Degree of Polymerization. Results of New Experiments,"CIGRE Paper 12-08, 1968.

Dakin, T. W. "Electrical Insulation Deterioration Treated as a Chemical Reaction Rate Phenomenon," *AIEE Transactions*, vol. 66, pp. 113–122, 1947.

Fabre, J. and Pichon, A., "Deterioration Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers," CIGRE Paper 137, 1960.

Goto, K., Tsukioka, H., and Mori, E. “Measurement of Winding Temperature of Power Transformers and Diagnosis of Aging Deterioration by Detection of CO2 and CO,” CIGRE Paper 12-102, 1990.

Head, G., Gale, P.S., and Lawson, W. G. , “Effects of High Temperature and Electric Stress on the Degradation of Oil-Filled Cable Insulation,” presented at the 3rd International Conference on Dielectric Materials, Measurements, and Applications, Birmingham, England, Sept. 1979.

IEC Publication 354 (1991), Loading guide for oil-immersed power transformers.

Lampe, W. and Spicar, E., “The Oxygen-Free Transformer, Reduced Aging by Continuous Degassing,” *CIGRE* Paper 12-05, 1976.

Lampe, W., Spicar, E., and Carranger, K. “Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation Systems in Service,” IEEE Paper A 78 111-7, presented at the IEEE Winter Power Meeting, Jan./ Feb. 1978.

Lawson, W. G., Simmons, M. A., and Gale, P.S. “Thermal Aging of Cellulose Paper Insulation,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-12, no. 1, Feb. 1977.

McNutt, W. J., “Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 7, no. 1, pp. 392–401, Jan. 1992.

McNutt, W. J. and Kaufman, G. H., “Evaluation of a Functional Life Model for Power Transformers,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, May 1983, pp. 1151–1162.

Montsinger, V. M., “Loading Transformers by Temperature,” *AIEE Transactions*, vol. 49, 1930, pp. 776–792.

Montsinger, V. M. and Ketchum, P.M., “Emergency Overloading of Air-Cooled Oil-Immersed Power Transformers by Hot-Spot Temperatures,” *AIEE Transactions*, vol. 61, pp. 906–16, disc. pp. 993–995, 1944.

Satterlee, R. D. and Reed, R. D., “Controlled Temperature and Insulation Protection in the Operation of Transformers,” *AIEE Transactions*, vol. 61, pp. 753–758, 1944.

Shroff, D. H. and Stannet, A. W., “A Review of Paper Aging in Transformers,” IEE Proceedings, vol. 132, pt. C, no. 6, Nov. 1985.

Sumner, W. A., Stein, G. M. and Lockie, A.M., “Life Expectancy of Oil-Immersed Insulation Structures,” *AIEE Transactions*, vol. 72, pp. 924–930, 1953.

Yoshida, H. et al., “Degradation of Insulating Materials of Transformers,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-22, no. 6, Dec. 1987.

Calculating Transformer Rise for Various Loads, Allis-Chalmers Electrical Review, First Quarter 1948

General Requirements for Distribution. Power, and Regulating Transformers, American Na-Standard C57.12.00-1973

Guide for Loading Oil-Immersed Distributionand Power Transformers, American National Standard Appendix: C57.92-1962

Guide for Loading Oil-Immersed Power Transformers with 65 °C Average Winding Rise, NEMA Publication No. TR 98-1964

Guide for Loading Oil-Immersed Step-Voltage and Induction-Voltage Regulators, American National Standard Appendix: C57.95-1955 It's Simple to Overload Transformers Safely-If You Know How, Allis-Chalmers Electrical Review, March 1944

Quick Determination of Safe Transformer Overloads, Westinghouse Engineer, February 1943
Transformer Ratings Based on Life Expectancy, Electric Light and Power, October 1945

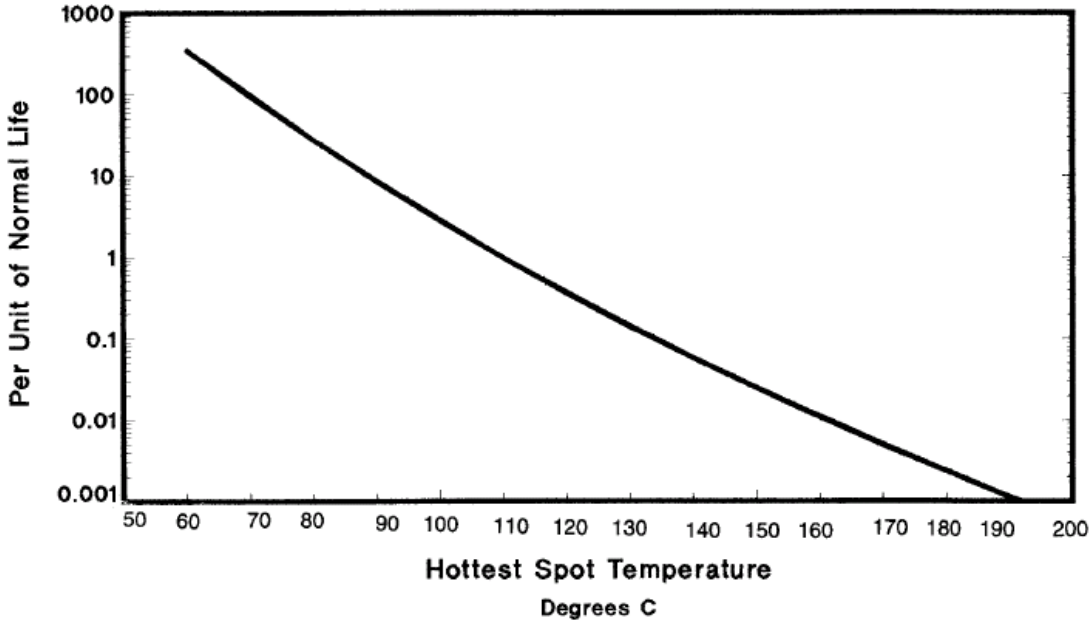


Figura 1.1 Vida del aislante del transformador.

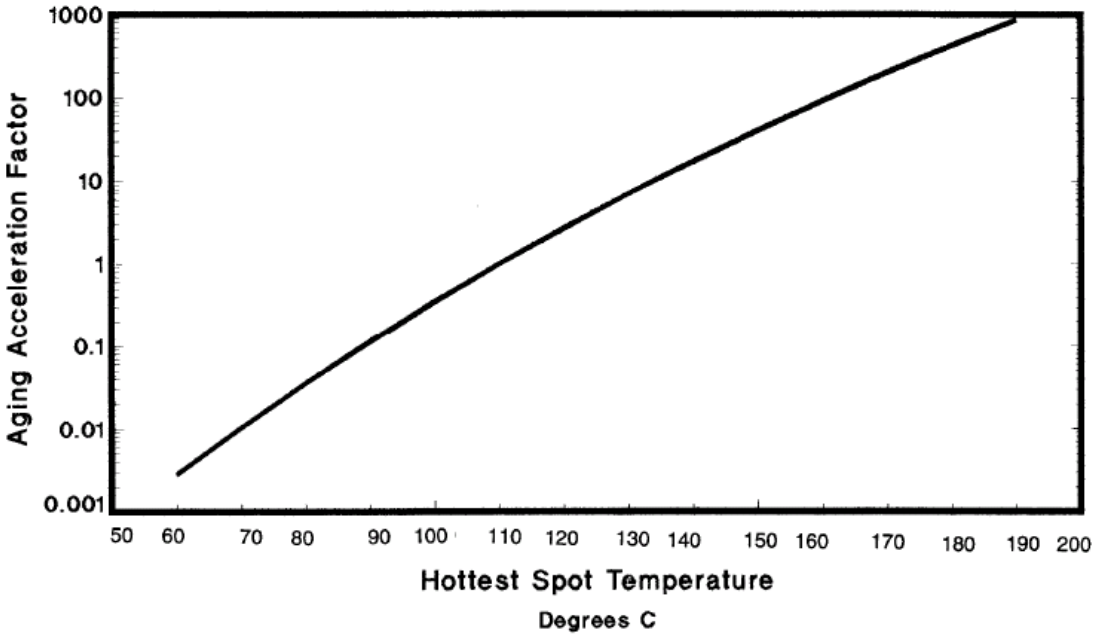


Figura 1.2- Factor de aceleración. (Relativo a 110 ° C)

Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor
<37	0.000 0	65	0.005 4	94	0.181 3
37	0.000 1	66	0.006 2	95	0.202 6
38	0.000 1	67	0.007 1	96	0.226 3
39	0.000 1	68	0.008 0	97	0.252 6
40	0.000 2	69	0.009 1	98	0.281 7
41	0.000 2	70	0.010 4	99	0.314 1
42	0.000 2	71	0.011 8	100	0.349 9
43	0.000 2	72	0.013 4	101	0.389 7
44	0.000 3	73	0.015 2	102	0.433 7
45	0.000 3	74	0.017 2	103	0.482 3
46	0.000 4	75	0.019 5	104	0.536 2
47	0.000 4	76	0.022 0	105	0.595 7
48	0.000 5	77	0.024 9	106	0.661 4
49	0.000 6	78	0.028 I	107	0.734 0
50	0.000 7	79	0.031 8	108	0.814 2
51	0.000 8	80	0.0358	109	0.902 6
52	0.000 9	81	0.0404	110	1.000 0
53	0.001 1	82	0.0455	111	1.107 4
54	0.001 2	83	0.0513	112	1.225 6
55	0.001 4	84	0.0577	113	1.355 8
56	0.001 6	85	0.0649	114	1.499 0
57	0.001 9	86	0.0729	115	1.656 5
58	0.002 1	87	0.0819	116	1.829 6
59	0.002 4	88	0.0919	117	2.019 7
60	0.002 8	89	0.1031	118	2.228 5
61	0.003 2	90	0.1156	119	2.457 6
62	0.003 7	91	0.129 5	120	2.708 9
63	0.004 2	92	0.144 9	121	2.984 5
64	0.004 8	93	0.162 2	122	3.286 5

Tabla 1.1- Factor de aceleración de envejecimiento.

Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor	Temperature °C	Age factor
123	3.617 2	149	37.321 5	175	293.641 7
124	3.979 3	150	40.591 5	176	316.371 8
125	4.375 6	151	44.131 5	177	340.751 8
126	4.809 1	152	47.961 5	178	366.891 8
127	5.283 0	153	52.101 5	179	394.911 8
128	5.800 9	154	56.581 5	180	424.921 8
129	6.366 5	155	61.421 5	181	457.071 8
130	6.984 2	156	66.651 6	182	491.501 8
131	7.658 2	157	72.301 6	183	528.351 8
132	8.393 5	158	78.391 6	184	567.781 8
133	9.195 2	159	84.971 6	185	609.961 8
134	10.068 9	160	92.061 6	186	655.081 9
135	11.020 8	161	99.711 6	187	703.311 9
136	12.057 3	162	107.961 6	188	754.861 9
137	13.185 6	163	116.841 6	189	809.941 9
138	14.413 1	164	126.411 6	190	868.771 9
139	15.748 1	165	136.721 6	191	931.601 9
140	17.199 4	166	147.811 7	192	998.671 9
141	18.776 5	167	159.751 7	193	1070.251 9
142	20.489 5	168	172.581 7	194	1146.621 9
143	22.349 3	169	186.391 7	195	1228.081 9
144	24.367 9	170	201.231 7	196	1314.942 0
145	26.557 8	171	217.181 7	197	1407.542 0
146	28.931 5	172	234.3017	198	1506.222 0
147	31.511 5	173	252.7017	199	1611.352 0
148	34.301 5	174	272.4517	200	1723.342 0

Tabla 1.1- Factor de aceleración de envejecimiento. (Continuación)

Bases	Vida normal del aislante	
	Horas	**Años**
50 % de la fuerza tensible reservada del aislador.	**65 000**	**7.42**
25 % de la fuerza tensible reservada del aislador.	**135 000**	**15.41**
200 grados retenidos de polimerización en aislante.	**150 000**	**17.12**
Interpretación funcional de los datos del transformador en la prueba de vida.	**180 000**	**20.55**

NOTAS:

1 —Fuerza tensible o el grado de polimerización (D.P.). Los valores de retención fueron determinados por los tubos sellados envejecidos en las pruebas del aislador secadas en aceite libre de oxígeno.

2 — Referirse al anexo I I.2 para discusiones del efecto de valores altos de agua y oxígeno y también para discusiones de las base dadas anteriormente.

Tabla 1.2 — Vida normal del aislador de un sistema adecuadamente seco, libre de oxígeno, 65 ° C de incremento de temperatura en el devanado a la temperatura de referencia de 110 ° C

Vida Normal	
Horas	**Días**
180 000	**7500**
150 000	**6250**
135 000	**5625**
65 000	**2708**

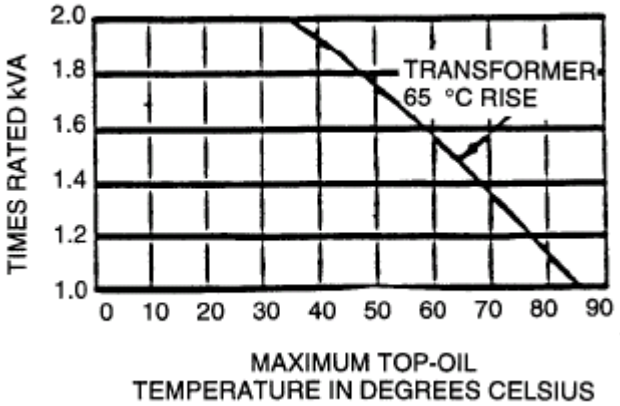
Tabla 1.3- Vida normal a 110° C

Temp. del pto más caliente ° C	F_{AA}	**Porciento de pérdida de vida***						
		0.013†	0.02	0.05	1	2	3	4
110	1.00	24	-	-	-	-	-	-
120	2.71	8.86	13.3	-	-	-	-	-
130	6.98	3.44	5.1	12.9	-	-	-	-
140	17.2	1.39	2.1	5.2	10.5	20.9	-	-
150	40.6	0.59	0.89	2.2	4.4	8.8	13.3	17.7
160	92.1	0.26	0.39	0.98	1.96	3.9	5.9	7.8
170	201.2	0.12	0.18	0.45	0.89	1.8	2.7	3.6
180	424.9	0.06	0.08	0.21	0.42	0.84	1.27	1.7
190	868.8	0.028	0.04	0.10	0.21	0.41	0.83	1.66
200	1723	0.014	0.02	0.05	0.10	0.21	0.31	0.42

* Basado en una vida normal de 180 000 h. Período de duración no mostrado está en exceso de 24 h.

†Esta columna de tiempo de duración para 0.0133 % de pérdidas de vida da las horas de operación continua por encima de los valores bases de temperatura *hottest-spot* (110 ° C) del lugar más caliente para un día equivalente de operación a 110 ° C.

Tabla 1.4 — Tiempo de duración en horas para la operación continua por encima de los valores de temperatura del lugar más caliente para las diferentes pérdidas de vida.



(Eje vertical: veces para los valores de kVA, eje horizontal: temperatura máxima del aceite en grados Celsius)

Figura 2.1 - Aproximación para cargabilidad en forma continua para esperanza de vida normal, basado en la temperatura máxima del aceite.

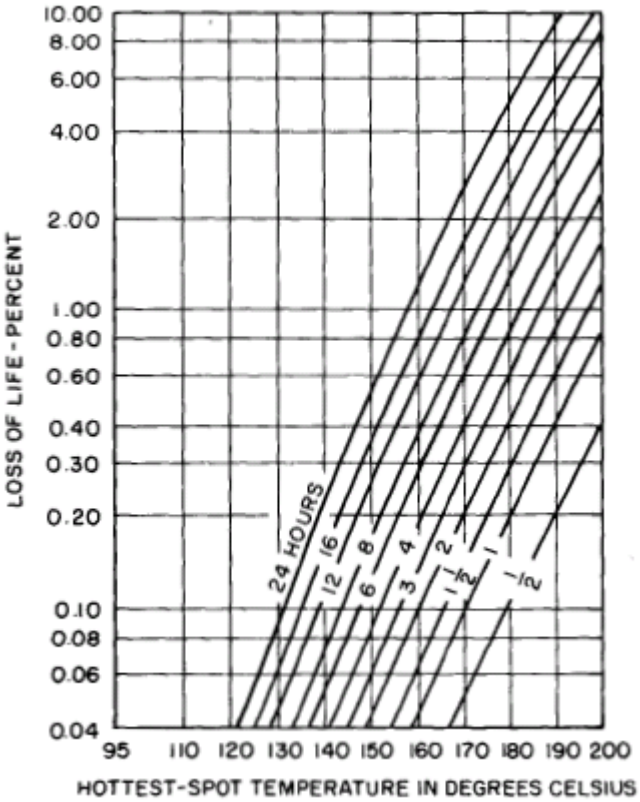


Figura 2.2 - Pérdida de la esperanza de vida (basado en la vida normal de 180000h).(Eje vertical: pérdida de vida en porciento, eje horizontal: temperatura del punto más caliente en grados Celsius).

Temperatura máxima del aceite	**100° C**
Temperatura máxima **en el punto más caliente del devanado**	**180° C**
Máxima cargabilidad	**200%**

Tabla 2.2 - Limitaciones sugeridas de temperatura y carga para cargabilidad por encima de los datos de chapa para transformadores con incremento de 65° C.

	Esperanza de vida normal	**Planificación de la cargabilidad** **por encima de los datos de chapas.**	**Período largo de emergencia**	**Período corto de emergencia**
Temperatura máxima del punto más caliente del aislamiento, ° C	**120***	**130**	**140**	**180 †**
Temperatura máxima en otros metales (en contacto y sin contacto con el aislante)	**140**	**150**	**160**	**200**
Temperatura máxima del aceite ° C	**105**	**110**	**110**	**110**

Tabla 2.3 - Límites máximos sugeridos para los cuatro tipos de cargabilidad.

*****100° C en una base continua de 24 h.

† La asfixia con gas puede producir un riesgo potencial para la fuerza dieléctrica del transformador.

Usualmente los límites de temperatura del punto más caliente para otras partes metálicas no en contacto con el aislante son límites del diseño y calculado por el fabricante cuando una especificación de sobrecarga es propuesta como parte de las especificaciones adquisitivas.

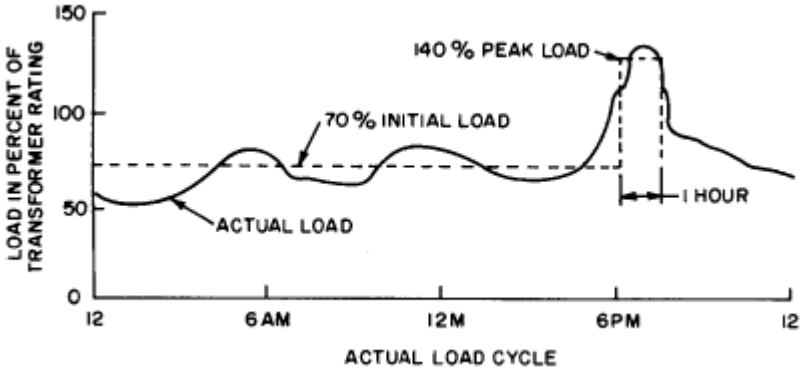
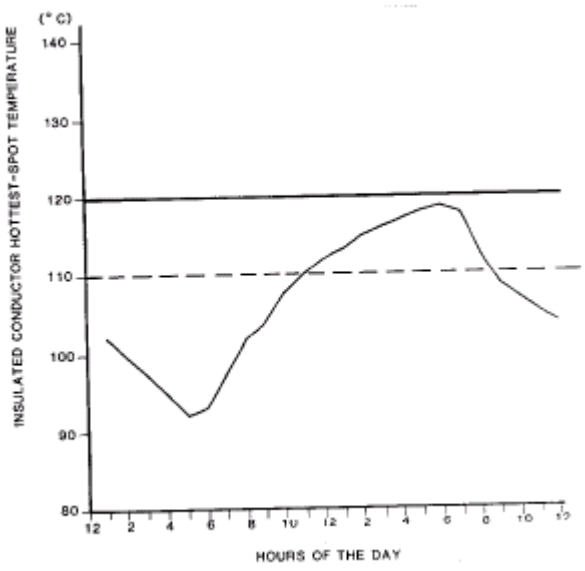
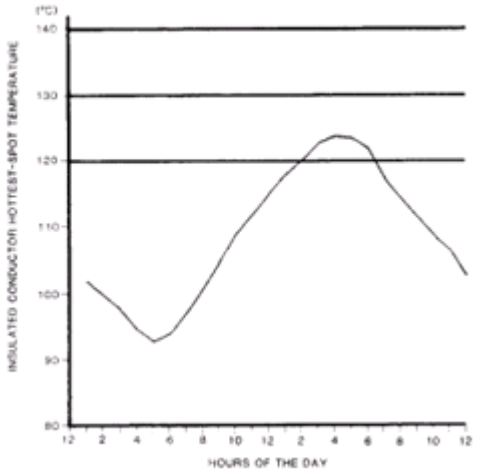


Figura 1.3 - Ejemplo de ciclo de carga en uso y de ciclo equivalente de carga.

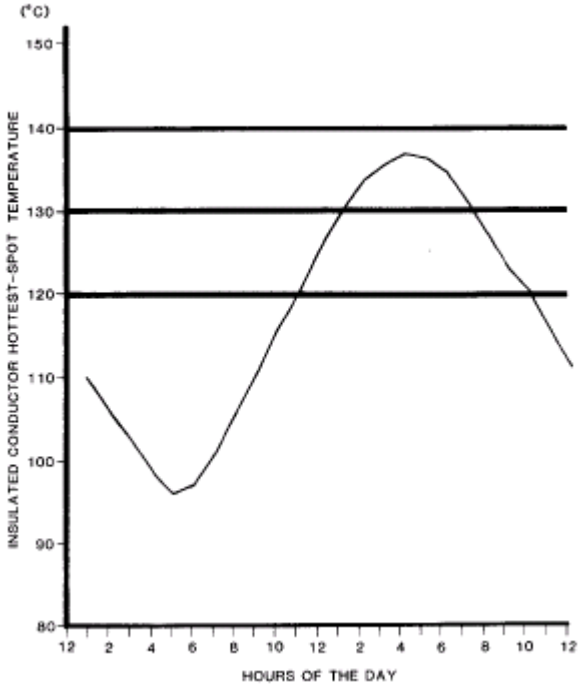
Figura 2.3- Tipo de cargabilidad.



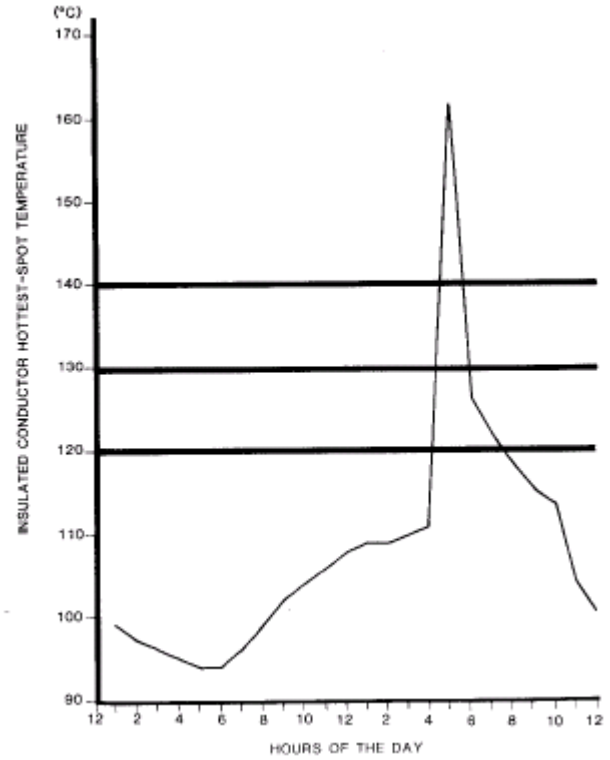
(2.3a) Esperanza de vida normal. (Eje horizontal oras del día, eje vertical temperatura del punto más caliente del devanado).



(2.3b) Cargabilidad planificada por encima de los datos de chapa. (Eje horizontal oras del día, eje vertical temperatura del punto más caliente del devanado).



(2.3c) Período largo de cargabilidad de emergencia. (Eje horizontal oras del día, eje vertical temperatura del punto más caliente del devanado).



(2.3d) Período corto de cargabilidad de emergencia. (Eje horizontal oras del día, eje vertical temperatura del punto más caliente del devanado).

Tabla 2.4—Ciclo de carga e incremento de temperatura para transformadores de 187MVA.

	Normal load					PLBN				LTE				STE			
Hour	Load pu	$\Delta\Theta_{tc}$	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{tc}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H
6	0.52	18.14	19.20	7.73	56.9	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	26.86	12.46	69.3
7	0.55	17.14	17.94	8.65	56.6	0.69	24.91	13.62	68.5	0.69	24.91	13.62	68.5	0.69	24.91	13.62	68.5
8	0.61	16.63	17.23	10.53	57.9	0.77	23.75	16.96	70.7	0.77	23.75	16.96	70.7	0.77	23.75	16.96	70.7
9	0.70	16.76	17.21	14.01	61.2	0.88	23.74	22.15	75.9	0.88	23.74	22.15	75.9	0.88	23.74	22.15	75.9
10	0.79	17.74	18.07	17.85	65.9	1.00	25.08	28.60	83.7	1.00	25.08	28.60	83.7	1.00	25.08	28.60	83.7
11	0.85	19.47	19.71	20.56	70.4	1.07	27.76	32.74	90.5	1.07	17.76	32.74	90.5	1.07	27.76	32.74	90.5
12	0.90	21.49	21.67	23.17	74.8	1.13	30.85	36.52	97.4	1.13	30.85	36.52	97.4	1.13	30.85	36.52	97.4
13	0.93	23.66	23.79	24.74	78.5	1.17	34.14	39.15	103.3	1.29	34.14	39.15	103.3	1.92	34.14	39.15	103.3
												47.59	11..7		*	a	a
14	0.96	25.69	25.79	26.36	82.2	1.21	37.29	41.87	109.2	1.33	39.48	50.59	120.1	1.33	46.76	50.59	127.4
15	0.98	27.64	27.71	27.47	85.2	1.23	40.36	43.27	113.6	1.36	44.27	52.90	127.2	1.36	49.73	52.90	132.6
16	0.99	29.39	29.44	28.03	87.5	1.25	43.03	44.69	117.7	1.38	48.46	54.47	132.9	1.38	52.55	54.47	137.0
17	1.00	30.84	30.88	28.50	89.5	1.26	45.40	45.41	120.8	1.39	52.01	55.26	137.3	1.39	55.07	55.26	140.3
18	1.00	32.08	32.11	28.50	90.7	1.26	47.36	45.41	122.8	1.39	54.87	55.26	140.1	1.39	57.17	55.26	142.4
19	0.98	33.01	33.03	27.47	90.5	1.23	48.83	43.27	122.1	1.23	57.02	55.26	141.3	1.23	58.74	55.26	144.0
												43.27	130.3			43.27	132.0

Tabla 2.4 - Ciclo de carga e incremento de temperatura para transformadores de 187MVA (continuación).

	Normal load					PLBN				LTE				STE			
Hour	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H	Load pu	$\Delta\Theta_{to}$	$\Delta\Theta_H$	Θ_H
20	0.97	33.41	33.43	26.91	90.3	1.22	49.38	42.57	122.0	1.22	55.52	42.57	128.1	1.22	56.81	42.57	129.4
21	0.94	33.57	33.58	25.27	88.9	1.18	49.61	39.82	119.4	1.18	54.21	39.82	134.0	1.18	55.18	39.82	125.0
22	0.90	33.26	33.27	23.17	86.4	1.13	49.07	36.52	115.6	1.13	52.52	36.52	119.0	1.13	53.25	36.52	119.8
23	0.86	32.49	32.49	21.15	83.6	1.08	47.81	33.36	111.2	1.08	50.39	33.36	113.8	1.08	50.94	33.36	114.3
24	0.81	31.39	31.39	18.76	80.2	1.02	46.04	29.76	105.8	1.02	47.98	29.76	107.7	1.02	48.39	29.76	108.2
1	0.68	29.94	29.94	13.22	73.2	0.86	43.78	21.15	94.9	0.86	45.23	21.15	96.4	0.86	45.54	21.15	96.7
2	0.61	27.42	27.42	10.64	68.1	0.77	39.85	16.96	86.8	0.77	40.94	16.96	87.9	0.77	41.17	16.96	88.1
3	0.58	24.86	24.86	9.62	64.5	0.73	35.82	15.24	81.1	0.73	36.63	15.24	81.9	0.73	36.81	15.24	82.1
4	0.55	22.67	22.67	8.65	61.3	0.69	32.35	13.62	76.0	0.69	32.96	13.62	76.6	0.69	33.09	13.62	76.7
5	0.53	20.78	20.78	8.03	58.8	0.67	29.33	12.84	72.2	0.67	29.78	12.84	72.6	0.67	29.88	12.84	72.7
6	0.52	19.20	19.20	7.73	56.9	0.66	26.86	12.46	69.3	0.66	27.20	12.46	69.7	0.66	27.27	12.46	69.7

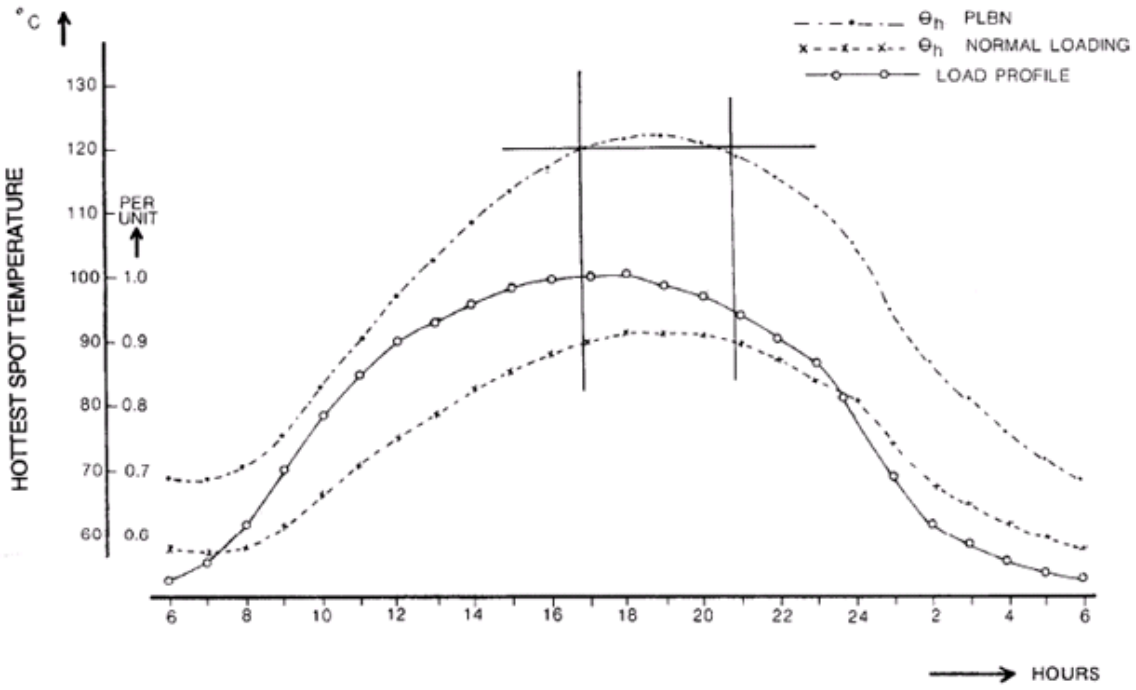


Figura 2.4- Ciclo de carga para cargabilidad normal y cargabilidad planificada por encima de los datos de chapas.

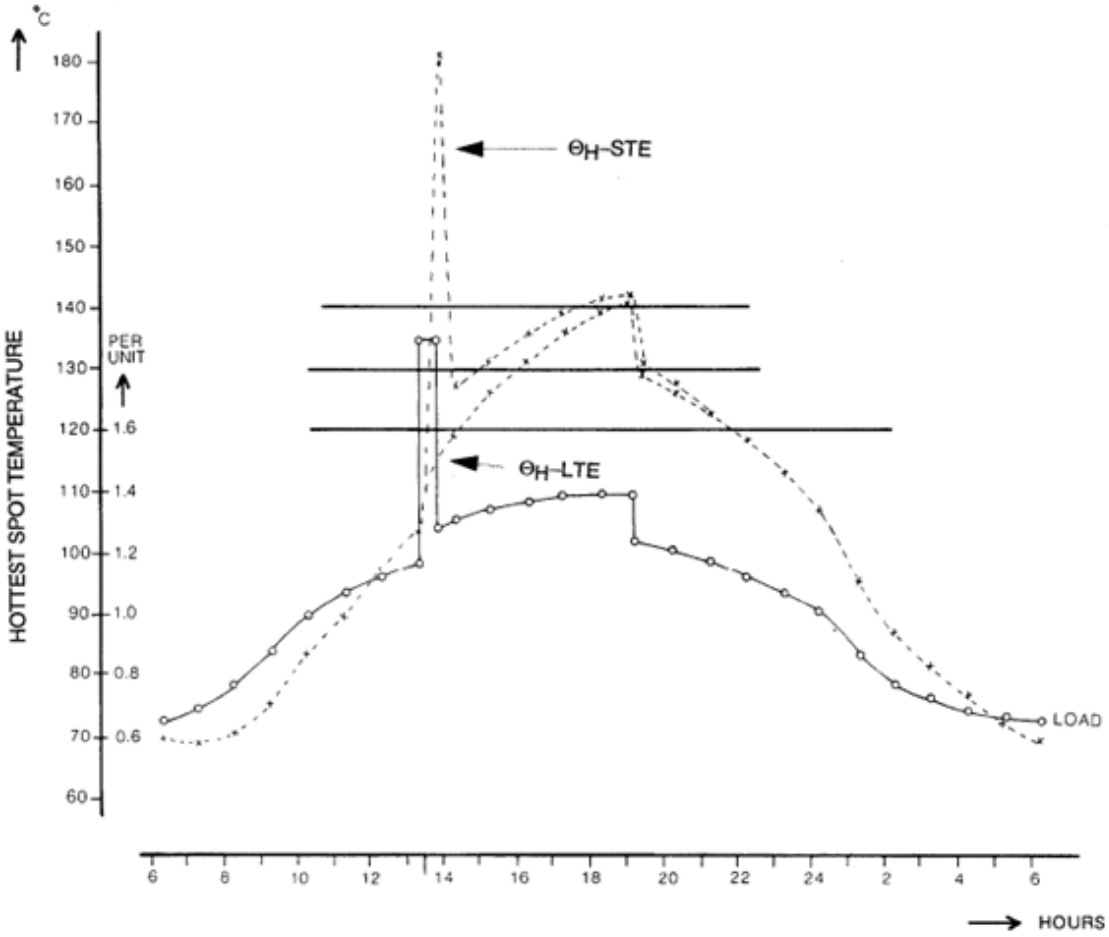


Figura 2.5 - Perfil de temperatura máxima en el punto más caliente para cargabilidad en período largo de emergencia y para el período corto de emergencia.