UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética

TESIS DOCTORAL

APORTACIONES A LA CLASIFICACIÓN ENERGÉTICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Doctorando: Félix Ortiz Fernández

Directores: Fernando Delgado San Román

Carlos J Renedo Estébanez

Enero de 2016

Índice

ÍNDICE

1. Motivación y objetivo de la tesis 1

2. Desafíos actuales de las redes eléctricas 5

2.1. Redes eléctricas 5

2.2. Pérdidas en la red 8

2.2.1. Tendencias en transmisión y distribución de energía 10

2.2.2. El papel de los transformadores de potencia 11

2.3. Potenciales de ahorro y de reducción de emisiones 12

3. Principios técnicos de la eficiencia en transformadores de potencia 17

3.1. Principios básicos de los transformadores de potencia 17

3.1.1. Definición 17

3.1.2. Componentes 18

3.1.3. Transformadores sumergidos en fluidos dieléctricos 21

3.1.4. Transformadores secos 25

3.2. Pérdidas en los transformadores 25

3.2.1. Pérdidas en vacío 26

3.2.2. Pérdidas en carga 27

3.3. Mejoras de la eficiencia de transformadores 27

3.4. Definición de la eficiencia energética en transformadores de potencia 30

3.4.1. Máximas pérdidas en vacío y en carga 31

3.4.2. Máximas pérdidas combinadas 32

3.4.3. Eficiencia porcentual 33

3.4.4. Índice de eficiencia máxima 33

3.5. Los estándares de eficiencia de transformadores 35

4. Aspectos económicos..... 37

4.1. Coste del ciclo de vida 37

4.1.1. Cálculo del TOC.....38

4.1.2. Determinación de los factores que afectan al TOC.....40

4.2. Análisis económico de la reducción de pérdidas.....41

4.2.1. Las tasas de retorno de los transformadores de alta eficiencia.....42

4.2.2. Impacto económico.....43

4.2.3. Caso de estudio 46

4.2.4. El coste real de las pérdidas del transformador.....48

4.3. Actualización de transformadores.....50

4.3.1. Ciclo de sustitución.....51

4.3.2. Coste de las pérdidas de energía.....52

4.3.3. Comportamiento de las compañías eléctricas ante la actualización de sus máquinas.....53

5. Evaluación de la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia europeos55

5.1. Reglamento Europeo Nº 548/2014 55

5.2. Caso de estudio: flota europea de grandes transformadores.....56

5.3. Aplicación informática para el tratamiento de datos sobre transformadores Europeos.....59

5.3.1. Tecnologías.....59

5.3.1.1. ASP NET MCV 59

5.3.1.2. NET Framework.....59

5.3.1.3. Entity Framework.....60

5.3.1.4. SQL Server 60

5.3.2. Base de datos.....60

5.3.3. Diseño.....63

5.3.4. Módulos.....65

5.4. Análisis del máximo rendimiento de la flota de transformadores 66

5.4.1. Clasificación de la población de transformadores por aplicación.....66

5.4.2. Clasificación por percentil de las unidades que superan un rendimiento Específico 67

5.4.3. Comparación con el rendimiento fijado por el Reglamento Europeo 548/2014 68

5.4.4. Reducción de las pérdidas de acuerdo con el Reglamento Europeo 548/2014 69

5.4.5. Efecto del índice de carga en el rendimiento 71

5.5. Efecto de la capitalización de pérdidas en la eficiencia de flotas de transformadores 73

5.5.1. Análisis del coste asignado a las pérdidas 74

5.5.2. Influencia de la capitalización de pérdidas en el máximo rendimiento 77

6. Evaluación del estado de salud de transformadores 81

6.1. Descripción de la flota de transformadores 82

6.2. Análisis de las propiedades de los materiales dieléctricos 82

6.2.1. Propiedades físicas del aceite 82

6.2.2. Gases disueltos en el aceite dieléctrico 90

6.2.3. Detección de fallos a través del análisis de gases disueltos 93

6.2.4. Correlación entre furanos y grado de polimerización (DP) 99

6.2.5. Estimación de la edad del transformador según la normativa IEC 62874 ... 102

6.2.6. Estimación de la edad del transformador a través de modelos matemáticos 103

6.3. Análisis de índices de salud 106

6.3.1. Índice de salud 1 108

6.3.2. Índice de salud 2 110

6.3.3. Aplicación de los índices de salud I_1 e I_2 114

7. Consideración de la temperatura de punto caliente en índices de salud 119

7.1. Metodología para incluir el efecto de la Tª de punto caliente en el estado de degradación del papel dieléctrico 120

7.2. Simulación fluidotérmica 120

7.2.1. Modelo geométrico 121
7.2.2. Modelo numérico 123
7.2.2.1. Ecuaciones de gobierno 123
7.2.2.2. Condiciones de contorno 124
7.2.2.3. Mallado e información computacional 126
7.2.2.4. Propiedades de los materiales 126
7.2.2.5. Cálculo de los índices de carga y sus pérdidas asociadas en el cobre 127
7.2.3. Validación del modelo y resultados 130
7.2.3.1. Validación del modelo 131
7.2.3.2. Resultados 131
7.3. Uso de la temperatura de punto caliente en índices de salud 133

8. Conclusiones y desarrollos futuros 135
8.1. Aspectos técnicos y económicos de los transformadores de potencia 135
8.2. Efectos del Reglamento Europeo 548/2014 y de la capitalización de pérdidas ... 135
8.3. Índices de salud 136
8.4. Desarrollos futuros 138

Referencias

ANEXO I. RELACIÓN DE FIGURAS

ANEXO II. RELACIÓN DE TABLAS

ANEXO III. ACTIVIDAD INVESTIGADORA

CAPÍTULO 1

Motivación y objetivos de la tesis

1. Motivación y objetivo de la tesis

Los gestores de parques de transformadores tienen como objetivo la optimización de sus costes. Estos costes están influenciados por sus costes de adquisición y operación (lo que además del mantenimiento incluye las pérdidas de energía en la máquina durante su funcionamiento) y su periodo de vida útil.

Respecto a las pérdidas energéticas, estas están condicionadas por el rendimiento, y aunque estos transformadores son máquinas de rendimiento nominal elevado (típicamente superior al 99%), su gran potencia y su funcionamiento continuo conllevan que las pérdidas acumuladas por estas máquinas representen un porcentaje importante de las pérdidas totales del sistema de distribución de energía eléctrica. Esto ha impulsado que recientemente se haya aprobado y entrado en vigor el Reglamento 548 de la Comisión Europea que fija los valores de eficiencia mínimos que deben cumplir los transformadores de potencia que operen en Europa.

Por otro lado, aunque la vida útil de estos equipos es por lo general elevada (normalmente superior a 40 años), es importante elegir el momento en que se sustituye la máquina, ya que el coste de inversión inicial es considerable. El establecimiento del momento del reemplazo viene determinado fundamentalmente por el estado del sistema dieléctrico del transformador. En concreto, para los transformadores de potencia, este sistema está compuesto por papel y aceite, siendo el estado de este último el que define en gran parte la extensión de la vida del transformador. Si bien el estado del aceite se puede medir directamente, la condición del papel se debe estimar indirectamente a través de algunas de las propiedades del aceite, ya que la obtención de muestras de papel no es viable durante la operación del transformador. Por lo tanto, los gestores de transformadores realizan un seguimiento del estado de su aceite a través de la medida de propiedades como la acidez, humedad, factor de pérdidas, rigidez dieléctrica, contenido en furanos, concentración de gases disueltos.

Además del uso de estas herramientas para llevar a cabo el control del funcionamiento de un transformador, en los últimos años algunos autores han comenzado a definir otras herramientas de evaluación, conocidas como índices de salud. Algunos de los índices definidos ponderan con diferentes pesos cada una de las propiedades del aceite, y con ello determinar el estado general del transformador; otros en cambio tienen en cuenta variables adicionales, como son: la edad, el índice de carga, condiciones ambientales, el estado de componentes críticos como el tanque, los aisladores o las protecciones, etc. Sin embargo, ninguno de los índices propuestos en la bibliografía ha tenido en cuenta la relación entre: el índice de carga, el rendimiento asociado al índice de carga de funcionamiento (usualmente distinto del óptimo, lo que supone alejarse de la eficiencia máxima fijada por el Reglamento 548), y la temperatura de punto caliente en los devanados, que es en definitiva la que aumenta la velocidad de degradación del papel, y por tanto de envejecimiento del transformador.

La importancia de conocer el estado de los transformadores de potencia se constata con la existencia del grupo de trabajo de CIGRE A2.49. Su labor se centra en la estandarización de la información utilizada para obtener los índices de salud de transformadores, así como de la utilización de estos indicadores a la hora de gestionar un parque de máquinas. Esto facilitará en el futuro un método común de expresar la condición de transformadores, lo que permitirá ayudar en la toma de decisiones sobre el momento más adecuado para sustituir un transformador.

Esta tesis tiene como principal objetivo aportar, a los gestores de parques de transformadores, herramientas que faciliten la toma de decisiones en situaciones como la de elegir el mejor momento para sustitución de un transformador, o que eficiencia debe tener la máquina seleccionada para ser económicamente más rentable. Para ello, en primer lugar se evalúa el efecto que puede tener la aplicación el Reglamento 548/2014 del 21 de mayo de 2014, que establece los niveles mínimos de eficiencia de los transformadores. El objetivo es ver en qué medida se podrían reducir las pérdidas de los transformadores actualmente en operación, si fueran sustituidos por transformadores más eficientes como establece el citado Reglamento. También se analiza la reducción de emisiones de CO_2, asociadas a una menor necesidad de generar electricidad por tener menores pérdidas en los transformadores.

En segundo lugar, se evalúa sobre una pequeña flota de transformadores industriales las posibilidades que ofrecen las herramientas desarrolladas hasta ahora para el control del funcionamiento de un transformador: análisis de propiedades físico-químicas y dieléctricas del aceite e índices de salud. El objetivo es conocer qué herramientas de las existentes hasta ahora aporta información más fiable sobre el estado real de un transformador, ya que es crítico conocer la degradación experimentada por dicha máquina para determinar el momento óptimo de su sustitución. Finalmente, en esta tesis se propone modificar una de las herramientas actualmente utilizadas para determinar el estado de degradación del transformador, los índices de salud. Esta modificación se realiza sobre un índice de salud aplicado a la flota de transformadores industriales estudiada en esta tesis. En concreto la modificación se lleva a cabo sobre la medida de la tasa de degradación sufrida por el papel. Se ha tenido en consideración que una de las variables más influyentes en el deterioro del papel es la temperatura a la que está expuesto, la cual depende del índice de carga y consecuentemente de la eficiencia de la máquina. Por esta razón, se ha desarrollado una metodología para determinar la temperatura del punto más caliente del papel que recubre los devanados en función del índice de carga.

En este sentido, los siguientes apartados de esta tesis se organizan del siguiente modo:

En el capítulo segundo se realiza una pequeña introducción dedicada a describir el papel del transformador en los sistemas eléctricos actuales, haciendo especial hincapié en sus pérdidas de energía y en su sistema dieléctrico.

Le sigue un bloque de dos capítulos, en él se repasan aspectos técnicos y económicos de los transformadores de potencia, los cuales serán fundamentales para el desarrollo de los estudios que se plantea en capítulos posteriores de este trabajo.

En el capítulo tercero, el primero de este bloque, se definen las características y componentes básicos de los transformadores de potencia. Se hace especial hincapié en los tipos de pérdidas de energía que tienen durante su funcionamiento, así como de las formas de medir y mejorar la eficiencia energética de estas máquinas. Este bloque finaliza con el capítulo cuarto, que se centra en el análisis del coste del ciclo de vida de los transformadores de potencia. Se describen los dos componentes principales de este coste (coste total de propiedad) que incluyen: coste de las pérdidas a lo largo del periodo de operación de la máquina (capitalización de pérdidas) y el propio valor de la máquina. En este sentido se analiza la importancia del uso de máquinas de alta eficiencia como forma de reducir el coste de las pérdidas.

En un segundo bloque, formado por el capítulo quinto, se analiza la influencia que la entrada en vigor del Reglamento Europeo 548/2014 tendrá sobre las pérdidas de una importante población de máquinas actualmente en operación en distintos países europeos. Durante la redacción de la tesis se ha participado en la recogida de esta información, que se centra en grandes máquinas, de más de 36 kV y 1 MVA. Con este objetivo se ha diseñado una aplicación software que permitía no sólo almacenar lo datos sino también analizarlos. En este sentido, en este capítulo se evalúa la eficiencia de una flota de grandes máquinas de distribución, comparándola con los límites propuestos por la normativa. Se observa el posible ahorro energético y la reducción de emisiones que se obtendrá cuando todos los transformadores europeos cumplan con dicha normativa. El efecto de la capitalización de pérdidas, mecanismo utilizado por algunas empresas en la compra de sus máquinas, sobre la eficiencia de los transformadores será también objeto de estudio en este apartado.

La tesis continúa con un tercer bloque, de otros dos capítulos, relacionados con los índices de salud.

En el capítulo sexto, se ha recopilado información sobre el seguimiento que se realiza anualmente sobre un conjunto de máquinas que operan en un entorno industrial. Los parámetros que habitualmente observan los gestores de flotas se basan en medidas sobre el aceite, analizando: propiedades físicas, gases disueltos y contenido en compuestos furánicos. Con estos datos se puede evaluar si existe o ha existido alguna anomalía en la operación de la máquina. Con la finalidad de estudiar la edad aparente de estos transformadores, se han aplicado a estos datos modelos matemáticos, definidos en la bibliografía; esto ha permitido comprobar si ésta coincide con la real. Finalmente, y para evaluar la validez de los índices de salud recientemente propuestos en la literatura, se han aplicado dos índices de salud distintos; uno de ellos tiene en cuenta únicamente variables del estado del aceite, mientras que otro añade otros aspectos como la edad real de la máquina, o su índice de carga.

En el capítulo séptimo, y como clara aportación de esta tesis, se ha propuesto una metodología para introducir dentro de un índice de salud, la influencia que la temperatura de punto caliente, con que resulta de la operación de un transformador, tiene en la degradación del papel dieléctrico. Para ello, en primer lugar se ha calculado por elementos finitos la temperatura de punto caliente dentro de una máquina, y esto se ha realizado para diversos regímenes de funcionamiento. Estos valores han permitido establecer la función que relaciona la temperatura de punto caliente con el índice de carga, teniendo en cuenta el nivel de pérdidas asociado al régimen de funcionamiento.

En segundo lugar, utilizando la temperatura estimada se ha obtenido una relación con la degradación experimentada por el papel dieléctrico a través del grado de polimerización, DP, de dicho papel. Esta segunda relación es la que se propone incluir en un índice de salud, mejorando de esta forma la estimación del verdadero estado del papel.

Finalmente, el último capítulo recoge las conclusiones obtenidas durante el desarrollo de esta tesis doctoral y los trabajos futuros que darían continuidad a la línea de trabajo planteada.

CAPÍTULO 2

Desafíos actuales de las redes eléctricas

2. Desafíos actuales de las redes eléctricas

La electricidad es una forma de energía que se ha convertido en un soporte fundamental del progreso de la sociedad moderna. Esta está siendo utilizada para usos muy diversos, que resultan de aplicación tanto en el sector industrial como en el comercial y el residencial (accionamiento de motores, calentamiento, iluminación, etc).

Como las fuentes energéticas primarias necesarias para su producción son limitadas y, en general, producen una fuerte contaminación, por un lado se debe mejorar la producción y distribución de la electricidad, y por otro se debe fomentar un consumo racional.

Respecto a la producción y gestión de los sistemas eléctricos, es crucial planificar, operar y controlar adecuadamente los diferentes elementos constituyentes de los sistemas de potencia que generan y suministran electricidad a los consumidores (Elkarmi, 2008).

Las líneas eléctricas y los transformadores son los principales focos donde se producen pérdidas de energía eléctrica, por lo tanto es crucial centrar los esfuerzos en estos elementos de la red eléctrica para lograr un uso más racional de los recursos.

2.1. Redes eléctricas

Como dato general, se puede decir que la producción de electricidad representa el 45% de los gastos en el sistema de energía mundial, y supone el 41% de las emisiones de gases de efecto invernadero del planeta. Además se prevé que la demanda de electricidad crezca a un ritmo más rápido que la demanda de otras formas finales de energía (WEO 2012), por lo tanto, las medidas para mejorar la eficiencia del suministro y el consumo de energía son aspectos esenciales de una política que quiera garantizar una energía segura, asequible y sostenible.

La generación de energía eléctrica se basa principalmente en la utilización de combustibles fósiles, aunque en los últimos tiempos ha alcanzado una importancia significativa los recursos renovables. Esta electricidad se produce en centrales, en las convencionales a tensiones de 10 a 30 kV, mientras que otras centrales, como son las eólicas, esta generación se realiza a una tensión inferior, que normalmente no supera 1 kV.

El transporte de la electricidad hasta la cercanía de los puntos de consumo se realiza mediante líneas eléctricas. La tensión de estas líneas oscila entre 100-400 kV. Este aumento entre la tensión de generación y la de transporte está motivado por la diminución de las pérdidas de transporte, que son proporcionales al cuadrado de la intensidad; de este modo, trasladar una determinada potencia resulta más beneficioso hacerlo en alta tensión y baja intensidad que en baja tensión y alta intensidad.

Por otro lado, por motivos de seguridad, la distribución cerca de los usuarios y el consumo se debe realizar a tensiones inferiores a la de la red de transporte, siendo las típicas de estas

dos etapas entre 0,4-20 kV respectivamente. Esto exige más cambios en las condiciones de la electricidad.

Hay que destacar que las tensiones a las que operan los diferentes sistemas eléctricos mundiales no están normalizadas, sino que sus valores dependen de aspectos como el país, la compañía, la zona geográfica, etc. Esto afecta no sólo a las etapas de generación, transporte y distribución, sino que también lo hace en la etapa de consumo. Como ejemplo de esto último, en Europa, China y África, la tensión del consumidor final es de 400/230V, mientras en América del Norte es de 120/240V.

Pare realizar los cambios de tensión se utilizan los transformadores eléctricos, que se integran junto con la aparamenta de seguridad y control en las subestaciones eléctricas. Hay dos tipos de subestaciones; las de transmisión elevan la tensión de la etapa de generación hasta la de las líneas de transmisión, conociéndose los transformadores de las de mayor potencia como LPTs; y las subestaciones de distribución, que reducen la tensión de las líneas de transporte al nivel característico de la red de distribución, o dentro de la red de distribución disminuyen la tensión a la propia de los consumidores finales; estas últimas subestaciones tienen una capacidad significativamente menor (aproximadamente tres órdenes de magnitud).

De este modo, se denomina red eléctrica al conjunto de los sistemas de transporte y de distribución, estando incluidas en estos sistemas las subestaciones eléctricas de reducción de la tensión. Un ejemplo de una red eléctrica se muestra en la Figura 2.1.

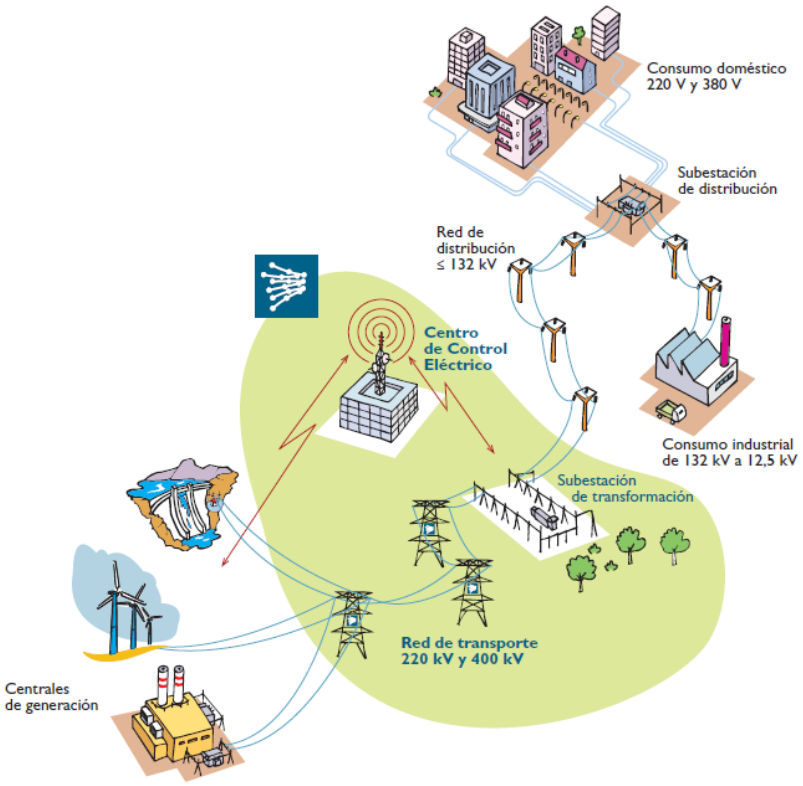


Figura 2.1. Ejemplo de red eléctrica [REE. http://www.ree.es/]

De todo lo anterior de deduce que, la energía eléctrica se somete a un promedio de cuatro transformaciones de tensión entre la etapa de generación y la de consumo. Por lo tanto, a través de los transformadores pasa aproximadamente 4 veces toda la energía eléctrica mundial, por lo que cualquier mejora en la mejora de la eficiencia de estas máquinas puede producir importantes beneficios tanto en términos económicos como en ambientales.

En los sistemas eléctricos actuales existe una distinción clara entre operadores responsables de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El operador del mercado gestiona las casaciones de las ofertas y las demandas en el mercado de generación de la electricidad. Los gestores del sistema de transmisión se conocen como "operadores de redes de transporte" (TSOs), mientras que los gestores del sistema de distribución son llamados "operadores de sistemas de distribución" (DSOs) o en ocasiones "operadores de redes de distribución" (DNOs). Todos estos agentes del sistema, e incluso los grandes consumidores, utilizan un gran número de transformadores. Todas estas máquinas, además de pertenecer a diferentes propietarios, son de diferentes clases, tamaños y tienen una amplia gama de tensiones de operación.

El nivel de la eficiencia de la red eléctrica está fuertemente determinado por, entre otros, los valores de tensión e intensidad utilizados en el transporte y distribución, el número de transformaciones requerido y el rendimiento de los transformadores. Estos parámetros son establecidos a menudo por decisiones históricas sobre la planificación de las redes; estas acaban condicionando la topología de la red y el valor económico de sus pérdidas.

Además, cabe comentar que el envejecimiento de las redes hace necesaria una sustitución, ampliación o reforma de las mismas; esto abre la posibilidad de aumentar la tensión con un costo adicional reducido, sobretodo en media tensión. Si se realiza, la disminución de las pérdidas de las líneas hará que se puede aumentar la capacidad de la red, posibilitando nuevas opciones, como por ejemplo la conexión de generación distribuida. Estos cambios en los niveles de tensión exigen la sustitución de los transformadores, y si se opta por utilizar los más eficientes, el rendimiento del transporte y distribución puede aumentar considerablemente.

Como se ha descrito anteriormente los transformadores son elementos esenciales de cualquier red eléctrica. Estos equipos son máquinas eléctricas estáticas que utilizan el principio de inducción magnética para variar la tensión de la energía suministrada, elevándola o reduciéndola dependiendo del diseño y el propósito de la máquina. Este aumento o reducción de la tensión lleva implícito el proceso contrario en la corriente eléctrica. Es de destacar que el rendimiento nominal de estas máquinas puede ser muy alto, superior el 99%.

No existe una definición totalmente armonizada para los diferentes tipos de transformadores en uso en el mundo; sin embargo, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) define un conjunto de categorías que se basan en la potencia de la máquina, y que quedan plasmadas en la norma IEC 60076-7:

- Transformador de distribución; potencia máxima hasta 2,5 MVA trifásica, o 0,833 MVA monofásica
- Transformador de media potencia; potencia máxima hasta 100 MVA trifásica, o 33,3 MVA monofásica

- Transformador de gran potencia; potencia superior a 100 MVA trifásica, o 33,3 MVA monofásica.

Se establece otra distinción entre transformadores de potencia y transformadores de distribución. Los grandes transformadores de potencia son los más utilizados en la red de transmisión de energía eléctrica, utilizan muy alta tensión con el fin de reducir la corriente transportada por las líneas de transmisión. Estas unidades se pueden encontrar en las centrales eléctricas de generación aumentando la tensión hasta niveles de transmisión, y en subestaciones eléctricas para la conversión de tensiones de transmisión a tensiones de distribución. A partir de estos circuitos, la tensión se reduce aún más por los transformadores de distribución, suministrando energía a clientes comerciales, industriales y domésticos.

Aunque no es aplicable en todos los mercados internacionales, en general, los transformadores con una tensión máxima menor de 36kV se denominan “transformadores de distribución”. Estos transformadores se localizan en los circuitos de distribución de redes eléctricas dentro de las zonas residenciales y comerciales; reducen la tensión y proporcionan energía directamente a los clientes, o a una de línea de distribución de menor potencia.

En América del Norte hay una subcategoría de los transformadores de distribución, esta incluye los “transformadores de distribución de baja tensión” y “transformadores de distribución de media tensión”. Los primeros están diseñados con una tensión primaria inferior o igual a 600 V. Estos transformadores se instalan con el objetivo de reducir las pérdidas de la red, por lo que se ubican en los edificios en los que se realiza el consumo, y por lo tanto se emplean unidades de tipo seco. Los “de media tensión” son los que tienen su tensión primaria entre 1 y 36 kV. Estas unidades pueden ser tanto de tipo seco, donde los devanados son enfriados con aire u otro gas, o inmersos en líquido, en donde los devanados son enfriados con aceite mineral u otro fluido aislante.

2.2. Pérdidas en la red

Las pérdidas mundiales de energía a lo largo de las redes de transmisión y distribución de electricidad ascendieron en 2011 a 1.788 TWh, Tabla 2.1. Este valor representa el 8,5% de la producción total y es equivalente a la generación total de electricidad de Japón, la República de Corea, Australia y Hong Kong o al 70% de la producción de energía nuclear mundial.

En comparación con el año 2000, el porcentaje de energía perdida a través de las redes de transporte y distribución ha disminuido ligeramente, ya que se redujo del 9,5% al 8,5% de la producción mundial electricidad. La parte puramente técnica de estas pérdidas se estima que en 2011 alcanzó el 7,4% de la generación total, es decir, 1.566 TWh. Aquí se incluyen las pérdidas en los cables de alimentación y las líneas, en transformadores de potencia y distribución, y las pérdidas en los sistemas de medida. El resto de las pérdidas se consideran no técnicas, e incluyen el robo de electricidad de la red o la pérdida de ingresos debido al cobro incorrecto de facturas. Tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas aparecen en las estadísticas y varían drásticamente según el país, con porcentajes sobre la producción total que oscilan entre el 2% y el 60%.

Tabla 2.1. Pérdidas de energía en las redes eléctricas de distintas áreas (IEA 2014).

	Pérdidas (TWh)								Pérdidas (%)
Área	**1980**	**1985**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2011**	**2011**
África	18	30	30	37	54	63	81	80	**12,2**
América Central y Sur	38	51	74	104	132	152	170	170	**14,9**
China	24	40	43	74	94	171	257	270	**6**
India	21	34	57	79	155	180	192	222	**22,8**
Japón	25	29	41	46	47	50	49	48	**4,7**
Corea	2	3	4	9	12	14	18	17	**3,6**
Australia/Nueva Zelanda	12	14	14	16	18	18	19	16	**5,8**
Resto de Asia/Oceanía	18	28	39	60	75	95	98	103	**9**
Europa	160	187	194	231	260	266	269	260	**7,3**
USSR	107	134	142	140	165	172	160	159	**10,9**
Oriente Medio	7	14	20	33	51	85	109	107	**12,4**
América del Norte	256	236	252	290	319	349	334	335	**6,7**
Total	**690**	**799**	**910**	**1.119**	**1.383**	**1.617**	**1.755**	**1.788**	**8,5**

Aunque es inevitable cierto nivel de pérdidas, la Tabla 2.1 muestra una variación entre países de entre un 4% y un 23%, esta variación no se puede explicar solamente por el tamaño del país, el tamaño del sistema eléctrico o de la población. En algunos países, el robo de electricidad es común y este uso no autorizado de la energía puede representar una parte importante de la energía total perdida en la red. Incluso dentro de las economías de la OCDE, las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad varían desde el 2,0% (Eslovaquia) al 16,4% (México), con un promedio de 6,7%. En este sentido, existe un gran potencial de reducción de pérdidas mediante la implementación de mejoras técnicas, sobre todo en países donde no hay control de las conexiones ilegales a la red eléctrica.

Tabla 2.2. Valor estimado de las pérdidas en la red eléctrica mundial (IEA 2014).

	EEUU	**China**	**EU**	**Japón**	**Mundial**
Precio mayorista ($/MWh)	48	55	83	100	63
Costes de operación y mantenimiento ($/MWh)	5.5	4	3	3	4
Generación (TWh)	4.100	4.491	3.215	1.031	21.081
Pérdidas (TWh)	255	270	235	48	1.788
Coste mayorista de las pérdidas (x 1000 millones $)	12,2	14,9	19,5	4,8	113,4
Coste final de las pérdidas (x 1000 millones $)	21,5	22,6	32,3	8	186,3

A nivel mundial, en 2011 las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión de energía eléctrica fueron estimadas en 113.400 millones de dólares, considerando precios del mercado mayorista, y en aproximadamente 186.300 millones de dólares considerando precios de usuario final, Tabla 2.2. Si se considera que el porcentaje de la energía generada que se

convierte en pérdidas permanece constante y el precio de la electricidad aumenta un promedio del 15% hasta el año 2035, las cifras anteriores aumentarían hasta los 207.000 millones y 341.000 millones de dólares, respectivamente.

Por otra parte, el impacto de las pérdidas no se limita exclusivamente a un costo económico (Harrison et al. 2010). A nivel mundial, se pueden asociar a estas pérdidas la emisión de aproximadamente 1.056 millones de toneladas de CO_2. Esto supone un volumen mayor que las emisiones anuales de los sectores energéticos de Francia, Reino Unido y España combinadas.

2.2.1. Tendencias en transmisión y distribución de energía

Recientemente se ha pronosticado que la red mundial de transmisión y distribución de energía pase de 68 millones de kilómetros en 2012 a 93 millones en 2035 (WEO 2012). Se calcula que el 88% del aumento de la longitud de la red corresponderá a sistemas de distribución que proporcionan energía en distancias cortas. Por otra parte, el papel de las redes eléctricas está evolucionando; deberá ser más flexible con el fin de dar cabida a una proporción cada vez mayor de energías renovables y de generación distribuida, y a las funcionalidades de la red inteligente. Se espera que en el futuro los sistemas de distribución incrementen el uso de estas funciones, incluyendo estrategias de comunicación y de control digital que permitan optimizar su funcionamiento, reducir pérdidas y facilitar el uso de nuevos tipos de carga, por ejemplo los vehículos eléctricos.

Estas futuras demandas requerirán enormes niveles de financiación. Teniendo en cuenta el escenario de nuevas políticas de la Agencia Internacional de Energía, IEA, (WEO 2012) la inversión acumulada en el sector eléctrico entre 2012 y 2035 será de 16,9 billones de dólares, lo que supondrá el 45% de toda la inversión en el sector energético. A la adquisición de activos se destinarán 7,2 billones de dólares, de los cuales el 60% se prevé que se inviertan en países no miembros de la OCDE y el 40% dentro de la OCDE. China por sí sola representa el 25%, con una inversión de 1,77 billones de dólares, estimando que en la India, EE.UU. y la UE sean de 0,63, 1,03 y 0,84 billones de dólares, respectivamente.

Las inversiones en las redes de transmisión y distribución son las más comunes, suponiendo el 74% (5,3 billones de dólares). En las economías de la OCDE, se prevé que cerca de dos tercios de esta inversión en redes sea destinada a reformas y alrededor de un tercio soportará el crecimiento de la demanda; mientras que en los países no pertenecientes a la OCDE se dedicarán aproximadamente un tercio del presupuesto a reformas y dos tercios al crecimiento de la demanda. Estos costes de las redes son un gran componente del precio de la electricidad para el usuario final. En las cuatro economías más grandes de la UE (Alemania, Reino Unido, Francia e Italia), los costes de red representaron un promedio de alrededor de 0,052 $/kWh en los recibos de la electricidad de los hogares en 2011, es decir, alrededor del 28% de la tarifa final.

2.2.2. El papel de los transformadores de potencia

La mayor parte de las pérdidas que se producen en las redes de transporte y distribución se producen en las líneas eléctricas, presentando aproximadamente la mitad de las pérdidas técnicas del sistema. El segundo foco más importante se produce en los transformadores, que suelen representar entre el 45 y el 50%. Se estima que sólo los transformadores de distribución representan el 36% del total de las pérdidas técnicas globales, aunque la proporción exacta en una red eléctrica concreta depende de las características del sistema.

A diferencia de las líneas o cables, los transformadores son relativamente fáciles de reemplazar. Además, su eficiencia es relativamente fácil de clasificar, normalizar y etiquetar. A pesar de que los transformadores son, en comparación con otros equipos eléctricos, dispositivos muy eficientes; el hecho de que la energía pase antes de su aprovechamiento varias veces a través de ellos, significa que cualquier mejora en la eficiencia de estos equipos puede producir ahorros sustanciales de energía. Los transformadores de distribución más avanzados pueden reducir las pérdidas, en comparación con los menos eficientes, hasta un 80% (UNEP, 2011), y por lo tanto el potencial de reducción de pérdidas que presenta este tipo de máquinas es considerable.

Actualmente se estima que existe una población de transformadores de distribución de 118 millones de unidades. Su potencia total instalada alcanzaría los 13.848 GVA, con una capacidad promedio por unidad de 117 kVA y un factor de carga medio del 39%. La Tabla 2.3 muestra la situación que, los principales países del mundo, tenían en el año 2011 de sus flotas de transformadores de distribución.

Tabla 2.3. Población de transformadores de distribución (Letschert et al. 2013).

	Energía (TWh)	Potencia (MVA)	Máquinas (millones)	Índice de carga (%)	Potencia promedio (kVA)	Ventas anuales (unidades)
USA	3.780	2.206.900	31.6	34	73	780.000
Canadá	530	415.200	5.7	34	73	110.000
Australia	230	110.640	0.67	27	493	31.000
Japón	960	716.000	15.5	22	46	400.000
Corea	426	107.700	1.48	50	73	46.800
Indonesia	160	40.000	0.55	50	73	17.400
México	240	96.900	1.4	31	73	70.300
Rusia	814	206.000	2.82	50	73	89.400
Tailandia	148	52.050	0.71	36	73	51.800
China	4.221	2.299.246	7.2	50	32	980.715
EU	2.980	1.623.253	4.1	21	400	158.262
India	753	410.171	4.2	–	97	–
Brasil	443	241.309	–	–	–	–

La demanda mundial de electricidad está creciendo más rápido que cualquier otro uso de energía. Como consecuencia de este hecho, las pérdidas en la distribución de energía eléctrica también están aumentando en términos absolutos; y esto sucede incluso cuando en algunas economías el porcentaje de pérdidas sobre el de energía generada ha disminuido. Según las proyecciones de la IEA, la demanda mundial de electricidad aumentará de 22.146 TWh en 2011 a 38.424 TWh en 2035, lo que supone un incremento del 74%, Tabla 2.4 (WEO 2012).

Tabla 2.4. Generación de electricidad para 2030 considerando las políticas actuales (TWh/año) (WEO 2012).

	1990	2008	2011	2020	2025	2030	2035
OCDE Norte América	3.801	5.253	5.402	5.850	6.135	6.420	6.676
OCDE Europa	2.632	3.600	3.692	3.967	4.172	4.377	4.576
OCDE Asia Pacífico	1.127	1.820	1.903	2.153	2.238	2.322	2.398
Rusia	1.082	1.038	1.080	1.206	1.305	1.404	1.523
Europa del este	842	675	713	828	902	975	1.042
China	650	3.495	4.418	7.186	8.386	9.586	10.848
India	289	830	1.041	1.673	2.154	2.635	3.256
No miembros OCDE Asia	334	1.012	1.163	1.614	2.005	2.396	2.911
Oriente Medio	240	771	870	1.165	1.383	1.600	1.851
África	316	621	695	916	1.049	1.181	1.327
América Latina	507	1.069	1.170	1.473	1.647	1.820	2.016
Total	11.820	20.184	22.146	28.031	31.373	34.716	38.424

Con el impacto de las políticas adoptadas recientemente (European Parliament 2014) se espera que el crecimiento porcentual de las pérdidas sea menor que el de la demanda.

Las estimaciones suponen que, en promedio, alrededor de un tercio de las pérdidas técnicas de la red se producirán en transformadores de distribución. Sin embargo, la proporción exacta depende de la eficiencia de las flotas de transformadores, que a menudo se verá influida por la edad de las máquinas, la distribución de potencias de los transformadores, el grado en que la carga del transformador coincide con la eficiencia pico de diseño, y las políticas que afectan a la carga en el transformador, como son los programas de eficiencia de equipos eléctricos y las normas de rendimiento energético en la edificación.

2.3. Potenciales de ahorro y de reducción de emisiones

Durante las últimas décadas se ha generalizado la opinión de que es necesaria una transición hacia un desarrollo sostenible para frenar el cambio climático y la contaminación del medio ambiente. (Delarue et al., 2007; Georgilakis et al., 2010; Zhong et al., 2015). En este contexto, es necesaria la aplicación de cualquier tipo de herramienta disponible; los ejemplos más comunes se basan en, soluciones técnicas, políticas de control, mercados eficientes o

cambios en los patrones de consumo (Karlsson-Vinkhuyzen et al, 2012; McNeil et al, 2008; Xu et al., 2015; Hanley et al, 2009).

Tabla 2.5. Ahorro anual global con transformadores de distribución de alta eficiencia.

Año	Políticas Actuales			SEAD Tier 3			SEAD Tier 4			SEAD Tier 5		
	a)	b)	c)	a)	b)	c)	a)	b)	c)	a)	b)	c)
2010	3	2	0	3	2	0	3	1	0	3	2	0
2015	25	13	3	27	14	3	36	18	4	43	22	4
2020	60	30	6	75	38	8	113	57	11	135	67	14
2025	104	52	10	138	69	14	216	108	22	256	128	26
2030	154	77	15	213	107	21	339	169	34	402	201	40
2035	191	96	19	278	139	28	442	221	44	526	263	53
2040	230	115	23	336	168	34	534	267	53	636	318	64
2045	262	131	26	385	192	38	627	314	63	749	374	75
2050	282	141	28	423	211	42	697	348	70	833	416	83

a) TWh
b) $MtCO_2$
c) $x\ 10^9$ ($)

Desde el punto de vista técnico, los transformadores de distribución de diseños más avanzados pueden reducir las pérdidas hasta un 80% de las que tienen los menos eficientes (UNEP 2011), y por lo tanto el potencial de reducción de pérdidas en este tipo de máquinas es considerable. Se puede considerar que el ahorro de energía es la manera menos costosa de aumentar la seguridad de suministro y reducir la dependencia de las importaciones energéticas. Por lo tanto, en la fase de diseño del transformador se requiere de un estudio adecuado de pérdidas, puesto que la contaminación producida por estas máquinas durante su ciclo de vida se determina en esta etapa (European Parliament, 2009).

Respecto a las políticas de control, la eficiencia energética ha sido considerada como un medio eficaz para reducir el consumo de energía, y por lo tanto las emisiones de gases de efecto invernadero (Schleich, 2009; Dixon et al, 2010; Bouhou et al, 2015, Ghosh y Blackhurst, 2014). La eficiencia energética se define como la relación entre la cantidad de energía primaria consumida y la máxima cantidad de servicios energéticos que se pueden obtener (Oikonomou et al., 2009). Resulta crucial el papel de las políticas para promover el uso de tecnologías energéticamente eficientes. Por esta razón, se han adoptado diferentes medidas sobre eficiencia energética en todo el mundo. Un ejemplo son el etiquetado energético de los equipos, y las normas de eficiencia que clasifican a los equipos en la fase de diseño (Irrek et al., 2008; Pezzini et al., 2010). El etiquetado energético se centra en llamar la atención de los usuarios de los equipos, ya que esta etiqueta significa que van a ahorrar tanto energía como dinero. Las normas energéticas intentan limitar la oferta de equipos a aquellos modelos con una eficiencia energética adecuada, de acuerdo con la legislación correspondiente. Además, hay que considerar que todos los aparatos eléctricos causan efectos significativos sobre el medio ambiente a lo largo de toda su vida. Y estos efectos no están ligados únicamente al consumo energético, sino que también tienen una dependencia importante su fabricación, y

al final de su vida útil el desmantelamiento y posible reciclado. Estas etapas implican la reducción de recursos naturales, la generación de residuos y/o la liberación de sustancias peligrosas en el medio ambiente (McNeil et al., 2008). Se estima que el 80% de los impactos medioambientales asociados con estos productos se determinan en la fase de diseño (Spoor et al., 2008). Otro ejemplo de estas medidas es el etiquetado ecológico que ha sido diseñado para proporcionar información al comprador sobre el rendimiento medioambiental de un producto concreto (Banerjeea y Solomon, 2003; Agencia Internacional de la Energía, 2014, (IEA 2014a-b).

Además del etiquetado, algunos países han diseñado programas voluntarios cuyo objetivo es la promoción, por ejemplo de transformadores más eficientes haciendo visible su mayor rendimiento dentro del mercado (National Electrical Manufacturers Association (NEMA), 2010; Consortium for Energy Efficiency (CEE), 2011). Una de las medidas políticas más poderosas, para garantizar que los transformadores de alta eficiencia son adoptados por el mercado, es la utilización de los estándares de mínima eficiencia energética (MEPS). Son normativas de obligado cumplimiento que especifican la eficiencia mínima, o pérdidas máximas, que deben alcanzar o superar los transformadores que se venden en un determinado país (Energy Rating Program, 2015; ABB, 2014).

No se ha encontrado en la literatura publicada estimaciones del ahorro global que supondría la adopción de los transformadores de distribución energéticamente eficientes, aunque se pueden extraer algunas conclusiones a partir del Programa Medioambiental de las Naciones Unidas (UNEP). Este análisis muestra que las políticas actuales supondrían el ahorro de 191 TWh de consumo final de electricidad en 2035, Tabla 2.5, en comparación con lo que se podía esperar bajo el escenario histórico o caso base. Las políticas actuales se implementan desde 2010 y en su mayoría son estándares de mínima eficiencia energética (MEPS).

Aunque estas estimaciones de ahorro son muy importantes, se podrían incluso incrementar mediante la ampliación del número de países con políticas ya establecidas y mediante la profundización de las políticas existentes. Como ejemplo de la magnitud de los beneficios que se podrían lograr, la Tabla 2.5 muestra el ahorro anual en energía, CO_2 y costes que se esperan obtener con las políticas actuales, comparados con un escenario donde no se implementan políticas de fomento de la eficiencia en la transformación de potencia. En esta tabla también se pueden observar los ahorros que se podrían lograr si todas las economías instalasen transformadores de acuerdo con los niveles de eficiencia SEAD 3, 4 o 5 (SEAD 2013). Para poner en contexto estos umbrales, el Tier 1 es la eficiencia de los actuales MEPS menos ambiciosos, el Tier 2 corresponde con niveles MEPS intermedios, el Tier 3 es el nivel de los MEPS actuales más ambiciosos (por ejemplo, los establecidos para transformadores de distribución de tipo líquido en los EE.UU. que entran en vigor desde 2016) y el Tier 5 sería el nivel de la más avanzada tecnología de transformador disponible (BAT).

El Lawrence Berkeley National Laboratory también analizó el potencial de ahorro potenciales que se podía conseguir por las cinco grandes economías mundiales, EE.UU., Canadá, China, EU y India. El informe mostraba que se podría alcanzar un ahorro adicional de 44 TWh en 2020 y 132 TWh en 2030 con la adopción de las BAT (Letschert et al. 2012). Sin embargo se consideraba que los ahorros reales alcanzarían el 64% del potencial técnico, es decir, 28 TWh en 2020 (16 Mt de CO_2) y 86 TWh en 2030 (46 Mt de CO_2).

Este mismo trabajo también estimó que la adopción de los límites de eficiencia más estrictos por los transformadores de distribución de Australia, Brasil, Canadá, China, los EE.UU., la Unión Europea, la India, Indonesia, Japón, México, Noruega, Rusia, República de Corea, Sudáfrica y Emiratos Árabes Unidos, se traduciría en 2030 en un ahorro de electricidad de 75 TWh y una reducción de emisiones de 30 millones de toneladas CO_2. Estas economías representan el 79% de las pérdidas de electricidad en el mundo, por lo que sobre una base proporcional daría un ahorro global de 95 TWh. De hecho, el potencial de ahorro debiera ser superior a este, ya que muchos de los países listados previamente ya han implementado MEPS para sus transformadores de distribución.

Un análisis más reciente realizado por el mismo equipo investigador consideró los ahorros potenciales en las 20 economías de la Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC) y encontró que la aplicación de MEPS sería rentable y se traduciría en:

- 30 TWh de ahorro de electricidad en 2030.
- Reducción en la distribución de electricidad del 19% con respecto a los 157 TWh de pérdidas previstos para 2030.
- Reducción de 17 millones de toneladas (Mt) anuales en las emisiones de CO_2 en 2030.
- Reducción de emisiones acumulada entre 2016 y 2030 de 120 Mt de.
- Beneficios financieros acumulados de 18.500 millones (Letschert et al. 2013).

CAPÍTULO 3

Principios técnicos de la eficiencia en transformadores de potencia

3. Principios técnicos de la eficiencia en transformadores de potencia

Europa ha adoptado la eficiencia energética como una herramienta imprescindible para cumplir con los objetivos de política energética establecidos: el 20% de reducción en el consumo energético, el 20% de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero y el 20% de incremento en el uso de energías renovables; son los tres grandes hitos a cumplir en el año 2020.

La eficiencia energética es el conjunto de programas y estrategias orientados a reducir la energía empleada por determinados dispositivos y sistemas, sin afectar a la calidad de los servicios suministrados. Por lo tanto, es una herramienta muy útil para reducir costes. Por otro lado, el encarecimiento del precio de la energía y el importante desarrollo industrial de países que antes consumían muy pocos recursos energéticos, han favorecido que la eficiencia energética sea considerada un elemento clave actualmente.

Como se ha descrito en el capítulo anterior, los transformadores son elementos clave de los sistemas eléctricos que contribuyen a un porcentaje importante de las pérdidas existentes en dichas redes. Por todo ello, es crucial aplicar el concepto de eficiencia energética a estos dispositivos, con el objetivo no sólo de reducir el consumo energético sino también contribuir a la sostenibilidad e incrementar el respeto al medio ambiente.

3.1. Principios básicos de los transformadores de potencia

La aplicación del concepto de eficiencia energética a dispositivos como los transformadores de potencia exige, en primer lugar, conocer más en detalle sus principios de funcionamiento, así como las principales causas y puntos de ineficiencia energética estas máquinas. Con este objetivo a continuación se explica brevemente el principio de funcionamiento de estas máquinas así como sus componentes más importantes.

3.1.1. Definición

Los transformadores son dispositivos pasivos que utilizan el principio de inducción electromagnética (Ley de Faraday) para elevar o reducir la tensión de la energía suministrada. Estos dispositivos poseen dos tomas, una de alta tensión y otra de baja tensión. Su devanado primario es aquél por el que entra la energía, siendo el secundario por el que sale; aunque hay que considera que son máquinas reversibles, es decir, se pueden alimentadas por cualquiera de los dos lados. Ambos devanados están eléctricamente aislados, de modo que cualquier daño producido en el circuito primario, no se propaga al secundario.

Se fabrican en una amplia gama de potencias nominales, medida en voltios-amperio (VA), este valor representa su capacidad para la transformación de potencia. Pueden ser monofásicos o trifásicos, y están diseñados para un rendimiento óptimo a una frecuencia específica (generalmente 50 o 60 Hz).

Otro aspecto importante es la tensión a la que pueden trabajar los devanados, que viene marcado por el nivel de aislamiento entre las partes en tensión del equipo. Según el tipo de aislamiento eléctrico utilizado, los transformadores éstos se dividen en dos categorías principales: aquellos con núcleo y devanados sumergidos en un fluido dieléctrico, y aquellos cuyos devanados y núcleo magnético están enfriados por aire o gas, conocidos como de tipo seco. Cuando los transformadores se instalan en el interior de edificios, por normativa de seguridad, se opta por los de tipo seco; sin embargo, cuando están a la intemperie o en instalaciones subterráneas, se suelen utilizar los inmersos en aceite.

Los fabricantes de transformadores tienen en sus catálogos de productos máquinas que combinan todos los aspectos anteriores (potencia, tensión, número de fases y frecuencia), lo que permite satisfacer los requisitos de los operadores de las redes eléctricas.

Con respecto a su utilización, tienden a ser clasificados de forma vaga en función de sus aplicaciones, tales como transformadores de generación, transmisión y distribución; sin embargo una clasificación más rigurosa debiera prestar especial atención a características como tensiones, tipo de aislamiento o número de fases.

La mayoría de los países clasifica a los transformadores de distribución como aquellas unidades cuya tensión más elevada en alguno de sus bobinados es menor o igual a 36 kV. Los transformadores de distribución están instalados en las redes eléctricas de distribución, reduciendo la tensión para dar servicio a las zonas residenciales y a los clientes comerciales e industriales. Los grandes transformadores de potencia empleados en transmisión, suelen tener en alguno de sus bobinados una tensión más elevada a 36 kV.

3.1.2. Componentes

Los principales elementos constructivos de un transformador son (Wildi, 2007):

- El núcleo magnético. Su objetivo es canalizar el flujo magnético que comparten los bobinados primario y secundario. Para obtener la mayor permeabilidad magnética posible, se fabrican de material ferromagnético. El núcleo se conforma mediante el apilamiento de chapas de acero (espesor menor de un milímetro) al silicio de grano orientado, aisladas eléctricamente entre ellas para minimizar las pérdidas de potencia activa; este montaje pretende disminuir las pérdidas por corrientes parásitas.

  Desde un punto de vista constructivo está formado por columnas unidas por culatas horizontales. Éste puede ser de tipo columnas, en el que todas las columnas tienen un devanado alrededor de ellas. O de tipo acorazado, en el que las columnas exteriores no poseen arrollamientos. La unión entre las columnas y culatas se lleva a cabo a través de la presión mecánica del contacto. Únicamente en el caso de pequeños transformadores

se requiere una unión material. Existen dos tipos de uniones, a tope y por solape. En las primeras, columnas y culatas se unen con la ayuda de piezas de sujeción. En las segundas, las chapas de las columnas y la culata se entrelazan entre ellas. Si estas uniones resultaran defectuosas, el flujo de dispersión aumentaría en gran medida, así como las pérdidas de potencia activa. En el caso de grandes transformadores, la sección transversal del núcleo de hierro se hace lo más redonda posible reduciendo la cantidad de cobre empleado en cada vuelta del bobinado. Esto se consigue mediante el apilamiento de chapas de distinta anchura a la hora de conformar el núcleo.

El núcleo trabaja en el primer codo de saturación, con un campo magnético de 1,5 teslas, intentando que la corriente de excitación no sea elevada. Trabajar más allá del punto de saturación, significaría asumir un gran descenso en la permeabilidad magnética; esto conllevaría un considerable aumento de la intensidad de magnetización en comparación con el incremento conseguido en el flujo magnético. A partir del codo de saturación se rompe la linealidad entre excitación magnética e inducción magnética por la disminución de la permeabilidad. Esto se traduce en mayores pérdidas de potencia reactiva.

Por otra parte, cuanto mayor sea la tensión soportada por el transformador, mayores serán las pérdidas de potencia activa debidas a histéresis magnética. Generalmente, la corriente necesaria para suplir las pérdidas de activa en el núcleo suele ser de dos a cuatro veces menor que la necesaria para magnetizar el núcleo.

- Los arrollamientos eléctricos primario y secundario, así como sus elementos de disposición y soporte. Un arrollamiento está constituido por un conjunto de espiras que rodean las columnas del núcleo. La relación del número de vueltas del bobinado en cada lado del transformador determina su relación de transformación, de forma que el lado con mayor número de espiras es el de mayor tensión, y por lo tanto, el de menor intensidad. De la misma forma, el lado con menor número de espiras posee una tensión menor y una mayor intensidad.

  Los devanados son de cobre y en menor medida de aluminio debido a su baja resistividad eléctrica. El cobre posee mayor conductividad y soporta mejor los esfuerzos mecánicos, sin embargo es más caro y posee mayor densidad que el aluminio. Los conductores de los devanados se aíslan entre sí. En el caso de pequeños transformadores, dichos conductores están constituidos por hilos de cobre a los que se aplica un barniz aislante. Sin embargo, en transformadores de gran potencia, se utilizan pletinas de cobre recubiertas por una o varias capas de fibra de vidrio o algodón.

  Para las mismas pérdidas Joule, la cantidad de material conductor empleado en los devanados del transformador es prácticamente idéntica. Aunque la corriente sea mayor y por lo tanto las pérdidas también en el lado de baja tensión, su resistencias será menor ya que la sección será mayor y la longitud del conductor menor que en el devanado de alta tensión. Se observa que las pérdidas Joule son iguales para la misma cantidad de material en cada devanado del transformador si se asume que la resistividad en ambos es prácticamente idéntica.

  Con el fin de reducir el flujo de dispersión, los bobinados primario y secundario se suelen devanar en una misma columna. En función de cómo sea la disposición de los arrollamientos de baja y alta tensión, éstos pueden ser concéntricos o alternados. En los

primeros se coloca generalmente más próximo a las columnas el de baja tensión, puesto que es más fácil aislar, y entre ambos arrollamientos se coloca un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado. En los arrollamientos alternados se suceden alternativamente los arrollamientos de alta y baja tensión, siendo frecuente que en los extremos se coloquen media bobina perteneciente al arrollamiento de baja tensión.

Los arrollamientos deben soportas estreses térmicos, mecánicos y dieléctricos causados por posibles fallos; como cortocircuitos, maniobras en el sistema eléctrico, fenómenos meteorológicos, por lo que deben tener rigidez mecánica suficiente.

- El sistema de refrigeración. Las pérdidas originadas en los transformadores se convierten en calor, que debe ser evacuado para evitar daños y poder garantizar la correcta operación del transformador. Un sobrecalentamiento continuado reduce la vida útil de la máquina y provoca daños en los elementos de aislamiento. Por lo tanto, hay que evacuar tanto las pérdidas producidas por histéresis y corrientes parásitas en el hierro, como las pérdidas Joule de los devanados. Para pequeñas potencias, la radiación térmica y el flujo natural del aire circundante suelen ser suficientes para enfriar el transformador.

  En los bañados en aceite, es este fluido el encargado de transportar el calor desde los devanados hasta el exterior. A medida que la capacidad del transformador aumenta, se procede a la instalación de: radiadores externos por los que se fuerza la circulación del aceite; bombas que inducen velocidad de circulación al aceite, ventiladores que favorecen la circulación de aire sobre los radiadores; intercambiadores de calor, en el que el calor del aceite es transferido a otro fluido (generalmente agua).

  Muchos transformadores poseen un tanque de expansión para el aceite, su función es almacenar el líquido cuando se produce un incremento de temperatura, y su volumen aumenta.

  Como el aceite no es un fluido compresible, el tanque no se llena completamente con dicha sustancia, sino que contiene suficiente cantidad de gas inerte (generalmente nitrógeno) capaz de absorber dichas variaciones de volumen. Siempre se debe mantener la presión en el interior de la cuba dentro de un rango determinado. Una presión demasiado elevada podría originar fugas. Para ello, se dispone de un sistema auxiliar que puede inyectar o retirar gas del tanque de expansión. Cuando el transformador “respira”, es decir, penetra gas al depósito de expansión, éste se hace pasar a través de un desecador de cloruro cálcico o gel de sílice para retirar la humedad que pueda contener (Harlow, 2004).

  Con el objetivo de señalar el tipo de refrigeración que posee un transformador se utiliza un acrónimo de cuatro letras. La primera de ellas indica el tipo de refrigerante primario, es decir, el que está en contacto con las partes activas del transformador (O: líquido con punto de inflamación igual o menor a 300ºC; K: Líquido con punto de inflamación mayor a 300ºC; L: Líquido con punto de inflamación desconocido). La segunda letra del acrónimo indica el método de circulación del fluido primario (N: circulación natural; F: circulación forzada en el equipo de refrigeración, pero natural en los arrollamientos; D: Circulación forzada en el equipo de refrigeración y en el interior de los arrollamientos). La tercera letra indica el tipo de refrigerante secundario (A: aire; W: agua). Finalmente, la cuarta indica el método de circulación del fluido secundario (N: convección natural; F: convección

forzada). Por lo tanto, si un transformador posee una refrigeración tipo ONAF significa que la circulación del aceite tiene lugar de forma natural, pero la circulación del aire a través de los radiadores es forzada (Fraile Mora, 2005).

- Los aisladores pasantes. Son los elementos aislantes que forman conductos de paso para los conductores eléctricos que conectan las tomas del transformador con el sistema eléctrico. Tienen formas alargadas y superficies onduladas. Son de porcelana y están rellenos de aceite o aire.

- La cuba. Es el elemento contenedor de los elementos principales y auxiliares del transformador. Está hecha de láminas de acero, que generalmente se refuerzan para reducir los estreses mecánicos a los que son sometidas. Su diseño es complicado por la cantidad de accesorios que se tienen que acoplar, como son los radiadores o los aisladores pasantes. Para evitar fugas debe ser perfectamente estanca, y estar diseñada para soportar presiones más elevadas que la de operación. También debe superar una prueba en la que se hace el vacío en su interior durante un tiempo no inferior a una hora. El ensayo de vacío es importante porque el relleno de aceite se hace a presiones más bajas que la atmosférica.

- Los elementos de seguridad. Los fallos internos de un transformador se pueden detectar en la mayoría de los casos a través de: aumento del valor de las intensidades de fase, aumento de la corriente diferencial o formación de gases en el interior de la cuba del transformador. Para detectar la primera falta se emplean en cada fase fusibles que detectan sobreintensidades. Para la segunda se usan fusibles diferenciales. Y para la última, detectores de gas.

  Cuando se debe seleccionar el fusible diferencial se debe tener en cuenta que algunos pueden abrir el sistema cuando se produce una sobretensión o una sobrecarga puntual, no un fallo continuado en el tiempo. Su funcionamiento se basa en los diferentes armónicos de las corrientes.

  Para detectar fallos por formación de gases se usa un relé de Buchholz. Durante pequeños fallos, como sobrecalentamientos, se generan gases. Éstos se acumulan en el relé hasta que recoge un determinado volumen, momento en el que salta el interruptor. También actúa dicho interruptor si hay un aumento repentino de la presión del gas, síntoma de un fallo grave.

3.1.3. Transformadores sumergidos en fluidos dieléctricos

Los transformadores rellenos de líquido dieléctrico ofrecen varias ventajas sobre los transformadores de tipo seco. En este sentido, se puede destacar que son más compactos para la misma potencia nominal, tienden a ser más eficientes energéticamente y tienen una mayor capacidad de sobrecarga. También suelen tener una vida útil larga debido a que tienen factores de carga bajos, lo que reduce la temperatura de los puntos calientes en las bobinas. Sin embargo, al ir rellenos de aceite, actualmente de origen mineral, poseen un potencial de inflamabilidad muy superior al que presentan los transformadores secos. Por otro lado,

cualquier derrame de aceite es un peligro medioambiental, por lo que las leyes ambientales locales suelen requerir canales de contención u otras instalaciones para protegerse contra las fugas.

Los fluidos utilizados en transformadores cumplen la doble función de ser aislante eléctrico, y medio de refrigeración. De este modo, los devanados de estos transformadores se diseñan con canales de circulación en el interior de los devanados, lo que permite la circulación del aceite para la eliminación del calor de los conductores y aislamientos.

El aceite que circula en el interior de la cuba del transformador lo hace de la siguiente manera: en el fondo de la cuba se encuentra el aceite a menor temperatura. La fracción de fluido que se encuentra en contacto con los bobinados y el núcleo se calienta por el calor producido en los arrollamientos y en el hierro, por lo que pierde densidad y comienza a fluir hacia arriba. Cuando llega a la parte superior de la cuba, el aceite se encuentra a su temperatura más elevada. Entonces el aceite es conducido hacia abajo a través de radiadores externos, donde se enfría a medida que desciende por estos elementos; cuando alcanza la parte inferior de los mismos, vuelve a introducirse en la cuba. Esta circulación puede ser natural o forzada, dependiendo de las necesidades de refrigeración requeridas. En la convección forzada, generalmente se consiguen temperaturas máximas más bajas y una distribución más uniforme de la temperatura a lo largo de los devanados.

El incremento de temperatura experimentado por el aceite es un parámetro crítico, cuyo control es fundamental para detectar cualquier sobrecalentamiento en el transformador. La temperatura del aceite no es constante en el interior de la cuba, y generalmente se maneja en cuatro puntos distintos. En primer lugar, se trabaja con la temperatura en el tanque de expansión, por su accesibilidad a la hora de medirla. En segundo lugar, también se trabaja con la temperatura de la parte inferior de la cuba, que coincide con la temperatura mínima. Tiene prácticamente el mismo valor que la temperatura del aceite que sale por los radiadores, la cual se puede determinar fácilmente por los fabricantes mediante ensayos. En tercer lugar, la temperatura en la parte superior de los bobinados, es decir, la temperatura máxima del aceite; esta no se puede medir directamente, pero se pueden realizar aproximaciones muy ajustadas. Finalmente, está la temperatura media, muy importante para calcular el gradiente de temperaturas en los bobinados (Harlow, 2004).

Los perfiles térmicos en el interior del transformador son función del tipo de circulación del aceite (fluido primario). Dentro de estos perfiles se encuentran:

- Convección natural (ON): con este tipo de refrigeración se consigue que una temperatura similar en el exterior e interior de los arrollamientos. Esto es debido al movimiento del aceite por convección natural tanto en el exterior como en el interior de los mismos. La temperatura en la parte superior de los devanados es muy similar a la del depósito de expansión.

- Convección forzada (OF): se consigue a través de bombas que dan el movimiento al aceite. El caudal de aceite es mayor lo que favorece que exista una menor diferencia de temperaturas entre las partes inferior y superior de los devanados. El perfil de temperaturas del aceite en el interior y exterior de los arrollamientos es muy distinto, y la temperatura en el tanque es bastante inferior a la temperatura máxima del aceite.

- Convección forzada y dirigida (OD): parte del aceite bombeado es forzado a penetrar directamente en el interior de los arrollamientos. De esta forma, se consiguen en las caras externas e internas de los arrollamientos perfiles de temperaturas similares. En este caso, la diferencia entre temperatura máxima y mínima es muy pequeña.

Este tipo de transformadores es el utilizado para medianas y grandes potencias debido a que los aceites dieléctricos empleados poseen una conductividad térmica y una rigidez dieléctrica mayor que la del aire. Sin embargo, con el paso del tiempo, los aceites pierden sus propiedades refrigerantes y aislantes. Este envejecimiento, durante el que se pueden llegar incluso a formar lodos, se activa con la sobrecargas térmicas y eléctricas, así como por la presencia de oxígeno y humedad.

Respecto a las sobrecargas térmicas, cabe decir que un incremento de temperatura de 8^{o}C sobre la temperatura de servicio reduce aproximadamente a la mitad la vida del dieléctrico (papel y del aceite), por lo tanto es imprescindible garantizar que en los transformadores no se sobrepasen ciertos incrementos de temperatura. Según los estándares de ANSI, cuando la temperatura ambiente es de 30^{o}C, los transformadores de distribución deben operar con un incremento de temperatura media inferior a 65^{o}C; y la temperatura del punto caliente nunca debe sobrepasar los 110^{o}C.

Por otro lado, para prevenir las acciones de oxígeno y humedad, se suelen añadir al aceite productos químicos inhibidores. Además, el gas presente en el depósito de expansión debe ser inerte, generalmente se utiliza nitrógeno, lo que evita las reacciones de oxidación.

A lo largo del tiempo se han desarrollado y usado distintos fluidos refrigerantes, aunque el más ampliamente empleado hasta la fecha es el aceite mineral. Actualmente en el mercado se comercializan básicamente cuatro clases diferentes de fluidos dieléctricos:

- Aceite mineral: se extrae del petróleo durante la destilación del mismo. Está compuesto de moléculas de hidrocarburos, cuyos átomos de carbono pueden estar unidos mediante enlaces simples o dobles. El intervalo de ebullición de la fracción obtenida; así como el tipo y grado del proceso de refinado son seleccionados de tal forma que se obtengan las especificaciones necesarias para su uso en trasformadores eléctricos (Fofana, 2013; Fernández et. al., 2013). Existen distintas clases de aceites minerales clasificados en función de su estructura molecular: aceites parafínicos (constituidos por una cadena lineal saturada), aceites nafténicos (constituidos por una cadena cíclica saturada) y aceites aromáticos (constituidos por una cadena cíclica insaturada). En la práctica, los aceites empleados no se obtienen a partir de una única base, suelen estar formados por una mezcla de los tres tipos, recibiendo su denominación en función de la base predominante. Para el uso en transformadores se emplean aceites parafínicos y nafténicos. Su producción es relativamente barata. Sin embargo, por la dificultad que presentan para degradarse provocan un elevado impacto ambiental, aademás su relativamente bajo punto de ignición es siempre un factor de riesgo (Fofana, 2013).

- Hidrocarburos de alto peso molecular (HMWHC): también conocidos como hidrocarburos de alta temperatura (HTHC). Pueden ser naturales o sintéticos. Los naturales se obtienen de fracciones del petróleo con un rango de ebullición mayor que el de los aceites minerales. Los sintéticos son producidos por la polimerización de olefinas, siendo conocidos como polialfaolefinas (PAOs). Los hidrocarburos de alto peso molecular son

clasificados por el National Electric Code (NEC) como menos inflamables si su punto de ignición es superior a 300ºC. Son completamente miscibles con el aceite mineral convencional. Además, poseen una alta rigidez dieléctrica y estabilidad, y no son tóxicos. Por contrapartida, la alta viscosidad que poseen hace que su capacidad refrigeradora sea baja; su coste es más elevado que el del aceite mineral (Harlow, 2004).

- Silicona: líquido sintético conocido químicamente como polidimetilsiloxano (PDMS o dimeticona), desarrollado durante la década de los 70 del siglo pasado. Es el polímero lineal del dimetilsiloxano. La silicona es muy resistente frente a la oxidación y a la formación de lodos. Cumple los requisitos del NEC como fluido menos inflamable. Su punto de ignición es relativamente alto y generalmente si se produce un incendio, al apagarse el foco del fuego, se extingue también en el fluido. Su punto de fluidez es muy bajo. Presenta excelentes propiedades dieléctricas. Sus principales desventajas son su elevado coste y baja biodegradabilidad. Además, a partir de 150ºC genera formaldehídos, que pueden generar irritaciones en los ojos, garganta, piel y vías respiratorias. Incluso puede ser un agente provocador de cáncer (Fofana, 2013).

- Ésteres: constituidos por una amplia clase de compuestos orgánicos, sintetizados químicamente a partir de precursores orgánicos (ésteres sintéticos), o disponibles a partir de productos agrícolas (ésteres naturales) (Fofana, 2013; Fernández et. al., 2013).

    - Ésteres naturales: obtenidos directamente del aceite de las semillas. Sus propiedades dependen del aceite base. Pertenecen a un grupo de compuestos orgánicos formados por la reacción de un ácido con alcohol en ausencia de agua. Las propiedades físicas y químicas de estos compuestos, como la viscosidad o la estabilidad frente a la oxidación, dependen de la composición de los ácidos grasos en el triglicérido y del grado de saturación de estos ácidos grasos. Los ácidos saturados presentan gran estabilidad frente a la oxidación, pero su viscosidad y punto de fluidez son elevados. Los ácidos que presentan cierto grado de insaturación tienen viscosidades y temperaturas de fluidez menores, pero son más inestables frente a la oxidación. En términos prácticos, se consideran adecuados los fluidos con un alto porcentaje de ácidos grasos monoinsaturados. Sus principales ventajas son su elevado punto de ignición, superior a los 350ºC, su naturaleza biodegradable, su alta rigidez dieléctrica y su capacidad para absorber agua del papel dieléctrico. Por otra parte, entre sus desventajas se encuentran su inestabilidad frente a la oxidación, su elevado coste en comparación con el aceite mineral, y su alta viscosidad (Diestre et al., 2011; Tenbohlen y Koch, 2012; Xu et al., 2014).

    - Ésteres sintéticos: se obtienen haciendo reaccionar ácidos y alcoholes seleccionados de manera que sus propiedades se ajusten a las deseadas. Poseen buenas propiedades dieléctricas y su punto de ignición es elevado. También absorben la humedad del papel aislante. Además, su impacto ambiental es bajo, ya que son biodegradables. A bajas temperatura presentan mejores propiedades que los ésteres naturales. Aunque la principal diferencia con éstos es que los sintéticos tienen una estabilidad mucho mayor frente al oxígeno (Diestre et al., 2011).

3.1.4. Transformadores secos

Transformadores de tipo seco no utilizan aceite mineral u otro líquido aislante como medio de refrigeración. En lugar de un líquido utilizan el aire como medio básico para el aislamiento y el enfriamiento del núcleo y las bobinas. Sin embargo, el aire no es tan eficiente como el aceite en la realización de estas funciones. Así, para la misma tensión y potencia nominal, los transformadores de tipo seco tenderán a ser más grandes que las unidades rellenas de líquido. Su mayor tamaño y la menor capacidad de enfriamiento del aire hacen que los transformadores secos tiendan a tener más pérdidas que los transformadores que contienen un líquido. Sin embargo, los transformadores de tipo seco siguen siendo una parte muy importante del mercado de la transformación de potencia porque ofrece seguridad, ventajas ambientales y de instalación. Por ejemplo, los transformadores de tipo seco tienen una masa menor por unidad de potencia, por lo que se utilizan a menudo en las góndolas de turbinas las eólicas.

Son utilizados en edificios comerciales y en industrias, así como por las empresas distribuidoras de electricidad. En general, la ubicación de la instalación tendrá un impacto significativo en el tipo de aislamiento del transformador utilizado. Los instalados en interiores y de pequeña potencia son a menudo de tipo seco; esto es debido a los menores requisitos de mantenimiento de los transformadores rellenos de líquido, ya que no requieren el mismo grado de limpieza para evitar arcos eléctricos.

Los transformadores de tipo seco suelen ser alojados en recintos cerrados, con los bobinados aislados por barniz y resina epoxi. Los arrollamientos aislados de transformadores de tipo seco se caracterizan por ofrecer una excelente rigidez dieléctrica, una larga vida útil y una operación fiable.

3.2. Pérdidas en los transformadores

Las pérdidas de energía de un transformador se producen durante su operación cuando convierte la tensión de entrada a la tensión de salida. Estas pérdidas se manifiestan en la máquina como un exceso de calor, que surge en el núcleo o los devanados del transformador. El transformador debe estar diseñado para garantizar que el aumento de temperatura que se produce durante su operación no produce daños en la máquina. El límite superior de ese aumento de temperatura se basa en las normas nacionales; si se supera este límite (por ejemplo, en una situación de sobrecarga), el exceso de calor puede degradar el aislamiento del bobinado y acortar la vida útil del transformador.

Las siguientes subsecciones presentan las razones por las cuales se producen pérdidas en los transformadores y qué se puede hacer para minimizarlas, a través de mejores materiales y un buen diseño.

3.2.1. Pérdidas en vacío

Las pérdidas en el núcleo de un transformador son denominadas "pérdidas en vacío" o "pérdidas en el hierro", ya que están presentes cada vez que se energiza el transformador, incluso cuando el transformador no está suministrando energía a una carga. Las pérdidas en vacío son independientes de la carga, lo que significa que no aumentan con la carga del transformador. Las pérdidas en vacío consisten principalmente en dos componentes: pérdidas por histéresis y pérdidas por corrientes de Foucault. Las pérdidas de histéresis se crean por la reluctancia de las moléculas del núcleo a reorientarse 50 o 60 veces por segundo. Las pérdidas por corrientes parásitas o de Foucault se producen en el núcleo de la máquina y son el resultado de corrientes eléctricas inducidas por el campo magnético alterno, de la misma manera que el campo magnético induce una corriente en el devanado secundario. Sin embargo, estas corrientes eléctricas no dejan el núcleo; simplemente circulan por el interior del núcleo y se convierten en calor residual.

Durante los últimos 70 años, se ha realizado una considerable inversión en innovación tecnológica para reducir las pérdidas de los núcleos de transformadores. En el pasado, los núcleos tenían unas pérdidas relativamente altas, debido a que se construían a partir de láminas de aceros magnéticos no orientados. Las inversiones en investigación realizadas por los fabricantes de acero para núcleos han reducido significativamente las pérdidas, de forma que ahora estos materiales tienen un 60-80% menos de pérdidas. Los aceros de alta eficiencia incorporan bajas concentraciones de silicio (aproximadamente 2-3%). Las chapas magnéticas se laminan en frío y pueden ser de grano orientado o dominio de refinado (con láser o mecánicamente). Los fabricantes también han mejorado las capas de aislamiento entre las chapas, aislándolas eléctricamente y reduciendo de este modo las corrientes de Foucault.

En transformadores con características estándar se utiliza acero convencional de grano orientado, mientras que los transformadores que requieren bajas pérdidas en vacío se construyen con acero de mayor calidad, Hi-B. Las láminas utilizadas en estos núcleos son 0,30, 0,27 o 0,23 mm de espesor y producen muy bajas pérdidas sin carga. El uso de aceros de mejor calidad en el núcleo también significa que el punto de saturación del acero es ligeramente superior. Estas mayores densidades de flujo aumentan las pérdidas del acero; sin embargo, se puede utilizar un núcleo más pequeño, lo que conduce a un mejor rendimiento global.

Además de utilizar acero al silicio de mejor calidad, las pérdidas en el núcleo también se pueden reducir mediante el uso de metal amorfo en lugar de aceros convencionales de grado orientado. Un metal amorfo es una aleación de hierro que generalmente incorpora boro, silicio y fósforo. El metal se fabrica en chapas muy delgadas (aproximadamente de 0,03 mm de espesor), lo que disminuye las corrientes de Foucault. El metal amorfo se caracteriza por su alta permeabilidad magnética, lo que ayuda a reducir las pérdidas por histéresis. En el lado negativo habría que decir que los núcleos amorfos tienen una baja saturación magnética, lo que genera núcleos más grandes, y limita esta tecnología a una potencia máxima de alrededor de 2 MVA. Esta limitación es problemática en aplicaciones en las que los límites de ruido requieren el uso de niveles más bajos de inducción magnética. Además, desde el punto de vista de la fabricación, el material amorfo requiere líneas de producción especialmente adaptadas.

3.2.2. Pérdidas en carga

Las pérdidas en carga, también conocidas como "pérdidas en los devanados" o "pérdidas en el cobre", tienen en cuenta la energía que se pierde en los devanados del transformador, como resultado de la corriente que circula por ellos. Las pérdidas en carga son causadas principalmente por la resistencia eléctrica de los devanados, y su magnitud varía con el cuadrado de la corriente transportada por los devanados. Además, hay pérdidas de Foucault en los conductores y en el núcleo como resultado de las pérdidas en carga. Las pérdidas resistivas en los devanados provocan que a medida que la carga del transformador se incrementa, las pérdidas aumenten aproximadamente con el cuadrado de la corriente. La máxima eficiencia del transformador se produce en el punto donde las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas en carga (SEAD, 2013).

Existen varios enfoques para la reducción de las pérdidas en carga durante el diseño de un transformador, aunque algunas soluciones pueden también elevar las pérdidas en el núcleo de la máquina. Un método consiste simplemente en aumentar la sección transversal del conductor, lo que disminuirá la densidad de corriente en el arrollamiento y las pérdidas, ya que éstas son proporcionales al cuadrado de la corriente. Sin embargo, esta técnica también requiere que el núcleo del transformador sea más grande para acomodar el nuevo volumen de conductor, lo que aumentará las pérdidas en vacío.

Otra posibilidad sería el uso en los devanados de materiales de menor resistencia. Actualmente, tanto el aluminio como el cobre son los materiales utilizados en los diseños de transformadores, estando ampliamente disponibles en los tamaños estándar. Cuando estos dos materiales se utilizan exactamente de la misma manera, el cobre ofrece mejores características, ya que tiene un 40% menos de pérdidas resistivas por unidad de volumen que el aluminio. Los conductores de aluminio pueden sufrir menores pérdidas resistivas si se aumenta el área del conductor, pero este enfoque requiere núcleos más grandes, y por lo tanto se aumentan las pérdidas sin carga.

La utilización de diseños y materiales alternativos en la fabricación de transformadores permite disponer de transformadores más eficientes. Estas máquinas suponen un aumento de las inversiones iniciales, sin embargo, este coste se compensa a lo largo de la vida útil de las mismas. Esto se basa en que el coste asociado con las pérdidas es significativamente menor cuando se compara con el caso de transformadores de baja eficiencia (Frau et al., 2007). En el caso de las referencias (Georgilakis, 2011; Al-Anbarri et al., 2003), se observan las ventajas resultantes del uso de transformadores de alta eficiencia. En esta línea, se han propuesto diferentes soluciones para conseguir una reducción significativa en las pérdidas de transformadores (Olivares et al., 2003; Georgilakis, 2007).

3.3. Mejora de la eficiencia de transformadores

Un transformador se puede hacer más eficiente energéticamente mediante la mejora de los materiales que lo constituyen y mediante la modificación de la configuración geométrica del núcleo y el ensamblaje de bobinados. Fabricar un transformador con mejor rendimiento

supone un compromiso entre, un aumento del coste, el uso de materiales y diseños que impliquen menores pérdidas, y el valor que un cliente atribuye a las pérdidas. Para un nivel dado de eficiencia, generalmente las pérdidas en vacío y en carga están inversamente relacionadas: la reducción de unas aumenta por lo general las otras, como se observa en la Tabla 3.1, en la que se muestran cinco posibilidades para la reducción de pérdidas en vacío. Una de ellas consiste en la sustitución de materiales y las otras cuatro corresponden a soluciones basadas en cambios en el diseño del transformador.

Tabla 3.1. Métodos de reducción de pérdidas en transformadores de potencia

Objetivo	Acción	Pérdidas en vacío	Pérdidas en carga	Efecto sobre los precios
Disminuir las pérdidas en vacío	Uso de materiales de bajas pérdidas en el núcleo	Más bajas	Ningún cambio	Más altos
	Mejores técnicas de construcción del núcleo	Más bajas	Ningún cambio	Más altos
	Disminuir la densidad de flujo mediante el aumento de la sección transversal del núcleo	Más bajas	Más altas	Más altos
	Disminuir la densidad de flujo por la disminución del ratio voltios/vuelta	Más bajas	Más altas	Más altos
	Disminuir la longitud del circuito magnético, reduciendo la sección de conductor	Más bajas	Más altas	Más bajos
Disminuir las pérdidas en carga	Utilizar materiales conductores de bajas pérdidas	Sin cambios/ Más bajas	Más bajas	Más altos
	Disminuir la densidad de corriente mediante el aumento de la sección del conductor	Más altas	Más bajas	Más altos
	Disminuir la longitud del conductor por la reducción de la sección del circuito magnético	Más altas	Más bajas	Más bajos
	Disminuir la longitud del conductor mediante el aumento del ratio de voltios/vuelta	Más altas	Más bajas	Más bajos
	Reducir la sección transversal del núcleo mediante el aumento de la densidad de flujo a través de mejores aceros, reduciendo la longitud del conductor	Más altas/Sin cambio	Más bajas	Más altos

Si se analiza cada una de las opciones de la Tabla 3.1, se puede decir que:

1) El uso de materiales con bajas pérdidas en el núcleo disminuirá la cantidad de vatios perdidos por kilogramo de circuito magnético, y frecuentemente no tendrá ningún impacto en las pérdidas en carga. En este sentido se puede usar un acero M3 tratado con láser en lugar de un acero M6 convencional; también se podría fabricar el núcleo con metal amorfo en lugar de acero al silicio. Como regla general, la sustitución del

material del núcleo para conseguir menores pérdidas se traducirá en un aumento del precio de la máquina.

2) El uso de mejores técnicas de construcción del núcleo también puede reducir las pérdidas en vacío. Entre estas opciones se puede destacar la utilización de un espacio distribuido en el núcleo o la construcción de un núcleo cruciforme. Las mejoras también se pueden basar en la utilización núcleos triangulares simétricos. Sin embargo estas soluciones implican el uso de equipos sofisticados en la fabricación del núcleo, lo que puede conducir a un aumento en el precio final.

3) Los diseñadores de transformadores tienen también la posibilidad de reducir la densidad de flujo magnético, haciendo que el área transversal del núcleo sea mayor. Sin embargo, al aumentar el tamaño del núcleo, la longitud de los devanados también aumenta, y por lo tanto se incrementan las pérdidas resistivas. En este caso, el impacto global en el precio es alto porque se utiliza más material en la construcción del transformador, tanto en el núcleo como en los bobinados.

4) La reducción de la densidad de flujo magnético por la disminución de los voltios por vuelta supone mantener la misma relación de espiras entre primario y secundario, pero incrementando su número en ambos devanados. Este enfoque de diseño da como resultado devanados de mayor longitud, lo que tenderá a aumentar las pérdidas en carga. El aumento en la necesidad de material de este diseño también implica un mayor precio del transformador.

5) La disminución de la distancia que tienen que recorrer el flujo magnético mediante la reducción del tamaño del conductor también reduce las pérdidas sin carga. Sin embargo, esto significa aumentar las pérdidas en carga debido a que la densidad de corriente por unidad de superficie de los conductores aumenta. Esta opción de diseño tiende a bajar el precio del transformador, ya que reduce el material conductor utilizado en el diseño.

Respecto a la disminución de las pérdidas en carga, la Tabla 3.1 menciona cinco técnicas posibles. Dentro de estas opciones se puede encontrar una metodología basada en la sustitución de materiales y otras cuatro que se focalizan en el diseño de la máquina. Analizando cada una de estas opciones, se puede decir que:

1) El uso de materiales conductores caracterizados por menores pérdidas disminuirá la energía perdida en los arrollamientos y no tendrá ningún impacto en las pérdidas en vacío. Aunque si se mejora el flujo total concatenado por los bobinados puede que incluso se reduzcan las pérdidas en vacío, lo que permitiría a un diseñador usar un núcleo más pequeño. Un ejemplo de esta técnica sería la utilización de cobre en lugar de aluminio en los bobinados del transformador. Sin embargo, dependiendo de los precios de materiales, este enfoque puede conducir a un aumento en el precio.

2) Las pérdidas en carga se pueden disminuir mediante la reducción de la densidad de corriente en el conductor, lo que se consigue a través del aumento de su sección transversal. Esta opción de usar un conductor de mayor sección reducirá las pérdidas de carga, pero también aumentará las pérdidas en vacío, ya que el núcleo debe ser más grande por el conductor adicional. Esta opción de diseño tiende a aumentar el precio debido a que se utiliza más material en la fabricación del transformador.

3) Es posible disminuir las pérdidas en carga mediante la reducción de la longitud del conductor, para lo que habría que minorar el área de la sección transversal del núcleo. Al tener un núcleo más pequeño, el transformador se hace más compacto, y las longitudes de bobinado se pueden reducir, disminuyendo las pérdidas resistivas en el conductor. Sin embargo, esto tiende a aumentar las pérdidas en el núcleo, ya que aumenta la intensidad de flujo magnético por unidad de área. En general, esta opción de diseño tendería a reducir el precio, ya que el transformador de potencia incorpora menos material.

4) Si manteniendo la misma relación de número de vueltas, se reduce proporcionalmente la longitud del conductor utilizado en ambos devanados, se pueden reducir las pérdidas en carga. Esta opción de diseño tenderá a aumentar los voltios por vuelta del transformador, lo que disminuirá las pérdidas en el conductor pero incrementará las pérdidas en el núcleo (considerando la misma clase de aislamiento). Al igual que con la opción de diseño descrita anteriormente, este enfoque también daría lugar a un precio más bajo ya que se incorporaría menos material en el producto acabado.

5) Si se considera la utilización de materiales de altas prestaciones se podría aumentar la densidad de flujo de los transformadores, lo que puede dar lugar a un núcleo de menor diámetro con pérdidas de carga inferiores debido a devanados de menor diámetro. Esto aumentaría las pérdidas en vacío respecto a los vatios por kilogramo; pero por otro lado se reduciría el peso del núcleo, lo que también podría reducir estas pérdidas.

En la práctica, los diseñadores de transformadores utilizan una combinación de las técnicas anteriores para satisfacer los requerimientos de rendimiento energético con un costo inicial mínimo. Para ello deben tener en cuenta los costes de las materias en el momento de la construcción de la máquina.

3.4. Definición de eficiencia energética en transformadores de potencia

Se pueden utilizar varias formas diferentes para evaluar la eficiencia energética de un transformador de potencia, siendo las principales:

1) Máximas pérdidas en vacío y en carga a potencia nominal: en este caso se plantean dos limitaciones para el diseño del transformador. Estos valores se obtienen a partir de dos ensayos típicos: funcionamiento en vacío y funcionamiento en cortocircuito. El objetivo es asegurar que un diseño concreto no supera los valores máximos de las pérdidas en vacío y en carga nominal, en vatios, cuando estos se especifiquen por separado. Este tipo de establecimiento de requisitos obligatorios sobre el rendimiento de transformadores se puede encontrar en economías como China y UE.

2) Máximas pérdidas combinadas para un punto de carga concreto: aquí se plantea una única restricción en el diseño, que corresponde con la suma de las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga para una potencia específica, siendo sus unidades: vatios.

Esta forma de establecer requisitos de eficiencia a transformadores se puede encontrar, por ejemplo, en Japón.

3) Eficiencia porcentual para una carga definida: este parámetro es un valor numérico sin unidades, que representa la potencia activa entregada a la carga respecto de la potencia activa demandada por el transformador del generador. La eficiencia porcentual debe ser definida en un punto de carga específico; ya que para cada potencia demandada se obtiene una eficiencia diferente. Este enfoque de requisitos obligatorios sobre el rendimiento de transformadores se puede encontrar en paises como Australia y EE.UU.

4) Índice de eficiencia máxima (PEI): se trata de un nuevo índice que fue desarrollado por un grupo de trabajo designado para apoyar a la Comisión Europea en el análisis de los reglamentos sobre transformadores de potencia. La ecuación de la eficiencia pico determina el valor de rendimiento más alto para cualquier diseño de transformador, con independencia del punto de carga especificado. Esta definición de eficiencia fue incluida en la normativa europea de diseño ecológico para transformadores (OJEU, 2014) y en el borrador del estándar IEC 60076-20 dedicado a la eficiencia energética de transformadores.

Cada uno de los enfoques anteriores ofrece ciertas ventajas, pero también tiene algunos puntos débiles. Los responsables políticos tienen que decidir cuál de estas posibilidades ofrece el mejor resultado para su economía, para lo que es necesario tener en cuenta las diversas limitaciones y condiciones específicas de su mercado. A continuación se explican más en detalle estos cuatro enfoques, empleados para determinar la eficiencia de un transformador.

3.4.1. Máximas pérdidas en vacío y en carga

Tanto los estándares IEC 60076 como los IEEE C57 basan su evaluación del rendimiento energético de transformadores en la medición de las pérdidas en vacío (con tensión nominal y un circuito abierto para magnetizar el núcleo) y de las pérdidas en carga (al 100% de la capacidad nominal). De esta manera, tener dos métricas reguladoras que establecen las pérdidas máximas en vacío y en carga, y que corresponden a dos ensayos estándar, ofrece al poder político una manera de asegurar que se limitan las pérdidas en transformadores, independientemente de su aplicación. Este enfoque normativo es seguido en China, Europa y en la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, donde se proponen los niveles de pérdidas máximas para los diferentes tamaños de transformadores. Una ventaja de este tipo de evaluación es la facilidad de su aplicación, ya que las pérdidas en vacío y en carga no deben ser nunca mayores que un cierto valor estipulado, independientemente de la carga que alimente el transformador. Esto es importante ya que generalmente es difícil de predecir la carga promedio sobre una base diaria, estacional o sobre su ciclo de vida. Con este sistema se garantiza un nivel de rendimiento mínimo, cualquiera que sea el nivel de carga aplicado al transformador.

Sin embargo, también es cierto que una vez que los requisitos de pérdidas en vacío y carga han sido establecidos, se obtiene implícitamente un punto de rendimiento óptimo para el que el costo de la fabricación de la máquina es mínimo. Si la carga correspondiente a este punto de rendimiento óptimo y de mínimo costo de fabricación no coincide con la carga real de la máquina una vez conectada a la red eléctrica, se pierde un potencial ahorro de energía. Por esta razón, los reguladores deben ser cuidadosos con la definición de este punto para asegurar que los requisitos propuestos no fomentan que el máximo rendimiento esté lejos de los valores típicos de mercado.

Otro inconveniente de especificar las máximas pérdidas en vacío y en carga por separado es que se reduce la flexibilidad del diseñador para una asignación de pérdidas en vacío y en carga que suponga un transformador con un coste inicial menor. Esta cuestión tiene su importancia por la variabilidad del precio de las materias primas que constituyen el transformador y afectan a las pérdidas. Una consecuencia de este tipo de política podría ser que se favorezca a determinados materiales frente a otros. Sin embargo, este problema se puede mitigar si se capitalizan las pérdidas en el proceso de licitación del transformador, considerando el costo del kilovatio perdido en el hierro y el cobre. Esto dará como resultado un equilibrio óptimo entre las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga, siendo ambas menores que los valores máximos permitidos.

3.4.2. Máximas pérdidas combinadas

Una alternativa a la separación de límites distintos para las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga sería combinar las pérdidas totales en un solo valor. Este valor combinado sigue siendo una medida de los vatios perdidos en el funcionamiento de la máquina, sin embargo no tiene dependencia de la tecnología utilizada. Esta característica permite a los fabricantes una mayor flexibilidad en sus diseños, dividiendo el nivel de pérdidas permitido entre carga y vacío de forma que el transformador tenga el menor coste inicial para sus clientes. Este enfoque basado en usar un valor de pérdidas máximo combinando las componentes de carga y vacío ha sido utilizado en Japón en el Programa Top Runner.

Este sistema tiene como inconveniente que requiere que el regulador seleccione un punto de carga en el que se realiza la medición de las pérdidas (por ejemplo, 50%, 100%). El nivel de carga determinado por las autoridades puede que no represente el nivel de carga promedio durante la vida útil del transformador. En este caso, el nivel de carga elegido tendrá también asociado un coste mínimo de fabricación, que puede ser óptimo o no en un mercado concreto. Si el nivel de carga legalmente establecido no coincide con la carga real de la instalación alimentada por el transformador de mínimo coste, el rendimiento óptimo de esta máquina no coincidirá con la carga de la instalación, lo que significará que no se alcanzará el ahorro energético previsto.

Como en el caso anterior, este problema se puede mitigar si se capitalizan las pérdidas en el proceso de licitación del transformador, considerando el costo del kilovatio perdido en el hierro y el cobre. Esto dará como resultado un equilibrio óptimo entre las pérdidas en vacío y las pérdidas en carga, siendo ambas menores que los valores máximos permitidos.

3.4.3. Eficiencia porcentual

La eficiencia porcentual es la opción regulatoria que ha sido implementada por Australia, Corea y EEUU. Es una técnica similar al valor combinado de pérdidas en carga y en vacío, ya que se basa en un único valor para limitar las pérdidas en transformadores. Las pérdidas totales se obtienen a partir de la potencia de la máquina, y la eficiencia porcentual se calcula como el ratio entre potencia de suministrada o de salida y la potencia consumida o de entrada. La ventaja de usar la eficiencia en lugar de las pérdidas máximas es que es una medida independiente de la tecnología empleada, lo que permite tener flexibilidad a la hora de elegir materiales y métodos de diseño en la fabricación del transformador. Este enfoque permite también a los ingenieros que participan en el diseño decidir qué porcentaje de las pérdidas de la máquina corresponden al funcionamiento en carga o en vacío, fabricando una unidad optimizada según los requerimientos del cliente. Por otro lado, la eficiencia porcentual tiene el inconveniente de que debe ser definida para un nivel de carga específico, y como ya se comentó anteriormente existe siempre incertidumbre sobre el nivel de carga en que trabajará el transformador durante su vida útil

Es importante remarcar que las pérdidas de energía anual en un transformador concreto dependen de la forma de la curva de carga y no sólo de un punto de operación específico o de un factor de carga promedio. Para un mismo punto de funcionamiento, o nivel de carga promedio, pueden existir infinitas formas de la curva de carga, y por lo tanto, las pérdidas acumuladas en un transformador para cada curva de carga serán diferentes. En este sentido, aunque esta técnica de evaluación de la eficiencia de transformadores es flexible tanto en la elección de los materiales como en las combinaciones de pérdidas en vacío y en carga, puede que los usuarios finales no minimicen los costes del ciclo de vida de la máquina si sólo se tiene en cuenta la eficiencia energética a un determinado factor de carga.

Por esta razón, si se desea maximizar el ahorro de energía. hay que tener en cuenta que no se puede intentar simplemente minimizar el coste de adquisición del transformador, es necesario aproximar su punto de carga óptimo con la carga promedio en el punto de instalación dentro de la red eléctrica. Por lo tanto, para minimizar el coste total que supone la propiedad de la máquina a lo largo de su vida útil, la adquisición de un transformador debe tener en cuenta el coste por kilovatio de las pérdidas en el núcleo y los devanados.

3.4.4. Índice de eficiencia máxima

El índice de eficiencia máxima (PEI) es una magnitud sin unidades que se desarrolló para grandes transformadores de potencia en el proceso de generación de la legislación Europea sobre Ecodiseño. Este índice también combina pérdidas en vacío y en carga, pero la ecuación se plantea de manera que no se requiere especificar un punto de carga concreto. En su lugar, el índice se define para el punto donde las pérdidas en vacío son iguales a las pérdidas en carga.

Este enfoque presenta una ventaja sobre las otras técnicas y es que no requiere especificar un punto de carga. Sin embargo, también podría dar lugar a un nivel de pérdidas mayor del

esperado si los diseños de transformadores se realizan en puntos de carga que representan el mínimo coste de fabricación, pero que no son necesariamente representativos de los niveles de carga reales que experimentan las máquinas en la red de eléctrica. En este sentido, las normas que IEC y CENELEC están elaborando en este campo aconsejan que el nivel de carga o el costo por kilovatio de pérdidas en el núcleo y en los devanados esté también incluido en el proceso de licitación. De esta manera las pérdidas que se combinan para determinar el PEI se pueden optimizar para la aplicación concreta de la máquina.

El rendimiento de un transformador, en cualquier punto de funcionamiento, se puede calcular como:

$$\eta = 1 - \frac{P_0 + C^2 \cdot P_{sc}}{P_2 + P_0 + C^2 \cdot P_{sc}} \quad [3.1]$$

Donde:
- P_0 corresponde a las pérdidas en vacío
- P_2 corresponde a la potencia de salida
- C corresponde con el índice de carga
- P_{sc} corresponde con la potencia de cortocircuito.

Las pérdidas en carga, P_k, se pueden obtener mediante la expresión:

$$P_k = C^2 \cdot P_{sc} \quad [3.2]$$

Y la potencia de salida se puede calcular como:

$$P_2 = C \cdot S_2 \cdot \cos\varphi_2 \quad [3.3]$$

Donde:
- S_2 es la potencia aparente de salida.
- $\cos\varphi_2$ es el factor de potencia de la carga.

El rendimiento alcanza su valor máximo, η_{max}, cuando las pérdidas en carga son iguales a las pérdidas en vacío. Este punto de funcionamiento se corresponde con el índice de carga óptimo, C_{opt}, (Kulkarni et al., 2004):

$$\eta_{max}(C_{opt}) \rightarrow P_k = P_0 = C_{opt}^2 \cdot P_{sc} \quad [3.4]$$

$$C_{opt} = \sqrt{\frac{P_0}{P_{sc}}} \quad [3.5]$$

Sustituyendo el índice de carga por su valor óptimo en la Ec. 3.1, es posible determinar el máximo rendimiento en un transformador. Si además se considera un factor de potencia unidad, se podría comparar en términos de rendimiento una población de transformadores específica.

$$\eta_{max} = 1 - \frac{2P_0}{C_{opt} \cdot S_2 + 2P_0} \quad [3.6]$$

Por lo tanto, el rendimiento máximo se puede determinar conociendo las pérdidas sin carga, las pérdidas en el ensayo de cortocircuito, la potencia aparente y el factor de potencia (que se considera la unidad en la Ec. 3.6.

Este enfoque es útil cuando se compara la eficiencia energética de grandes máquinas de distribución con diferente tensión primaria, siendo aplicable en estudios energéticos de flotas de transformadores. Por lo tanto, este método se centra en el diseño específico de cada unidad en términos de pérdidas.

En los cálculos de eficiencia realizados en esta tesis se considera que las pérdidas del sistema de refrigeración (ventiladores) están incluidas en P_0 cuando no hay carga, e incluidas en P_k cuando el transformador funciona al máximo rendimiento.

3.5. Los estándares de eficiencia de transformadores

El rendimiento del transformador se mide a través de ensayos descritos en normas o estándares. Éstos delimitan claramente las condiciones de ensayo para asegurar que la medida del rendimiento energético es precisa, consistente, fiable y repetible. Existen dos importantes organismos de normalización internacional que han generado estándares para la medición de las pérdidas: la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) y el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE). La IEC ha desarrollado, publicado y mantiene aproximadamente 19 normas de la serie IEC-60076, además de varias normas sobre cambiadores de tomas, terminales y transformadores convertidores. El IEEE, con sede en EEUU, cuenta con más de 80 normas y guías que cubren el área de transformadores.

Al medir el rendimiento del transformador, la mayoría de los países que participan activamente en la promoción de los transformadores energéticamente eficientes utilizan la norma IEC-60076. Se debe mencionar que algunos gobiernos han hecho ligeras modificaciones a las normas IEC debido a requisitos específicos de sus redes eléctricas. Entre los países que utilizan las normas IEC en sus programas y políticas de eficiencia energética en transformadores están: Australia, Brasil, China, Europa, India, Israel, Japón, México, Nueva Zelanda, la República de Corea y Vietnam. Los estándares IEEE, por el contrario, se utilizan sobre todo en EE.UU. y Canadá.

Aunque estas normas son gestionadas por diferentes instituciones, no son muy diferentes en la forma en que se miden y definen el rendimiento del transformador. Para evitar esta duplicidad de esquemas regulatorios, IEC y IEEE han creado conjuntamente un proyecto de estándar único con doble logo en sus normas sobre transformadores y otros productos eléctricos. Se espera que en el futuro, IEC y IEEE priorizarán la medición de pérdidas dentro del sistema de doble logo y acelerar así la armonización en la estandarización de la definición de eficiencia energética en transformadores.

CAPÍTULO 4

Aspectos económicos

4. Aspectos económicos

Las pérdidas en un transformador se dividen en tres componentes: pérdidas en vacío, pérdidas en carga y pérdidas de refrigeración (Georgilakis, 2011; IEEE Standard, 1991). La evaluación del ciclo de vida de los transformadores debe considerar los costos asociados con las pérdidas (Villén et al., 2013). En este sentido, la reducción de cualquiera de las pérdidas mejora la eficiencia de los transformadores (Morin et al., 2014).

Aunque sería un enfoque económicamente viable, no todas las compañías eléctricas adoptan en la adquisición de transformadores el criterio de minimizar el coste total de propiedad (TOC). Dentro de él se consideran el precio de compra, el costo de instalación, el coste de operación, incluida la energía, y el mantenimiento (Susnjic et al., 2008). Se podría decir que este parámetro sirve para fomentar el desarrollo de modelos de optimización matemáticos que ayuden a encontrar la mejor configuración de transformador, así como para optimizar los costes de materiales, la mano de obra utilizada, las técnicas de fabricación y los materiales utilizados en la construcción del núcleo (Lamas, 2013; Olivares, 2004).

4.1. Coste del ciclo de vida

En principio, al comparar las opciones de adquisición de transformadores se debiera tener en cuenta el coste total durante la vida útil del transformador, es decir, el coste total de propiedad. Un proceso de adquisición óptimo tendría como objetivo minimizar el TOC, teniendo en cuenta los costes operacionales inherentes al diseño del transformador, su perfil de uso y el precio de compra (Morin et al., 2014; Amoiralis et al. 2007), Figura 4.1.

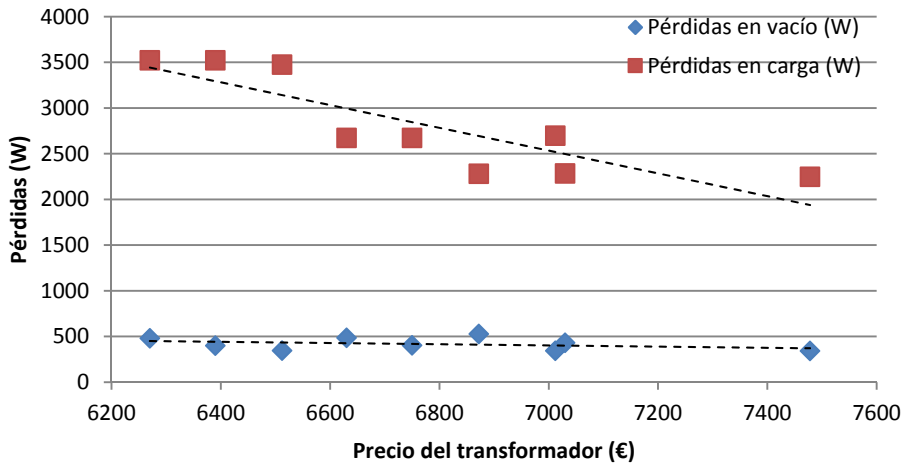


Figura 4.1. Precio de compra transformadores de 160 kVA versus nivel de pérdidas (Amoiralis et al. 2007).

El TOC consta de varios componentes, algunos de los cuales tienen cierta incertidumbre en su estimación: precio de compra, costo de instalación, valor de las pérdidas de energía, costes de mantenimiento, costes de desmantelamiento, valor residual de los materiales (cobre, acero, aluminio). Excepto en el caso de transformadores refrigerados con PCBs, los dos últimos conceptos son relativamente insensibles al tipo y diseño del transformador, y en consecuencia, rara vez se tienen en cuenta. El precio de compra y el valor de las pérdidas de energía son los dos factores clave que afectarán al TOC. El costo de instalación también se convertirá en un factor importante, especialmente cuando se reemplazan unidades obsoletas y el transformador cambia de manera significativa sus dimensiones físicas o su peso.

En este punto vale la pena considerar la importancia del valor de las pérdidas de energía dentro del TOC. La Figura 4.2 muestra que el valor de la suma de las pérdidas para un transformador de eficiencia estándar (en acero al silicio) es muy similar al precio de compra. Para una máquina equivalente de alta eficiencia (en acero amorfo) el coste de adquisición es mayor, pero las pérdidas caen drásticamente, obteniéndose un beneficio de aproximadamente 18%. Los períodos de recuperación de una inversión en transformadores de alta eficiencia están típicamente en el rango de 2 a 5 años (UNEP 2011); para una máquina con una vida útil promedio de más de 30 años, el 83% de este periodo supone una ganancia neta. Estas cifras suponen un ejemplo que ilustra el beneficio que producen los transformadores de alta eficiencia, sin embargo, cada decisión de adquisición debe ser evaluada dentro de las circunstancias concretas.

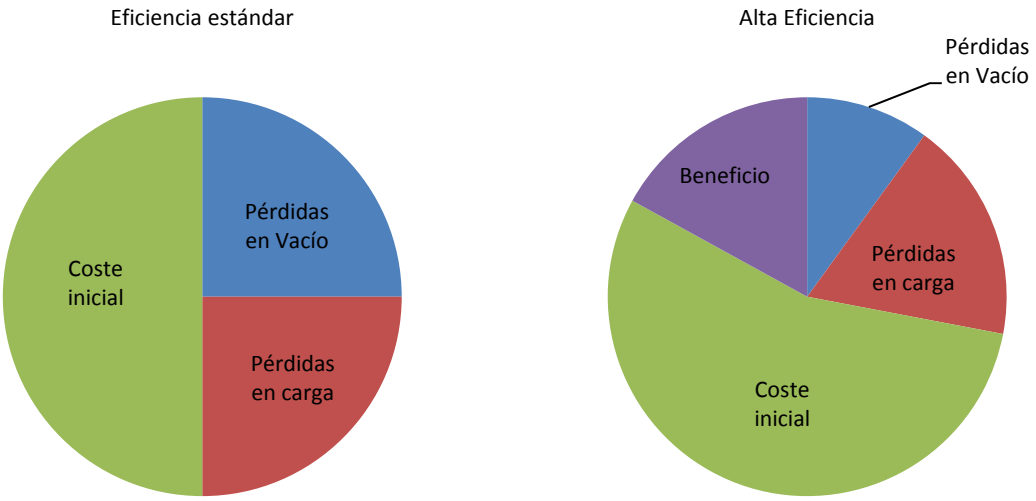


Figura 4.2. Distribución de los componentes del TOC para un transformador de eficiencia estándar y un transformador de alta eficiencia (UNEP 2011).

4.1.1. Cálculo del TOC

Diferentes autores han definido técnicas de evaluación de las pérdidas (Pezzini et al., 2010; Georgilakis et al., 2011; Morin et al., 2014; Susnjic et al., 2008; Olivares et al., 2004; Escarela-Perez et al., 2008; Al-Anbarri et al., 2003; Olivares et al., 2002). Aunque estas técnicas de

evaluación son similares, hay cambios importantes a la hora de definir y evaluar el coste o la carga (Susnjic et al., 2008). Algunos de estos trabajos han tenido en cuenta el perjuicio socio-ambiental causado por las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. A continuación se presenta la metodología de valoración de pérdidas más comúnmente aceptada.

Para incluir el costo total de las pérdidas en la decisión de compra de un transformador, se calculan los costes anuales de las pérdidas en vacío y en carga (conocidos como factores NLL no load losses y LL load losses). Estos factores representan un valor actual neto de las pérdidas futuras considerando la vida útil del transformador. Después los factores se multiplican por las pérdidas y se añaden al precio de compra de la máquina, obteniendo el TOC.

El valor actual neto de las pérdidas (o coste total de capitalización de las pérdidas; CL) se calcula a partir de la Ec. 4.1.

$$CL = E \cdot C \cdot ((1+i)^n - 1)/(r \cdot (1+i)^n) \qquad [4.1]$$

donde:

E es la energía total pérdida
C es el coste promedio por kWh
i es la tasa de interés
n son los años de vida útil del transformador

Aunque la evolución futura del perfil de carga y de los precios de la energía no se conoce con exactitud, el uso de las líneas de tendencia puede dar buenas estimaciones del coste total de las pérdidas.

Cuando se comparan tecnologías similares, los costes de instalación, mantenimiento y desmantelamiento no variaran mucho entre diferentes diseños, por lo que la ecuación se puede simplificar dejándolos fuera del cálculo. En este caso en el cálculo del TOC sólo incluiría el precio de compra del transformador y el CL. Y se realiza de acuerdo a la Ec.4.2.

$$TOC = PP + CL = PP + NLL \cdot (P_0 + P_{c0}) + LL \cdot (P_k + P_{cs} - P_{c0}) \qquad [4.2]$$

donde:

PP es el precio de compra del transformador, en €
NLL es el coste asignado a las pérdidas en vacío, en €/kilovatio
P_0 son las pérdidas en vacío, en kilovatios
P_{c0} es la potencia de refrigeración necesaria para la operación en vacío, en kilovatios
LL es el coste asignado a las pérdidas en carga, en €/kilovatio
P_k son las pérdidas en carga en kilovatios a plena carga, en kilovatios
P_{cs} es la potencia de refrigeración total necesaria para operar a plena carga, en kilovatios

Los factores NLL y LL dependen de otras variables, como la carga prevista en el transformador y los precios de la energía. Ambos factores llevan asociado un cierto grado de incertidumbre; además hay que estimar la tasa de interés y el ciclo de vida de la máquina. Por lo tanto, la determinación de NLL y LL se convierte en una tarea compleja. El factor NLL por lo general tienen un valor de entre 1 y 10 € por vatio y el factor LL suele variar entre 0,2 y 5 € por vatio.

(Targosz et al., 2012) presentó una forma relativamente sencilla de calcular NLL y LL para transformadores de distribución. Para ello utilizaba las Ecs. 4.3 y 4.4 para las capitalizaciones de las pérdidas en vacío y en carga respectivamente.

$$NLL = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{kWh} \cdot 8760 \quad [4.3]$$

$$LL = \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \cdot C_{kWh} \cdot 8760 \cdot \left(\frac{I_i}{I_r}\right)^2 \quad [4.4]$$

donde:

C_{kWh} es el valor de las pérdidas en la mitad de la vida (€/kWh), no considera los efectos de la inflación
8760 el número de horas en un año (h/año)
I_i es la corriente de carga (en amperios)
I_r es la corriente nominal (en amperios).

Por lo general, la carga de un transformador se puede dividir entre la carga constante (presente durante todo el año), y carga variable (depende de las condiciones ambientales y puede estar presente sólo parte del tiempo). En estas fórmulas se supone que tanto los precios de la energía como el nivel de carga permanecen constantes durante la vida útil del transformador. En otro caso, se debe considerar una corrección en función del aumento de la carga (Susnjic et al., 2008).

El comprador de transformadores debe proporcionar los factores NLL y LL a los fabricantes durante la licitación del pedido. Estos factores influirán en los diseños de transformadores resultantes con el objetivo de conseguir el TOC más bajo y un rendimiento óptimo en la red eléctrica donde se conecte. Como ya se comentó anteriormente, el inconveniente de este proceso es la incertidumbre en torno a la predicción de los futuros perfiles de carga y de los costes de la electricidad. Por otra parte, estos esfuerzos de optimización dependen de los precios de materiales, particularmente de los materiales activos, es decir, de conductores y del núcleo. Por lo tanto, la optimización se debe adaptar en el caso de volatilidad en los precios de materiales, como el aluminio y el cobre en los bobinados, o los núcleos magnéticos de altas y bajas pérdidas.

4.1.2. Determinación de los factores que afectan al TOC

El TOC sirve para reducir al mínimo la inversión total a lo largo de la vida útil de un transformador, lo que permite a las compañías eléctricas y a los usuarios industriales de transformadores maximizar sus ahorros de energía al menor coste. Sin embargo, la evaluación requerirá definir una serie de cuestiones como paso previo a la redacción del pliego de condiciones:

1) ¿A qué precio se debe evaluar la energía perdida?

   La compañía eléctrica debe determinar el coste de oportunidad, es decir, el valor del coste del suministro (el coste de generación más el coste de transmisión de las pérdidas a ese punto de la red de distribución). También se podrían atribuir costes separados a las pérdidas en vacío y en carga, de forma que se reflejen los diferentes costos asociados con el mix de generación para los dos tipos de pérdidas.

2) ¿Cuál es el nivel de carga que se debe considerar?

   El nivel de carga utilizado en el cálculo presenta variaciones, tanto a lo lardo del día como del año. También variará durante la vida útil del transformador, ya que la carga dependerá de lo que esté sucediendo con la economía de la zona en la que da servicio. En general, los encargados de realizar las especificaciones para la compra de transformadores intentan estimar el nivel de carga promedio durante el año y usan este valor como base de sus cálculos. Sin embargo, si se dispone de datos suficientes, se podría hacer un análisis más detallado en términos de carga mensual o incluso semanal.

3) ¿Qué tipo de interés se debe utilizar para inversiones futuras?

   La empresa debe utilizar el mismo tipo de interés que se aplica a todas las decisiones de inversión que hace en su capital social. En general, la tasa de interés de un negocio tiende a ser más alta que la tasa de interés estatal. Esto se debe a que un negocio incluye el coste de aumentar la financiación y también los costes de oportunidad que suponen la utilización de estos fondos en otras áreas del negocio donde podrían producir un mayor retorno.

4) ¿Qué tasas de interés se debe aplicar en la compra?

   Las tasas de interés utilizadas en la financiación de una adquisición de bienes deben estar vinculadas a las tasas de interés pagadas por que el capital. Por lo general se utiliza el coste promedio ponderado del capital, WACC, ya que este representa la proporción entre los costes del capital y la deuda del negocio. Dependiendo de la situación de la empresa que realiza la compra, las tasas de interés pueden ser bastante bajas, lo que reflejaría una inversión menos arriesgada.

   Dependiendo del marco regulatorio, el WACC a aplicar por las compañías eléctricas se puede determinar por el regulador, y es el retorno que el gobierno marca a las inversiones realizadas por las compañías eléctricas. Sin embargo, cuando este parámetro no está regulado, es probable que el nivel de las tasas de interés asumidas por las compañías eléctricas sea diferente de los que un regulador podría considerar más apropiados.

4.2. Análisis económico de la reducción de pérdidas

A lo largo de este apartado se analizará el beneficio que se puede esperar cuando se utilizan transformadores de eficiencia mejorada. Se resume un estudio del Lawrence Berkeley National Laboratory que considera el coste de la energía conservada como forma alternativa de valorar el uso de transformadores con menos pérdidas. También se analiza el caso de Indonesia, para observar los efectos del control de pérdidas a escala de país. Finalmente, se considera el coste marginal de largo plazo de las pérdidas en la red, como forma de encuadrar la inversión en infraestructura que supone la instalación de nuevo transformador con una vida útil de 30 años o mayor.

4.2.1. Las tasas de retorno de los transformadores de alta eficiencia

La Tabla 4.1 resume las pérdidas, los precios, el ahorro de energía, los períodos de amortización y tasa interna de retorno, TIR, para una serie de diseños de transformadores trifásicos de distribución de 400 kVA e inmersos en aceite (VITO 2011). Las clases de eficiencia de estos transformadores van desde uno relativamente ineficiente DoCk (es decir, "caso base") hasta diseños altamente eficientes que incorporan núcleos de metal amorfo y bobinas de cobre de bajas pérdidas. En la tabla se han considerado las pérdidas a carga nominal, 100%, los kWh utilizados anualmente asumiendo una carga promedio del 40%, el coste de la electricidad de 0,07€ por kWh y diseños de transformador que incorporan núcleos amorfos.

Tabla 4.1. Ahorro de energía y rentabilidad para transformadores trifásicos de 400kVA (VITO 2011)

Combinación de pérdidas	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Precio (€)	kWh al año	Ahorro anual kWh	Ahorro (€/año)	Amortización (años)	TIR (%) 25 años
DoCk	750	4600	6122	13017				
CoCk	610	4600	6428	11791	1226	86	3.6	39%
BoBk	520	3850	7285	9951	3066	215	5.4	22%
AoCk	430	4600	7102	10214	2803	196	5	25%
AoAk	430	3250	8693	8322	4695	329	7.8	14%
ADMT-Ck4	196	4554	8632	8100	4918	344	7.3	15%
ADMT-Bk4	219	3898	10040	7382	5635	394	9.9	10%
ADMT-Ak4	219	3324	10714	6577	6440	451	10.2	10%
ADMT-Ak+4	216	2508	12918	5407	7610	533	12.8	7%

La Tabla muestra que el periodo de amortización para la compra del transformador más eficiente es considerablemente más corto que la vida útil del transformador (por lo general mayor de 30 años). Si un cliente decide comprar un transformador AoAk en lugar de una unidad DoCk, podría disfrutar de un TIR del 14% y un período de amortización de 7,8 años. Durante los siguientes 25 años de vida útil, se ahorraría dinero. Cabe señalar que incluso el diseño más eficiente, que cuesta el doble que el transformador de referencia, logra amortizarse, en este caso en 12,8 años.

Teniendo en cuenta el relativamente bajo riesgo de invertir en un transformador de alta eficiencia energética, estos datos económicos hacen atractiva la eficiencia para empresas comerciales e industriales, así como para los operadores de redes de distribución pública. Sin embargo, en el caso de gestores de redes eléctricas públicas, cabe también la posibilidad de que estos datos no supongan un incentivo para invertir en máquinas eficientes, ya que las pérdidas pasan simplemente a la factura de la electricidad del usuario final.

4.2.2. Impacto económico

Mientras desde el punto de vista de una compañía eléctrica, o un comprador industrial, el objetivo económico es minimizar el TOC de un transformador, desde una perspectiva social se pueden considerar otros factores, tales como el valor de externalidades. Esta aproximación permitirá evaluar más correctamente y a más largo plazo el verdadero valor económico de esta inversión de capital en la sociedad.

Mientras que el TOC es una métrica apropiada para que los compradores de transformadores evalúen la adquisición de transformadores individuales, a nivel nacional es apropiado comparar la inversión agregada en la reducción de pérdidas considerando el suministro y la demanda de electricidad. El Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL, realizó un análisis económico de la eficiencia del transformador en las economías de la agrupación Asia-Pacific Economic Cooperation, APEC. En este análisis se optó por utilizar el coste de la energía conservada, CCE, como métrica de eficiencia, ya que permite una fácil identificación de los mayores ahorros de energía que suponen un ahorro neto para los consumidores (Letschert et al. 2013). El CCE representa la cantidad que un usuario final debe pagar en términos de incremento anual de la inversión en equipos por cada unidad de energía que se ahorra mediante la adquisición de máquinas de mayor eficiencia. Su cálculo requiere en primer lugar la definición de los niveles de eficiencia origen y objetivo.

- **Cálculo del coste de la energía conservada**

Para la determinación del CCE se divide el incremento del coste anual en equipos entre la energía ahorrada en un año, lo que da la inversión necesaria por unidad de ahorro de energía (US$/kWh), Ec. 4.5:

$$CCE = \frac{\Delta EC}{\Delta UEC} \cdot q \qquad [4.5]$$

donde:

ΔEC es el incremento del coste de la máquina entre tecnología de alta eficiencia y tecnología básica

ΔUEC es la variación en la unidad de consumo de energía (UEC), es decir, ahorro anual de energía en kWh. Se calcula a partir de las pérdidas en carga, las pérdidas en vacío, P0, la carga del transformador en condiciones de servicio estándar, β, y el número de horas en un año, 8760, Ec. 4.6:

$$UEC = (P_0 + P_k \times \beta^2) \times 8760 \qquad [4.6]$$

q es el factor de recuperación del capital, definido como

$$q = \frac{d}{1-(1+d)^L} \qquad [4.7]$$

en la que:

- L es la vida útil de la máquina, es decir, el número medio de años que una unidad se utiliza antes de su rotura o jubilación (el análisis del LBNL utiliza una vida constante de 32 años en todas las economías)
- d es la tasa de interés que las empresas utilizan en sus inversiones.

En ausencia de datos específicos de un país, se utilizaron las tasas de interés propuestas por la International Energy Agency, IEC, para la generación de energía en economías desarrolladas es el 5%, y en economías en desarrollo el 10% (WEO 2010).

- **Definición eficiencia base**

La determinación del CCE requiere el conocimiento de la eficiencia base de la tecnología que comúnmente se adquiere en la economía considerada. Si un país tiene implantado un MEPS de carácter obligatorio, éste servirá para determinar el nivel de eficiencia base. Sin embargo, si el país nunca ha regulado sobre la eficiencia de transformadores, la información sobre la eficiencia base puede ser difícil de obtener. Antes de la adopción de un esquema MEPS en China y los EE.UU. se realizó un análisis de la eficiencia de sus transformadores de distribución. Como se puede ver en la Tabla 4.2 las eficiencias base pre-MEPS son muy similares en los dos países y por lo tanto estos niveles podrían servir como una primera estimación razonable de los niveles de eficiencia base de otros países que aún no han adoptado un MEPS o políticas similares.

Tabla 4.2. Eficiencia base en transformadores antes del primer MEPS en China y los EE.UU., a 50% de carga. (Letschert et al., 2013)

	Monofásicos		Trifásicos	
	50 kVA	**25 kVA**	**150 kVA**	**1500 kVA**
China	98.50%	98.20%	98.50%	98.70%
EE.UU.	98.60%	98.20%	98.40%	98.90%

- **Los niveles de eficiencia**

La evaluación económica del LBNL en 20 economías de APEC considera cuatro tipos de transformadores de distribución, que pueden representar el mercado de transformadores de distribución inmersos en líquidos dieléctricos. Estas cuatro categorías se denominan “líneas de diseño”, DL, y fueron definidas en el proceso de regulatorio implementado por el Departamento de Energía de los EE.UU:

- DL 1: 25 kVA, monofásico, tanque rectangular
- DL 2: 50 kVA, monofásico, tanque redondo
- DL 3: 150 kVA, trifásico
- DL 4: 1500 kVA, trifásico

Tabla 4.3. Distribución del nivel de eficiencia de transformadores según línea de diseño. (Letschert et al., 2013)

Nivel de Eficiencia	DL1	DL2	DL3	DL4
EL0 Base	98.60%	98.20%	98.40%	98.90%
EL1 Intermedio	98.82%	98.48%	98.74%	99.20%
EL2 US MEPS 2016	99.10%	98.95%	99.16%	99.48%
EL3 Intermedio	99.30%	99.21%	99.38%	99.59%
EL4 Máximo 2013	99.50%	99.47%	99.60%	99.69%

Estos tipos de transformadores son comunes en todo el mundo. La Tabla 4.3 muestra un conjunto de niveles de eficiencia representativos, definidos como EL0 a EL4, para cada una de las líneas de diseño. Estos niveles se utilizan para evaluar el ahorro potencial de cada país y para facilitar la comparación entre economías.

Tabla 4.4. Estimación de la distribución de pérdidas y potencial ahorro mediante transformadores eficientes en 20 países pertenecientes a APEC. (Letschert et al., 2013)

	Impacto en 2030				Impacto acumulado 2016-30		Beneficio ($x\ 10^6$ $)
	Pérdidas (GWh)	Ahorro de Energía (GWh)	Reduc.	Reducción emisiones CO_2 (Mt)	Ahorro de energía (TWh)	Reducción emisiones CO_2 (Mt)	
Australia	9402	2759	29%	2,3	21,5	18,1	1982
Brunei	63	19	30%	0	0,1	0,1	43
Canada	10058	1464	15%	0,3	11,4	2,1	463
Chile	3254	1248	38%	0,5	9,2	3,8	724
Hong Kong	586	95	16%	0,1	0,7	0,5	15
Indonesia	7913	2361	30%	1,7	14,9	10,6	1634
Japan	15492	2558	17%	1,1	20,5	8,6	1330
Malasia	4516	1957	43%	1,4	14,7	10,7	2320
Mexico	6295	1434	23%	0,7	10,8	4,9	833
Nueva Zelanda	455	153	34%	0	0,3	0,2	152
Papua N.Guinea	156	47	30%	0	0,3	0,2	65
Peru	1646	392	24%	0,1	2,7	0,8	130
Filipinas	2230	665	30%	0,3	4,5	2,2	619
Rusia	22031	6574	30%	4,2	47,2	30,1	3184
Singapur	814	243	30%	0,1	1,8	0,9	180
Corea	7354	1325	18%	0,7	10	5,4	514
Taipei	4562	1183	26%	0,9	8,9	6,9	214
Tailandia	4980	1491	30%	0,8	10,3	5,3	1066
EE.UU.	51117	3138	6%	1,6	24,8	12,9	2604
Vietnam	4008	1107	28%	0,5	6,9	3	460
Total	**156932**	**30212**	**19%**	**17,3**	**221,5**	**127,3**	**18532**

Las conclusiones del análisis del LBNL se resumen en la Tabla 4.4. La adopción de transformadores de distribución con el nivel de eficiencia más rentable en términos de CCE y con el respaldo de etiquetas de eficiencia podría producir los siguientes resultados:

- Consumo de electricidad en el año 2011 = 8.745 TWh
- Pérdidas T & D en 2011 = 601,0 TWh
- Pérdidas T & D = 6,9%

- Pérdidas en distribución como porcentaje de las pérdidas T & D = 26%
- Pérdidas en distribución en 2030 = 158,9 TWh
- Ahorro de electricidad en 2030 a través de MEPS = 30,2 TWh
- Ahorro de electricidad en 2030 a través de las etiquetas de eficiencia = 14,7 TWh
- Reducción promedio de pérdidas en distribución = 26%
- Ahorro sobre el total de las pérdidas en transformadores de distribución = 28%.

El beneficio financiero de adoptar MEPS en estas economías sería en 2030 de 18.500 millones de dólares. Se debe subrayar que esta cantidad no tiene en cuenta el valor adicional que supone la reducción de las emisiones de CO_2 y otros contaminantes.

4.2.3. Caso de estudio

Indonesia fue una de las economías evaluadas en este estudio y sirve como buen ejemplo de los resultados esperables cuando se aplican medidas de control de las pérdidas en transformadores de potencia a escala nacional. La Tabla 4.5 resume los datos de partida necesarios para el estudio del caso de Indonesia, y la Tabla 4.6 presenta los resultados obtenidos para las cuatro líneas de diseño representativas de transformadores de distribución.

Tabla 4.5. Resumen de datos de Indonesia en 2010. (Letschert et al. 2013)

	Valor
Electricidad total distribuida	160 TWh
Capacidad de transformadores de distribución	40000 MVA
Stock	0,55 million
Factor de carga promedio	50%
Capacidad promedio	73 kVA
Ventas anuales	17400 units
Tasa de interés del consumidor	10%
Tasa de interés nacional	5%
IVA	10%
Coste de la generación de electricidad	0,12 $/kWh
Factor de emisiones de CO_2	0,709 kg/kWh
Factor de emisiones de SO_2	1,674 g/kWh
Factor de emisiones de NOx	0,807 g/kWh
Coste laboral	3 $/hora

Se puede observar que el CCE promedio, resultante de la adopción de transformadores eficientes, se sitúa entre 0,05 y 0,068 dólares por kWh, lo que está muy por debajo del precio de mercado de la electricidad 0,12 $/kWh. La eficiencia media de los transformadores de distribución de bajas pérdidas es entre 0,7% y 1,5% superior a la de la máquina de referencia,

lo que conduce a pérdidas de energía que varían entre aproximadamente la mitad y un tercio de los niveles de referencia, con una reducción promedio de las pérdidas de 63% para todos los tipos de transformadores de distribución.

Tabla 4.6. Análisis coste-beneficio de las líneas de diseño típicas de Indonesia. (Letschert et al. 2013)

	Monofásico		Trifásico	
	50 kA (DL 1)	25 kVA (DL 2)	150 kA (DL 4)	1500 kVA (DL5)
Eficiencia (%)				
Referencia	98,5	98	98,3	99
Objetivo	99,5	99,5	99,6	99,7
Pérdidas (kWh/year)				
Referencia	3241	2225	11292	69046
Objetivo	1139	911	4722	20866
Precio (US$)				
Referencia	776	419	1736	9988
Objetivo	2001	1271	4882	34164
CCE (US$)	0,061	0,068	0,05	0,053

La Tabla 4.7 muestra las cuotas de mercado y las potencias promedio utilizadas para escalar los resultados a nivel nacional. La tabla también incluye las UEC escaladas y los precios. Cuando estos ahorros se escalan hasta el nivel nacional de Indonesia, se producen para los años 2020 y 2030 los resultados que se muestran en la Tabla 4.8.

Tabla 4.7. Cuota de mercado, UEC y precio para las líneas de diseño en Indonesia. (Letschert et al., 2013)

	DL 1	DL 2	DL 4	DL 5
Cuota de mercado (%)	24.9	68.3	4.6	22
Capacidad promedio (kVA)	46	26	256	1451
UEC escalado (kWh/year)				
Referencia	3053	2281	16837	67346
Objetivo	1073	934	7040	20353
Precio escalado (US$)				
Referencia	731	430	2589	9742
Objetivo	1885	1303	7279	33323

Tabla 4.8. Análisis de resultados para Indonesia en 2020 y 2030. (Letschert et al., 2013)

Impacto anual	Año	MEPS	Programa de Etiquetado
Ahorro Energía (GWh)	2020	454	181.6
	2030	2361	1104
Reducción emisiones CO_2 (Mt)	2020	0,3	0,1
	2030	1,7	0,8
Reducción emisiones SO_2 (kt)	2020	0,8	0,3
	2030	4	1,8
Reducción emisiones NOx (kt)	2020	0,4	0,1
	2030	1,9	0,9
Impactos acumulados			
Ahorro Energía (GWh)	2020	1267	466,3
	2030	14917	6675,7
Reducción emisiones CO_2 (Mt)	2020	0,9	0,3
	2030	10,6	4,7
Reducción emisiones SO_2 (kt)	2020	2,1	0,8
	2030	25	11,2
Reducción emisiones NOx (kt)	2020	1	0,4
	2030	12	5,4
Ahorro coste operación (x 10^6 $)		2186,8	1014,2
Coste equipamiento (x 10^6 $)		553,2	259
CTCpérdidas (x 10^6 $)		1633,6	755,2

4.2.4. El coste real de las pérdidas del transformador

De la misma forma que las evaluaciones basadas en el CCE, las evaluaciones a nivel nacional son también informativas. Éstas no reflejan necesariamente la motivación y el proceso de toma de decisiones de las empresas eléctricas. Para estas entidades, el costo de las pérdidas puede ser un dato importante para las actividades de planificación, diseño y operación, dependiendo de cómo están incentivadas áreas con respecto a las pérdidas. A pesar de que el incentivo económico para reducir el coste de las pérdidas no suele ser suficiente para motivar un aumento de la red, si puede cambiar el orden de prioridad de las alternativas. El costo de las pérdidas puede también influir en las decisiones sobre el calendario de un proyecto de expansión de red, siempre que el crecimiento de la carga sea suficientemente moderado para permitirlo.

Como la inversión en infraestructura de red suele implicar la instalación de nuevo equipamiento con una vida útil de 30 años o mayor, es conveniente que el TOC de la inversión se evalúe durante un período equivalente. Desde una perspectiva económica, el costo de las pérdidas se debe determinar usando el costo marginal de largo plazo, CMLP, evaluado durante el período de análisis de la inversión. En este caso, es importante asegurar que las pérdidas relacionadas con el funcionamiento de los transformadores se consideran por

separado, por un lado las pérdidas en vacío y por otro las pérdidas en carga. Esto se debe a que las pérdidas en vacío son relativamente constantes e independientes de la carga del equipo, mientras que las pérdidas en carga varían con el cuadrado de la corriente que pasa a través de sus bobinados (Colebourn 2.011).

El coste de las pérdidas se debiera considerar en diferentes puntos de la red, teniendo en cuenta costes futuros en lugar de datos históricos. Colebourn presentó los costes pasados, Tabla 4.9, y los costes futuros, Tabla 4.10, de las pérdidas a nivel de generación para el mercado de la electricidad de Nueva Gales del Sur, Australia. La primera de estas tablas muestra el valor de las pérdidas al nivel del mercado mayorista o de generación, según la electricidad se va distribuyendo por la red hacia los puntos de consumo las pérdidas aumentan y también su coste.

Tabla 4.9. Los costes del suministro de energía (AU$/MWh) en Nueva Gales del Sur, Australia. (AEMO, 2015)

Perfil de carga	Pérdidas en vacío ($)	Pérdida en carga ($)	Carga del sistema ($)
Coste de suministro (2008/09)	39,80	48,40	43,80
Coste de suministro (2020)	80,80	92,40	90,90

Tabla 4.10. Coste marginal de largo plazo (CMLP) de nuevas tecnologías de generación que se introducirán en 2020 en Nueva Gales del Sur, Australia. (Colebourn, 2011)

Tecnología	CMLP	
	Con CPRS (AU$/MWh)	Sin CPRS (AU$/MWh)
OCGT	57	74
PCGT	156	183
Carbón	48	77
Geotérmica	78	78
Carbón avanzado	67	79
Nuclear	98	98
Eólica	105	105
Biomasa	113	113
Gran Solar	268	268
Pequeña Solar	522	522

Abreviaturas: CCGT = Ciclo combinado con turbine de gas; CPRS = Sistema de reducción de la polución por carbón; OCGT = Ciclo abierto con turbina de gas; PCGT = Ciclo presurizado con turbina de gas. Carbón avanzado = Carbón ultra-supercrítico y ciclo combinado de gasificación integrado; Gran solar = Colector solar o Solar térmica; Pequeña solar = solar fotovoltaica.

Cuando estos costes se comparan con el coste de pérdidas previsto en el largo plazo, es evidente que el valor futuro de las pérdidas se incrementará, llegando a más del doble de los costes recientes. La consideración de estos costes en el largo plazo se fundamenta en que

son inversiones en bienes de equipo con una vida útil de 30 años. Además, el valor de estas pérdidas es mayor que el CMLP de suministro para todas las fuentes de energía, excepto el carbón limpio y las energías renovables. Esto significa que la reducción de éstas se debe priorizar durante la planificación de la inversión. La Tabla 4.11 ilustra cómo el coste de estas pérdidas aumenta cuando se pasa de los precios de mercado al CMLP de generación, metropolitano y regional.

Tabla 4.11. Coste marginal de largo plazo (CMLP) de las pérdidas en la red en 2020 en Nueva Gales del Sur, Australia. (Colebourn, 2011)

	Pérdidas en vacío	Carga del sistema	Pérdida en carga
Precio de mercado	38,9	42,8	47,3
CMLP de generación	80,8	90,9	92,4
CMLP metropolitano			
Transmisión	88,1	99,1	106
Subtransmisión	103	116	133
Alta tensión	107	120	138
Baja tensión	139	155	196
CMLP regional			
Transmisión	94.4	106	117
Subtransmisión	102	115	131
Alta tensión	135	151	190
Baja tensión	172	193	259

4.3. Actualización de transformadores

Hasta ahora, esta sección sobre aspectos económicos relacionados con los transformadores de potencia se ha centrado en el proceso de adquisición de una máquina, ya fuera debido al aumento de capacidad en un sistema existente o debido a la necesidad de reemplazar un viejo transformador. Aunque los transformadores no tienen partes móviles y su vida útil puede ser muy larga, los transformadores fallan, quizás como resultado un rayo, una sobrecarga, corrosión o deterioro hasta que aparece un cortocircuito por fallo de su aislamiento. Así, hay casos en los que tiene sentido económico reemplazar o actualizar un viejo transformador que todavía está en funcionamiento.

Si la fiabilidad fuera el único criterio, entonces el rebobinado o las reparaciones serían una opción viable; sin embargo, desde el punto de vista económico y ambiental se consideran otros criterios, siendo la eficiencia energética el más importante. Tradicionalmente ha habido seis razones por las que podría emprenderse la jubilación anticipada de un transformador (De Wachter 2007):

- Para mejorar la eficiencia energética
- Para mejorar la fiabilidad del suministro (por ejemplo, para evitar el fallo de una máquina de bajo rendimiento)
- En respuesta a un cambio en el perfil de carga
- En respuesta a un cambio en los niveles de tensión
- Para cumplir con las legislaciones sobre el medio ambiente, la seguridad o contra incendios
- Debido a que el transformador está llegando al fin de su vida útil, lo cual se ha verificado por la medida de ciertos parámetros (por ejemplo, la acidez del aceite).

Además, la aparición de las redes inteligentes está fomentando la mejora de los equipos para permitir una operación más flexible de la red eléctrica. Por lo tanto, ésta razón también se podría añadir a la lista anterior, constituyendo una oportunidad para abordar el rendimiento energético del transformador.

4.3.1. Ciclo de sustitución

Desde el punto de vista financiero, el mejor momento para reemplazar un transformador tendrá en cuenta no sólo el costo de las pérdidas de energía, el riesgo de fallo y el mantenimiento, sino también el coste de la inversión, el valor residual del transformador cuando esté fuera de servicio (que se supone cero, más el valor de sus materiales) y el valor de los cambios funcionales, si se va a agregar a una red inteligente. El ciclo de sustitución óptimo se puede determinar mediante el cálculo del costo anual equivalente, EAC, del transformador.

Para la determinación del EAC, se vuelven a calcular todos los costos de los componentes considerando el valor monetario actual, teniendo en cuenta un factor de anualidad, AF, que se debe basar en una tasa de interés cuidadosamente elegida. Este AF se puede calcular como (De Wachter 2013):

$$AF(i,n) = \frac{1-\frac{1}{(1+i)^n}}{i} \quad [4.8]$$

El EAC de un transformador tiene dos términos principales.

(a) Un coste que disminuye con el aumento del ciclo de vida, Cuanto más largo sea el ciclo de reemplazo, más se podrá repartir la inversión durante todo el período y menos influencia tendrá en el costo anual:

$$\frac{(Nuevo\ costo\ de\ inversión\ del\ transformador)}{AF(i,n)*\ n} \quad [4.9]$$

.

(b) Un coste que crece con el aumento de ciclo de vida:

$$(Coste\ de\ operación\ medio\ anual) - \frac{(Valor\ residual\ del\ transformador\ usado)}{AF(i,n)*\ n} \quad [4.10]$$

Dado que las pérdidas de energía, los costes de mantenimiento y los riesgos de fallo son más altos para los transformadores de mayor edad, es probable que los costes de funcionamiento medios anuales sean también más altos.

El valor residual del transformador aparece como un coste negativo y también aumenta con la edad.

El mínimo EAC de un transformador se producirá para una longitud de ciclo de vida n, donde los términos que aumentan y la disminuyen en la ecuación son iguales entre sí.

Los fabricantes de transformadores estarán seguramente más que dispuestos a ayudar a calcular del coste de inversión del transformador. Generalmente los fabricantes compiten por un contrato, mediante una oferta, y éstas pueden incluir el valor de las pérdidas. Si se está considerando un escenario de reparación de una máquina, el coste de la reparación se debe añadir a los costes de inversión.

El valor residual de un transformador usado es un poco más difícil de calcular. Un cálculo preciso puede ser complejo, pero se puede obtener una buena aproximación mediante la multiplicación de los pesos de cobre y acero en el transformador, por sus respectivos precios. El precio del cobre es muy impredecible, lo que hace que las predicciones a largo plazo sean difíciles, pero puede ser suficiente realizar una predicción razonable a 1 año.

El término más difícil de estimar es el coste promedio anual de operación, siendo sus componentes principales las pérdidas de energía, los costes de mantenimiento y el grado de fiabilidad.

4.3.2. Coste de las pérdidas de energía

Como ya se comentó previamente el costo anual de las pérdidas en transformadores comprende aquellas que se producen en vacío y aquellas que se producen en carga.

El costo anual de las pérdidas en vacío (también llamadas “pérdidas en el hierro”) es el más fácil de calcular. Para obtener el coste de estas pérdidas se multiplica su valor en kW (aparece en la hoja de características del transformador) por 8.760 (el número de horas en un año), y por el precio medio de la electricidad.

La determinación de las pérdidas en carga (también llamadas "pérdidas en el cobre") es más complicada, y requieren una estimación precisa del nivel y los periodos de carga en el transformador. Sería más fácil de calcular con una carga media, pero como estas pérdidas no son lineales a la carga y varían con el cuadrado de la corriente, esto es desaconsejable. Por ejemplo, en el caso de un transformador con pérdidas en el cobre de 8 kW a carga nominal, esta cifra se reduce a 0,25 × 8 kW = 2 kW cuando trabaja a media carga. En consecuencia, una hora de funcionamiento a plena carga supone 8 kWh de pérdidas, mientras que 2 horas funcionando a media carga produce sólo 4 kWh de pérdidas.

Aunque se debiera conocer el perfil exacto de la carga a lo largo de todo el año, en la mayoría de los casos es difícil de predecir. Una alternativa aceptable es estimar el número de horas

en un año que el transformador trabaja en o cerca de un determinado porcentaje de la carga. Por ejemplo:

- A horas sin carga
- B horas alrededor del 25% de la carga nominal
- C hora alrededor del 50% de la carga nominal
- D horas alrededor de 75% de la plena carga
- E horas a plena carga nominal.

Las pérdidas en carga resultantes se deben entonces multiplicar por el coste de la electricidad, lo que ofrecerá el coste anual de las pérdidas en carga.

Aunque las pérdidas en carga no siempre están como tales en la hoja de características, la potencia nominal (por ejemplo, 1000 kVA), las pérdidas sin carga (por ejemplo, 2 kW) y la eficiencia a carga nominal (por ejemplo, 98%) si suelen estar disponibles. Las pérdidas a carga nominal se pueden obtener calculando primero las pérdidas totales a carga nominal ([(1 - 0,98) × 1.000 kVA] = 20 kVA) y después deduciendo las pérdidas en vacío (20 kVA - 2 kVA = 18 kVA) (De Wachter 2013).

Las pérdidas que se detallan en la placa de características del transformador son válidas a la frecuencia nominal (50 o 60 Hz), sin embargo muchas cargas consumen corrientes armónicas (componentes de la corriente principal que tienen frecuencias más altas). Las corrientes armónicas incrementan las pérdidas en carga de un transformador; una estimación conservadora es agregar 10% a las pérdidas en carga, sin embargo las pérdidas en carga pueden ser mucho más altas para transformadores con un alto porcentaje de cargas inductivas.

4.3.3. Comportamiento de las compañías eléctricas ante la actualización de sus máquinas

A pesar de la existencia de incentivos económicos para que las compañías eléctricas actualicen sus transformadores, en la práctica esto ocurre rara vez, a no ser que exista una motivación adicional, como por ejemplo, aumentar la capacidad de suministro. Algunas empresas eléctricas han evitado la actualización de sus máquinas mediante una gestión orientada de la demanda (Palensky 2011). En general, siempre y cuando el transformador esté funcionando correctamente, la postura adoptada es utilizar el capital en otro lugar. Sin embargo, las características de las redes inteligentes y las legislaciones asociadas tienen cada vez más impacto en los mercados de transformadores. Por ejemplo, en China existe un reglamento que promueve adopción de transformadores "inteligentes", es decir, que incluyan un sistema de monitorización integrado en la máquina. Este tipo de iniciativas puede sin duda impulsar la actualización de transformadores antiguos.

CAPÍTULO 5

Evaluación de la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia europeos

5. Evaluación de la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia europeos

En 2009, el Parlamento Europeo a través de la Directiva Eco-Diseño 2009/125/CE (Parlamento Europeo, 2009) definió un marco para establecer requisitos a los productos relacionados con la energía. Por su enorme potencial para el ahorro de energía, los transformadores de distribución fueron considerados como uno de los grupos prioritarios. Uno de los motivos de apuntar a esta parte de los sistemas eléctricos, es que la sustitución de estas máquinas es más fácil que la de cables o líneas. Con el fin de aplicar esta directiva, la Comisión Europea publicó el Reglamento 548/2014 el 21 de mayo de 2014, que establece los niveles mínimos de eficiencia de los transformadores. Su objetivo es evitar que se introduzcan en el mercado europeo máquinas poco eficientes (Parlamento Europeo, 2014).

El artículo 7 del Reglamento exige que tres años después de la publicación de este documento se hagan nuevos estudios y se revisen los límites propuestos para la eficiencia en transformadores. Teniendo en cuenta esta futura actualización, el objetivo de este capítulo es analizar qué porcentaje de los transformadores de gran potencia en funcionamiento no alcanzan los objetivos de eficiencia actuales y observar en qué dirección se debieran revisar los límites de eficiencia. En este sentido, se ha realizado una caracterización de la eficiencia energética de una importante flota de transformadores de potencia de gran tamaño. Los resultados de este trabajo pueden ser de interés no sólo para los usuarios y fabricantes de transformadores de potencia, sino también para los responsables políticos que trabajan en temas ambientales, ya que también se analiza la reducción prevista en las emisiones de CO_2.

5.1. Reglamento Europeo Nº 548/2014

El Reglamento Europeo Nº 548/2014 de 21 de mayo 2014 implementa la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a transformadores de pequeña, mediana y gran potencia adquiridos después de su entrada en vigor.

El documento establece los niveles mínimos de eficiencia energética que deben cumplir los transformadores con una potencia mínima de 1 kVA para su comercialización o puesta en servicio. Estos niveles se impondrán en dos etapas, la primera establece el nivel T1, aplicable desde el 1 de julio de 2015, la segunda, el nivel más ambicioso T2, que comenzará a aplicarse el 1 de julio de 2021.

La Tabla 5.1 muestra los límites propuestos para grandes transformadores cuya potencia se encuentre en el rango 10-100 MVA.

Tabla 5.1. Mínima eficiencia requerida por el Reglamento (EU) Nº 548/2014

MVA	T1 (2015)	T2 (2021)	MVA	T1 (2015)	T2 (2021)
10	0.9956	0.99615	40	0.99684	0.99724
16	0.99615	0.99663	50	0.99696	0.99734
20	0.99639	0.99684	63	0.99709	0.99745
25	0.99657	0.997	80	0.99723	0.99758
31.5	0.99671	0.99712	100	0.99737	0.9977

5.2. Caso de Estudio: flota europea de grandes transformadores

Los datos se han obtenido dentro de la colaboración del grupo de investigación con el grupo de trabajo de CENELEC: CLC/TC14/WG29: Energy Efficiency of Large Power Transformers U>36 kV. La potencia de la población de transformadores de potencia estudiada varía en un rango de 4 a 100 MVA. Este tamaño de máquinas es clasificado por el Reglamento Europeo en la sección de transformadores de gran potencia. Todos ellos son transformadores de potencia en baño de aceite con una tensión superior a 36 kV. Estas máquinas pertenecen a redes eléctricas de distribución, transmisión, generación y tracción (ferrocarril).

La muestra analizada contiene datos de 6853 transformadores, lo que representa aproximadamente el 2% de la población europea. Todas estas máquinas están actualmente en operación en los siguientes países: Croacia, Francia, Italia, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, España, Suecia y Reino Unido. La Figura 5.1 muestra el porcentaje de transformadores correspondientes a las cuatro categorías analizadas. Como se puede ver, las unidades pertenecen principalmente a empresas de distribución de energía.

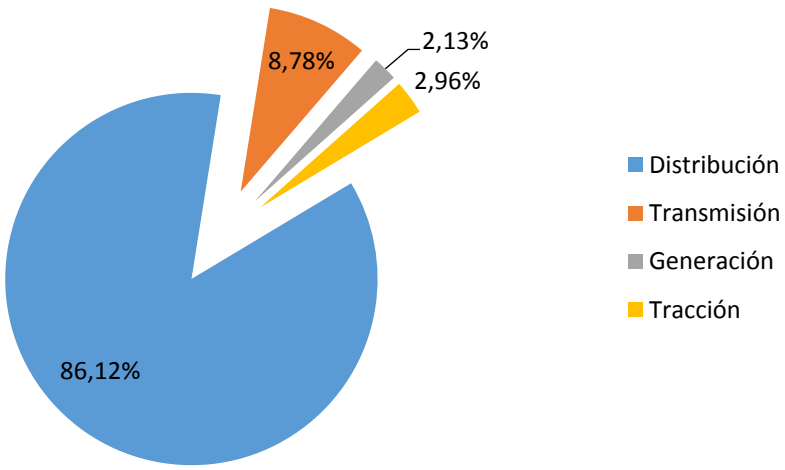


Figura 5.1. Porcentaje de unidades analizadas por categoría

En la Tabla 5.2 se clasifican los transformadores muestreados de acuerdo con las cuatro categorías mencionadas anteriormente. Se han clasificado teniendo en cuenta las siguientes características: edad, sistema de refrigeración, cambiador de tomas y configuración.

Tabla 5.2. Clasificación de las unidades en funcionamiento muestreadas.

		Distribución	Transmisión	Generación	Tracción
Edad	Trafo < 10 years	1720	188	181	84
	Trafo > 10 years	4214	417	24	25
Refrigeración	ONAN	4232	18	151	109
	ONAF	86	0	2	0
	OFAF	116	0	5	0
	ODAF	300	573	25	0
	OFWF	1	0	8	0
	ONAN/ONAF	944	10	14	0
	ONAN/ODAF	0	2	0	0
	ONAN/ODAN/ODAF	13	0	0	0
	Desconocido	242	2	0	0
Cambiador de tomas	DETC	1	0	200	104
	OLTC	5336	603	3	0
	No disponible	2	0	2	0
	Sin datos	595	2	0	5
Configuración	Trifásica	5798	587	199	54
	Monofásica	136	18	6	55

De la muestra, el número de unidades instaladas en los últimos 10 años fue de 2173 transformadores. Esto significa que el 31,3% de las máquinas son relativamente nuevos diseños, teniendo en cuenta la esperanza de vida habitual de transformador de gran potencia puede superar los 40 años.

La principal causa de la generación de calor en un transformador es la corriente que fluye por los conductores de cobre. Si el calor incrementa la temperatura por encima de ciertos límites, la funcionalidad del aislamiento del transformador se puede ver comprometida. Por esta razón, y con el fin de mantener la temperatura bajo control en grandes transformadores, se utilizan sistemas de refrigeración que actúan dependiendo del nivel de carga a suministrar, es decir, la magnitud de la corriente que fluye a través de los devanados de la máquina. Estos sistemas son clave ya que su buen funcionamiento determina la vida útil de los transformadores, y se denominan por un código de letras. Las dos primeras describen la refrigeración interior, mientras que el segundo par de letras define la refrigeración en la parte exterior de la máquina: "O" aceite, "N" convección natural, "A" aire, "F" forzada, "D" dirigida, "W" agua. La mayoría de las unidades analizadas disponen de refrigeración tipo ONAN, siendo el único sistema disponible en los transformadores de tipo tracción estudiados. Algunos transformadores

combinan dos o tres tipos de refrigeración, siendo ONAN/ONAF la combinación más común. Otras configuraciones menos representativas son las que utilizan los sistemas ONAF, OFAF y ODAF.

Con el fin de regular la tensión aplicada a las líneas eléctricas, los transformadores de potencia suelen disponer de un mecanismo llamado cambiador de tomas, que permite variar la tensión de salida en varios pasos. Este dispositivo cambia en cada paso el número de espiras activas del devanado del transformador. Este equipo es una de las principales herramientas para el control de la a tensión en las redes eléctricas. Se pueden encontrar dos tipos de diseños; cambiador de tomas en vacío (DETC) y cambiador de tomas en carga (OLTC). En el primer caso, DETC, la regulación de la tensión implica la interrupción del suministro de energía. Por otro lado, en puntos donde la interrupción del suministro no es posible, se implementan mecanismos de tipo OLTC. Estos últimos son más complejos y caros, ya que el cambio de tensión se puede realizar sin parar la transformación de energía. La Tabla 5.2 muestra claramente los tipos de aplicaciones en las que es necesario que cada sistema; mientras que en tracción y en generación los transformadores no necesitan la regulación de tensión en carga, las unidades usadas en transporte y distribución trabajan activamente en el control de tensión de las redes eléctricas.

En cuanto a la configuración de los transformadores analizados, sólo el 3,2% se basan en unidades monofásicas; siendo la mayoría de ellas trifásicas.

En la Tabla 5.3 se puede observar la potencia máxima, mínima y promedio de las unidades examinadas en cada categoría. El tamaño medio de los transformadores de transmisión está cerca de la potencia máxima considerada en esta encuesta, 100 MVA. Esto es algo que se esperaba ya que este valor, en general, se corresponde al tamaño mínimo de este tipo de unidades. Por otro lado, los transformadores utilizados en centrales de generación, tracción y distribución eléctrica, presentan una potencia media que varía entre 24,3 y 37.2 MVA. La tensión más alta en los transformadores considerados varía entre 400 y 45 kV. El valor promedio de la tensión primaria es similar para todas las categorías, correspondiendo su valor más alto a los transformadores de transmisión, 229,1 kV.

Tabla 5.3. Potencias y tensiones máximas, mínimas y medias

		Distribución	Transmisión	Generación	Tracción
Potencia (MVA)	Max. Potencia (MVA)	100	100	100	60
	Min. Potencia (MVA)	6,3	20	5,1	7,3
	Med. Potencia (MVA)	32,8	98,7	37,2	24,3
Tensión Primaria	Max. Tensión (kV)	400	400	400	230
	Min. Tensión (kV)	45	69	63	63
	Med. Tensión (kV)	120,2	229,1	164,9	131,7

5.3. Aplicación informática para el tratamiento de datos sobre transformadores europeos

Ante la necesidad de disponer de un sistema de gestión para poder registrar los transformadores para el grupo de trabajo y poder analizar dicha información ágilmente se decide desarrollar un portal web en HTLM 5. La aplicación tendrá una base datos relacional basada en el motor de base datos SQL server, además se construye un data warehouse con analysis services. Con dicho portal los usuarios registrados podrán insertar y codificar los transformadores con sus características. Automáticamente se podrán analizar estadísticas, mapas y gráficos por edad, refrigeración, cambiador de tomas, potencia, tensión primaria, etc.

5.3.1. Tecnologías

El desarrollo planteado utilizará las herramientas programación que se enumeran en la lista siguiente:

- Microsoft Visual studio Community 2013-2015
- Microsoft SQL Server 2014
- Microsoft Analysis Server 2012
- NET Framework 4-5-1

En cuanto a las tecnologías, la aplicación está desarrollada con:

- Asp net MVC
- C#
- HTML 5
- Entity Framework

5.3.1.1. ASP NET MCV

El modelo arquitectónico Modelo-Vista-Controlador (MVC) separa una aplicación en tres componentes principales: el modelo, la vista y el controlador. El marco de ASP.NET MVC proporciona una alternativa al modelo de formularios Web Forms de ASP.NET para crear aplicaciones web. Este sistema posee un marco de presentación de poca complejidad y fácil de comprobar que (como las aplicaciones basadas en formularios Web Forms) se integra con las características de ASP.NET existentes, tales como páginas maestras y la autenticación basada en pertenencia.

5.3.1.2. NET Framework

El Framework de .Net es una infraestructura sobre la que se reúne todo un conjunto de lenguajes y servicios que simplifican enormemente el desarrollo de aplicaciones. Mediante esta herramienta se ofrece un entorno de ejecución altamente distribuido, que permite crear aplicaciones robustas y escalables. Los principales componentes de este entorno son:

- Lenguajes de compilación
- Biblioteca de clases de .Net
- CLR (Common Language Runtime)

5.3.1.3. Entity Framework

ADO.NET Entity Framework admite aplicaciones y servicios centrados en datos, y proporciona una plataforma para la programación con datos que eleva el nivel de abstracción del nivel lógico relacional al nivel conceptual. Al permitir a los programadores trabajar con datos en un nivel de abstracción superior, Entity Framework admite código que es independiente de cualquier motor de almacenamiento de datos o esquema relacional determinados.

5.3.1.4. SQL Server

Este es un sistema de gestión de bases de datos relacionales (RDBMS) de Microsoft que está diseñado para el entorno empresarial. SQL Server se ejecuta en T-SQL (Transact -SQL), un conjunto de extensiones de programación de Sybase y Microsoft que añaden varias características a SQL estándar, incluyendo control de transacciones, excepción y manejo de errores, procesamiento fila, así como variables declaradas.

Dentro de sus características fundamentales se encuentran:

- Soporte de transacciones.
- Escalabilidad, estabilidad y seguridad.
- Soporta procedimientos almacenados.
- Incluye también un potente entorno gráfico de administración, que permite el uso de comandos DDL y DML gráficamente.
- Permite trabajar en modo cliente-servidor, donde la información y datos se alojan en el servidor y los terminales o clientes de la red sólo acceden a la información.
- Además permite administrar información de otros servidores de datos.

5.3.2. Base datos

La base datos relacional estará compuesta de una tabla principal “CollectedData”, donde se guardará toda la información relacionada con la población de transformadores:

Machines	**Losses criteria**
Data	**NLL_Capitalization value**
Category	**LL_Capitalization value**
Type	**Ref Temperature**
N# of phases	**Sound Power level guaranted values:_LwA**
Rated Power	**Is the size of this transformer actually limited by some constrain**
Rated power of tertiary	**Maximum allowable transport weight**
Cooling System	**Actual transport weight**
Losses of cooling system at maximum power	**User Company**

Losses of cooling system at no load	**User Country**
HV rated Voltage	**Year of manufacture of the first unit**
MV rated Voltage	**Year of manufacture of the latest unit**
Total positive taping range	**Number installed in last 10 years**
Total negative taping range	**Total Number installed of same design/rated power**
Tap Changer	**Other consideration concerning losses**
Impedance (based on maximum rated power)	**Comments**
No load loss: NLL at rated voltage	**Efficiency**
NLL at extreme positive tap	**Optimal Load (%)**
NLL at extreme negative tap	**Optimal Load (MVA)**
Load Loss: LL at maximum rated power and nominal tap position	**Efficicency auto**
LL at extreme positive tap	**Efficiency / Sd**
LL at extreme negative tap	**Sizing Power (MVA) Auto**
Q	**Sizing Power (MVA) Tfo**
Power	**Sizing Power (MVA)**

Se utilizarán diferentes mantenimientos básicos compuestos de código y descripción, para poder analizar los datos eficazmente:

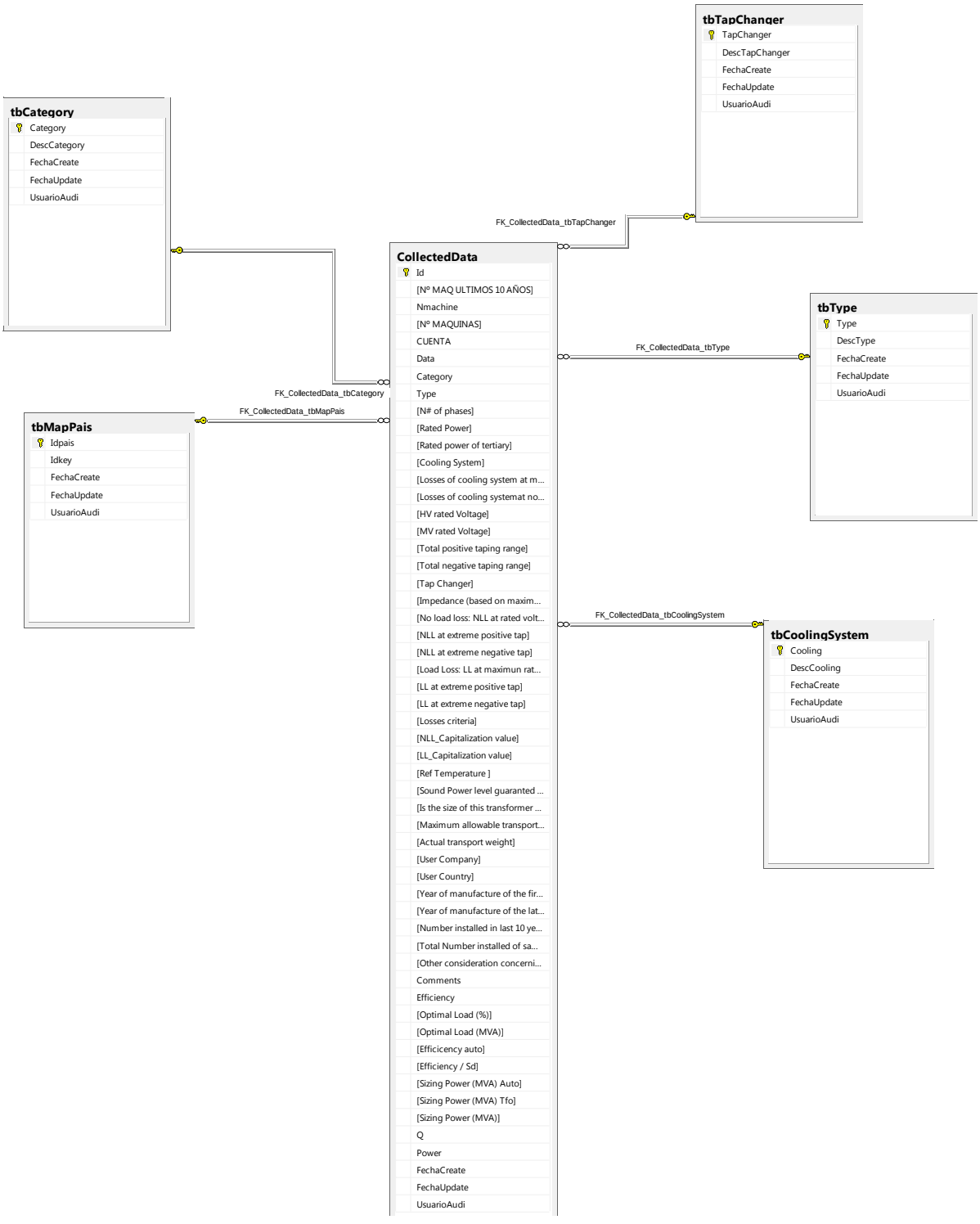
- **Category.** Donde se podrán definir una clasificación de los trafos:
  - Distribution
  - GSU
  - Network
  - Traction

- **Type.** otra forma de clasificar los trafos**:**
  - Autotransformer
  - Transformer

- **Cooling System.** Método de refrigeración:
  - ODAF
  - OFAF
  - OFWF
  - ON/OFB
  - ONAF
  - ONAN
  - ONAN(60%)/ONAF(100%
  - ONAN(70%)/ONAF(100%
  - ONAN/ODAF
  - ONAN/ODAN/ODAF
  - ONAN/OFAF
  - ONAN/ONAF
  - ONAN/ONAF/ODAF
  - ONAN/ONAF1/ONAF2

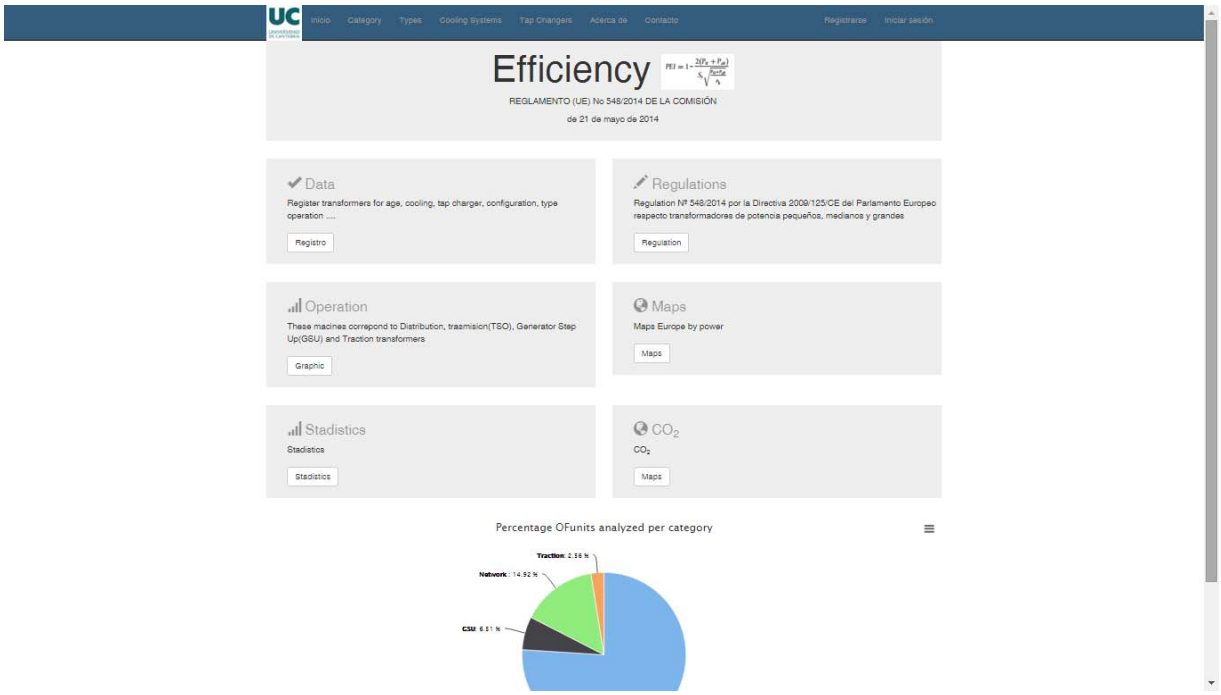
- **Tap Changer**
  - DETC
  - NO
  - OLTC

En todas las tablas se dispondrá de una auditoria del registro con: la persona, cuando ha sido dado el registro, y si ha sido modificado cuando. Se podría haber acudido a la auditoria de registros que proporciona el SQL Server 2014 pero se debería cambiar el tipo de licencia del SQL Server, y se ha pensado que con el método aplicado permite disponer de control del estado de registro.

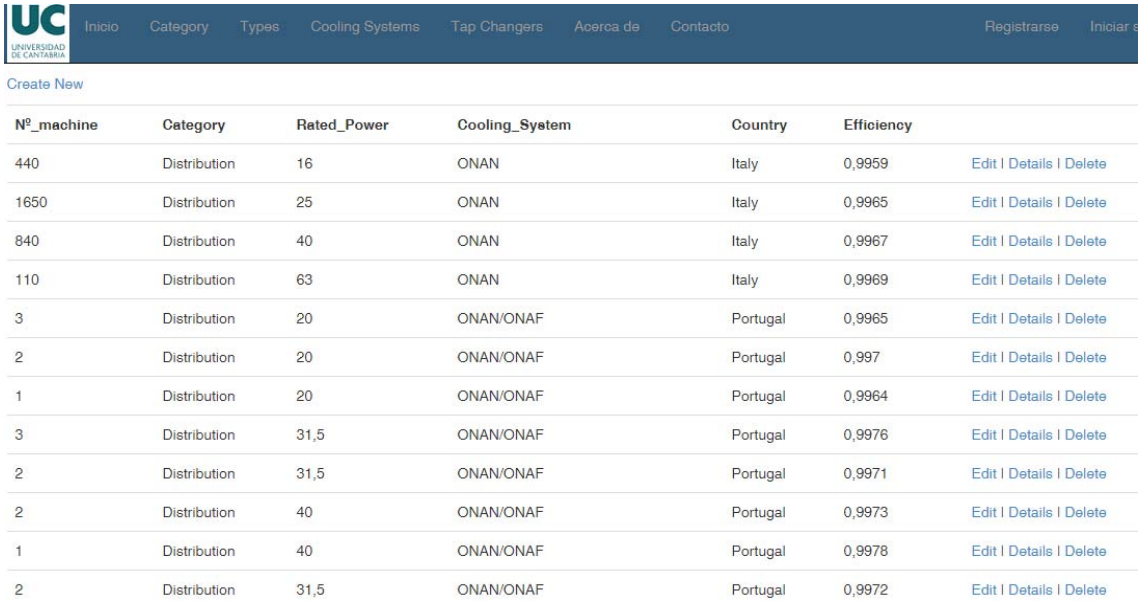


5.3.3. Diseño

La página web tiene un diseño tradicional, con una barra de menú superior con la información de *inicio de sesión* y *registro* relativo a seguridad. Luego se tiene acceso a las opciones: *category, types, cooling system, tap changer* necesarios para el funcionamiento de la aplicación. En el menú superior solo quedarían dos opciones *acerca de* (con la descripción de la página) y *contacto* (con los datos de contacto del administrador). Luego se tendrían seis grandes bloques: *Data, Regulations, Operation, Mapa, Statistics* y CO_2.

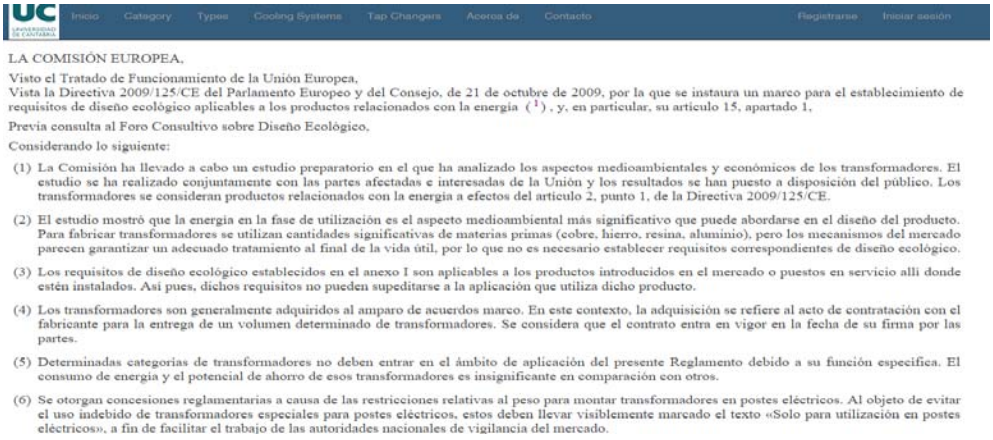


- ***Data*.** Da acceso a un formulario para el registro de los transformadores



Nº_machine	Category	Rated_Power	Cooling_System	Country	Efficiency	
440	Distribution	16	ONAN	Italy	0,9959	Edit | Details | Delete
1650	Distribution	25	ONAN	Italy	0,9965	Edit | Details | Delete
840	Distribution	40	ONAN	Italy	0,9967	Edit | Details | Delete
110	Distribution	63	ONAN	Italy	0,9969	Edit | Details | Delete
3	Distribution	20	ONAN/ONAF	Portugal	0,9965	Edit | Details | Delete
2	Distribution	20	ONAN/ONAF	Portugal	0,997	Edit | Details | Delete
1	Distribution	20	ONAN/ONAF	Portugal	0,9964	Edit | Details | Delete
3	Distribution	31,5	ONAN/ONAF	Portugal	0,9976	Edit | Details | Delete
2	Distribution	31,5	ONAN/ONAF	Portugal	0,9971	Edit | Details | Delete
2	Distribution	40	ONAN/ONAF	Portugal	0,9973	Edit | Details | Delete
1	Distribution	40	ONAN/ONAF	Portugal	0,9978	Edit | Details | Delete
2	Distribution	31,5	ONAN/ONAF	Portugal	0,9972	Edit | Details | Delete

- ***Regulations*.** Presenta el Reglamento Nº548/2014 bajo la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo.



LA COMISIÓN EUROPEA,

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Vista la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de octubre de 2009, por la que se instaura un marco para el establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía ([1]), y, en particular, su artículo 15, apartado 1,

Previa consulta al Foro Consultivo sobre Diseño Ecológico,

Considerando lo siguiente:

(1) La Comisión ha llevado a cabo un estudio preparatorio en el que ha analizado los aspectos medioambientales y económicos de los transformadores. El estudio se ha realizado conjuntamente con las partes afectadas e interesadas de la Unión y los resultados se han puesto a disposición del público. Los transformadores se consideran productos relacionados con la energía a efectos del artículo 2, punto 1, de la Directiva 2009/125/CE.

(2) El estudio mostró que la energía en la fase de utilización es el aspecto medioambiental más significativo que puede abordarse en el diseño del producto. Para fabricar transformadores se utilizan cantidades significativas de materias primas (cobre, hierro, resina, aluminio), pero los mecanismos del mercado parecen garantizar un adecuado tratamiento al final de la vida útil, por lo que no es necesario establecer requisitos correspondientes de diseño ecológico.

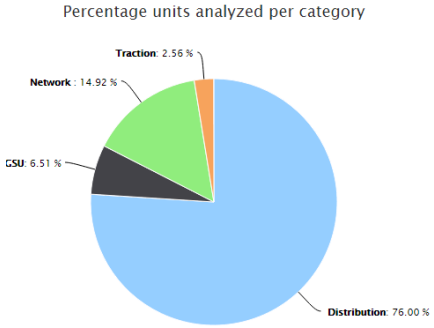
(3) Los requisitos de diseño ecológico establecidos en el anexo I son aplicables a los productos introducidos en el mercado o puestos en servicio allí donde estén instalados. Así pues, dichos requisitos no pueden supeditarse a la aplicación que utiliza dicho producto.

(4) Los transformadores son generalmente adquiridos al amparo de acuerdos marco. En este contexto, la adquisición se refiere al acto de contratación con el fabricante para la entrega de un volumen determinado de transformadores. Se considera que el contrato entra en vigor en la fecha de su firma por las partes.

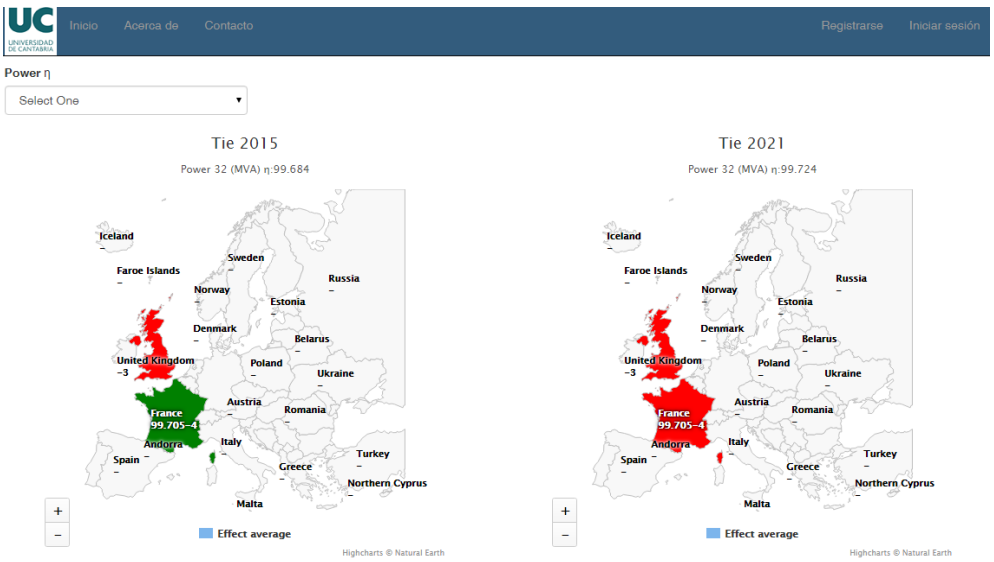
(5) Determinadas categorías de transformadores no deben entrar en el ámbito de aplicación del presente Reglamento debido a su función específica. El consumo de energía y el potencial de ahorro de esos transformadores es insignificante en comparación con otros.

(6) Se otorgan concesiones reglamentarias a causa de las restricciones relativas al peso para montar transformadores en postes eléctricos. Al objeto de evitar el uso indebido de transformadores especiales para postes eléctricos, estos deben llevar visiblemente marcado el texto «Solo para utilización en postes eléctricos», a fin de facilitar el trabajo de las autoridades nacionales de vigilancia del mercado.

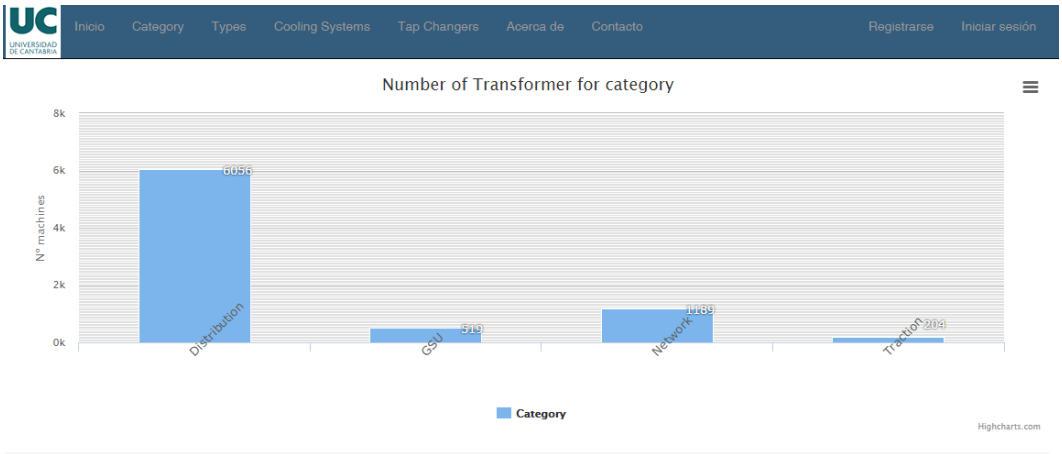
- ***Operation*.** Permitira obtener diferentes gráficos para cada una de las categorías de transformadores.



- ***Mapa*.** Presenta un mapa de Europa, en el que se destacan en colores verde y rojo los países que cumplen, o no, con la eficiencia mínima del Reglamento 548; el mapa se presenta por duplicado, para tener en cuenta los dos intervalos definidos Tier 2015 y Tier 2021. Este análisis se podrá realizar para diferentes potencias, generándose en automático el grafico para la potencia solicitada.



- ***Statistics*.** Ofrece un resumen de diferentes estadísticas de los datos almacenados, tales como:
  - Numero de transformadores por categoría
  - Rendimiento máximo de las unidades analizadas
  - Porcentaje de unidades que superan una cierta eficiencia
  - Rendimiento máximo promedio de unidades de distribución, transmisión y generación, comparado con límites legales.



- ***CO_2*.** Sobre la flota de transformadores que se van registrando en el portal se mostrara un resumen de las reducciones de emisiones de CO_2 que supondrían para los dos Tier definidos

	Reducción de CO_2 por MVA (t/año)	
Aplicación	**T1 (2015)**	**T2 (2021)**
Distribución	2.01	6.53
Transmisión	3.64	7.00
Generación	0.40	0.88
Tracción	4.28	7.69

5.3.4. Módulos

La aplicación está compuesta de tres módulos:

- **Seguridad.** Gestionará todo lo referido al registro de usuarios y los roles de los usuarios que tendrán acceso al portal. Existiendo dos roles:
  - Usuario. Solo podrá consultar la información
  - Administrador. Serán las personas encargadas de nutrir de información al portal, insertando nuevos transformadores o actualizando los datos.

- **Mantenimientos básicos.** Está compuesta por los formularios web donde se podrán registrar los datos de los transformadores.

- **Estadísticas.** Donde se podrá analizar la información de forma ágil mediante tablas dinámicas, gráficos y mapas.

5.4. Análisis del máximo rendimiento de la flota de transformadores

Con el fin de evaluar la eficiencia energética de la población de transformadores considerada, se ha estudiado su máximo rendimiento. Para ello se ha utilizado la Ec. 5.1, que ya fue presentada en apartados anteriores de este trabajo. En ella se tienen en cuenta: el índice de carga óptimo, las pérdidas en vacío y en carga. En los siguientes apartados se analizan estos datos desde diferentes puntos de vista.

$$\eta_{max} = 1 - \frac{2 \cdot P_o}{C_{opt} \cdot S_2 + 2 \cdot P_0} \qquad [5.1]$$

Se han comparado los niveles de rendimiento de esta población de transformadores con los límites establecidos por el Reglamento Nº 548/2014. Con los resultados de esta comparación, se ha planteado un escenario futuro en el que todos los transformadores analizados cumplan con los requisitos legales. Esto permite observar los ahorros de energía asociados a la puesta en marcha de la Directiva, así como la reducción en las emisiones de CO_2 que se obtendría.

5.4.1. Clasificación de la población de transformadores por aplicación.

La Figura 5.2 muestra, para las diferentes potencias de los transformadores, el rendimiento máximo que ofrece cada uno de ellos. Los transformadores se han agrupado en función de su utilización.

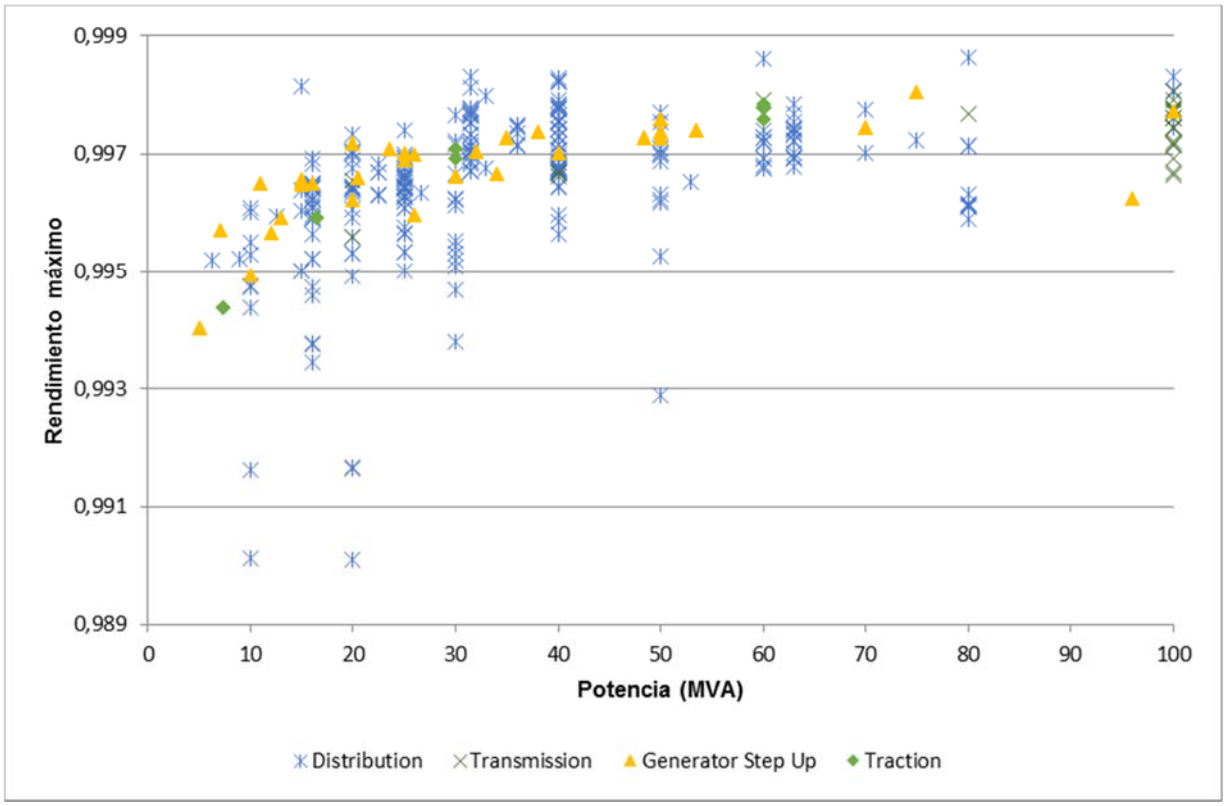


Figura 5.2. Rendimiento máximo de las unidades analizadas

Se puede observar que los que pertenecen al operador del sistema de transmisión aparecen casi exclusivamente para una potencia de 100 MVA. Las unidades más abundantes pertenecen a las empresas de distribución, y sus potencias están uniformemente distribuidas a lo largo de todo el rango considerado por la legislación. Además, también es perceptible que la máxima eficiencia de transformadores de generación y tracción supera el promedio de eficiencia de los transformadores de las compañías de distribución.

También cabe señalar que las unidades con una potencia inferior a 30 MVA muestran un potencial considerable para la mejora del rendimiento. Por último, la figura muestra cómo los transformadores con potencias superiores son generalmente los que operan con un mayor rendimiento, es decir, presentan porcentualmente menos pérdidas.

5.4.2. Clasificación por percentil de las unidades que superan un rendimiento específico.

La Figura 5.3 muestra el rendimiento de las máquinas estudiadas frente al porcentaje de la población que presenta un rendimiento superior a un cierto umbral. Las primeras tres columnas de cada grupo se corresponden con el rendimiento de las unidades trifásicas y la cuarta (violeta) a las unidades monofásicas.

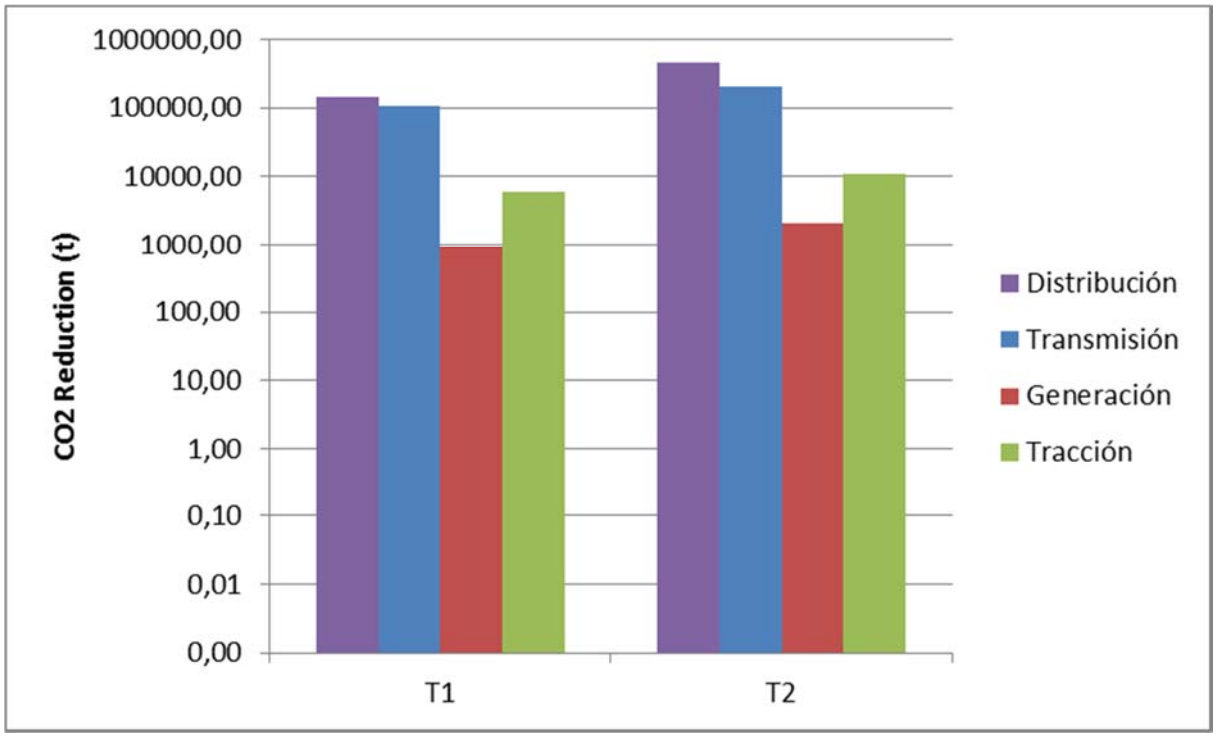


Figura 5.3. Porcentaje de unidades que superan una cierta eficiencia

Si se analiza cual es el rendimiento del percentil del 5% superior, se observa que:

- Los transformadores trifásicos por debajo de 20 MVA operan con un rendimiento superior a 0,9968.
- Para los trifásicos entre 20 y 40 MVA el rendimiento es superior a 0,9974.
- Y los trifásicos entre 40 y 100 MVA operan con un rendimiento mayor que 0,9978.
- Las máquinas monofásicas muestran un rendimiento superior a 0,9979

Un análisis similar se podría realizar para los percentiles 15%, 30%, 50%, 70% y 90%.

Como se puede ver en la Figura, las máquinas trifásicas con potencia nominal inferior a 20 MVA muestran la menor eficiencia de la flota mientras que los transformadores monofásicos se muestran como más eficientes que los transformadores trifásicos. También se puede observar como el 30% de la población opera con un rendimiento mayor que 0,9965.

5.4.3. Comparación con el rendimiento fijado por el Reglamento Europeo 548/2014

Como se comentó previamente, el Reglamento Europeo 548/2014 propone dos conjuntos de límites que deben superar el rendimiento máximo de los nuevos transformadores, Tabla 5.1. El valor de estos límites aumenta en función de la potencia, y del año en el que se deben aplicar.

Para analizar la situación de la eficiencia energética de la flota de transformadores europea, en comparación con los actuales límites legales, en la Figura 5.4 se han representado, en función de la potencia, los valores mínimos que deben alcanzar los rendimientos; el de aplicación en el año 2015, T1, en color rojo y el que se debe aplicar en el 2012, T2, en color azul. Se han añadido, para cada uno de los usos de los transformadores analizados, las líneas de tendencia de los rendimientos medios de la flota estudiada; no se han representado las unidades de tracción, ya que sólo se dispone de datos de dos potencias, lo que resulta poco representativo.

No hay una gran diferencia entre el rendimiento promedio de máquinas de generación y transmisión, aunque el de estas últimas es ligeramente superior. Los de potencias inferiores a 30 MVA presentan un rendimiento promedio similar al límite T1. Las máquinas de potencias entre 30 y 70 MVA tienen rendimientos por debajo del límite T2, por lo que el diseño de las mismas se deberán modificar en el corto-medio plazo. El rendimiento de las unidades de más de 70 MVA cumple con los límites de corto y medio plazo que ha fijado la Unión Europea.

Son los transformadores de distribución los que muestran rendimientos promedio más bajos. Los de potencias inferiores a 30 MVA tienen rendimientos ligeramente inferiores al límite T1. Las unidades de más de 75 MVA superan el límite de corto plazo, T1, pero su rendimiento promedio está por debajo del límite de medio plazo T2.

Por lo tanto, el parque actual de grandes transformadores europeos por debajo de 100 MVA muestra, en términos de eficiencia, un importante potencial de mejora.

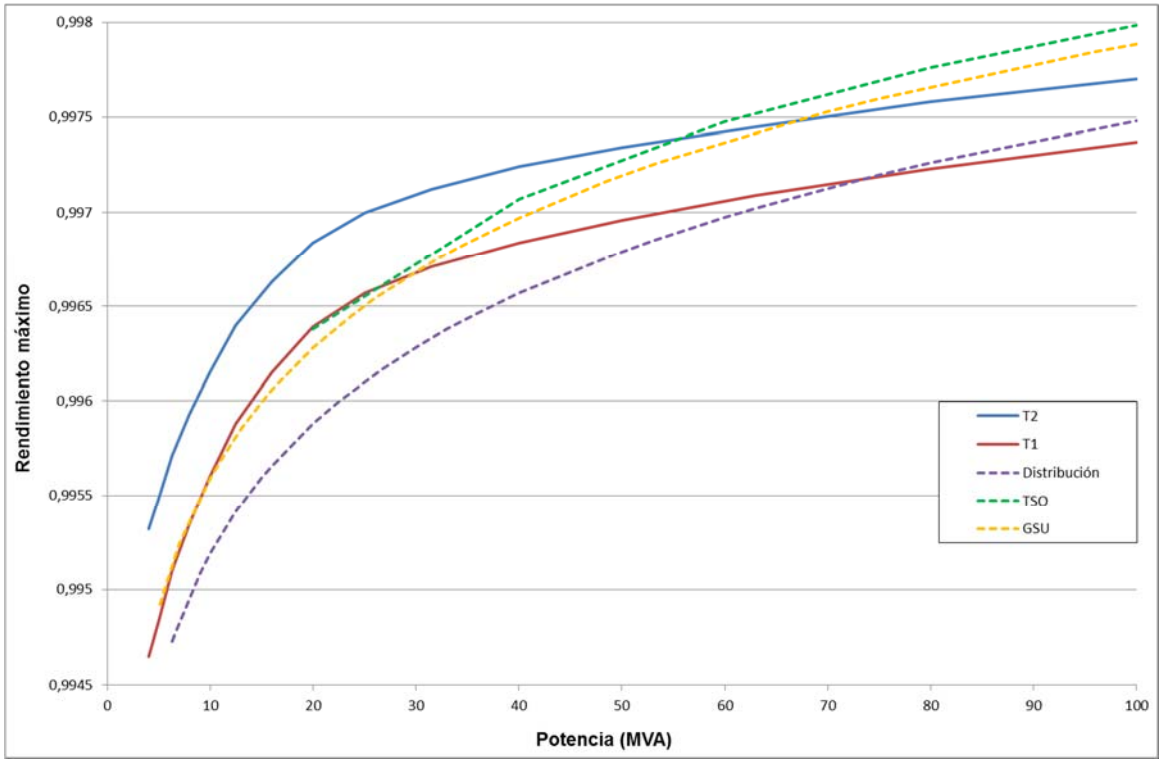


Figura 5.4. Rendimiento máximo promedio de unidades de distribución, transmisión y generación, comparado con límites legales.

5.4.4. Reducción de las pérdidas de acuerdo con el Reglamento Europeo 548/2014

En esta sección se ha planteado un escenario en que las pérdidas en vacío y en carga de cada máquina se han reducido hasta que cumplen con los límites T1 y T2. De esta manera, es posible determinar el ahorro de energía que se obtendría cuando toda la flota de transformadores alcance los valores requeridos de rendimiento máximo que han sido fijados por el Reglamento Europeo. La Figura 5.5 muestra la potencia instalada que se ahorraría una vez que la flota de transformadores analizada cumpla con los requisitos de eficiencia. Estos datos se clasifican según la aplicación de la máquina y teniendo en cuenta los escenarios T1 y T2. Se observa que es en transformadores de transmisión y distribución donde más potencia se puede ahorrar, aproximadamente entre 27 y 121 MW. Aquí hay que tener en cuenta que, incluso cuando la población de transformadores de transmisión estudiada supone un 10% de las unidades de distribución, la energía ahorrada en ambos grupos es comparable. Uno de los motivos es que los transformadores de transmisión de la muestra tienen una potencia media igual a 98,7 MVA, mientras que los transformadores de distribución tienen una potencia media igual a 32,8 MVA. Por otro lado, los transformadores de generación y de tracción representan entre el 2 y el 3% de la flota, siendo su potencia media comparable, 37,2 y 24,3 MVA, respectivamente. La reducción de pérdidas que se alcanzaría para estos dos grupos varía entre 0,24 y 2,8 MW. Teniendo en cuenta que la población estudiada es de aproximadamente el 2% de toda la flota europea, las pérdidas totales en Europa se podrían obtener multiplicando los valores anteriores por 50.

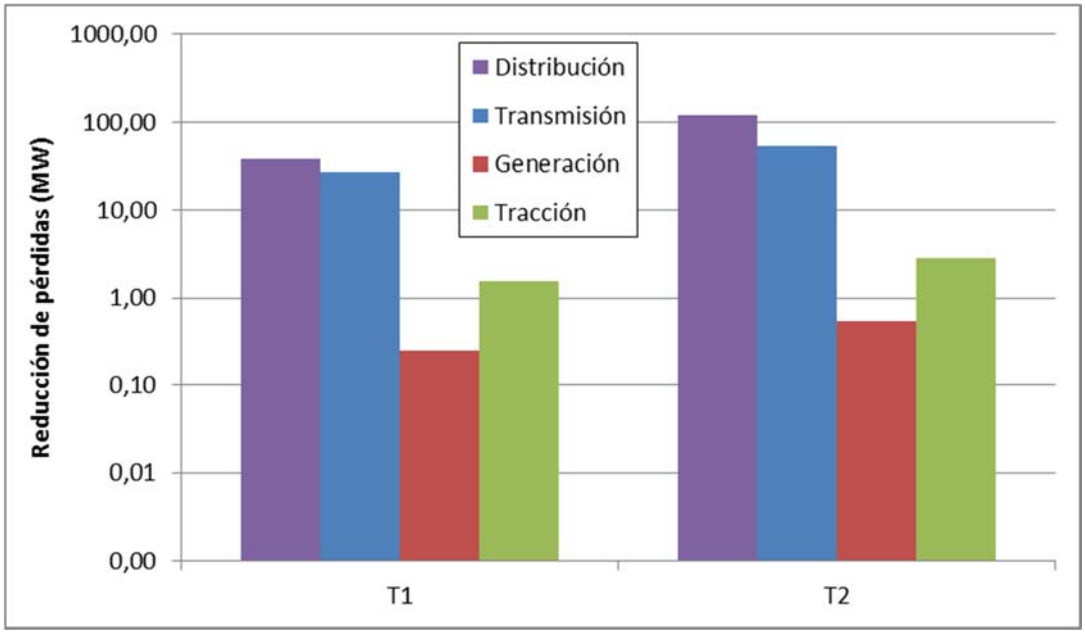


Figura 5.5. Reducción de pérdidas de acuerdo con el Reglamento Europeo 548/2014 (MW)

Por otra parte, si se consideran valores relativos se podrían obtener más conclusiones. Así, en la Figura 5.6 la reducción de pérdidas se expresa en porcentaje, siendo la referencia la cantidad total de potencia que cada aplicación es capaz de transformar. Con la excepción de las unidades de generación (son el grupo menos numeroso, caracterizado por un alto rendimiento), en las que la reducción aplicando T1 alcanza sólo el 0,01%, en los otros tres grupos esta disminución de las pérdidas representa valores entre el 0,05 y 0,11%, excepto para las unidades de generación donde.

El objetivo T2, mucho más exigente, aproximadamente duplica la reducción en todas las categorías. En las unidades de generación de nuevo muestra un pequeño impacto en el posible ahorro de energía, pero en el resto el rango de reducción de pérdidas está entre 0,15 y 0,20%.

Teniendo en cuenta ahora la reducción de las pérdidas anteriores durante un año, es posible calcular la energía, MWh, que no sería necesario generar, y por lo tanto, el CO_2 que no se emitiría a la atmósfera. Teniendo en cuenta los países que han proporcionado datos para esta encuesta, se han calculado los kilogramos promedio de CO_2 emitidos por kWh de energía consumida, siendo el valor de 0.46 kg(CO_2)/kWh [Comisión Europea, 2009].

La Tabla 5.4 representa las toneladas de CO_2/año que no se liberan a la atmosfera para cada tipo de aplicación y para los niveles de eficiencia T1 y T2. Estos datos se obtienen dividiendo la reducción total de CO_2 y la potencia total transformada por cada grupo. Se puede observar que cada MVA transformado por la flota considerada se asociaría a menores emisiones de CO_2, gracias a la aplicación de la normativa de la UE. Por ejemplo, después de la entrada en vigor del T1 las emisiones de CO_2 se reducirían en un promedio de 2,5 toneladas por año y MVA transformado. Mientras que T2 reduciría la liberación de este gas en un promedio de 5,5 toneladas por año y MVA transformado.

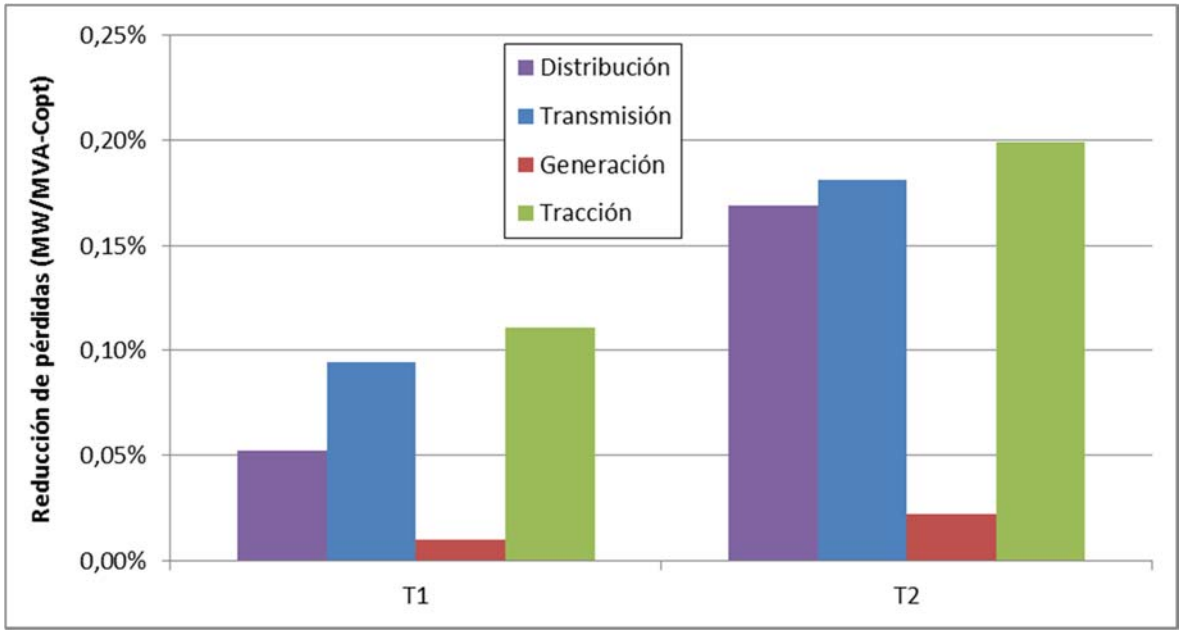


Figura 5.6. Reducción de pérdidas con respecto a la potencia total transformada por cada grupo

Tabla 5.4. Reducción de las emisiones de CO_2 con respecto a la potencia total transformada por cada grupo.

	Reducción de CO_2 por MVA (t/año)	
Aplicación	**T1**	**T2**
Distribución	2.01	6.53
Transmisión	3.64	7.00
Generación	0.40	0.88
Tracción	4.28	7.69

5.4.5. Efecto del índice de carga en el rendimiento

Si se calcula el rendimiento de la flota de transformadores según la Ec 5.1 y teniendo en cuenta varios índices de carga, se puede observar el efecto de aumento de las pérdidas cuando las máquinas funcionan a una carga diferente de la carga óptima. Con este objetivo, se ha representado el rendimiento, en orden creciente, de los transformadores de distribución analizados en este capítulo, Figura 5.7. Parece existir una relación que muestra que menor es el índice de carga óptimo mejor es la eficiencia de la máquina.

La Figura 5.8 representa la reducción de eficiencia que sufren los transformadores de distribución, ordenados por rendimiento creciente, cuando trabajan a una carga superior a la óptima. En este caso, se han considerado tres escenarios de carga; 50, 75 y 100%.

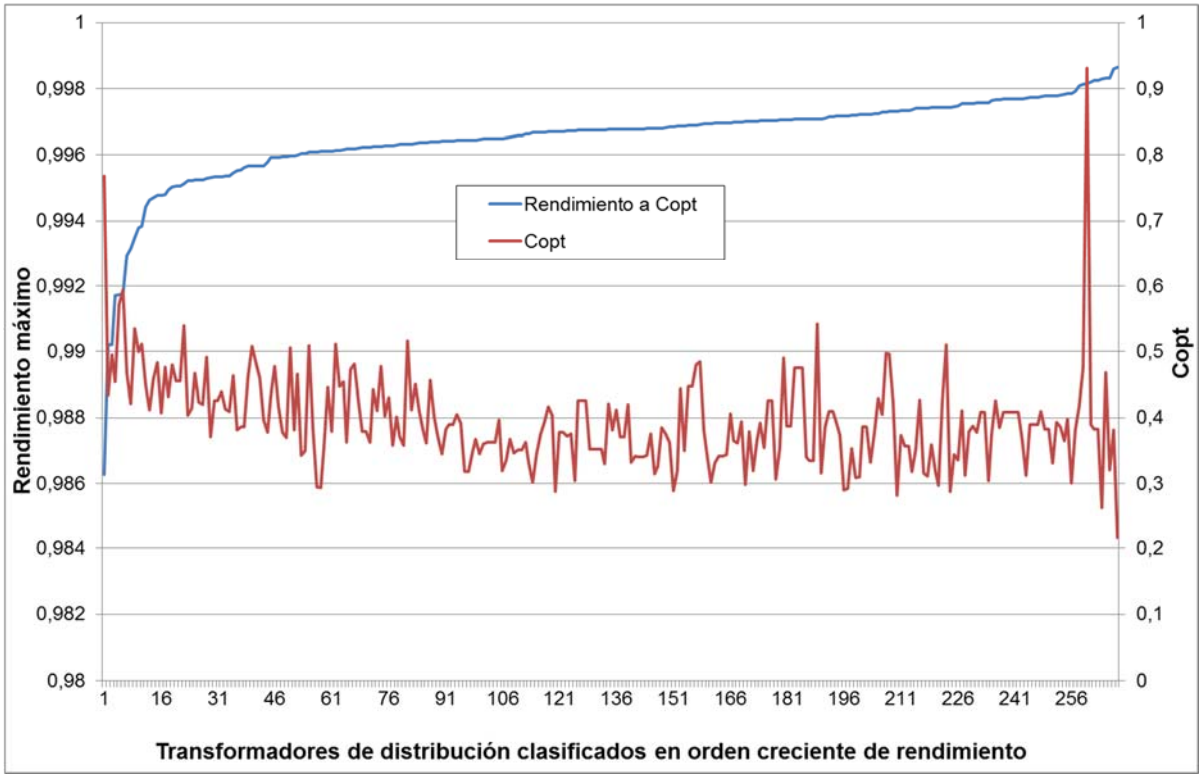


Figura 5.7. Tendencia del máximo rendimiento en transformadores de distribución con respecto a su C_{opt}.

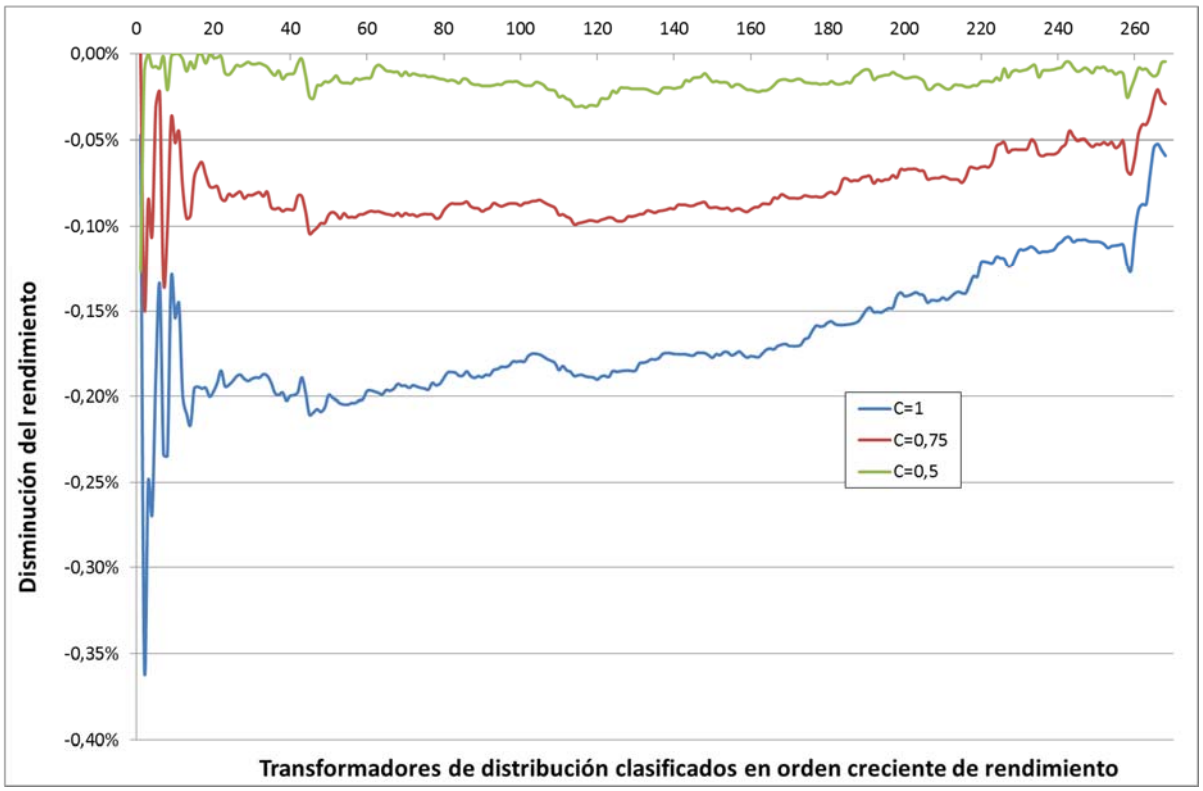


Figura 5.8. Reducción relativa del rendimiento cuando el índice de carga es mayor que el óptimo.

En el primer escenario, 50% (C=0,5), las diferencias con la carga óptima son muy pequeñas. Esto es debido a que la mayoría de los transformadores de distribución tienen su carga óptima cerca del 50%, siendo la reducción media de rendimiento del 0,015%. El segundo escenario representa que la flota de transformadores opera al 75% (C=0,75) de su carga nominal. En este caso, la reducción media del rendimiento es de 0,079%. Y, por último, el escenario de plena carga (C=1) donde el rendimiento se reduce de media un 0,166%.

Se puede observar que existe una diferencia considerable en las pérdidas de la flota cuando se compara el funcionamiento a carga óptima y a plena carga. La figura muestra una clara tendencia, cuanto mayor sea la eficiencia del transformador tanto menor será el efecto de un incremento del índice de carga. Se debe también mencionar aquí que, aunque los transformadores de transmisión y distribución operan generalmente muy cerca del índice de carga óptimo, las máquinas propiedad de la industria trabajan a menudo más cerca de plena carga.

5.5. Efecto de la capitalización de pérdidas en la eficiencia de flotas de transformadores

El objetivo de esta sección es estudiar el efecto de la consideración, por parte de la propiedad y durante la adquisición de las máquinas, de las pérdidas que tendrán respecto a las que tendrían si operaran en su máximo rendimiento. De la flota inicial de transformadores, sólo se dispone de información de cómo se han valorado estas pérdidas en el caso de 3437 transformadores, que son los que se incluyen en este estudio. Estas máquinas pertenecen a empresas Noruegas, Suecas, Británicas, Españolas, Italianas, Croatas y Rumanas dedicadas a la transmisión (TSO) y distribución (DSO) de energía eléctrica. En la Figura 5.9 se muestra el número de equipos que pertenecen a cada grupo y cuántos de ellos, el 6,49%, fueron adquiridos con CL; esto ha sido más común entre las TSO que entre DSO.

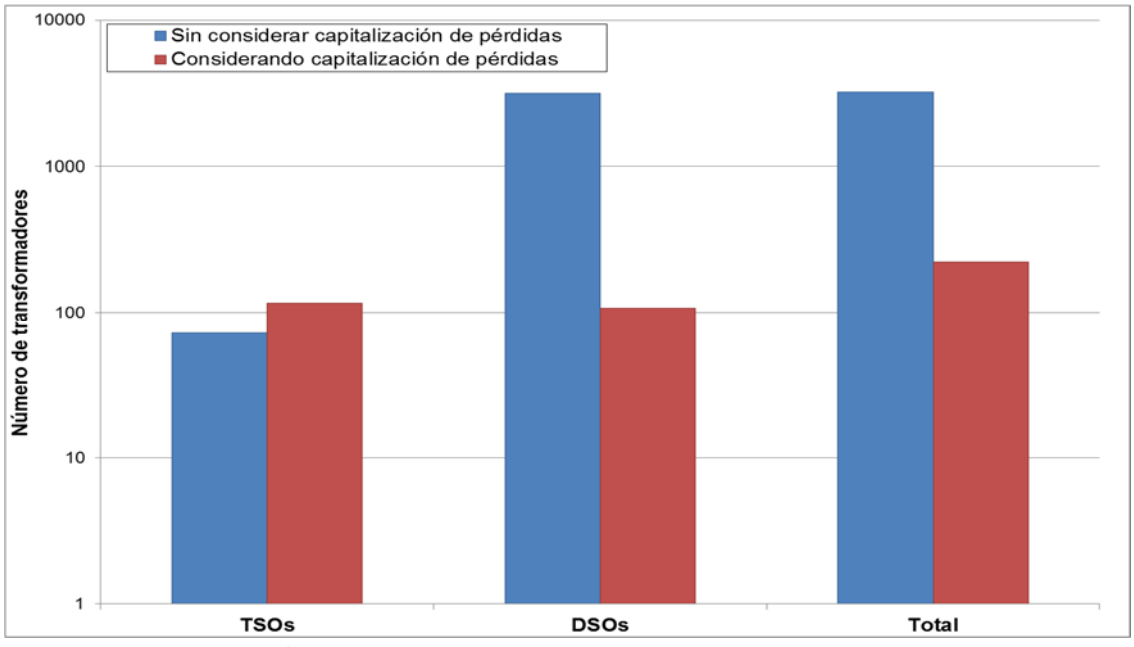


Figura 5.9. Clasificación de la flota de transformadores analizada.

En cuanto a la estructura de este apartado, en primer lugar se estudia el coste asignado por las empresas de distribución y transmisión de energía a las pérdidas en vacío y en carga. También se compara la eficacia de esta población de máquinas con los límites propuestos por el Reglamento UE 548/2014. Finalmente se analiza la influencia que ha tenido la consideración de la capitalización de las pérdidas, CL, en el rendimiento de los transformadores adquiridos.

5.5.1. Análisis del coste asignado a las pérdidas

En esta sección se evalúa el coste asignado por las empresas de transmisión y de distribución a las pérdidas en vacío y en carga. La Figura 5.10 muestra el coste asignado por varias TSO a las pérdidas en vacío y en carga de sus transformadores, dato fundamental para realizar la CL y obtener el TOC de cada máquina. Las líneas de tendencia ayudan a observar que los rangos de variación de estos costes se mantienen aproximadamente constantes mientras la potencia de las máquinas aumenta. Los costes asignados a LL varían entre unos 730 y 4000 €/kW, y los costes asignados a LLN varían aproximadamente entre 3.750 y 10.000 €/kW.

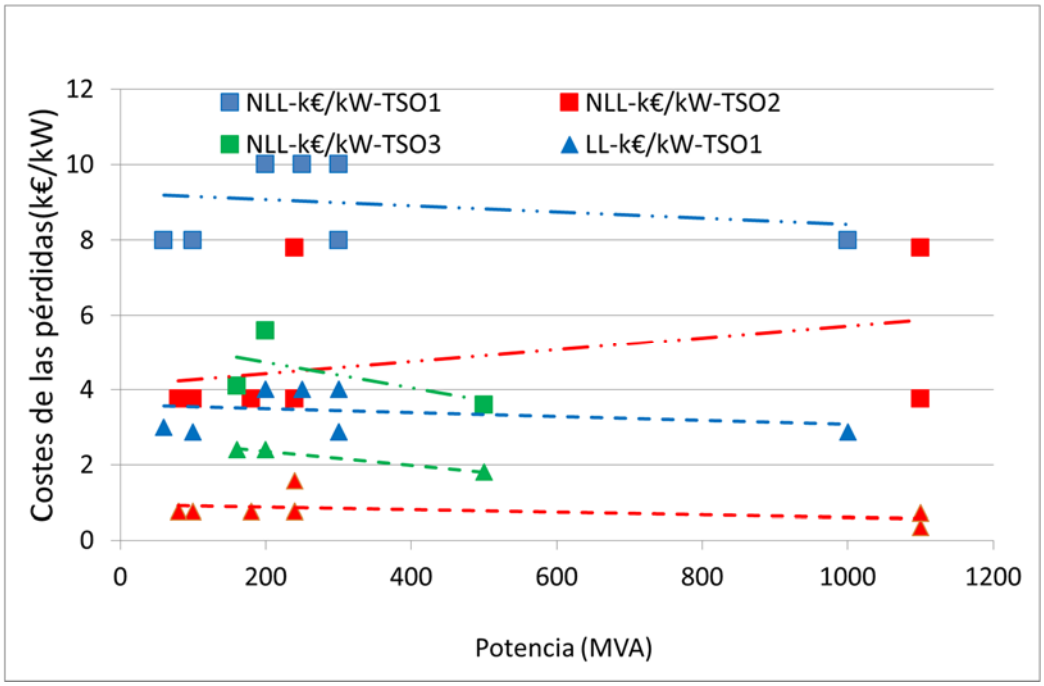


Figura 5.10. El coste de las pérdidas versus la potencia (TSO).

Del mismo modo, la Figura 5.11 muestra el coste asignado por varias DSO a las pérdidas en vacío y en carga de sus transformadores. Estos costes se utilizan para evaluar las pérdidas de energía asociadas a cada máquina a lo largo de su vida útil, siendo parte del cálculo del TOC. Como en el caso de las TSO, las líneas de tendencia muestran que los rangos de variación de estos costes se mantienen aproximadamente constantes cuando aumenta la potencia de la máquina. Los costes asignados a LL varían aproximadamente entre 745 y 1900 €/kW, mientras los costes asignados a LLN varían entre aproximadamente 4246 y 5265 €/kW, con un caso singular en 7.500 €/kW.

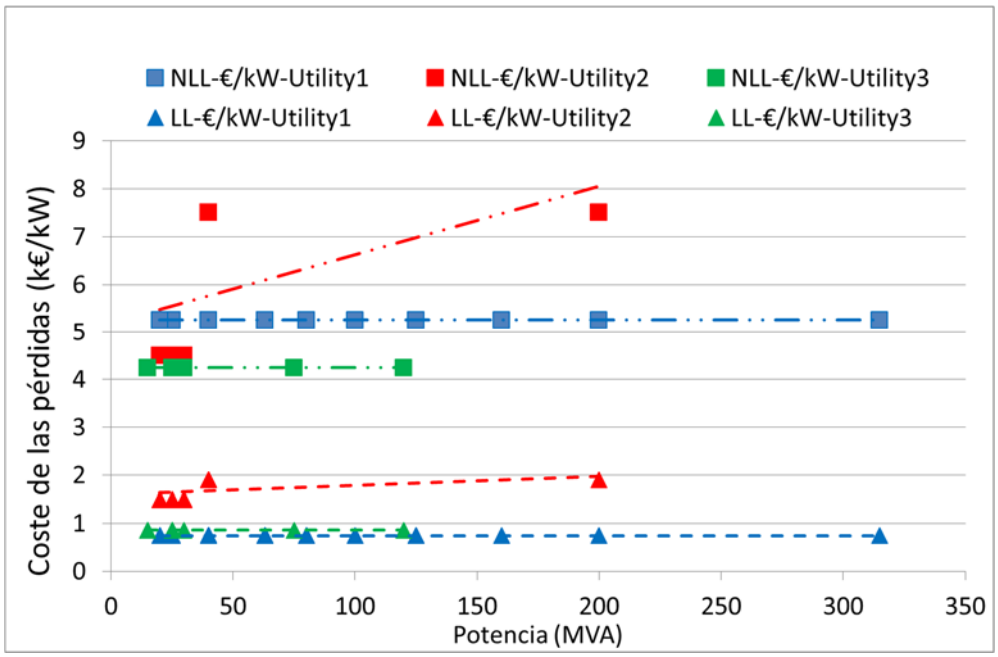


Figura 5.11. El coste de las pérdidas versus la potencia (DSO).

La conclusión que se puede extraer de las cifras anteriores es que las DSO utilizan menores costes de capitalización que las TSO, tanto para las pérdidas en vacío y como para las pérdidas en carga. En este sentido, si los datos anteriores, LLN y LL, se multiplican por las pérdidas de potencia correspondientes, (P_0+P_{C0}) y (P_k+P_{CS}-P_{C0}), se puede obtener la cantidad de dinero en que se han valorado las pérdidas a lo largo de la vida útil de los transformadores estudiados, Ec. 4.2. Los resultados de la CL se pueden ver en la Figura 5.12. Para una mejor visualización de esta Figura, sólo se han representado las máquinas de potencia inferior a 340 MVA; no se han mostrado los de 500, 1000 y 1100 MVA, en cuyos casos se han capitalizado sus pérdidas en un rango entre 930 k€ y 2839 k€. Como era de esperar, las TSO utilizan valores más altos que los empleados por las DSO cuando capitalizan las pérdidas de sus nuevos transformadores. Esto se debe a que los transformadores propiedad de las TSO son estratégicamente más importantes para un país, teniendo la mayoría de ellos con una potencia nominal superior a 150 MVA. Por otro lado, las máquinas propiedad de DSO son generalmente de una potencia menor.

En la Figura 5.13, para una potencia nominal inferior 80 MVA, y en la Figura 5.14 para una potencia superior, se muestra la comparación relación entre la CL y el máximo rendimiento de los transformadores. En las Figuras se han incluido las ecuaciones correspondientes a las líneas de tendencia de cada potencia. Se ha optado por no representar algunas potencias, esto ha sido debido a que se ha considerado que no se disponía de suficientes datos como para que la influencia de los diferentes niveles de precios entre los países no distorsionara el resultado.

Del análisis de los resultados ofrecidos en las Figuras mencionadas, se desprende que la línea de tendencia es negativa para toda la gama de potencias analizada, lo que significa que los transformadores más eficientes invierten menos en CL; este efecto se acentúa cuando la potencia del transformar aumenta; la pendiente aumenta desde 10^7, para máquinas 20 MVA, hasta 4.10^9 para transformadores de 300 MVA.

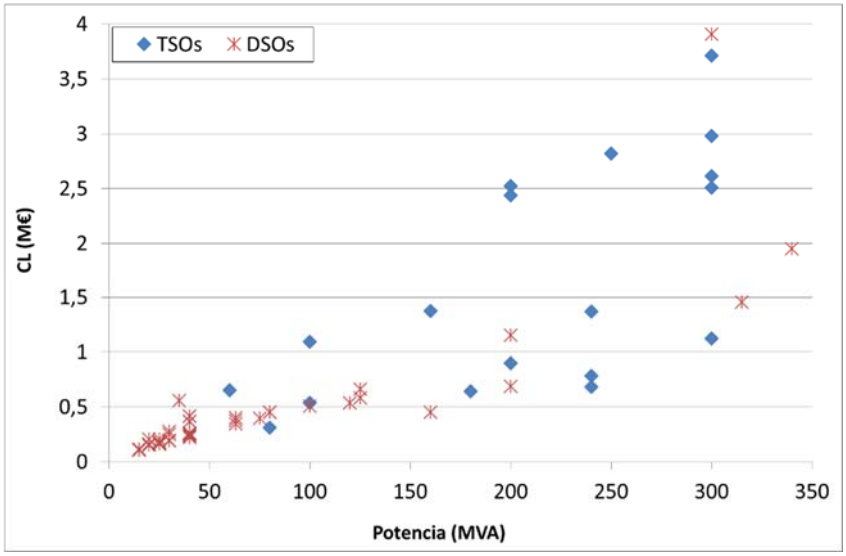


Figura 5.12. Capitalización de pérdidas versus potencia (TSO y DSO).

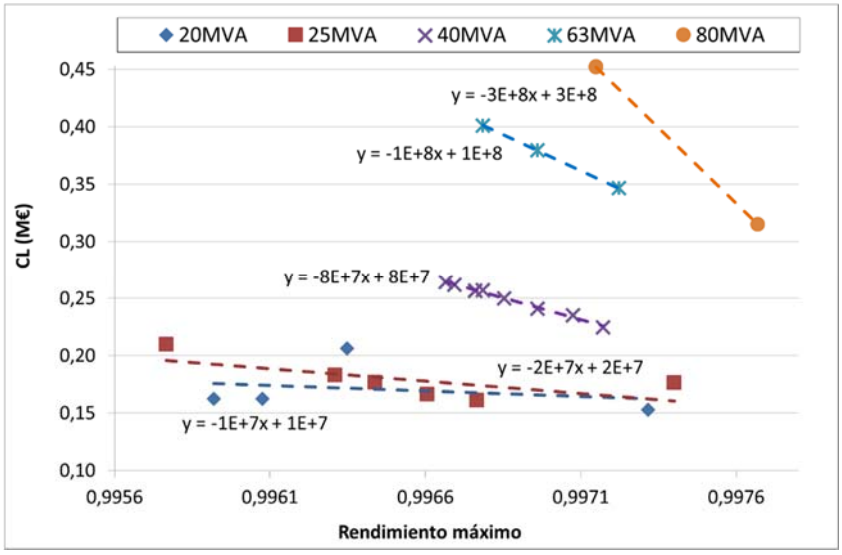


Figura 5.13. Capitalización de pérdidas versus rendimiento (hasta 80MVA).

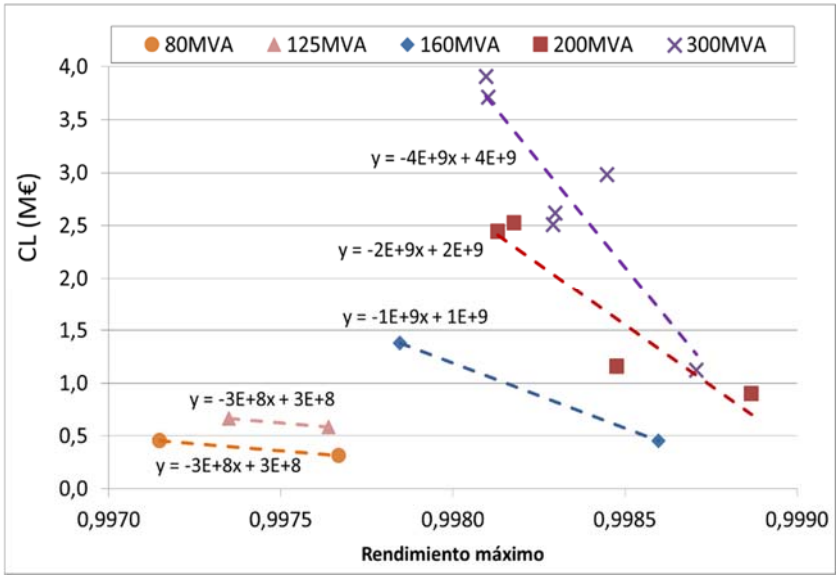


Figura 5.14. Capitalización de pérdidas versus rendimiento (desde 80MVA).

5.5.2. Influencia de la capitalización de pérdidas en el máximo rendimiento

Esta sección tiene en cuenta los umbrales de rendimiento máximo que el Reglamento 548/2014 de la Comisión Europea asigna a los transformadores que se adquieran en Europa desde su entrada en vigor. Como ya se ha comentado previamente, este Reglamento establece dos conjuntos de límites para los valores de máximo rendimiento, el primero es aplicable desde el 1 de julio de 2015 (Tier1) y el segundo tendrá efecto en las máquinas adquiridas después del 1 de julio 2021 (Tier2). En esta normativa se consideran varios tipos de máquinas, estando su segunda sección dedicada a los grandes transformadores de potencia en baño de aceite de 4 MVA hasta 100 MVA (Parlamento Europeo, 2014).

En la Figura 5.15 se ha representado, para las empresas que no utilizan CL, el máximo rendimiento frente a la potencia de los transformadores de la flota analizada. Se han incluido los valores de los Tier1 y Tier2. Para una potencia dada, el signo "+" indica el rendimiento máximo del mejor transformador, y el signo "-" indica el rendimiento máximo de la peor máquina. Cuando ambos valores coinciden, significa que todos los transformadores analizados de esa potencia tienen la misma eficiencia energética. En la Figura 5.16 se ha representado lo mismo, pero para las empresas que si han realizado CL.

Comparando ambas Figuras, se observa claramente como las empresas que utilizan CL optan por utilizar transformadores más eficientes que las que no lo realizan.

En el caso de las empresas que no utilizan CL se observa como en general, los rendimientos medios de las máquinas están rondando los valores del Tier1, habiendo pocas potencias en las que superen los del Tier2.

En el caso de las empresas que utilizan CL se observa como en general, los rendimientos medios de las máquinas están comprendido entre los valores del Tier1 y el Tier2, habiendo en casi toda la gama de potencias máquinas que superen el límite del Tier2.

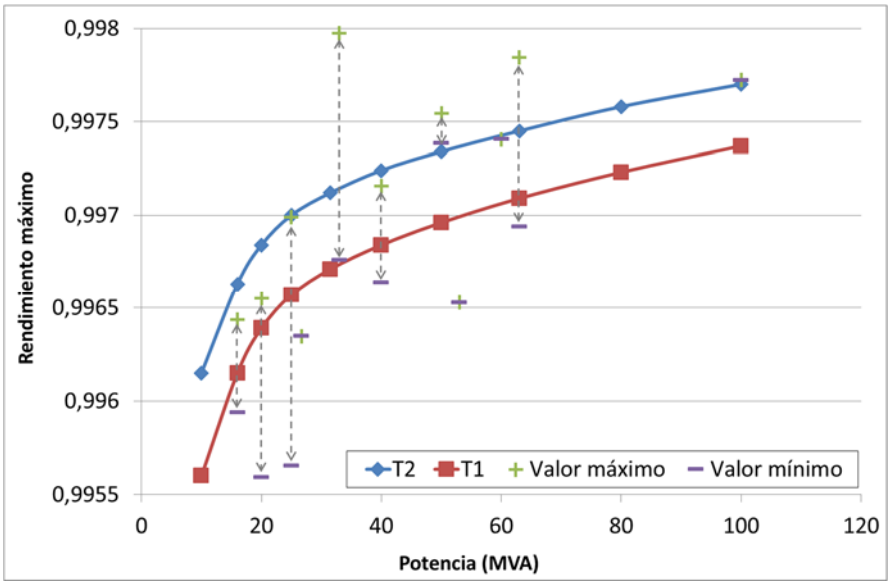


Figura 5.15. Máximo rendimiento versus potencia (empresas que no utilizan CL y transformadores hasta 100 MVA).

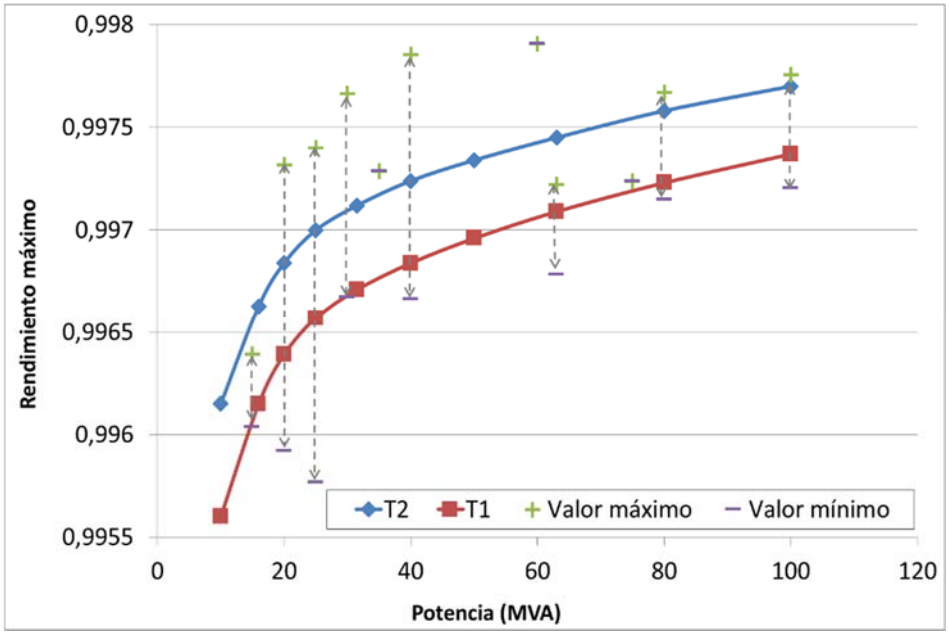


Figura 5.16. Máximo rendimiento versus potencia (empresas que utilizan CL y transformadores hasta 100 MVA)

En el caso de las empresas que no utilizan CL los transformadores más eficientes de 33, 50 y 63 MVA superan el Tier2, mientras que las máquinas menos eficientes de estas potencias están cercanas al Tier1. Otro grupo de potencias sería 16, 20, 25 y 40 MVA, cuyas mejores máquinas superan al Tier1 pero no exceden el Tier2; los transformadores menos eficientes están más alejados del Tier1 que en el caso anterior. En cuanto a las potencias en las que sólo se ha muestreado un rendimiento máximo, se observan dos grupos diferentes; 26 y 53 MVA con una eficiencia inferior a la establecida por Tier1, y, 60 y 100 MVA con rendimientos máximos en línea con Tier2.

En las empresas que utilizan CL las máquinas más eficientes de casi todas las potencias analizadas; 20, 25, 30, 35, 40, 60, 80 y 100, están actualmente por encima de Tier2. Sólo en el caso de 15, 63 y 75 MVA no se supera el Tier2, aunque si superan el Tier1. En cuanto a las máquinas menos eficientes, la mayoría de ellas no superan los límites Tier1. Sólo 15 y 30 MVA alcanzan el Tier1.

Para evaluar el efecto del Reglamento en transformadores con potencia nominal superior a 100 MVA, en la Figura 5.17 muestra la eficiencia de los grandes transformadores de potencia que fueron adquiridos sin CL, y en la Figura 5.18 el de los que fueron adquiridos con CL.

En el primer caso sólo un hay datos de un pequeño número de transformadores, y se corresponden con únicamente cinco potencias, en todas ellas los rendimientos exceden el Tier2. En el segundo caso se representan más transformadores y se corresponde con un número mayor potencias; sólo en la más pequeña hay valores por debajo del Tier 2, pero supera el límite establecido para el Tier1.

Como conclusión de ambas figuras, se puede decir que, con independencia de que los propietarios de muy grandes máquinas hayan realizado CL o no, han instalado trasformadores de gran eficiencia.

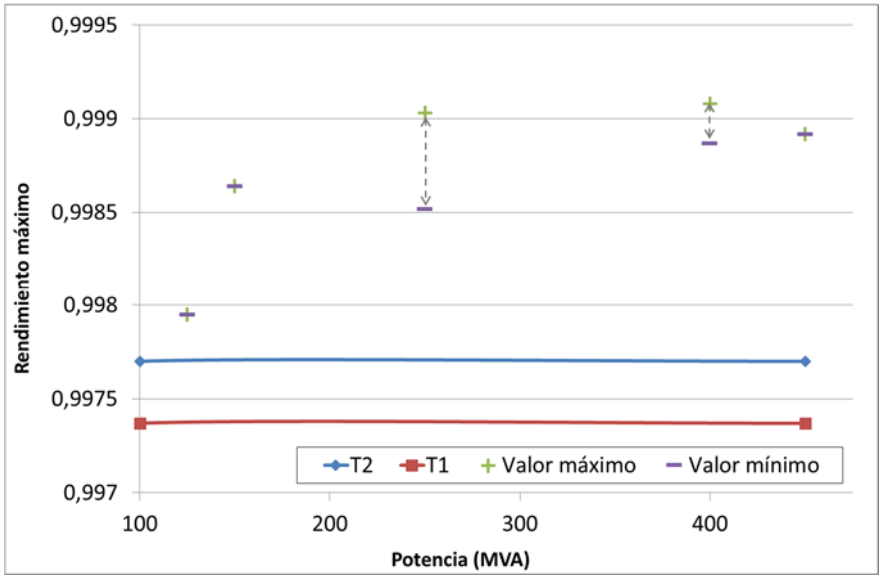


Figura 5.17. Máximo rendimiento versus potencia (empresas que no utilizan CL y transformadores desde 100 MVA).

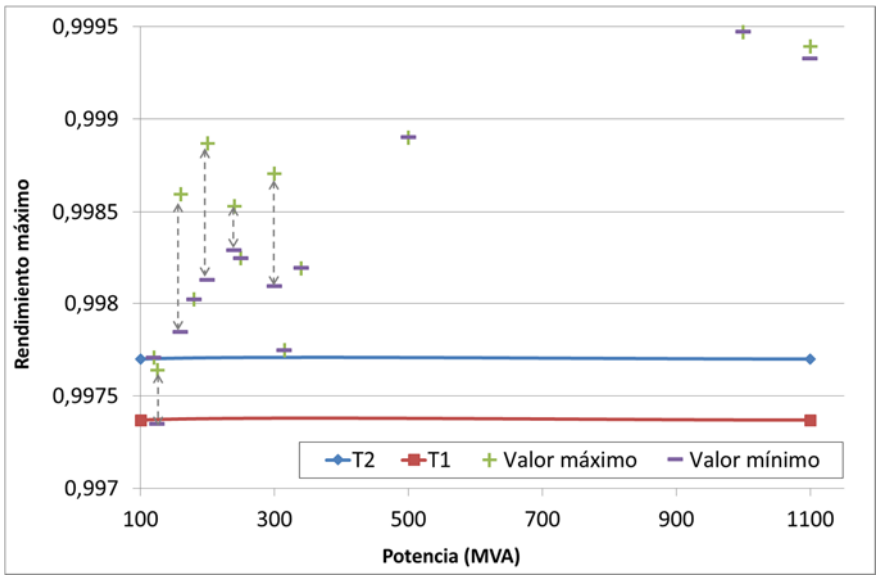


Figura 5.18. Máximo rendimiento versus potencia (empresas que utilizan CL y transformadores desde 100 MVA).

CAPÍTULO 6

Evaluación del estado de salud de transformadores.

6. Evaluación del estado de salud de transformadores

Una buena parte de los transformadores empleados en la actualidad poseen un sistema aislante compuesto por aceite y papel dieléctricos. El buen estado de conservación de este sistema es el que garantiza un buen estado del transformador.

Pero su sistema aislante se va deteriorando progresivamente durante la operación, y se ve influenciada por numerosos factores. Entre estos factores se encuentran la sobre intensidad de corriente, largos períodos de funcionamiento a alta carga, el recalentamiento, la humedad, la oxidación, etc. El aceite dieléctrico se ve influenciado principalmente por el calor y la presencia de humedad, mientras que el papel puede experimentar un importante incremento en su velocidad de degradación a través de la oxidación.

El aceite se va descomponiendo en hidrógeno y gases de bajo peso molecular como metano, etano, etileno, acetileno, etc. La proporción en la que se encuentran estos gases disueltos en el aceite es función de diferentes situaciones de fallo que pueden tener lugar dentro del transformador durante su funcionamiento.

En cuanto al sólido aislante, generalmente papel Kraft, se descompone en productos como el agua, CO y CO_2, así como pequeñas cantidades de compuestos furánicos. La concentración de CO y CO_2 crece con el incremento de la temperatura, el aumento del oxígeno presente en el aceite y el aumento del contenido en humedad del papel.

La monitorización de diversos parámetros durante la operación del transformador aporta conocimiento sobre el estado del sistema de aislamiento, de forma que sea posible garantizar la fiabilidad del transformador durante el mayor tiempo posible. Este hecho posibilita la reducción de los costes de operación ya que ayuda a mejorar las estrategias de mantenimiento y reemplazo de transformadores que representan un coste considerable para los gestores de flotas de transformadores.

En los transformadores bañados en aceite, el envejecimiento se ha analizado tradicionalmente únicamente a través de la medida de diferentes parámetros del aceite (contenido en agua, acidez, rigidez dieléctrica, factor de pérdidas, contenido en gases disueltos, la concentración de furanos), ya que no es posible observar de forma directa el estado del papel.

El objetivo de este apartado es evaluar la bondad de diferentes herramientas de análisis de los sistemas dieléctricos para obtener una buena estimación del estado real de un transformador. Como ya se ha indicado, conocer de forma precisa el verdadero estado de un transformador facilita una toma de decisiones adecuada en cuanto al momento más idóneo de sustitución de un transformador que ha llegado al final de su vida útil. Para analizar qué herramientas son las más adecuadas se ha estudiado una flota de transformadores sobre los que se han aplicado diferentes métodos de análisis: propiedades del aceite, gases disueltos, concentración de furanos, grado de polimerización, standard IEC62874 y dos índices de salud diferentes.

6.1. Descripción de la flota de transformadores

En este apartado se ha analizado la información recopilada durante varios años sobre el control de las condiciones del aceite de una población de 52 transformadores cuyo sistema de aislamiento está formado por aceite mineral y papel Kraft. Esta flota incluye transformadores cuya potencia se encuentra entre 30 y 135 MVA. El nivel de la alta tensión de estas máquinas varía entre 30 y 220 kV. Los sistemas de refrigeración más comunes entre estos transformadores son ONAN, ONAF y OFWF. Los fabricantes de estas máquinas son diferentes, por lo que también lo son las tecnologías empleadas. Dentro de la flota de se pueden diferenciar dos grandes grupos, el primero de ellos incluye máquinas que llevan en operación desde la década de los 70 del pasado siglo (29 transformadores viejos) y el segundo grupo que incluye las unidades fabricadas durante la primera década de este siglo (23 transformadores nuevos).

6.2. Análisis de las propiedades de los materiales dieléctricos

A partir de la información recopilada durante los últimos años sobre el estado del aceite en la flota de transformadores bajo estudio en esta sección, este subapartado evalúa en primer lugar la evolución de las propiedades físicas y contenido en gases disueltos. A continuación se hace una estimación de la edad de las máquinas a través de dos metodologías, ambas basadas en la concentración de furanos y CO_2 en muestras de aceite.

6.2.1. Propiedades físicas del aceite

El objetivo de estos análisis es estimar la condición del sistema de aislamiento del transformador resultante del envejecimiento continuo sufrido por el conjunto aceite-papel mediante el análisis de las propiedades físicas del aceite. Entre los análisis habituales llevados a cabo en el mantenimiento de los transformadores se encuentran: humedad (IEC 60814), rigidez dieléctrica (IEC 60156), color (ASTM D 1500), tensión interfacial (ASTM D971-12), acidez (ASTM D-664) y factor de pérdidas (IEC 61620).

La determinación de estas propiedades permite el establecimiento de diferentes acciones como por ejemplo, efectuar un chequeo cada 6 o 12 meses si el transformador cumple los límites establecidos por la normativa (UNE-EN-60422). Por el contrario, si el transformador incumple los límites normativos, es preciso llevar a cabo acciones como: tratamiento por termo vacío, secado de la parte activa, regeneración del aceite, deslodificación, cambio total de aceite, etc.

En la Figuras 6.1-6.14 se muestra la evolución con el tiempo de diferentes propiedades del aceite para 14 de los 52 transformadores evaluados.

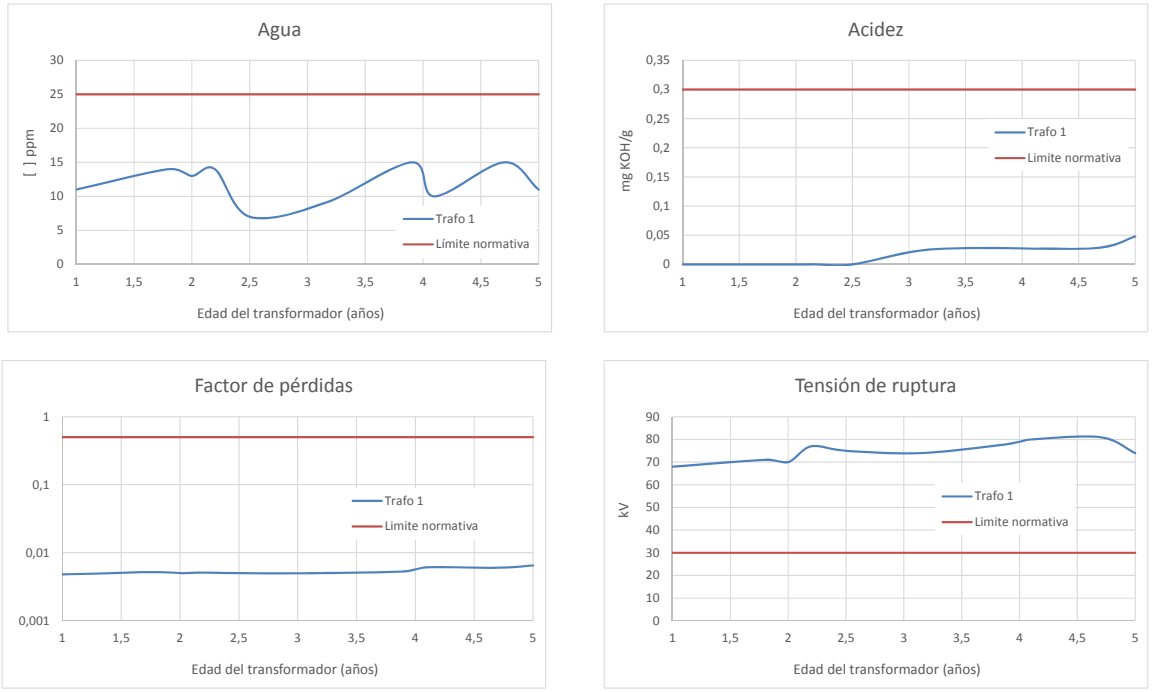


Figura 6.1. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 1.

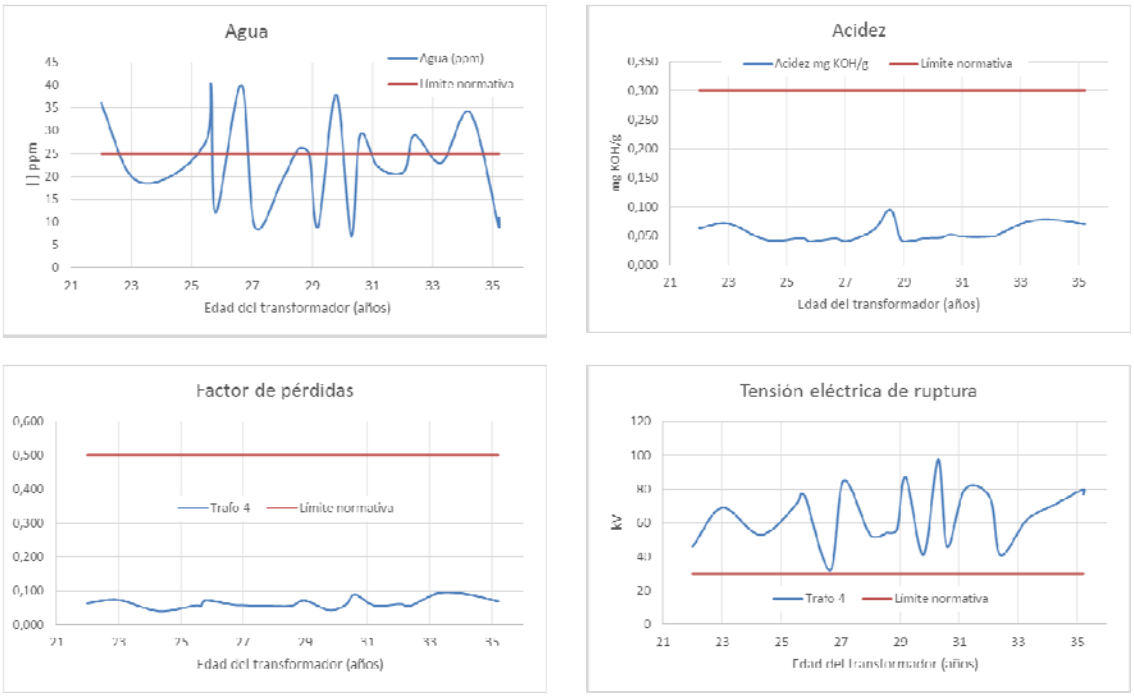


Figura 6.2. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 4.

Figura 6.3. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 5.

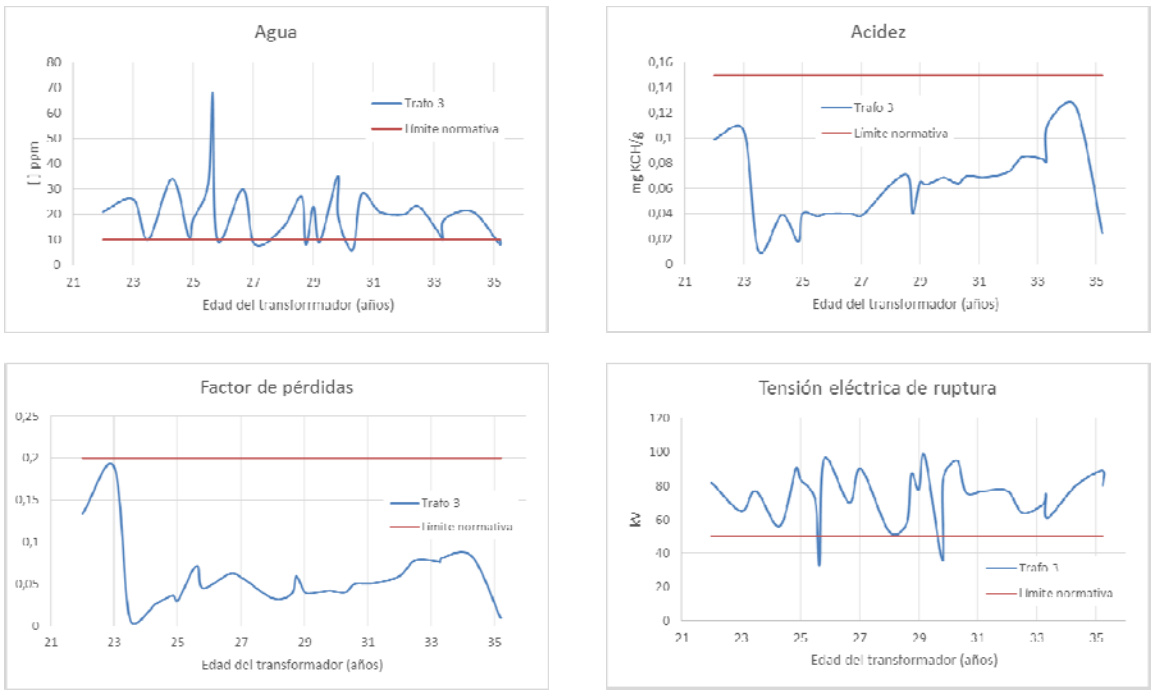


Figura 6.4. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 6.

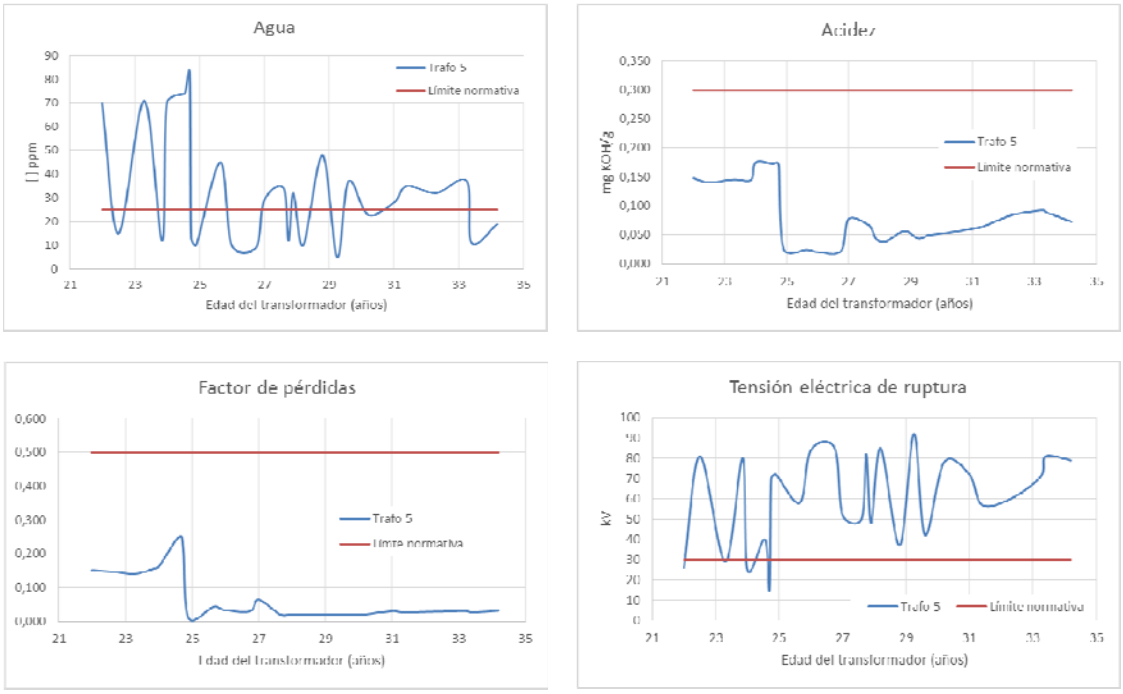


Figura 6.5. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 8.

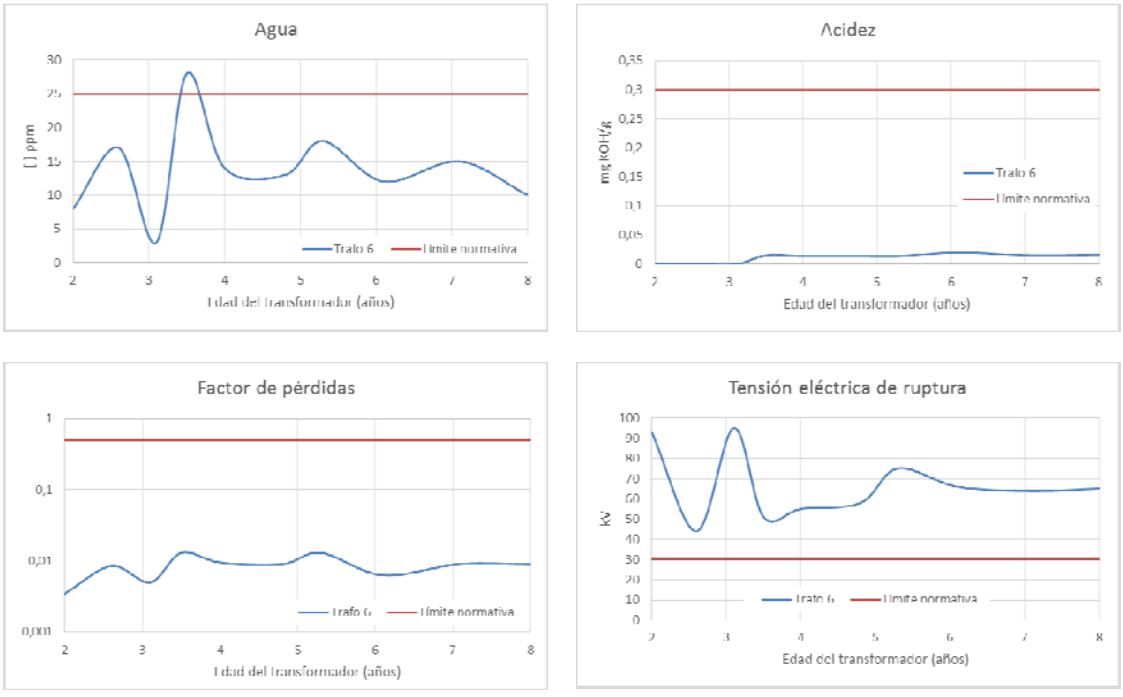


Figura 6.6. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 9.

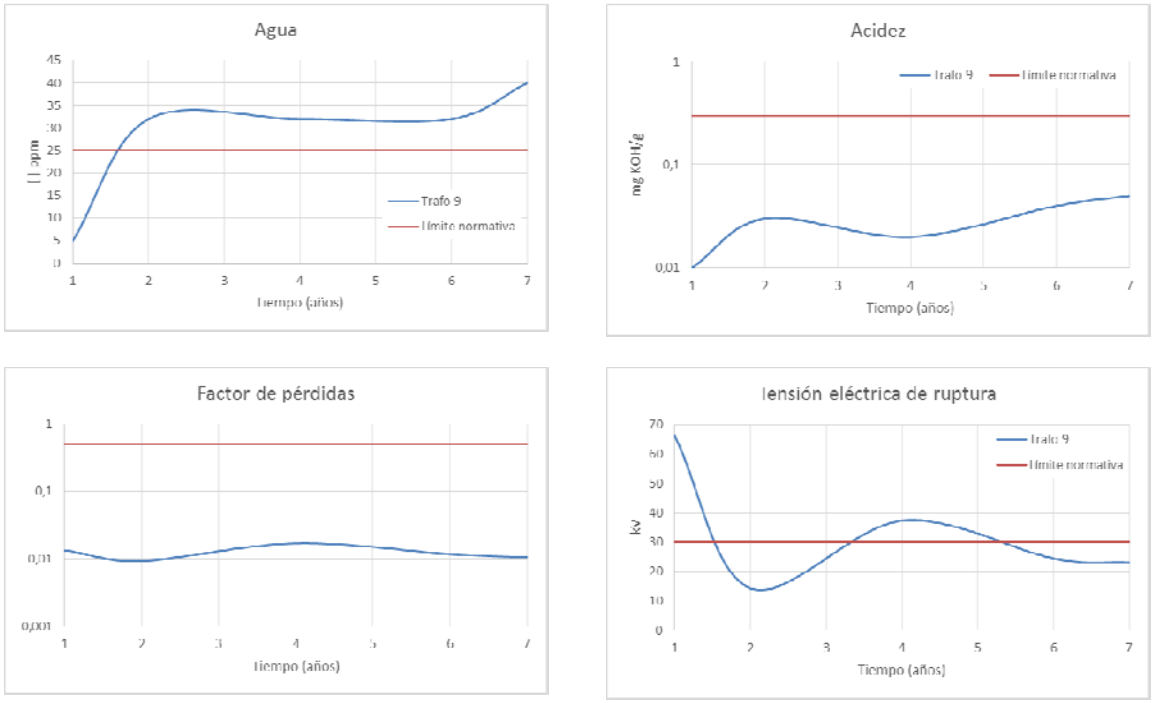


Figura 6.7. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 10.

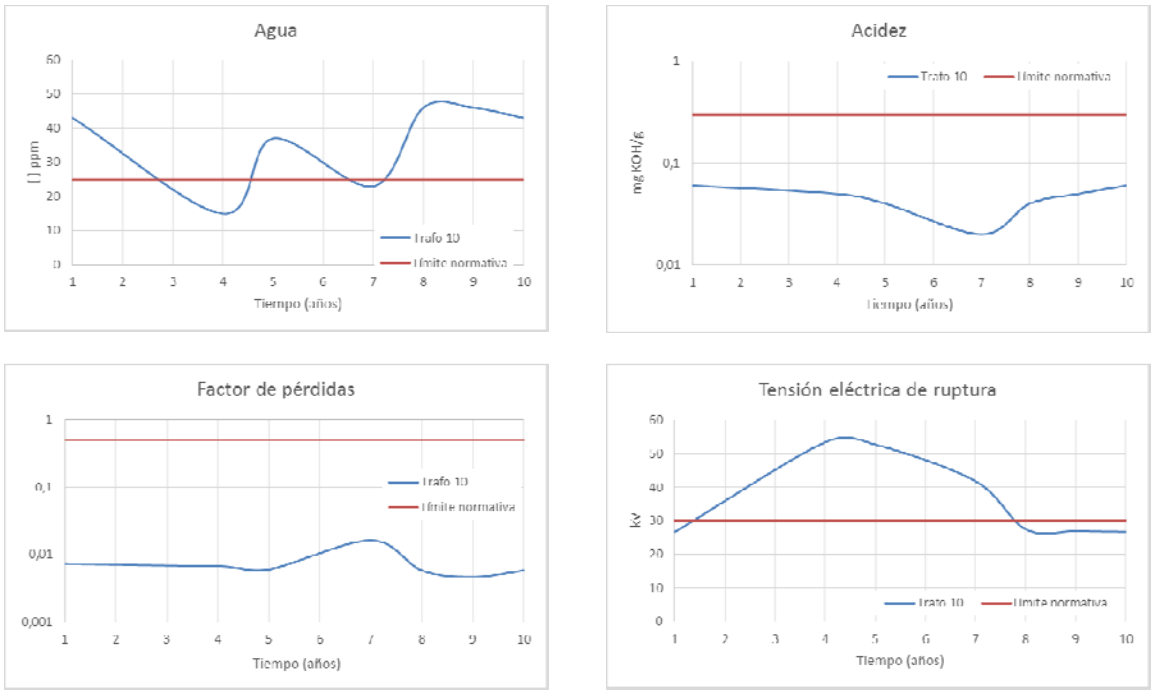


Figura 6.8. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 11.

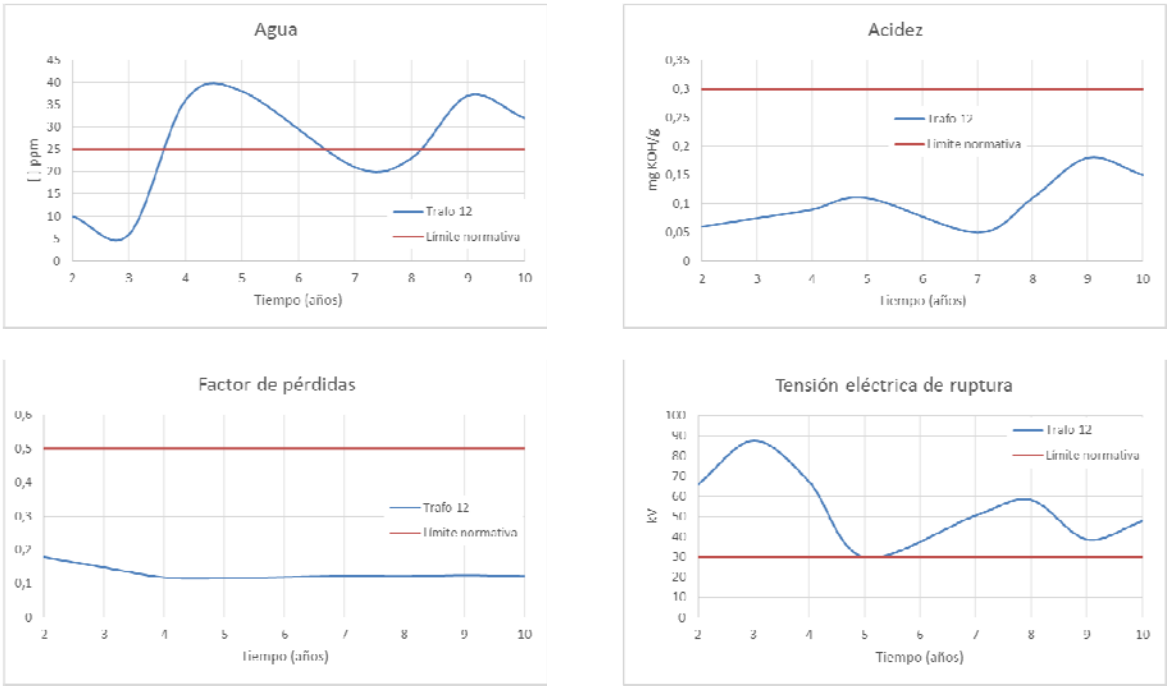


Figura 6.9. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 12.

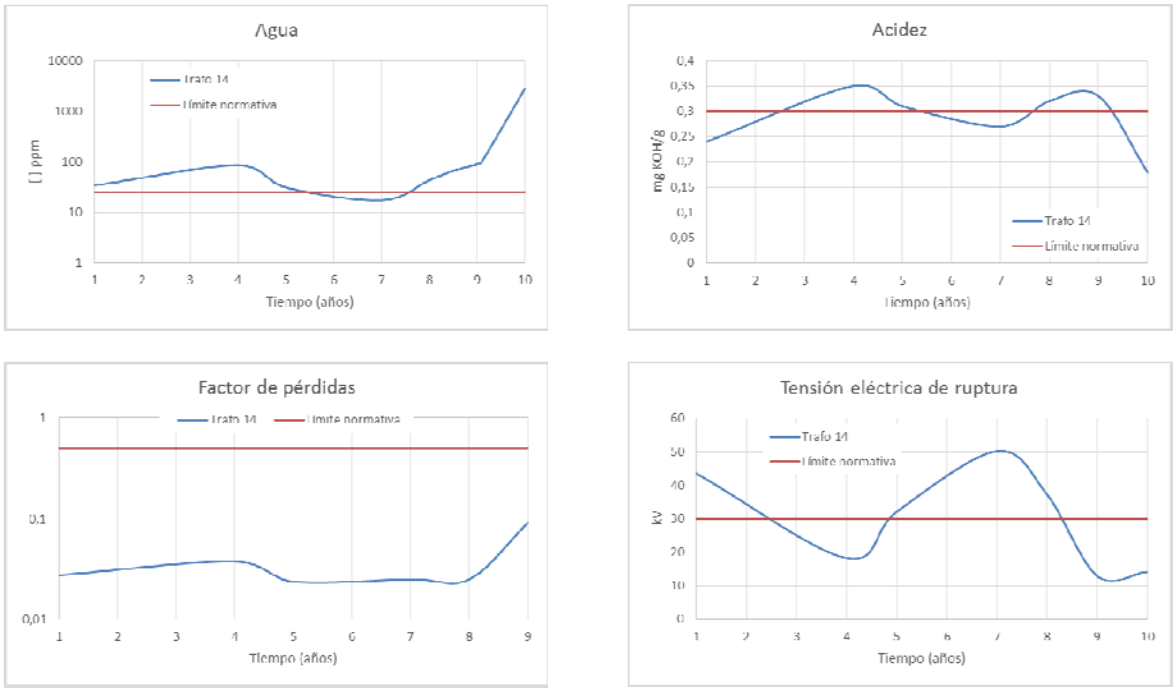


Figura 6.10. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 14.

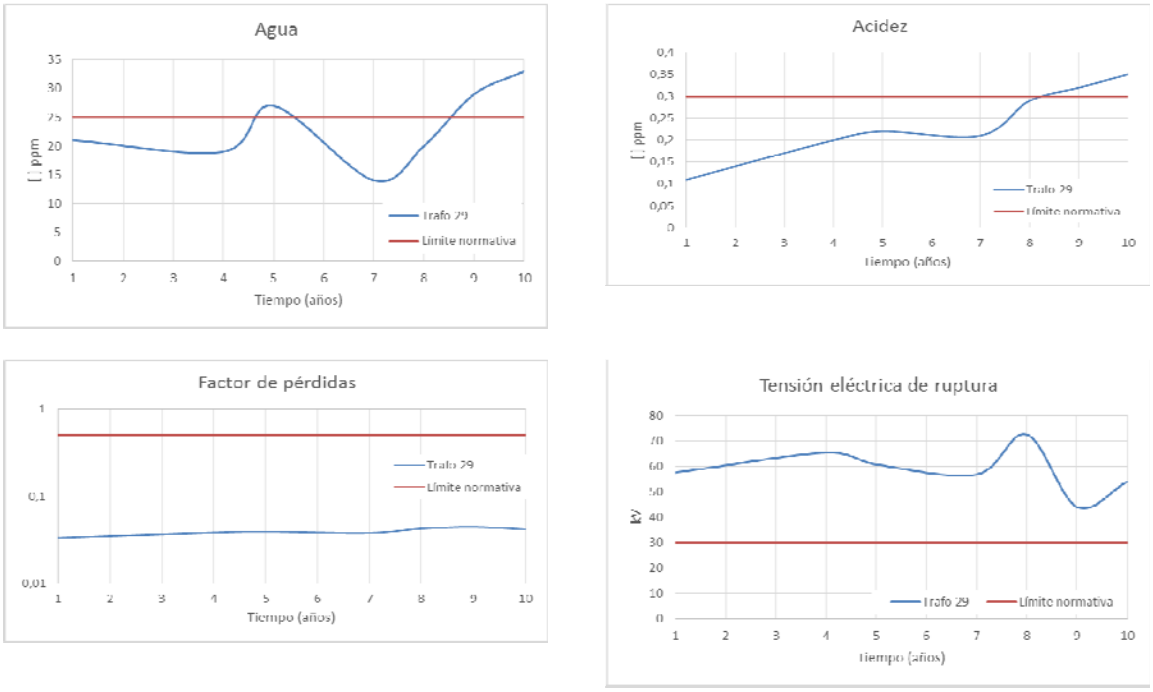


Figura 6.11. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 29.

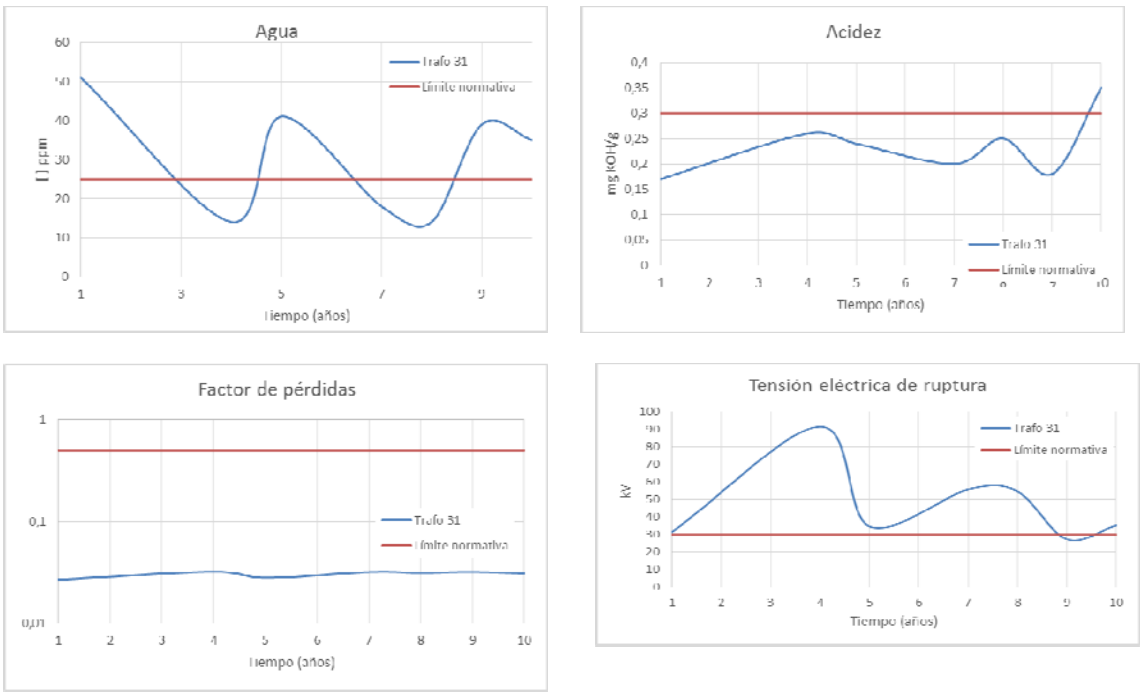


Figura 6.12. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 31.

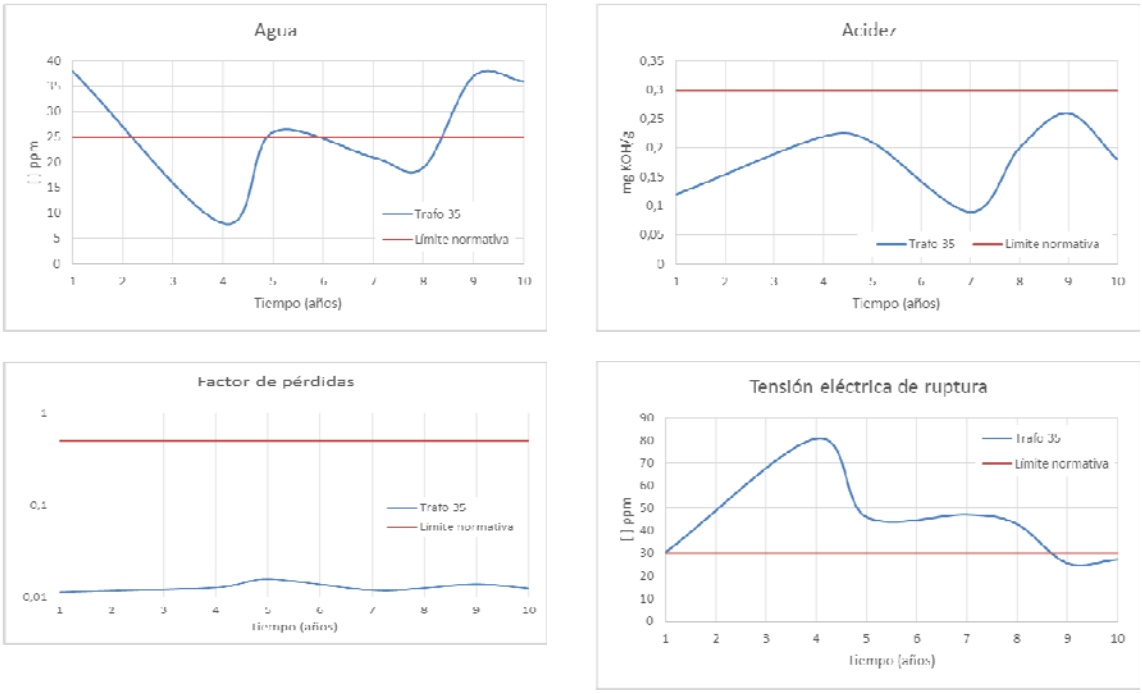


Figura 6.13. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 35.

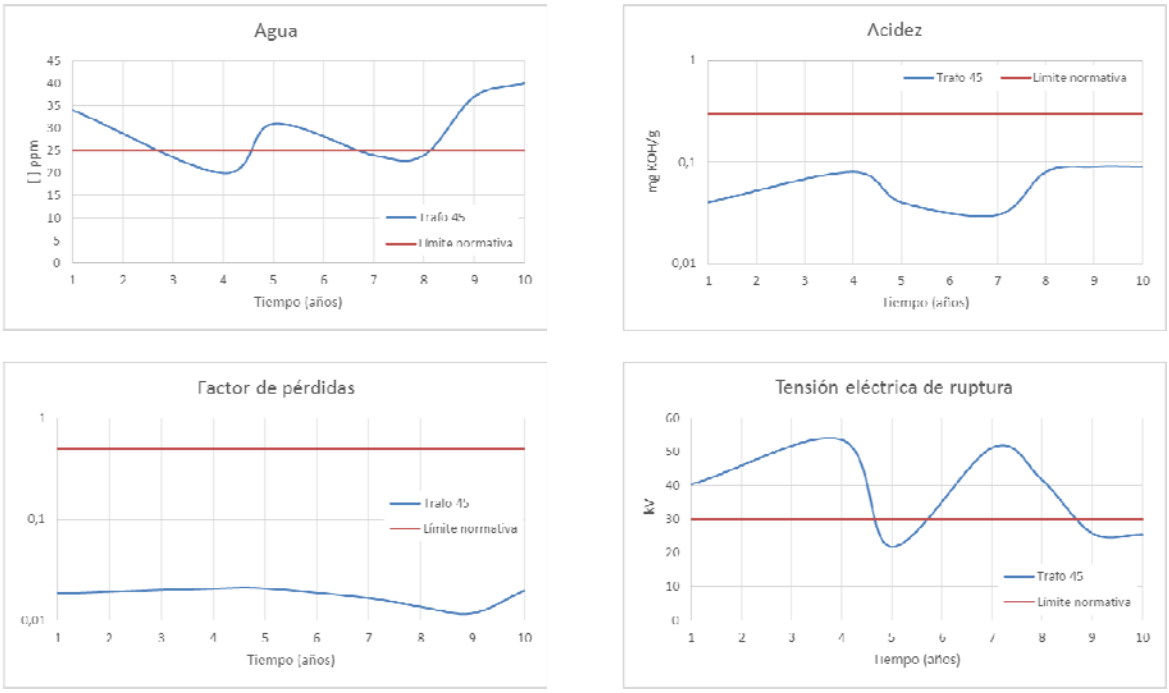


Figura 6.14. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 45.

En el caso de los análisis de humedad, acidez, rigidez eléctrica y factor de pérdidas, se puede observar como en los transformadores más antiguos, como son el 4, 5, 6 y 8, los límites establecidos por normativa para algunas de las variables analizadas se superan en diversas ocasiones a lo largo del tiempo. Esto no parece haber impedido que los transformadores hayan continuado operando sin la aparición de un fallo grave durante el periodo estudiado. Esto parece indicar que los límites actuales establecidos en la normativa son bastante conservadores, lo que es lógico considerando el papel que los transformadores juegan en las redes de suministro. En el caso de los transformadores nuevos pertenecientes a la flota estudiada, (9, 10, 11, 12, 14, 29, 31, 35 y 45).se ha observado que aproximadamente el 44% de ellos presentan al menos un parámetro que no cumple con los límites establecidos.

El análisis llevado a cabo sobre esta flota de transformadores también ha mostrado que el problema más frecuente, existente en el aceite de aproximadamente la mitad de las unidades estudiadas, es debido al incumplimiento de los límites establecidos para la humedad. El segundo parámetro que más veces ha incumplido los límites fijados ha sido la rigidez dieléctrica (32% de las unidades analizadas), cuyo valor está íntimamente relacionado con la humedad. Además de por la presencia de humedad, la rigidez dieléctrica se ve también altamente afectada por la contaminación por partículas.

Con respecto a la acidez y el factor de pérdidas, la mayoría de los transformadores cumplen con los límites fijados en la normativa (95% de las unidades estudiadas). Es importante recordar que el factor de pérdidas puede experimentar un incremento considerable por contaminación por humedad y presencia de partículas en el aceite. Estos parámetros muestran que a lo largo del tiempo se producen menores fluctuaciones que en la humedad y la rigidez. Por lo tanto, existe una gran probabilidad de que si entre dos medidas anuales seguidas de los parámetros del aceite de acidez y factor de pérdidas se observa un descenso pronunciado, esto sea debido a que el aceite ha sido sometido a un tratamiento de regeneración.

Por lo tanto, se puede concluir que este tipo de análisis es útil para controlar la calidad del aceite e implementar, si fuera necesario, alguna acción correctiva (regeneración o rellenado con aceite nuevo). Sin embargo, estos análisis no ofrecen información sobre otras variables que afectan al estado del transformador como pueden ser la degradación del sólido aislante, que es el componente que finalmente determina la vida remanente del transformador.

6.2.2. Gases disueltos en el aceite dieléctrico

Durante la operación del transformador se pueden generar gases, que pueden quedar disueltos en el aceite, lo que permite que sean analizados periódicamente; su estudio aporta información sobre posibles fallos internos que pueden estar ocurriendo en el interior del transformador (IEC 60599, IEC 60567). Los gases analizados habitualmente son: hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), etano (C_2H_6), metano (CH_4), oxígeno (O_2) y nitrógeno (N_2). La concentración de estos gases va cambiando con el tiempo en función de la degradación experimentada por el sistema aislante. El contenido de gases disueltos en el aceite puede seguir un comportamiento en concordancia con un funcionamiento normal del transformador a lo largo del período de

tiempo analizado, o por el contrario puede presentar una tasa de generación completamente diferente si en el transformador existen errores de diseño o condiciones de operación inadecuadas. En este caso, la vida en operación del transportador se podría ver reducida considerablemente.

A través del análisis de gases disueltos se pueden detectar distintos problemas o fallos (Tabla 6.1) existentes dentro del transformador (IEC 60599, IEC 60567). Los fallos térmicos se producen cuando el aislamiento alcanza una temperatura excesivamente alta. En el caso de los defectos eléctricos se pueden producir descargas parciales, donde sólo se puentea parcialmente el aislamiento entre conductores; y descargas disruptivas, en las que se forma un arco como consecuencia de la perforación del aislamiento.

Tabla 6.1. Clasificación de las faltas y su abreviatura.

DP	Descargas parciales
D1	Descargas de baja energía
D2	Descargas de alta energía
T1	Defecto térmico, Tª < 300ºC
T2	Defecto térmico, 300ºC < Tª < 700ºC
T3	Defecto térmico, Tª > 700ºC

Las concentraciones de gases disueltos deben cumplir los límites establecidos en la normativa. La superación de estos valores puede ser un indicativo de un mal funcionamiento interno del transformador. Por ejemplo, una alta concentración de hidrógeno e hidrocarburos puede indicar fallos eléctricos y térmicos. Si los valores medidos son extremadamente altos, probablemente se deberán a defectos que liberan gran cantidad de energía.

La evolución con el tiempo de los gases disueltos en el aceite para el conjunto de los transformadores de la flota analizada, ha mostrado que los límites han sido superados en multitud de ocasiones (57% de las unidades estudiadas) sin afectar a la operación de estas máquinas. A continuación se muestran algunos de los transformadores en los que se ha superado al menos uno de los límites (Figuras 6.15 – 6.21).

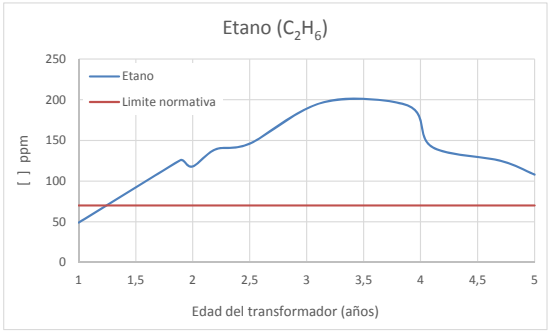


Figura 6.15. Evolución del contenido en C_2H_6 en el TF1

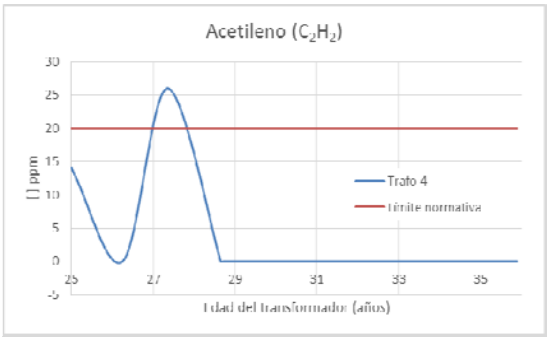


Figura 6.16. Evolución del contenido en C_2H_2 en el TF4.

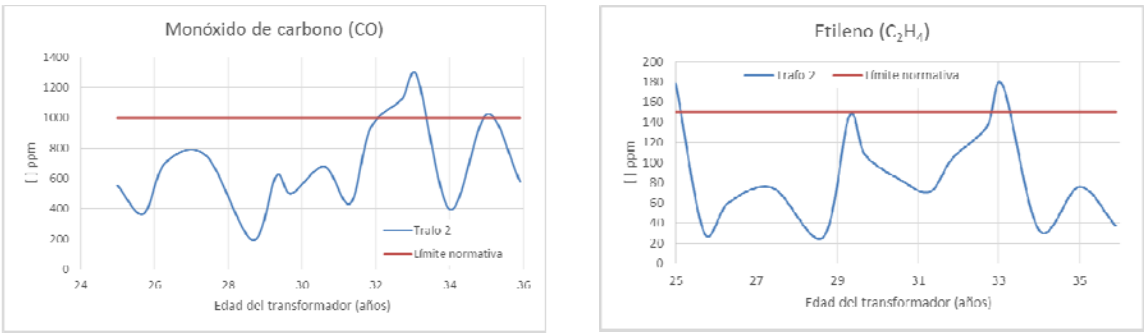


Figura 6.17. Evolución de los contenidos en CO en C_2H_4- en el TF5.

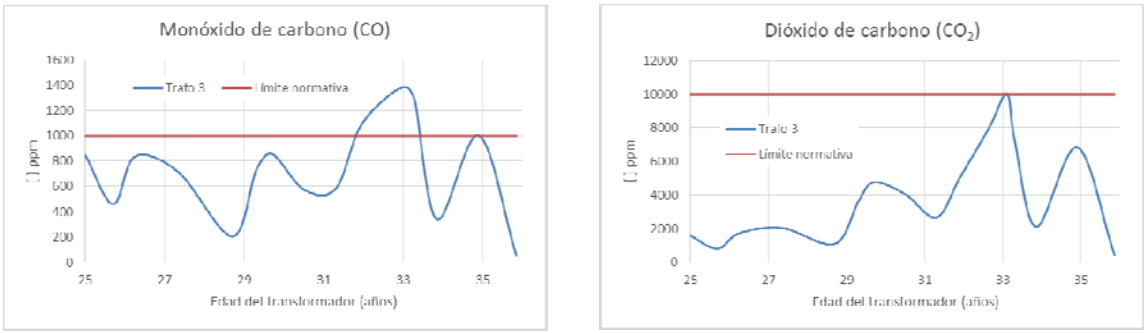


Figura 6.18. Evolución de los contenidos en CO y en CO_2 el TF6.

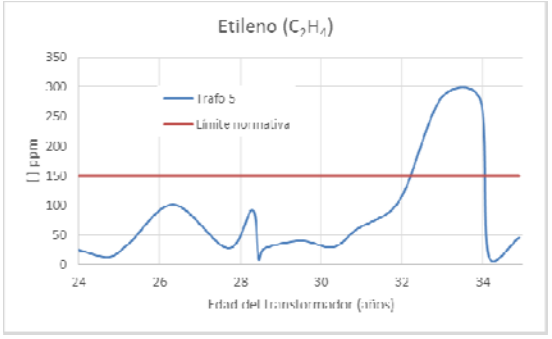


Figura 6.19. Evolución de los contenidos en C_2H_4 en el TF8.

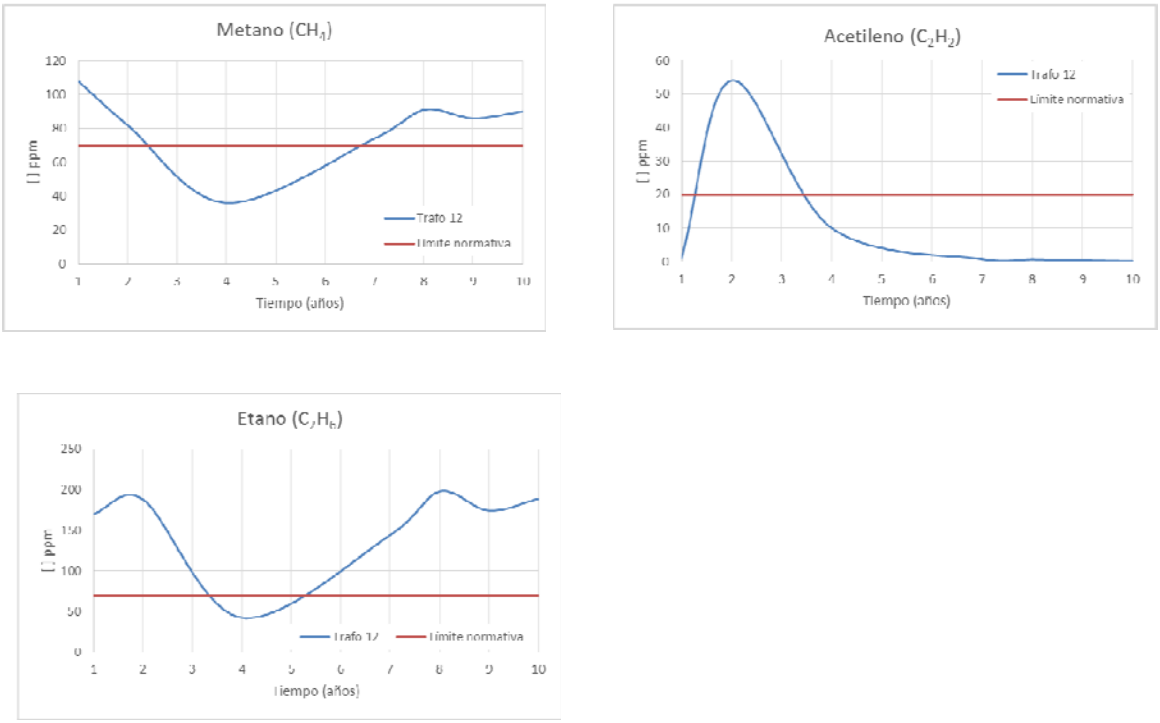


Figura 6.20. Evolución de los contenidos en CH_4, C_2H_2, y en C_2H_6 en el TF12.

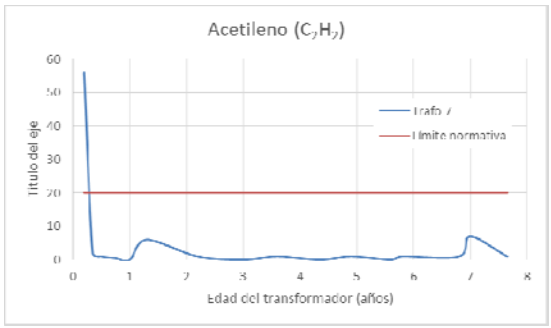


Figura 6.21. Evolución del contenido en C_2H_2 en el TF52.

6.2.3. Detección de fallos a través del análisis de gases disueltos

Adicionalmente a los límites establecidos por normativa para las concentraciones de cada uno de los gases analizados individualmente, también se establecen una serie de relaciones de concentración, IEC 60599. Estas relaciones son importantes porque cada uno de los seis tipos de fallo que pueden ocurrir dentro de un transformador se caracteriza por generan una composición específica de hidrocarburos gaseosos, Tabla 6.2.

Tabla 6.2. Interpretación de las relaciones de concentración.

Defecto característico	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Descargas parciales	NS	< 0,1	< 0,2
Descargas de baja energía	> 1	0,1 – 0,5	> 1
Descargas de alta energía	0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
Defecto térmico, Tª < 300ºC	NS	> 1	1 – 4
Defecto térmico, 300ºC < Tª < 700ºC	< 0,1	> 1	1 – 4
Defecto térmico, Tª > 700ºC	< 0,2	> 1	> 4
NS: No significativo cualquiera que sea el valor			
Las concentraciones anteriores son significativas y deben calcularse sólo si al menos uno de los gases supera los valores típicos de concentración y velocidad de incremento de dicha concentración.			

Estos ratios se han determinado para la flota de transformadores estudiada y los valores obtenidos para 15 de los transformadores analizados se recogen en las Tablas 6.3 – 6.17. Se ha obtenido que parte de estos transformadores poseen alguno de los defectos asociados a una degradación del papel alejada del comportamiento derivado de una operación del transformador normal.

Tabla 6.3. Relación de los gases característicos en el TF1.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	2,14	0,00	0,59	0,08	0,18	0,00
2	6,82	0,00	1,19	0,05	0,17	0,00
3	10,28	0,00	0,69	0,05	0,18	0,00
4	15,64	0,00	2,33	0,05	0,16	0,00
5	10,76	0,00	0,64	0,06	0,26	0,00
6	10,27	0,00	0,35	0,05	0,19	0,00
7	9,34	0,00	0,22	0,05	0,15	0,00
8	25,65	0,00	0,13	0,03	0,26	0,00
9	24,84	0,00	0,31	0,05	0,28	0,00
10	13,16	0,00	0,04	0,05	0,32	0,00
11	24,36	0,00	0,08	0,06	0,30	0,00

Tabla 6.4. Relación de los gases característicos en el TF4.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	4,22	0,20	0,34	3,50	0,26	0,44
2	5,34	0,00	0,22	2,00	0,33	0,00
3	3,65	1,08	0,26	4,00	0,26	0,60
4	5,63	0,00	0,40	6,67	0,25	0,00
5	7,23	0,00	0,22	5,40	0,25	0,00
6	12,31	0,00	0,17	3,00	0,20	0,00
7	8,24	0,00	0,00	5,00	0,20	0,00
8	2,77	0,00	0,00	No hay C_2H_6	0,26	0,00
9	6,83	0,00	0,08	14,00	0,21	0,00
10	7,41	0,00	0,20	25,00	0,22	0,00
11	10,59	0,00	0,30	8,20	0,21	0,00
12	7,31	0,00	0,09	9,80	0,16	0,00
13	10,34	0,00	0,09	17,67	0,23	0,00
14	9,46	0,00	No hay H_2	No hay C_2H_6	0,23	No hay H_2

Tabla 6.5. Relación de los gases característicos en el TF5.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	2,53	0,00	2,63	3,96	0,19	0,00
2	2,28	0,00	0,71	31,00	0,28	0,00
3	1,97	0,00	0,50	20,00	0,23	0,00
4	1,67	0,00	1,00	7,50	0,25	0,00
5	3,82	0,00	0,50	8,67	0,35	0,00
6	3,74	0,00	0,92	3,40	0,28	0,00
7	6,39	0,00	0,37	35,67	0,22	0,00
8	4,01	0,00	0,57	27,33	0,25	0,00
9	5,85	0,00	2,00	71,00	0,23	0,00
10	3,81	0,00	0,88	No hay C_2H_6	0,21	0,00
11	4,72	0,00	3,00	45,00	0,19	0,00
12	4,94	0,00	2,00	35,20	0,26	0,00
13	4,49	0,00	0,09	6,60	0,17	0,00
14	4,29	0,00	1,00	25,33	0,16	0,00
15	5,56	0,00	0,83	18,50	0,32	0,00

Tabla 6.6. Relación de los gases característicos en el TF6.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	1,89	0,00	1,70	2,88	0,15	0,00
2	1,77	0,00	0,43	4,33	0,21	0,00
3	2,07	0,00	1,00	9,00	0,13	0,00
4	2,88	0,00	1,36	8,50	0,20	0,00
5	5,42	0,00	1,20	7,67	0,38	0,00
6	4,94	0,00	1,38	6,77	0,21	0,00
7	5,56	0,00	1,35	7,50	0,28	0,00
8	7,05	0,00	5,50	9,60	0,24	0,00
9	4,58	0,00	3,00	2,90	0,24	0,00
10	4,74	0,00	2,33	7,00	0,16	0,00
11	6,07	0,00	5,17	7,70	0,12	0,00
12	7,23	0,00	6,80	6,80	0,19	0,00
13	5,72	0,00	1,00	6,10	0,28	0,00
14	6,22	0,00	0,24	4,00	0,13	0,00
15	6,83	0,00	3,00	4,88	0,19	0,00
16	8,98	0,00	No hay H_2	2,00	0,24	No hay H_2

Tabla 6.7. Relación de los gases característicos en el TF8.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	3,38	0,04	1,41	1,26	0,16	0,03
2	3,66	0,00	0,61	6,00	0,23	0,00
3	2,45	0,33	0,22	7,20	0,20	0,67
4	7,54	0,01	0,62	50,50	0,27	0,08
5	7,04	0,00	0,50	27,00	0,37	0,00
6	11,52	0,00	0,38	18,40	0,16	0,00
7	9,00	0,00	0,25	2,00	0,24	0,00
8	11,85	0,00	0,17	9,00	0,22	0,00
9	12,71	0,00	No hay H_2	No hay C_2H_6	0,29	No hay H_2
10	5,14	0,00	0,50	No hay C_2H_6	0,17	0,00
11	8,94	0,00	No hay H_2	No hay C_2H_6	0,19	No hay H_2
12	9,76	0,00	5,00	89,00	0,21	0,00

Tabla 6.7. Relación de los gases característicos en el TF8. (Cont.)

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
13	16,87	0,00	3,00	129,00	0,27	0,00
14	13,54	0,00	0,67	142,00	0,12	0,00
15	22,83	0,00	1,50	138,50	0,25	0,00
16	0,94	0,00	0,50	2,80	0,26	0,00
17	10,53	0,00	No hay H_2	No hay C_2H_6	0,29	No hay H_2

Tabla 6.8. Relación de los gases característicos en el TF9.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	9,41	0,00	0,00	2,67	0,29	0,00
2	5,76	0,00	0,00	No hay C_2H_6	0,24	0,00
3	7,80	0,00	0,25	No hay C_2H_6	0,26	0,00
4	12,16	0,00	0,80	2,00	0,30	0,00
5	11,10	0,50	1,00	2,00	0,26	0,50
6	9,12	0,17	0,12	6,00	0,26	0,06
7	14,01	0,00	0,08	6,00	0,33	0,00
8	8,82	0,13	0,04	No hay C_2H_6	0,27	0,04

Tabla 6.9. Relación de los gases característicos en el TF10.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	33,75	0,00	No hay H_2	No hay C_2H_6	0,26	No hay H_2
2	19,17	0,00	0,44	3,00	0,40	0,00
3	21,59	0,00	0,61	1,33	0,33	0,00
4	26,88	0,00	0,61	1,04	0,29	0,00
5	19,28	0,00	0,50	0,91	0,26	0,00

Tabla 6.10. Relación de los gases característicos en el TF11.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	12,32	0,50	0,63	0,67	0,28	0,13
2	82,50	0,00	No hay H_2	1,09	0,29	No hay H_2
3	15,84	0,00	No hay H_2	1,00	0,46	No hay H_2
4	19,52	0,00	0,58	0,91	0,40	0,00
5	18,05	0,00	0,24	1,29	0,31	0,00
6	27,00	0,00	0,20	1,07	0,38	0,00
7	15,49	0,00	0,13	1,08	0,34	0,00

Tabla 6.11. Relación de los gases característicos en el TF12.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	3,15	0,05	1,61	0,12	0,08	0,01
2	9,54	1,15	7,45	0,25	0,29	4,91
3	6,83	0,10	0,39	0,19	0,10	0,01
4	5,22	0,03	1,95	0,15	0,08	0,02
5	8,07	0,00	3,96	0,11	0,17	0,00
6	9,19	0,00	4,78	0,10	0,17	0,00
7	6,45	0,00	3,46	0,10	0,09	0,00

Tabla 6.12. Relación de los gases característicos en el TF14.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	27,82	0,17	0,42	2,58	0,39	1,18
2	24,46	0,12	0,31	2,32	0,31	0,42
3	26,47	0,13	1,67	2,29	0,40	2,17
4	22,35	0,17	1,90	2,36	0,38	2,70

Tabla 6.13. Relación de los gases característicos en el TF29.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	34,86	0,00	0,56	1,14	0,39	0,00
2	30,73	0,00	0,29	1,25	0,42	0,00
3	28,33	0,00	No hay H_2	1,00	0,38	No hay H_2

Tabla 6.14. Relación de los gases característicos en el TF31.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	17,76	0,00	1,00	1,30	0,40	0,00
2	19,18	0,00	1,18	1,59	0,36	0,00
3	16,43	0,00	0,93	1,06	0,37	0,00

Tabla 6.15. Relación de los gases característicos en el TF35.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	20,64	0,00	0,26	0,63	0,42	0,00
2	21,25	0,00	0,15	0,80	0,40	0,00
3	16,94	0,00	0,18	0,87	0,41	0,00

Tabla 6.16. Relación de los gases característicos en el TF45.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	12,39	0,00	0,61	1,53	0,11	0,00
2	16,31	0,00	1,09	1,22	0,16	0,00
3	11,45	0,00	1,42	1,14	0,05	0,00

Tabla 6.17. Relación de los gases característicos en el TF52.

Muestra	Relación CO_2/CO	Relación C_2H_2/C_2H_4	Relación CH_4/H_2	Relación C_2H_4/C_2H_6	Relación O_2/N_2	Relación C_2H_2/H_2
1	4,54	5,60	0,17	3,33	0,33	1,93
2	9,87	0,50	0,40	4,00	0,42	0,40
3	9,26	0,00	0,29	2,40	0,25	0,00
4	17,48	0,60	0,24	1,25	0,31	0,35
5	9,62	0,08	0,60	2,60	0,33	0,20
6	6,93	0,00	0,25	No hay C_2H_6	0,20	0,00
7	8,43	0,13	0,57	4,00	0,29	0,14
8	10,53	0,00	0,83	3,33	0,25	0,00
9	12,76	0,08	1,00	6,00	0,25	0,25
10	37,17	No hay C_2H_6	No hay H_2	0,00	0,31	No hay H_2
11	14,72	0,25	0,20	No hay C_2H_6	0,29	0,20
12	11,54	0,10	0,25	10,00	0,34	0,08
13	11,11	0,47	0,60	1,15	0,27	0,70
14	9,46	0,10	0,40	5,00	0,25	0,10
15	4,54	5,60	0,17	3,33	0,33	1,93

El ratio que relaciona los contenidos de dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO) se utiliza para comprobar si el envejecimiento del papel se está llevando a cabo de acuerdo con una operación normal del transformador. Según la norma IEC 60599, relaciones de CO_2/CO inferiores a 3 se consideran generalmente como un indicador de que el papel probablemente está sufriendo un fallo térmico, con algún grado de carbonización. La presencia de oxígeno y agua también actúa como catalizador de la formación de CO_2 y CO. En los transformadores estudiados, el ratio CO_2/CO varía de una muestra a otra; excepto en las primeras muestras, este ratio es siempre mayor que 3, por lo que se puede considerar que la degradación experimentada por el papel es la correcta. Si en una muestra, el valor del ratio está por debajo de 3, pero el resto de ratios presentan valores aceptables, no es motivo de alarma. Sin embargo, si en varias muestras consecutivas, el ratio se mantiene por debajo de 3, es necesario investigar si existe algún fallo en el transformador. En este caso, es recomendable llevar a cabo un análisis de compuestos furánicos, para poder comprobar cómo ha variado su concentración con respecto a la anterior medida realizada.

Salvo en algunos casos puntuales (6%), los niveles de hidrocarburos e hidrógeno de los transformadores estudiados se mantienen dentro de los límites recomendados. La alta concentración de hidrocarburos puede ser un indicador de que está ocurriendo un fallo térmico o eléctrico. Por ejemplo en una de las máquinas evaluadas, se observó una alta concentración de etano y metano (por encima de los límites establecidos por normativa), durante varias muestras consecutivas. Esto se podría haber debido a la existencia de un defecto térmico a baja temperatura.

En otro de los casos analizados, se encontró una alta concentración de acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Esto se podría deber a un defecto térmico. Sin embargo si se evalúan los ratios acetileno / etileno (C_2H_2/C_2H_4), metano / hidrógeno (CH_4/H_2) y finalmente etileno / etano (C_2H_4/C_2H_6) se podría concluir que se trata de un defecto térmico a media temperatura.

En una de las máquinas nuevas, menos de 5 años, se detectó una alta concentración de etano durante toda la serie de medidas evaluadas. Esta alta concentración apenas experimentó cambios con el tiempo. En este caso el resto de los gases medidos se encontraban dentro de los límites fijados por la normativa. Por lo tanto, en teoría este transformador no debería tener ningún fallo durante el período de medidas analizado. Sin embargo, es recomendable seguir la evolución de los gases para detectar cualquier otra anomalía.

En el resto de los transformadores observados, los valores de gases disueltos se mantuvieron dentro de los límites regulados por la normativa. Se puede establecer que el estudio de los gases disueltos en el aceite puede ser útil para la determinar la existencia de fallos eléctricos o térmicos dentro del transformador, aunque este método no es infalible. Además, el alcance de este método está limitado a la detección de un posible problema de tal manera que se pueda implementar una medida correctora, pero no indica el estado en que se pueda encontrar el transformador, y por lo tanto si es recomendable su sustitución.

La relación oxígeno / nitrógeno (O_2/N_2) puede ser un indicador de la tasa a la que se consume el oxígeno en el interior del transformador, es decir, que se están produciendo oxidaciones. La norma IEC 60599 afirma que valores inferiores a 0,3 pueden ser indicativos

de un consumo excesivo de oxígeno, lo que significa que se estaría produciendo oxidación a velocidades superiores a lo normal. En la población de transformadores examinada, el valor de la relación O_2/N_2 se encuentra entre 0,05 y 0,46, siendo el promedio de 0,26. Por lo tanto, aparentemente no parece que si el valor de este ratio es ligeramente inferior a 0,3 sea porque está ocurriendo un fallo.

6.2.4. Correlación entre furanos y grado de polimerización (DP)

El estado del transformador depende de la degradación experimentada por su sistema aislante (papel-aceite), más específicamente por el estado del papel dieléctrico. La degradación de este papel se puede medir a través de su grado de polimerización (DP), que representa el número de monómeros unidos que constituyen las distintas cadenas de celulosa. Está establecido que cuando el valor del DP es igual o inferior a 200 ya no es posible garantizar el correcto funcionamiento del transformador dado que el papel dieléctrico es demasiado débil (Carcedo et al., 2015).

La medida del grado de polimerización se puede hacer directamente tomando una muestra del papel dieléctrico. Sin embargo, esta toma de muestras no es posible durante el funcionamiento del transformador, por lo que es necesario determinar el grado de polimerización de forma indirecta a través de la medida de otro parámetro, que debe ser de fácil obtención durante el funcionamiento del transformador; esto es por lo que se utiliza alguna medida relacionada con el aceite, típicamente el contenido de furanos

Los furanos son parte de los productos de degradación de la celulosa, y son parcialmente solubles en el líquido aislante, IEC 61198. Hay cinco tipos de compuestos furánicos: 2-furaldehído (2FAL), 5-metil-2-furaldehído (5MEF), 5-hidroximetil-2-furaldehído (5HMF), 2-acetilfurano (2ACF) y 2-furfurol (2FOL). De entre estos compuestos furánicos, el 2-furaldehído (2FAL) es el más representativo. Esto es debido a que es el compuesto furánico con mayor tasa de generación y estabilidad dentro del transformador (Liao et al., 2013).

Los furanos presentes en el aceite se generan exclusivamente por la degradación del papel y cartón. De esta forma, analizando la concentración de furanos se puede evaluar el estado del papel aislante (Liao et al., 2013). La formación de estos compuestos depende de la humedad inicial en el papel, la temperatura a la que se somete el papel, la presencia de oxígeno y del tipo de papel empleado (Kachler y Höhlein, 2005).

En la Tabla 6.18 se indica la relación entre el estado del papel y la cantidad de 2FAL presente en el aceite (Haema y Phadungthin, 2013).

Existen diferentes causas, como indicaron Myers et al., que explican los cambios que se producen en las concentraciones de compuestos furánicos a lo largo del tiempo (Myers, 2003), Tabla 6.19. Estos autores remarcaron que si en el aceite dieléctrico hay otros compuestos furánicos diferentes del 2FAL, este hecho podría indicar que el papel aislante dentro del transformador está sufriendo una degradación inusual.

Tabla 6.18. Correlación entre [2FAL] y estado del transformador.

Estado	Concentración (ppm)
Bueno	2FAL < 0,5
Aceptable	0,5 ≤ 2FAL ≤ 1
Regular	1,1 ≤ 2FAL ≤ 1,5
Malo	1,6 ≤ 2FAL ≤ 2
Muy malo	2FAL ≥ 2

Tabla 6.19. Causa probable que genera cada compuesto furánico.

Compuesto	Causa observada
2FAL	Sobrecalentamiento y envejecimiento normal
5MEF	Altas temperaturas
2ACF	Raro, causas indeterminadas
5HMF	Oxidación
2FOL	Alta humedad

Estos autores (Stebbins, 2003), también obtuvieron que el papel térmicamente mejorado generaba menores concentraciones de compuestos furánicos. Estos compuestos se encontraban presentes en mayores concentraciones en aquellos transformadores que no habían sido fabricados con papel térmicamente mejorado.

La concentración de compuestos furánicos en el aceite (C_{fur}) se encuentra homogéneamente distribuida debido al movimiento molecular del mismo, de acuerdo con la Ley de Fick. Esto hace posible que sea indiferente tomar una muestra de aceite del transformador en una u otra parte del mismo, la concentración de furanos que se obtenga será idéntica.

La evolución de la concentración de furanos a lo largo del tiempo puede presentar un incremento inicial para después disminuir. Este hecho puede ser explicado a través de la hipótesis planteada por diferentes autores como (Liao et al., 2013) y (Yang et al. 2008). Como ya se ha comentado, los compuestos furánicos son generados por la degradación del papel y disueltos en el aceite. Pero los antioxidantes añadidos al aceite, así como otro tipo de compuestos presentes en el mismo, pueden reaccionar y consumir los furanos. Además, a altas temperaturas los compuestos furánicos se pueden incluso evaporar o descomponer.

La consideración de que la concentración de furanos en el aceite es un buen indicador del estado del papel, favoreció el establecimiento por parte de diversos autores, de correlaciones que relacionaban la concentración de furanos presentes en el aceite mineral y el grado de polimerización del papel. La Tabla 6.20 recoge algunas de estas correlaciones.

Tabla 6.20. Estimación del DP a través de [2FAL].

Autor	Ecuación DP = f([2FAL])	[2FAL] [C_{fur}]	Observaciones
Vuarchex (Feng et al., 2012)	$DP = \frac{2.6 - \log_{10}[2FAL]}{0.0049}$	ppm	
Chendong (Chendong, 1991)	$DP = \frac{1.51 - \log_{10}[C_{fur}]}{0.0035}$	ppm	150 < DP < 1000
Heisler y Banzer (Heisler y Banzer, 2003)	$DP = 325 \cdot \left(\frac{19}{13} - \log_{10}[2FAL]\right)$	ppm	100 < DP < 900
De Pablo I (De Pablo, 1997)	$DP = \frac{1850}{[2FAL] + 2.3}$	ppm	150 < DP < 600
De Pablo II (De Pablo, 1999)	$DP = \frac{8.88 \cdot DP_0}{8.88 + [2FAL]}$	ppm	
Dong et al. (Dong et al., 2003)	$DP = 402.47 - 220.87 \cdot \log_{10}(C_{fur})$	ppm	
Chaohui et al. (Chaohui et al., 2010)	$DP = 406.25 - 347.22 \cdot \log_{10}[2FAL]$	ppm	
Myers et al. I (Shkolnik et al., 2012)	$DP = -285.7 \cdot \log_{10}([2FAL] \cdot 0.88) + 1288.6$	ppb	Papel no mejorado térmicamente (55ºC de incremento de temperatura)
Myers et al. II (Shkolnik et al., 2012)	$DP = -343.8 \cdot \log_{10}[C_{fur}] + 1387.5$	ppb	Papel térmicamente mejorado (55/65ºC de incremento de temperatura)
Li y Song. (Li y Songl, 2014)	$DP = -121 \cdot \ln[C_{fur}] + 458$	ppm	

6.2.5. Estimación de la edad del transformador según la normativa IEC 62874

La norma IEC 62874 recoge un conjunto de valores que se pueden emplear como primera aproximación para la determinación de la vida que tiene un transformador en base a la degradación sufrida por su papel dieléctrico. Esta norma establece un rango de concentraciones de 2FAL en función de la edad asociada al transformador, la cual depende considerablemente del estado del componente sólido de su sistema aislante. Adicionalmente, esta norma también establece, dependiendo de la edad del transformador, diferentes rangos de concentraciones de dióxido de carbono (CO_2). Por lo tanto, según esta norma es posible establecer la vida del transformador a partir de la concentración de furanos, o bien a partir de la concentración de CO_2.

La norma indica los valores de concentración de 2FAL y CO_2 que es probable que contengan diferentes clases de transformadores en función de su edad. Los límites de cada rango de valores establecidos en ella fueron obtenidos a partir de una población de 3885 transformadores. Hay dos valores diferentes de concentración de furanos y dióxido de carbono. El valor más bajo corresponde a aquel donde cae el 90% de la población estudiada, mientras que en el otro cae el 98%.

Para llevar a cabo la comprobación de la bondad de los valores establecidos en esta norma IEC 62874, se han aplicado estos rangos a seis de los transformadores más representativos de todos los estudiados en este apartado. La comparación se llevó a cabo con las últimas medidas de 2FAL y CO_2 obtenidas. En la Tabla 6.21, se resumen los resultados obtenidos. En ella se recogen las concentraciones de furanos y de CO_2, así como la edad real del transformador, teniendo en cuenta el tiempo transcurrido desde el año de puesta en operación cuando era nuevo hasta la fecha de la última medida de furanos y CO_2. También se incluye la edad estimada obtenida a partir de la aplicación de la IEC 62874.

Tabla 6.21. Aplicación de IEC 62874.

TF	[2FAL] (ppm)	Edad estimada IEC 62874	[CO_2] (ppm)	Edad estimada IEC 62874	Edad real
1	0,07	< 1 año	1876	1 to 10 años	6 años
2	0,05	< 1 año	1799	1 to 10 años	8 años
3	0,03	< 1 año	1760	1 to 10 años	10 años
4	0,49	< 1 año	3221	1 to 10 años	37 años
5	0,10	< 1 año [regeneración aceite]	458	< 1 año [regeneración aceite]	36 años
6	0,10	< 1 año [regeneración aceite]	227	< 1 año [regeneración aceite]	37 años

La aplicación de la norma IEC 62874 posee algunas limitaciones. Por ejemplo, si el aceite ha sido regenerado (transformadores 5 y 6) o si el transformador ha sido rellenado con aceite nuevo, ya que ambas situaciones las propiedades del aceite dieléctrico mejoran, mientras que el estado de degradación del papel no ha sufrido ningún cambio. Si no se tienen en cuenta estas circunstancias, la edad estimada será inferior a la real. De los seis transformadores mostrados en la Tabla 6.21, se puede observar que las estimaciones de edad más próximas a la edad real se corresponden a las realizadas en los transformadores

más jóvenes a partir de la concentración de CO_2. Este hecho es debido a que en dos de los tres transformadores de mayor edad el aceite ha sido tratado en algún momento. Para extender la vida de los transformadores su aceite es sometido a un tratamiento con el fin de reducir su humedad, acidez y concentración de gases disueltos. Por esta razón, la norma IEC 62874 no se puede aplicar a los transformadores más viejos; se puede observar que la concentración de compuestos furánicos indica una edad inferior a 1 año para todos ellos. Por lo tanto, se puede establecer en base a los resultados obtenidos que, la aplicación de esta norma únicamente podría proporcionar una guía durante los primeros años de funcionamiento del transformador, pero en ningún caso aportaría una estimación viable del verdadero envejecimiento experimentado por el transformador.

6.2.6. Estimación de la edad del transformador a través de modelos matemáticos

Otra forma de determinar la edad del transformador es a partir de los modelos matemáticos que han sido desarrollados por diferentes autores, estos definen una relación entre el tiempo de operación (edad del transformador) y la concentración de furanos o el grado de polimerización. Éste último, obtenido también a partir de modelos matemáticos, ya que durante la operación del transformador no es posible la toma de muestras de papel dieléctrico, salvo que se pare el transformador y se vacíe el contenido en aceite.

En la Tabla 6.22 se indican diferentes expresiones que relacionan el grado de polimerización del sistema aislante con la vida del transformador. Esta estimación está basada en el envejecimiento del papel aislante.

Tabla 6.22. Modelos matemáticos para estimar la edad del transformador.

Método	Autor	Expresión matemática	Consideraciones
1	Pradhan. (Pradhan, 2005)	$\text{Tiempo}_{\text{transcurrido}}\ (\text{años}) = 20{,}5 \cdot \ln\frac{1100}{DP}$	Los autores asumen: DP_0= 1100 Vida del transformador: 35 años
2	Ekenstam (Ekenstam, 1936)	$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = k \cdot t$ $k \rightarrow k_{10}$	DP_t: DP en el instante t DP_0: DP inicial t: tiempo de operación (horas) k: tasa de envejecimiento
3	Heywood. (Heywood, 1997)	$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = \frac{k_{10}}{k_2} \cdot \left[1 - e^{-k_2 \cdot t}\right]$	DP_t: DP en el instante t DP_0: DP inicial t: tiempo de operación (horas) k_{10}: tasa inicial de envejecimiento k_2: tasa a la que varía k_{10}

Con el objetivo de evaluar la idoneidad de estos modelos matemáticos, se estimó en primer lugar el DP a partir de las ecuaciones recogidas en la Tabla 6.20. En segundo lugar empleando los métodos de la Tabla 6.22 se obtuvo una estimación de la vida de los transformadores basándose en el envejecimiento del papel.

La vida estimada obtenida para la flota de transformadores estudiada en este apartado a través de la concentración de compuestos furánicos no es muy precisa. Se ha observado que el DP calculado a partir de furanos es extremadamente alto en los transformadores viejos (más de 30 años en operación); en este estudio este tipo de transformadores poseen un DP próximo a 600, lo que no es posible ya que el papel aislante no ha sido reemplazado desde la fabricación del transformador. En el caso de transformadores nuevos (menos de 12 años en operación) los valores de DP estimados fueron más lógicos. Esto se podría deber al hecho de que los compuestos furánicos han tenido menos tiempo para descomponerse o reaccionar con otras sustancias presentes en el interior del transformador. La Figura 6.22 Muestra un ejemplo del cálculo del DP de acuerdo con los modelos establecidos por distintos autores para un transformador viejo y uno nuevo.

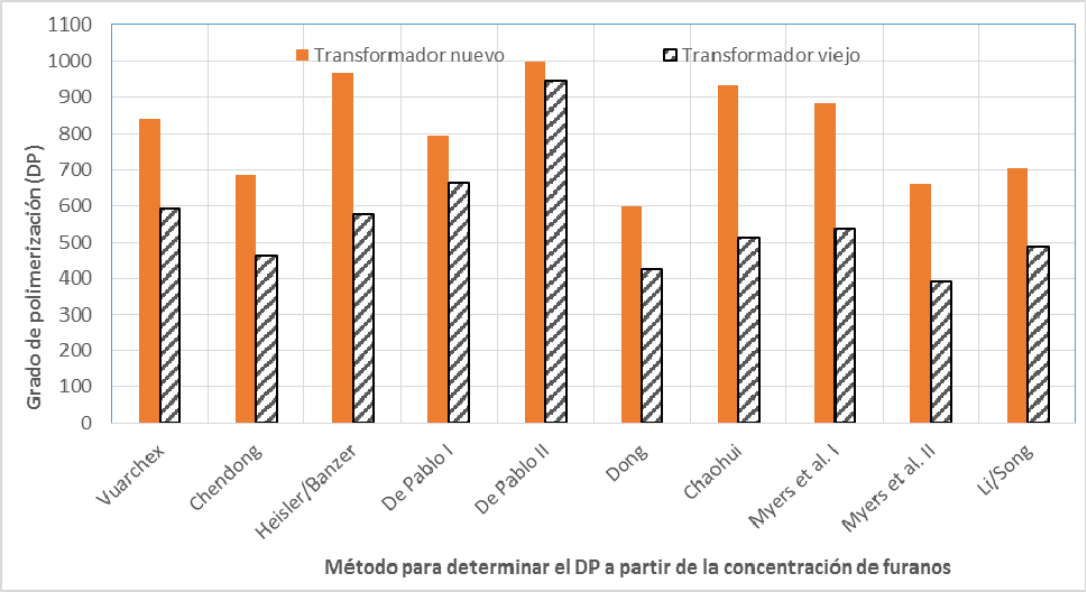


Figura 6.22. DP estimado a través de modelos matemáticos para un transformador viejo y uno nuevo.

Las Figuras 6.23 y 6.24 muestran la comparación de los resultados obtenidos cuando los métodos matemáticos recogidos en la Tabla 6.22 se aplican a dos transformadores representativos, uno viejo y otro nuevo. Estas figuras muestran que los resultados obtenidos para los métodos 2 y 3 son similares, especialmente cuando el DP es alto (transformadores nuevos).

La aplicación de los métodos recopilados en la Tabla 6.20 ha demostrado que los métodos propuestos por Heisler (Heisler y Banzer, 2003), Chaohui (Chaohui et al., 2010) y Myers para papel no mejorado térmicamente (Shkolnik et al., 2012) y los métodos 2 y 3, Tabla 6.22, empleados para calcular la edad del transformador, obtienen los resultados más fiables cuando los transformadores estudiados han trabajado más de 30 años, Figura 6.23. Sin embargo, cuando los transformadores estudiados son más nuevos, los modelos propuestos por Vuarchex (Feng et al., 2012) and Myers para papel no mejorado térmicamente (Shkolnik et al., 2012) y los métodos 2 y 3, Tabla 6.22, son los que ofrecen resultados más similares al tiempo de operación real del transformador, Figura 6.24.

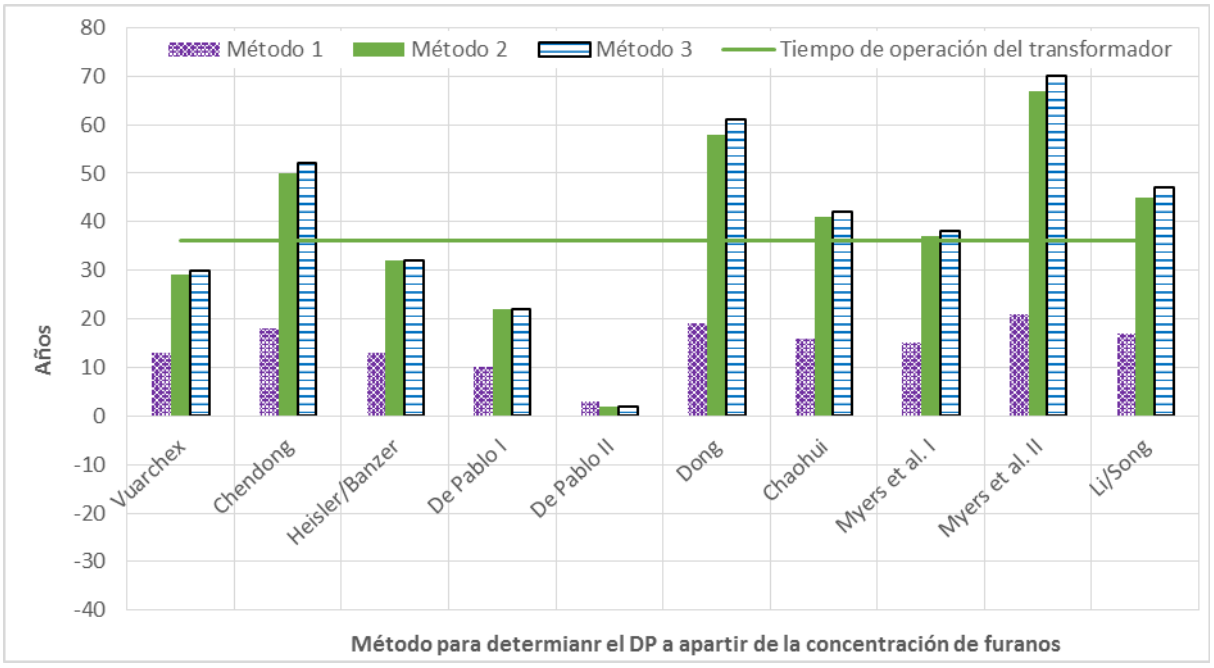


Figura 6.23. Edad estimada utilizando modelos matemáticos para un transformador viejo.

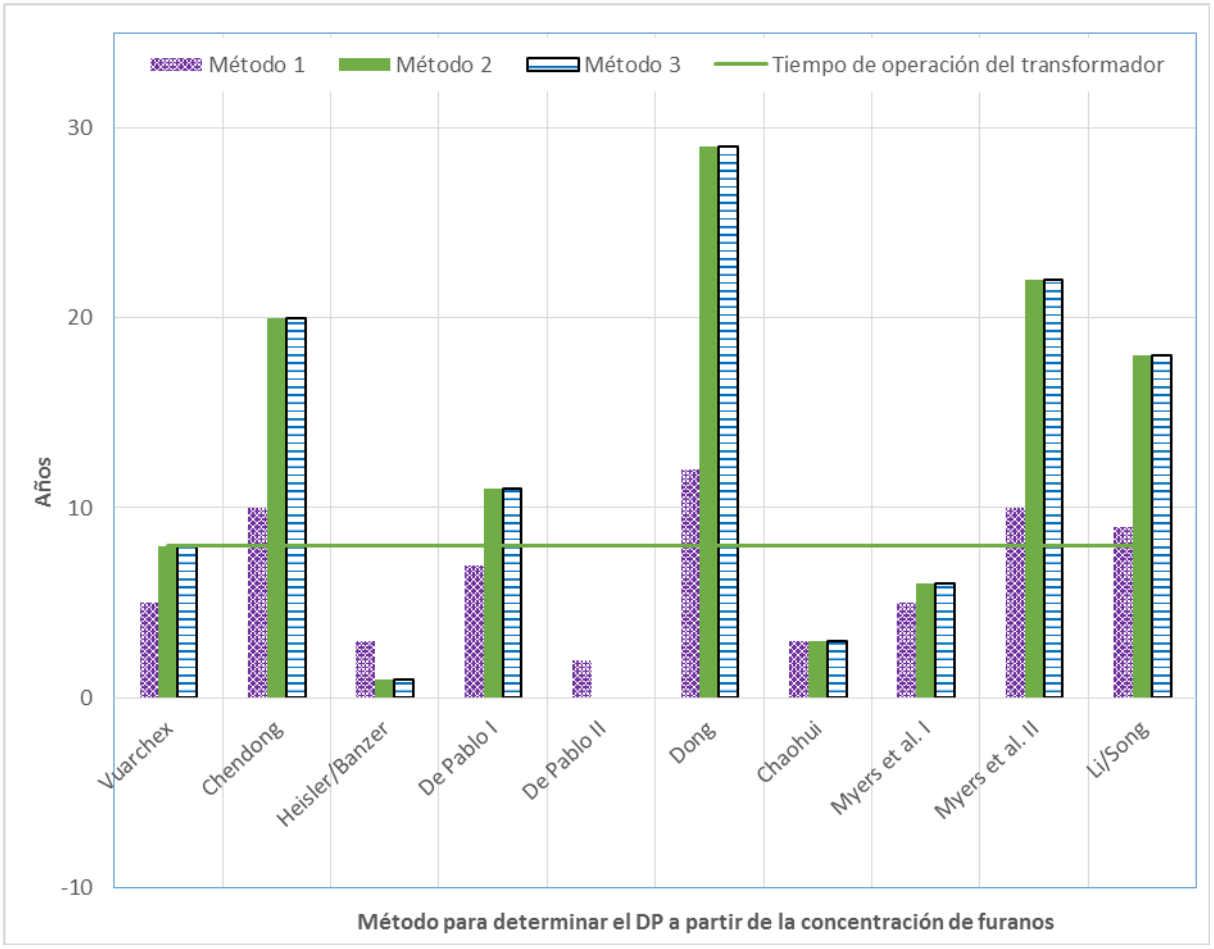


Figura 6.24. Edad estimada utilizando modelos matemáticos para un transformador nuevo.

La utilización de la norma IEC 62874 y diferentes modelos matemáticos encontrados en la bibliografía para la estimación de la vida de los transformadores ha mostrado que estos métodos no son adecuados para conocer con precisión el estado del transformador. Es necesario estudiar la tendencia de las propiedades físico-químicas y dieléctricas del aceite aislante durante la operación de los transformadores. La condición de un transformador no se puede determinar considerando únicamente las medidas más recientes de las propiedades del aceite. Esto es debido a que a medida que el aceite y el papel se envejecen, las propiedades medidas y los productos indicadores de esta degradación no experimentan un crecimiento, o decrecimiento, continuado. Se producen fluctuaciones en el tiempo. Por lo tanto, la medida de la condición de los transformadores tiene que estar basada en varios criterios relacionados con factores que muestren su degradación debido al envejecimiento del papel.

6.3. Análisis de índices de salud

El estado de un transformador depende de muchos parámetros, los cuales se deben tener en cuenta para determinar su estado real de conservación. En los últimos años, se ha definido lo que se conoce como índice de salud del transformador, que es una herramienta práctica para evaluar el estado global de un transformador eléctrico. Combina datos de inspección en campo, pruebas de laboratorio y observaciones durante el funcionamiento del transformador. Todo ello da lugar a un índice que ofrece información bastante objetiva y cuantitativa del estado en que se encuentra el transformador (Jahromi et al., 2009).

La mayoría de los índices de salud propuestos combinan ensayos eléctricos, pruebas al aceite e inspección visual, así como información adicionales como pueden ser la edad del transformador, el régimen de carga, condiciones ambientales, etc. Cada parámetro estudiado tiene un peso diferente en función de la influencia que ejerce sobre el estado general del transformador. Los parámetros considerados por diferentes autores en los índices de salud propuestos son:

- Edad del transformador.
- Vida esperada por el fabricante.
- Condiciones ambientales de la localización donde se encuentra el transformador (Li y Song, 2014).
- Escaneado térmico. Para comprobar la temperatura del bobinado, así como para determinar la temperatura del punto caliente. Lo usan varios autores, entre otros (Pradhan y Ramu, 2005; Jahromi et al., 2009; Haema y Phadungthin, 2013).
- Historial de carga al que ha sido sometido. Aparte de la carga media, se necesitan los picos de cargas alcanzados en periodos de tiempo prefijados. Por ejemplo, (Haema y Phadungthin, 2013) afirman que se necesitan conocer los picos de carga de cada mes durante los últimos 12 meses. La fórmula propuesta por (Jahromi et al., 2009) sólo tiene en cuenta las cuatro últimas medidas del “track record”, pesando más las más recientes. Cada autor propone una manera diferente de tratar estos datos.

- Factor de potencia (FP). Aunque autores como (Jahromi et al., 2009; Haema y Phadungthin, 2013) no hacen distinción entre los valores recomendables de FP para transformadores de distintas capacidades, sería adecuado establecer una clasificación.
- Resistencia eléctrica de los arrollamientos.
- Reactancia de dispersión.
- Aislamiento a tierra.
- Estado de los aisladores pasantes. Centrándose en si hay fugas de aceite, en el estado de la porcelana, en el nivel y color del aceite (Haema y Phadungthin, 2013).
- Propiedades físicas y dieléctricas del aceite. Incluyen la rigidez dieléctrica, la acidez, la humedad, el factor de pérdidas, y en la inmensa mayoría de los casos el color y la tensión interfacial del aceite. A la hora de emplear el dato de la rigidez dieléctrica, hay que tener en cuenta la norma usada, pues la distancia entre los electrodos puede ser diferente. Para el factor de pérdidas hay que tener en cuenta la temperatura a la que se midió.
- Concentración de furanos.
- Análisis de gases disueltos.
- Filtraciones de aceite.
- Nivel de aceite.
- Mantenimiento recibido. Frecuencia con que se ha aplicado mantenimiento al transformador.
- Estado general del transformador. Consiste en una inspección visual, ver el estado de las juntas, el sonido, las vibraciones, la puesta a tierra, los cimientos o la protección contra animales (Haema y Phadungthin, 2013).
- Sistema de refrigeración.
- Estado del tanque de expansión.
- Estado de la cuba.
- Equipos de protección. Contra sobrecargas, rayos, altas presiones, etc. El intercambiador de tomas se evalúa aparte (en los transformadores que dispongan de varias entradas y/o salidas de tensión). Diferentes autores, como (Pradhan y Ramu, 2005; Jahromi et al., 2009; Haema y Phadungthin, 2013), ponderan con un 60% los datos generales del transformador y con un 40% los del intercambiador de tomas. Aunque estos pesos están sujetos a posibles cambios.
- Estado general del intercambiador de tomas.
- Análisis de gases disueltos del intercambiador de tomas.
- Análisis de la calidad del aceite del intercambiador de tomas.

Como se observa, es necesario un gran número de datos, y muchos de ellos dependen de las apreciaciones subjetivas del técnico que realice la evaluación, como puede ser el estado de los cimientos, de los aisladores pasantes o de la cuba. Además, los autores suelen explicar vagamente los criterios adoptados para evaluar este tipo de factores. Esto puede resultar en que un mismo transformador tenga diferentes índices de salud dependiendo del técnico que realizó la evaluación. Este tipo de índices toman como modelo el propuesto por (Jahromi et al., 2009).

Una vez estudiados los diferentes parámetros que consideran los diferentes autores (Pradhan y Ramu, 2005; Naderian, 2008; Jahromi et al., 2009; Haema y Phadungthin, 2013;

Taengko, 2013; Li y Song, 2014; Statriyadi Hernanda et al., 2014) en el cálculo de los diversos índices de salud, y con el objetivo de determinar si los índices pueden proporcionar una medida precisa del estado real del transformador, se han seleccionado para su aplicación en esta tesis dos de ellos. Ambos están basados en valores cuantitativos claramente definidos y en medidas realizadas rutinariamente por los gestores de flotas de transformadores. La principal diferencia entre los dos índices utilizados es que sólo uno de ellos considera la edad real y el régimen de carga del transformador.

6.3.1. Índice de salud 1

El primer índice de salud tiene en cuenta tres subíndices de salud correspondientes a la calidad del aceite (Statriyadi Hernanda et al., 2014). Estos subíndices son:

- $I_1(1)$, basado en la rigidez dieléctrica, factor de pérdidas, acidez, humedad, color y tensión interfacial del aceite.
- $I_1(2)$, basado en el contenido en gases disueltos del aceite.
- $I_1(3)$, basado en el contenido de furanos del aceite.

El subíndice $I_1(1)$ puede tomar los valores 0, 1, 2, 3 y 4 dependiendo de la condición del aceite. Los valores del subíndice $I_1(1)$ se recogen en la Tabla 6.23.

Tabla 6.23. Subíndices para la condición del aceite $I_1(1)$ y gases disueltos $I_1(2)$ (Statriyadi Hernanda et al., 2014).

Estado	Rango	$I_1(i)$
Excelente	$HI_1(i) < 1.2$	4
Bueno	$1.2 \leq HI_1(i) < 1.5$	3
Normal	$1.5 \leq HI_1(i) < 2$	2
Malo	$2 \leq HI_1(i) < 3$	1
Muy malo	$HI_1(i) \geq 3$	0

Para poder utilizar la Tabla 6.23, es necesario determinar el factor $HI_1(1)$, definido como:

$$HI_1(1) = \frac{\sum_{j=1}^{6} s_j \cdot w_j}{\sum_{j=1}^{6} w_j} \qquad [6.1]$$

Las puntuaciones s_j y los pesos w_j para las seis propiedades (físicas y dieléctricas) del aceite son dadas en la Tabla 6.24.

El subíndice $I_1(2)$ es similar al $I_1(1)$. Puede tomar valores de 0 a 4, dependiendo de la concentración de gases disueltos. Los valores del subíndice $I_1(2)$ se recogen en la Tabla 6.24. Para poder utilizar esta Tabla es necesario determinar el factor $HI_1(2)$, definido como:

$$HI_1(2) = \frac{\sum_{j=1}^{7} s_j \cdot w_j}{\sum_{j=1}^{7} w_j} \qquad [6.2]$$

Tabla 6.24. Puntuaciones y pesos correspondientes a las propiedades físicas y dieléctricas del aceite (Statriyadi Hernanda et al., 2014).

	U ≤ 69 kV	69 kV < U < 230 kV	U ≥ 230 kV	s_j	w_j
Rigidez dieléctrica [kV]	≥ 45	≥ 52	≥ 60	1	3
	35 – 45	47 – 52	50 – 60	2	
	30 – 35	35 – 47	40 – 50	3	
	≤ 30	≤ 35	≤ 40	4	
Tensión interfacial [mN/m]	≥ 25	≥ 30	≥ 32	1	2
	20 – 25	23 – 30	25 – 32	2	
	15 – 20	18 – 23	20 – 25	3	
	≤ 15	≤ 18	≤ 20	4	
Acidez [mg KOH/g]	≤ 0,05	≤ 0.04	≤ 0.03	1	1
	0,05 – 0,1	0.04 – 0.1	0.03 – 0.07	2	
	0,1 – 0,2	0.1 – 0.15	0.07 – 0.1	3	
	≥ 0,2	≥ 0.15	≥ 0.1	4	
Humedad [ppm]	≤ 30	≤ 20	≤ 15	1	4
	30 – 35	20 – 25	15 – 20	2	
	35 – 40	25 – 30	20 – 25	3	
	≥ 40	≥ 30	≥ 25	4	
Escala de color	≤ 1,5			1	2
	1,5 – 2,0			2	
	2,0 – 2,5			3	
	≥ 2,5			4	
Factor de pérdidas	≤ 0,1			1	3
	0,1 – 0,5			2	
	0,5 – 1			3	
	≥ 1			4	

Las puntuaciones s_j y los pesos w_j para los siete tipos de gases disueltos se recogen en la Tabla 6.25.

Tabla 6.25. Puntuaciones y pesos para los gases disueltos en el aceite (Statriyadi Hernanda et al., 2014).

Gas (ppm)	Puntuación (s_j)						w_j
	1	2	3	4	5	6	
H_2	≤ 100	100 – 200	200 – 300	300 – 500	500 – 700	> 700	2
CH_4	≤ 75	75 – 125	125 – 200	200 – 400	400 – 600	> 600	3
C_2H_6	≤ 65	65 – 80	80 – 100	100 – 120	120 – 150	> 150	3
C_2H_4	≤ 50	50 – 80	80 – 100	100 – 150	150 – 200	> 200	3
C_2H_2	≤ 3	3 – 7	7 – 35	35 – 50	50 – 80	> 80	5
CO	≤ 350	350 – 700	700 – 900	900 – 1100	1100 – 1400	> 1400	1
CO_2	≤ 2500	2500 – 3000	3000 – 4000	4000 – 5000	5000 – 7000	> 7000	1

Los posibles valores del subíndice $I_1(3)$ se recogen en la Tabla 6.26.

Tabla 6.26. Análisis de la concentración de furanos (Statriyadi Hernanda et al., 2014).

2FAL (ppb)	$I_1(3)$
0 – 100	4
100 – 250	3
250 – 500	2
500 – 1000	1
> 1000	0

Finalmente el índice I_1 se obtiene a través de:

$$I_1 = \frac{\sum_{i=1}^{3} k_i \cdot I_1(i)}{4 \cdot \sum_{i=1}^{3} k_i} \quad [6.3]$$

en la que los pesos k_1 (propiedades físicas y dieléctricas), k_2 (contenido en gases disueltos) y k_3 (contenido en furanos) son 8, 10 y 5 respectivamente.

Finalmente, la condición del transformador obtenida a partir de I_1 se recoge en la Tabla 6.27.

Tabla 6.27. Relación entre I_1 y el estado del transformador (Statriyadi Hernanda et al., 2014).

I_1	Estado
0,85 – 1,00	Excelente
0,70 – 0,85	Bueno
0,50 – 0,70	Normal
0,30 – 0,50	Malo
0,00 – 0,30	Muy malo

6.3.2. Índice de salud 2

El segundo índice de salud, I_2, está constituido por 4 subíndices, tres de ellos analizan aspectos similares a los considerados por el índice de salud 1 (papel, gases disueltos y aceite), mientras que el cuarto subíndice evalúa la operación del transformador (Li y Song, 2014).

El primer subíndice evalúa el estado del papel aislante, $I_2(1)$. Este subíndice está constituido por dos factores, el primero de ellos tiene en cuenta el contenido de gases compuestos de carbono-oxígeno, $HI_2(C,O)$, y el segundo factor considera el contenido de 2FAL, $HI_2(fur)$, disueltos en el aceite. Los pesos asignados a $HI_2(C,O)$ y $HI_2(fur)$ son 30% y 70% respectivamente. Por los tanto el subíndice de condición del papel se obtienen según la Ec 6.4:

$$I_2(1) = 0{,}3 \cdot HI_2(C,O) + 0{,}7 \cdot HI_2(fur) \quad [6.4]$$

El factor $HI_2(C,O)$ es la suma de tres parámetros $F_{C,O(j)}$, Ec 6.5: contenido de CO, $F_{C,O(1)}$, contenido de CO_2, $F_{C,O(2)}$ y contenido de $CO+CO_2$, $F_{C,O(3)}$. Generalmente, se considera que los tres parámetros poseen el mismo peso, 0,333.

$$HI_2(C,O) = \sum_{j=1}^{3} w_j \cdot F_{C,O(j)} \qquad [6.5]$$

El valor de cada $F_{C,O(j)}$ es determinado a partir de la Tabla 6.28 en función de las concentraciones de los compuestos, x_j.

Tabla 6.28. Valores para determinar $F_{C,O(j)}$ (Li y Song, 2014).

Factor	x_i(µL/L)	a	b	$F_{C,O(j)}$
$F_{C,O(1)}$	0 – 300	0,0067	0	$a.x_1 + b$
	300 – 900	0,0017	1,5	
	900 – 1000	0,020	-4,97	
	1000 – 1400	0,0125	-7,50	
	> 1400	-	-	10
$F_{C,O(2)}$	0 – 2400	0,0008	0	$a.x_2 + b$
	2400 – 3000	0,0033	-6,0	
	3000 – 5000	0,0005	2,4	
	5000 – 10000	0,0008	0,9	
	10000 – 13000	0,0003	5,9	
	> 13000	-	-	10
$F_{C,O(3)}$	0 – 3000	0,00067	0	$a.x_3 + b$
	3000 – 10000	0,00014	1,59	
	10000 – 170000	0,000033	2,66	
	170000 – 350000	$9,44 \cdot 10^{-6}$	6,65	
	> 350000	-	-	10

El factor $HI_2(fur)$ es determinado a partir de la concentración de furanos, C_{fur}, de acuerdo con la Ec 6.6:

$$HI_2(fur) = 3,344 \cdot (C_{fur})^{0,413} \qquad [6.6]$$

El segundo subíndice está basado en la concentración de gases disueltos en el aceite, $I_2(2)$, Ec 6.7. Los gases considerados por este subíndice para determinar la salud de un transformador incluyen: H_2, CH_4, C_2H6, C_2H_4 y C_2H_2.

$$I_2(2) = \sum_{j=1}^{5} w_j \cdot F_{C,H(j)} \qquad [6.7]$$

El factor para cada gas, $F_{C,H(j)}$, es determinado en función de su concentración, x_j, de acuerdo con la Tabla 6.29. En esta Tabla también se recogen los pesos asignados a cada gas.

Tabla 6.29. Constantes para determinar los factores de gases disueltos y sus pesos (Li y Song, 2014).

Factor	x_i(μL/L)	a	b	$F_{C,H(j)}$	w_j
H_2	≤ 30	0	0	$a.x_1 + b$	0,2310
	30 – 50	0,1	-3		
	50 – 100	0,06	1		
	100 – 500	0,0125	3,75		
	> 500			10	
CH_4	≤ 10	0	0	$a.x_2 + b$	0,2306
	10 – 15	0,4	-2		
	15 – 125	0,0727	0,9		
	> 125			10	
C_2H_6	≤ 5	0	0	$a.x_3 + b$	0,0772
	5 – 20	0,1333	-0,6667		
	20 – 35	0,2	-2		
	35 – 70	0,125	0,625		
	> 70			10	
C_2H_4	≤ 10	0	0	$a.x_4 + b$	0,2301
	10 – 30	0,1	-1		
	30 – 50	0,15	-2,5		
	50 – 75	0,04	3		
	> 175			10	
C_2H_2	≤ 0,5	0	0	$a.x_5 + b$	0,2312
	0,5 – 3	0,8	-0,4		
	3 – 5	1,5	-2,5		
	5 – 35	0,1667	4,167		
	> 35			10	

El tercer subíndice está basado en la calidad del aceite, $I_2(3)$, Ec 6.8. Es función de cuatro factores de calidad: acidez, rigidez dieléctrica, humedad y factor de pérdidas. Estos factores se determinan a través de las Tablas 6.30 a 6.33. El peso de cada factor se recoge en la Tabla 6.34.

$$I_2(3) = \sum_{j=1}^{4} w_j \cdot F_{aceite\ (j)} \qquad [6.8]$$

Tabla 6.30. Determinación de la contribución de la acidez al subíndice $I_2(3)$ (Li y Song, 2014).

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U > 230 kV	
x(mg KOH/g)	F_{oil}(acid)	x(mg KOH/g)	F_{oil}(acid)	x(mg KOH/g)	F_{oil}(acid)
x ≤ 0,015	0	x ≤ 0,015	0	x ≤ 0,015	0
0,015 < x ≤ 0,1	25,53.x - 0,353	0,015 < x ≤ 0,1	25,53.x - 0,353	0,015 < x ≤ 0,05	51,14.x - 0,857
0,1 < x ≤ 0,2	20.x	0,1 < x ≤ 0,25	40.x – 2	0,05 < x ≤ 0,2	40.x
0,2 < x ≤ 0,3	40.x - 4	x > 0,25	10	x > 0,2	10
x > 0,3	10				

Tabla 6.31. Determinación de la contribución de la rigidez dieléctrica al subíndice $I_2(3)$ (Li y Song, 2014).

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U > 230 kV	
X(kV)	F_{oil}(V)	x(kV)	F_{oil}(V)	x(kV)	F_{oil}(V)
x > 45	0	x > 52	0	x > 60	0
43 < x ≤ 45	-x + 45	50 < x ≤ 52	-x + 52		
40 < x ≤ 43	0,667.x + 30,68	47 < x ≤ 50	0,667.x + 35,35	40 < x ≤ 60	-0,4.x + 24
30 < x ≤ 40	-0,4.x + 20	40 < x ≤ 47	-0,286.x + 17,44		
x ≤ 30	10	35 < x ≤ 40	-0,4.x+ 22	x ≤ 40	10
		x ≤ 35	10		

Tabla 6.32. Determinación de la contribución de la humedad al subíndice $I_2(3)$ (Li y Song, 2014).

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U ≥ 230 kV	
x(mg/kg)	$F_{oil}(H_2O)$	x(mg/kg)	$F_{oil}(H_2O)$	x(mg/kg)	$F_{oil}(H_2O)$
x ≤ 20	0	x ≤ 10	0	x ≤ 10	0
20 < x ≤ 30	0,2.x - 4	10 < x ≤ 20	0,2.x – 2	20 < x ≤ 30	0,4.x - 4
30 < x ≤ 45	0,4.x - 10	20 < x ≤ 35	0,4.x – 6	x > 30	10
x > 45	10	x > 35	10		

Tabla 6.33. Determinación de la contribución del factor de pérdidas al subíndice $I_2(3)$ (Li y Song, 2014).

tag(δ)	F_{oil}(δ)
x ≤ 0,05	0
0,05 < x ≤ 0,15	20.x - 1
0,15 < x ≤ 0,5	5,714.x + 1,143
0,5 < x ≤ 1,5	4.x + 2
x > 1,5	10

Tabla 6.34. Peso de cada parámetro incluido en $I_2(3)$ (Li y Song, 2014).

Parámetro	w_j
Acidez	0,2598
Rigidez dieléctrica	0,1452
Humedad	0,4565
Factor de pérdidas	0,1386

El cuarto subíndice $I_2(4)$, aumenta con la edad de la máquina siguiendo una función exponencial, Ec 6.9. Este subíndice depende del factor inicial, $HI_2(0)$, un coeficiente de envejecimiento, B, y el año en el cual son considerados el factor inicial y el estado actual del transformador, t_1 y t_2.

$$I_2(4) = HI_2(0) \cdot e^{B \cdot (t_2 - t_1)} \qquad [6.9]$$

El factor $HI_2(0)$ indica el estado en el cual comienza la operación el transformador. Su valor habitualmente es 0,5. Cuando un transformador alcanza su fin de vida, este factor posee un valor cercano a 6,5. Con estos valores y la vida esperada, t_{exp}, dada por el fabricante (en la flota aquí estudiada 40 años), B se puede calcular a partir de la Ec 6.10:

$$B = f_L \cdot \frac{\ln(6{,}5/0{,}5)}{t_{exp}} \qquad [6.10]$$

Esta expresión depende de la carga, f_L, a la cual opera el transformador, Tabla 6.35.

Tabla 6.35. Valor del factor de carga (Li y Song, 2014).

Carga (%)	Factor de carga (f_L)
0 – 40	1
40 – 60	1,05
60 – 70	1,1
70 – 80	1,25
80 – 150	1,6

Una vez que los cuatro subíndices son conocidos es posible calcular el índice 2, Ec 6.11:

$$I_2 = \sum_{i=1}^{4} k_i \cdot I_2(i) \qquad [6.11]$$

donde los pesos k_1 (estado del papel dieléctrico), k_2 (contenido en gases disueltos), k_3 (calidad del aceite) y k_4 (edad y carga) son 0,2661, 0,0946, 0,0699 y 0,5695 respectivamente. Finalmente, con el valor obtenido para el I2 a través de la Tabla 6.36 es posible analizar el estado de la máquina.

Tabla 6.36. Relación entre I_2 y estado del transformador (Li y Song, 2014).

I_2	Estado
0 – 3,5	Bueno
3,5 – 5,5	Envejecido, pero dentro de valores aceptables
5,5 – 7	Envejecido más allá de los valores aceptables
7 – 10	Muy malo

6.3.3. Aplicación de los índices de salud I_1 e I_2

La aplicación de los dos índices de salud a la flota de transformadores ha mostrado que alrededor del 44% de las unidades se encuentra en buen o muy buen estado.

A continuación únicamente se muestran los resultados de los índices obtenidos para 6 de los transformadores estudiados. Tres de ellos son máquinas viejas (más de 30 años en operación) y los otros tres son unidades nuevas (menos de 12 años en funcionamiento).

Para poder comparar los resultados obtenidos para los dos índices, es necesario recordar que I_1 fluctúa entre 0 y 1; el transformador se encuentra en su mejor condición si este índice alcanza el valor de 1. Por el contrario, el I_2 varía entre 0 y 10; cuando su valor es de 0 el transformador se encuentra en su mejor condición.

Cuando se comparan los resultados obtenidos para los tres transformadores viejos se puede comprobar que los valores de I_1 cambian considerablemente a lo largo del período de

operación estudiado, Figura 6.25. Este hecho es debido a que algunos de los parámetros empleados para la estimación de este índice (por ejemplo, humedad o rigidez dieléctrica) son muy sensibles y frecuentemente varían de un año a otro. Esta variación no representa el estado real del aislamiento sólido ya que su envejecimiento se va incrementando progresivamente.

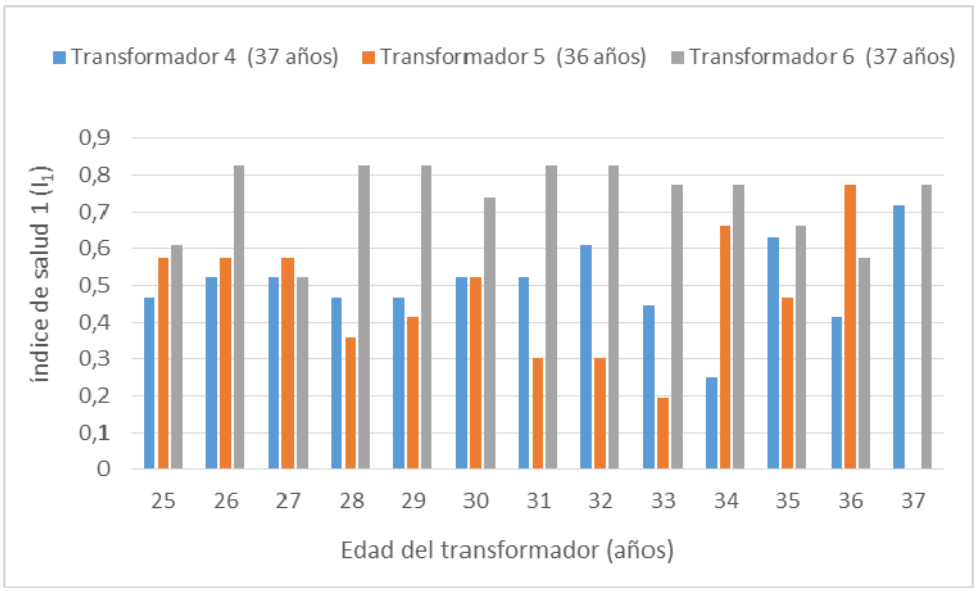


Figura 6.25. Evolución de I_1 para los transformadores viejos.

En la Figura 6.26 se recoge la evolución de I_2 para tres transformadores viejos. Se observa que los tres transformadores presentan un comportamiento similar para este índice, en los tres casos aumenta con el tiempo. Esta tendencia refleja con mayor exactitud la degradación sufrida por el componente sólido del sistema de aislamiento.

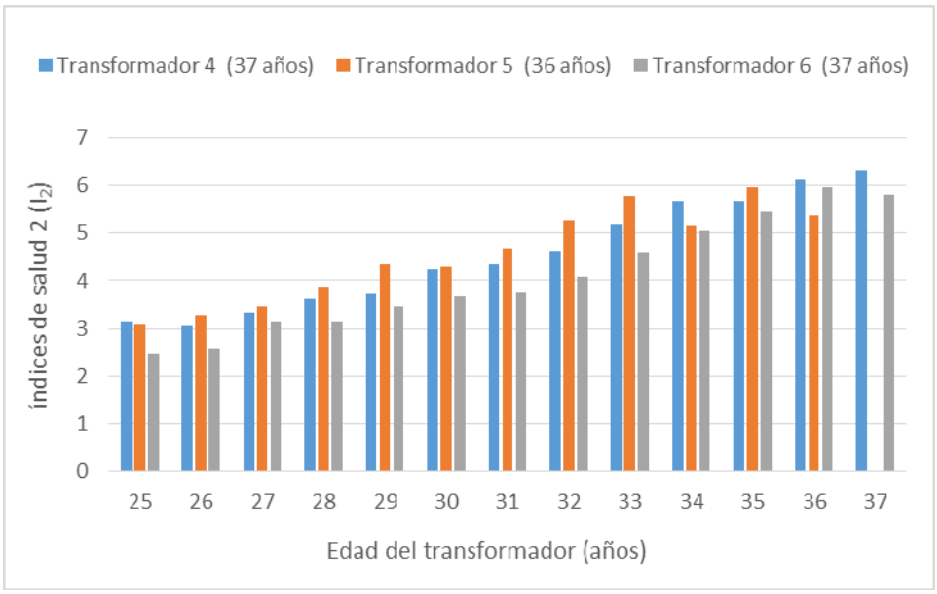


Figura 6.26. Evolución de I_2 para los transformadores viejos.

La Figura 6.27 muestra la evolución de I_1 para tres transformadores nuevos. Para dos de ellos este índice es prácticamente constante e igual a 1, indicando un muy buen estado de la

máquina. En el caso del transformador 1 se ha obtenido que está en buen estado, sin embargo, éste ha sufrido un cambio considerable en el Segundo año, lo que fue debido a un importante incremento de la concentración de C_2H_6.

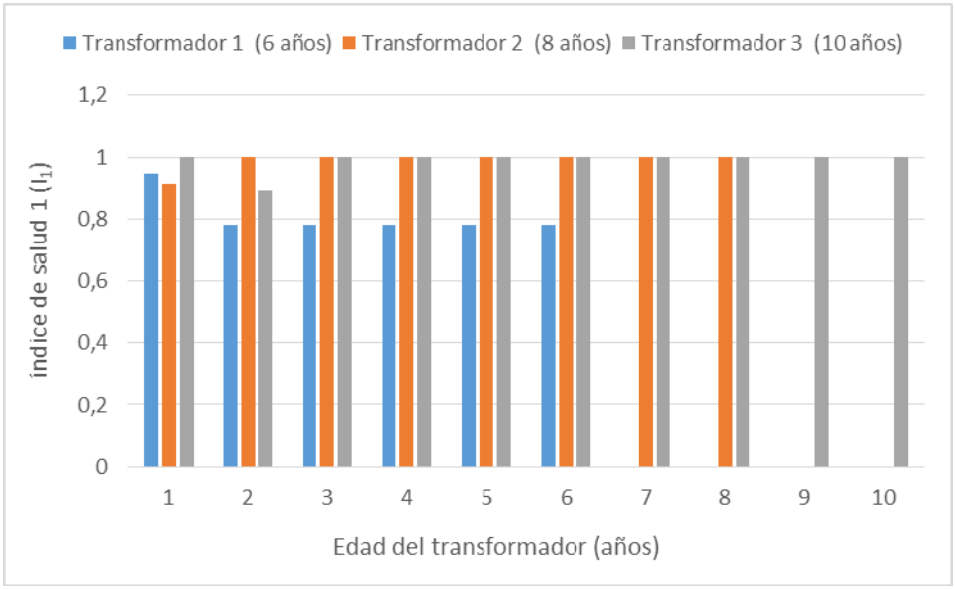


Figura 6.27. Evolución de I_1 para los transformadores nuevos.

La evolución de I_2 para los tres transformadores nuevos se muestra en la Figura 6.28. Este segundo índice ha aumentado ligeramente a lo largo del período de operación estudiado. En este caso el valor del índice muestra que los tres transformadores han sufrido un leve envejecimiento. Este segundo índice permite obtener una evaluación más real del estado del transformador ya que la tendencia de la salud de las máquinas empeora con el tiempo.

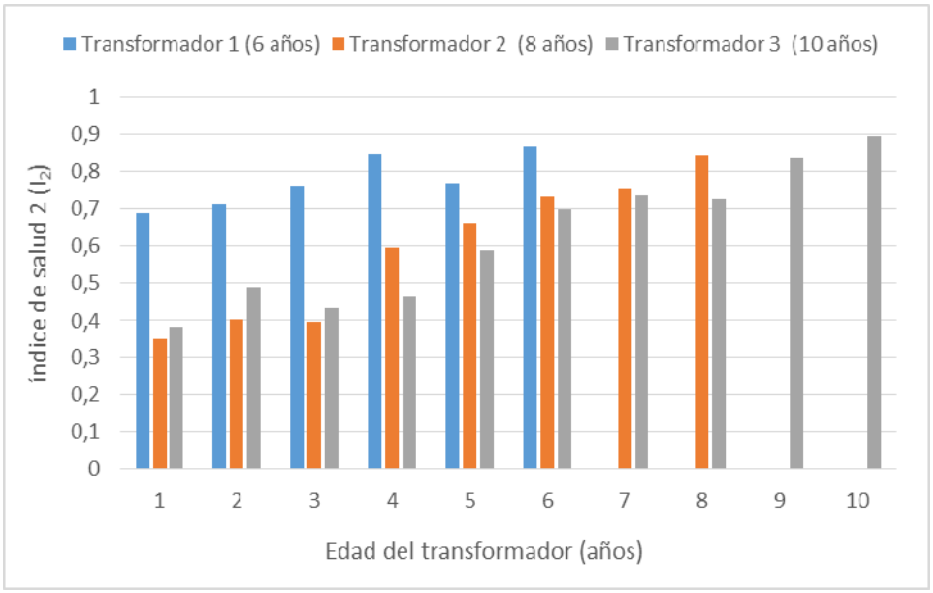


Figura 6.28. Evolución de I_2 para los transformadores nuevos.

Estos resultados indican que el índice I_2 resulta más adecuado para describir la condición real en la que se encuentra un transformador con respecto a su edad real, tanto si se trata de transformadores viejos como de nuevos.

Como ya se ha indicado anteriormente en este apartado, el momento en el cual un transformador tiene que ser reemplazado o reparado es una cuestión difícil para los gestores de flotas de este tipo de máquinas. La respuesta a esta cuestión depende principalmente del estado en el que esté el sistema de aislamiento. Por esta razón es imprescindible conocer las condiciones en las que se encuentra el aceite y sobre todo el papel dieléctrico, dado que éste último no puede ser sustituido durante el funcionamiento.

Las herramientas generalmente empleadas hasta ahora están basadas en el estado del aceite, lo que es debido a que es mucho más sencillo tomar una muestra de aceite en lugar de una de papel aislante. Los registros de análisis del aceite (propiedades físicas, gases disueltos y furanos) han demostrado que, aunque proporcionan información valiosa para la detección de posibles fallos dentro del transformador, no son suficientes para proporcionar la información necesaria para establecer el mejor momento para la sustitución de un transformador.

Los índices de salud han mostrado ser actualmente los métodos más adecuados para determinar el verdadero estado de un transformador. Estos índices pueden considerar parámetros obtenidos del análisis del aceite así como factores adicionales que influyen decisivamente en el estado del transformador. Sin embargo, es importante remarcar que aquellos índices que únicamente están basados en propiedades del aceite se deben aplicar con cuidado, ya que si el fluido dieléctrico ha sido sometido a algún tipo de tratamiento que haya mejorado sus propiedades, el resultado obtenido de indicaría que el transformador está en buenas condiciones, aunque su papel dieléctrico esté próximo al fin de su vida útil.

CAPÍTULO 7

Consideración de la temperatura de punto caliente en índices de salud

7. Consideración de la temperatura de punto caliente en índices de salud

El funcionamiento de los transformadores de potencia, como el de toda máquina real, se caracteriza por una determinada eficiencia. Una baja eficiencia supone unas pérdidas de potencia que se traducen en una transferencia calor. Los transformadores de potencia se caracterizan por tener un punto de trabajo donde las pérdidas son mínimas y el rendimiento máximo. Así, en cualquier punto de operación donde la carga sea superior a la óptima se incrementarán las pérdidas, y en consecuencia, la temperatura de trabajo en el interior de la máquina. Este aumento de temperatura provoca que tanto los devanados como el aceite aumenten su temperatura, y por tanto vean favorecida su degradación. En concreto, es el papel dieléctrico el que sufre un mayor deterioro con el incremento de temperatura. En este sentido, parece necesario predecir de la manera más precisa posible el valor y la ubicación de la temperatura más alta (punto caliente) que sufre el papel que recubre los devanados, pues será en ese punto donde dicho papel sufra una mayor degradación.

Ninguno de los índices de salud estudiados en el capítulo anterior ha tenido en cuenta la temperatura del punto caliente de los devanados, que en definitiva es la temperatura más desfavorable para la degradación del papel aislante. En este capítulo, se pretenden sentar las bases para introducir este concepto en los índices de salud. Se describe a continuación la metodología presentada en la tesis:

- La temperatura de punto caliente se determina mediante un software basado en elementos finitos, en el que se introducirá la geometría de un devanado de la máquina, un modelo fluido-térmico que considere un transformador bajo carga y las características de los materiales que componen el devanado.

- Posteriormente, se modificará la fuente de calor, es decir el nivel de corriente que circula por los conductores del devanado. Se calculará el calor que producen los devanados cuando por ellos circulan diversos valores de corriente. Estos valores se sitúan en un rango que va desde el índice de carga óptimo hasta plena carga.

- Como resultado del paso anterior, se obtiene una ecuación que relaciona el índice de carga con la temperatura de punto caliente, y por tanto, con la velocidad de envejecimiento del sistema de aislamiento de un transformador.

- Utilizando la expresión anterior se puede calcular de forma más precisa el factor de carga f_L (Li et al., 2014) que corresponde a cualquier valor de corriente demandada y que permite obtener coeficiente de envejecimiento definido por este índice de salud.

- La temperatura de punto caliente sería introducida en la expresión de (Ekenstam, 1936) lo que nos permitirá conocer el grado de degradación del papel dieléctrico a partir de su grado de polimerización.

- Este último dato servirá para determinar el subíndice que observa el estado del papel (Li et al., 2014) cuando la máquina lleva más de 15 años en operación y los furanos disueltos en el aceite dejan de ser un indicador fiable del estado del papel.

7.1. Metodología para incluir el efecto de la Tª de punto caliente en el estado de degradación del papel dieléctrico

El índice de salud 2 aplicado en el apartado anterior ha permitido obtener una mejor estimación del estado del transformador que el índice de salud 1. Sin embargo, se considera que éste índice se puede mejorar a través de la introducción del efecto de la temperatura de punto caliente en el término que evalúa la degradación del papel dieléctrico. La metodología que se debe seguir para ello incluye las siguientes etapas:

- Estimación del nivel de carga, $C_{\eta max}$, que permite alcanzar el máximo rendimiento, η_{max}. del transformador.
- Determinación de pérdidas por efecto Joule para los índices de carga superiores al $C_{\eta max.}$
- Determinación de la Tª de punto caliente a través de simulación fluido-térmica, se debe realizar para todos los índices de carga considerados en la etapa anterior.
- Definición de la función que relaciona el índice de carga con la temperatura de punto caliente.
- Establecimiento de la relación existente entre Tª de punto caliente y degradación del papel.
- Inclusión de la relación Tª de punto caliente-degradación del papel dentro del índice de salud.
- Estimación del nivel de carga, $C_{\eta max}$, que permite alcanzar el máximo rendimiento η_{max}.
- Determinación de pérdidas por efecto Joule para índices de carga superiores al $C_{\eta max}$.

7.2. Simulación fluidotérmica

Con la finalidad de averiguar cuál es la máxima temperatura de trabajo de un transformador de potencia trifásico en función de su índice de carga, se ha llevado a cabo un estudio fluidotérmico, de carácter numérico, de una sección del Devanado de Baja Tensión (DBT) de la máquina con el software basado en elementos finitos COMSOL Multiphysics 5.0. Se ha seleccionado el DBT por dos motivos:

- Por soportar mayor intensidad que el Devanado de Alta Tensión (DAT) dando lugar a mayores pérdidas en el cobre, lo que genera más cantidad de calor.
- Por ser el más interior de la máquina, y por lo tanto tener más dificultades en refrigerarse.

Por lo que se prevé que la mayor temperatura se produzca en el DBT.

7.2.1. Modelo geométrico

Las características eléctricas nominales de este transformador son 14 MVA, 66/6,3 kV, Dyn11, y su refrigeración es de tipo ONAN. Además, el transformador tiene un cambiador de tomas en carga que permite 21 relaciones de transformación diferentes. La alta tensión puede ser variada 10% (máximo 72,6kV, mínimo 59,4kV). Transformadores de esta potencia -o similares- con este tipo de refrigeración se encuentran con frecuencia en las redes de distribución de muchos países.

Las Figuras 7.1 y 7.2 muestra los tres devanados de una fase: el DBT en la parte interior, el arrollamiento de regulación en la parte exterior y el DAT en medio de ambos.

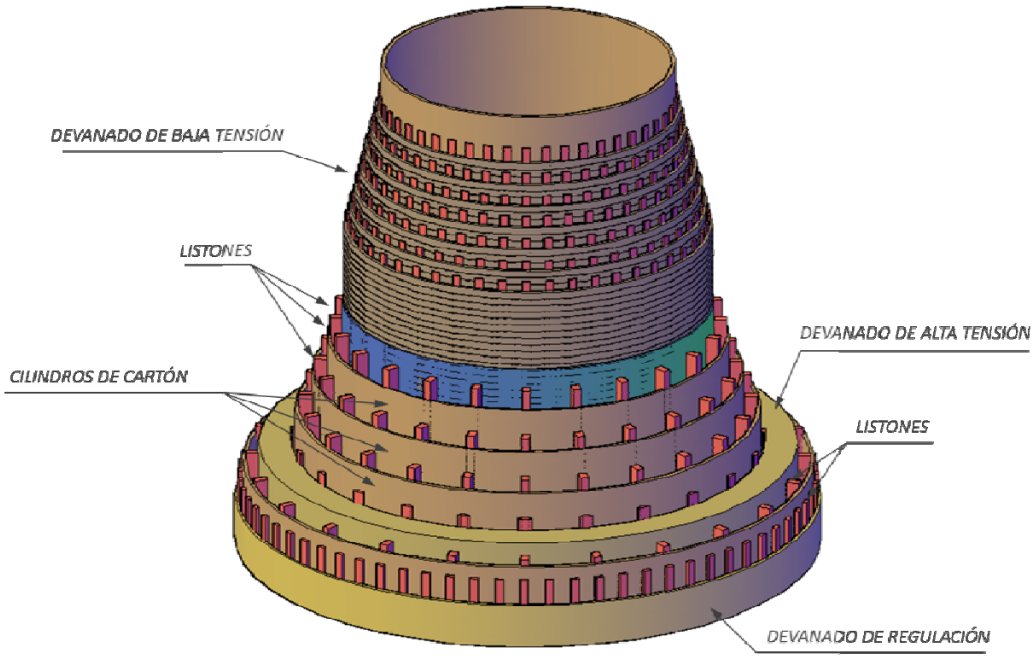


Figura 7.1. Geometría 3D de un fase del transformador de potencia.

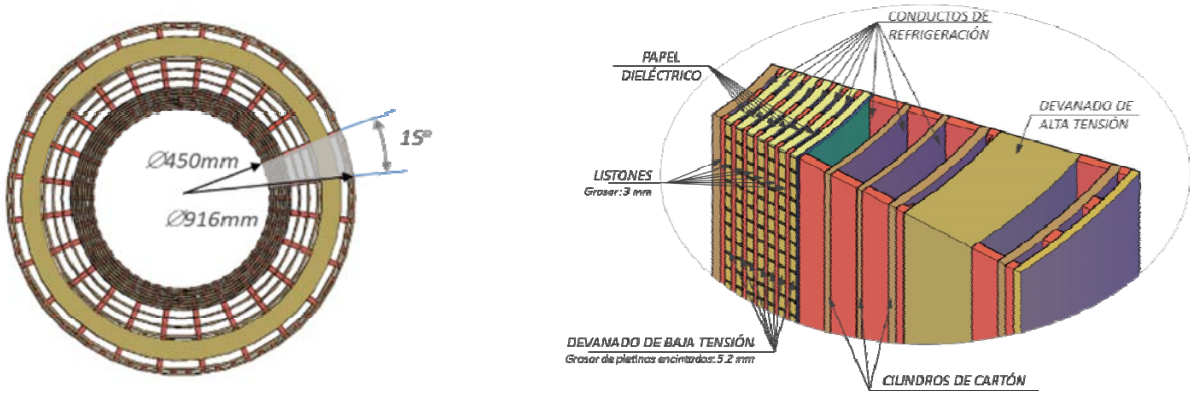


Figura 7.2. *Planta de una fase y detalle de sección*.

El DBT se construye sobre un cilindro de cartón (6 mm de espesor y diámetro interior de 450 mm). Ambos, DBT y cilindro, están separados por medio de 48 listones de madera e interlistones (24+24) de 3 mm de espesor, lo que forma 48 conductos refrigerantes de 7,5º de amplitud entre la primera capa del devanado y el cilindro de cartón. De hecho, este devanado esta realizado con 77 espiras distribuidas en siete capas concéntricas (11 espiras/capa). La separación entre estas siete capas se realiza de la misma manera que la primera capa del cilindro de cartón, creándose así los conductos de refrigeración entre capas. Cada espira se construye por medio de ocho pletinas rectangulares (10,4 x 4,6 mm) de cobre conectadas en paralelo. Estos conductores son recubiertos con una fina capa de papel dieléctrico Kraft de 0,4 mm de ancho. Finalmente, la altura total del devanado es de 1056 mm.

La separación entre devanados primario y secundario se realiza por medio de tres canales de aceite más anchos. Para crear estos canales, de 15º de amplitud, se usan tres cilindros de cartón de 4 mm de espesor, separados por medio de listones de madera de 20 mm de ancho.

El DAT está compuesto por 1397 espiras repartidas en 112 bobinas colocadas sobre un cilindro de cartón de 6 mm de espesor. Este devanado está refrigerado por medio de dos conductos verticales, uno interno y otro externo, de 15º de amplitud, y 6 y 20 mm de amplitud, respectivamente.

Finalmente, el cambiador de tomas en carga es bobinado en la parte externa de la columna y se separa por un cilindro de cartón de 6 mm de espesor con listones de 6 mm de anchura.

- ***Evolución del modelo geométrico***

El modelo geométrico sobre el cual se ha llevado a cabo las simulaciones es el resultado del análisis y evolución de otros previos. Esta simplificación en la geometría utilizada en la simulación del transformador se ha realizado para conseguir un mejor rendimiento computacional.

En primer lugar, como se muestra en la Figura 7.3, se eligió un sector de 15º del DBT en vez de la geometría entera de este devanado ya que este último modelo no era numéricamente posible simularlo en su totalidad por su alto coste computacional. El sector escogido incluía dos filas de conductos de refrigeración y tres canales de separación DBT-DAT, todos ellos verticales. A continuación, se aplicó un plano de simetría, consiguiendo un modelo geométrico más sencillo, de 7,5º.

No se apreció ninguna diferencia entre los resultados fluido-térmicos de ambos modelos. De hecho, el último modelo permitía simular la altura total de la geometría sin un coste computacional excesivo.

A continuación, en el modelo geométrico escogido se llevó a cabo una simplificación importante: el encintado con papel del DBT fue realizado de dos maneras diferentes. Primero, el encintado se modeló geométricamente. En este modelo el mallado fue

complicado debido al pequeñísimo espesor del mencionado encintado (0,4 mm). Este problema se resolvió modelando matemáticamente la capa de papel (capa fina térmicamente resistiva). Se compararon los resultados de ambos modelos, resultando ser similares.

Como resultado, se eligió el modelo de 7,5º con una capa fina térmicamente resistiva que envuelve los conductores del DBT.

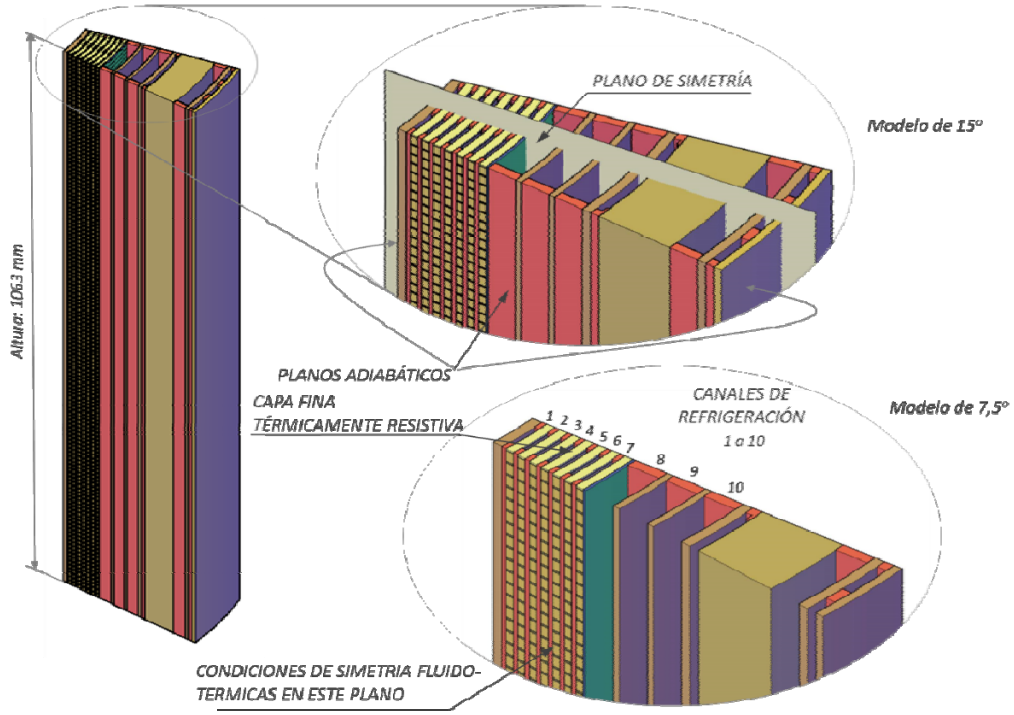


Figura 7.3. Evolución del modelo geométrico.

7.2.2. Modelo numérico

Esta sección presenta el modelo numérico aplicado sobre la geometría explicada anteriormente.

- ***Ecuaciones de gobierno***

Se ha llevado a cabo un estudio en régimen permanente utilizando el modelo de Transferencia de Calor Conjugado del que dispone la herramienta de simulación basada en elementos finitos COMSOL Multiphysics 5.0. Este modelo combina dos físicas, la mecánica de fluidos y la transferencia de calor. En el caso de la mecánica de fluidos las ecuaciones de gobierno aplicadas son las de Navier-Stokes para fluidos incompresibles en régimen estacionario (Ec. 7.1 y 7.2, en las que los símbolos ρ, u, p, I y μ son densidad, vector velocidad, presión, matriz identidad y viscosidad dinámica. En la Ec. 7.2 F representa las fuerzas de flotabilidad, mientras que los otros dos términos de la parte izquierda de la igualdad son las fuerzas viscosas y de presión, respectivamente).

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{u}) = 0 \qquad [7.1]$$

$$\rho(\mathbf{u} \cdot \nabla)\mathbf{u} = \nabla \cdot \left(-p\mathbf{I} + \mu\left(\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T\right) - \frac{2}{3}\mu(\nabla \cdot \mathbf{u})\mathbf{I} \right) + \mathbf{F} \qquad [7.2]$$

En relación con la transferencia de calor, la Ec. 7.3 es la ecuación de la energía que gobierna la transferencia de calor en régimen estacionario en ambos materiales, líquido y sólido. En esta ecuación los símbolos C_p, k y T son el calor específico, la conductividad térmica y la temperatura, respectivamente. Además, el término Q representa la fuente de calor por unidad de volumen. En este caso, las pérdidas de calor por efecto Joule en el cobre del DBT.

$$\rho C_p \mathbf{u} \cdot \nabla T = \nabla \cdot (k \nabla T) + Q \qquad [7.3]$$

- ***Condiciones de contorno***

Todas las paredes sólidas exteriores del modelo geométrico se han considerado superficies adiabáticas, se han exceptuando aquellas situadas en la parte inferior del modelo geométrico. Este supuesto se basa en:

- Las paredes radiales verticales son modeladas como planos de simetría de temperaturas y velocidades.
- Las paredes verticales interiores y exteriores pertenecen a dos cilindros de cartón, material con una conductividad térmica muy baja.
- La transferencia de calor entre las paredes horizontales sólidas superiores y el aceite de la parte superior de la cuba puede considerarse despreciable pues las temperaturas de ambos materiales son bastante similares.

Así, la Ec. 7.4 es la que modela esta condición, siendo n el vector normal a la superficie de intercambio.

$$-\mathbf{n} \cdot (-k \nabla T) = 0 \qquad [7.4]$$

La Ec. 7.5 modela la convección entre las superficies sólidas del fondo y el aceite de la parte inferior de la cuba, se ha considerado que la temperatura de entrada del líquido en los conductos es igual a la temperatura de dicho aceite ($T_{\text{aceite, entrada}}$ = 35ºC). Este valor se basa en las medidas de temperatura del aceite que entra en la cuba procedente de los radiadores. Estas medidas han sido realizadas con un termómetro de infrarrojos cuando el transformador está trabajando a plena carga en días calurosos. En la ecuación mencionada h es el coeficiente de transferencia de calor convectivo, el cual se ha calculado considerando la longitud característica.

$$-\mathbf{n} \cdot (-k \nabla T) = h \cdot (T - T_{\text{aceite, entrada}}) \qquad [7.5]$$

La mayoría del aceite que entra a la cuba del transformador procedente de los radiadores fluirá siguiendo el camino de menor pérdida de carga. Es decir, fluirá entre la cuba y los

devanados. Además, la superficie de la base de la cuba es mucho mayor que las superficies de salida de los tubos que vacían los radiadores en dicha cuba. Como resultado de lo anterior la velocidad de entrada del aceite a los conductos de refrigeración de los devanados se puede considerar que es despreciable ($u_{z=0}\approx 0$). Dicho de otra manera, dentro de estos conductos sólo se considera la convección natural. De hecho, las fuerzas de flotabilidad (F en la Ec. 7.6, en la que g es la gravedad), que resultan de las diferencias de densidad creadas por el incremento de temperatura, se consideran que son las únicas fuerzas que provocan el movimiento del aceite dentro de los conductos.

$$F = -g \cdot \left(\rho(T) - \rho(T_{aceite,\,entrada})\right) \qquad [7.6]$$

Además, se han establecido condiciones de presión del aceite en las entradas y salidas de los conductos mediante las Ec. 7.7 y 7.8, en las cuales $T_{aceite,media}$ y H son la temperatura promedio del aceite que se encuentra en el interior de dichos conductos y su altura.

$$p = \rho(T_{aceite,\,media}) \cdot g \cdot H \qquad [7.7]$$

$$p = 0 \qquad [7.8]$$

Se ha considerado una fuente volumétrica de calor, Q, que es debida a las pérdidas por efecto Joule, P_{Joule}, en el cobre del devanado. Este valor, que se calcula en función de la carga del transformador, se reparte de manera homogénea en todo el volumen, V, del mencionado devanado, Ec. 7.9.

$$Q = \frac{P_{joule}}{V} \qquad [7.9]$$

Excepto en aquellas paredes que forman parte del plano de simetría, en las paredes interiores de los canales de refrigeración se ha considerado la condición de no-deslizamiento sólido-líquido, Ec. 7.10.

$$u = 0 \qquad [7.10]$$

Como ya se ha mencionado anteriormente, el encintado de los conductores se ha considerado matemáticamente como una capa fina térmicamente resistiva cuyo comportamiento térmico es simulado según la Ec. 7.11, en la que k_p, T_i, T_o y d_p son la conductividad térmica, las temperaturas en las paredes interiores y exteriores del papel y el espesor de dicho papel, respectivamente.

$$q = -k_p \cdot \frac{(T_i - T_o)}{d_p} \qquad [7.11]$$

El tipo de conducto de refrigeración (canales verticales), así como la alta viscosidad del aceite considerado, permite establecer a priori que la transferencia de calor se va a llevar a cabo por convección natural en un flujo laminar. Por otra parte, este supuesto es ampliamente aplicado en literatura especializada (Torriano et al., 2010; Torriano et al., 2012; Skillen et al., 2012; Lecuna et al., 2015).

- ***Mallado e información computacional***

Como se muestra en la Figura 7.4, todo el volumen se ha mallado mediante elementos hexaédricos. Se han utilizado 1.082.880 elementos de dominio y 434.032 elementos de contorno. Estos elementos tienen una calidad media de 0,581. Por otro lado, con el objetivo de capturar mejor los fenómenos fluido-térmicos que se producen en el aceite de los canales estrechos, éstos se han mallado de forma más densa que el resto del volumen, 8 elementos distribuidos radialmente. El primer canal ancho, en el que los efectos fluido-térmicos son también importantes, se ha mallado con 20 elementos distribuidos radialmente de manera heterogénea (más elementos por unidad de longitud cerca de la superficie que intercambia calor).

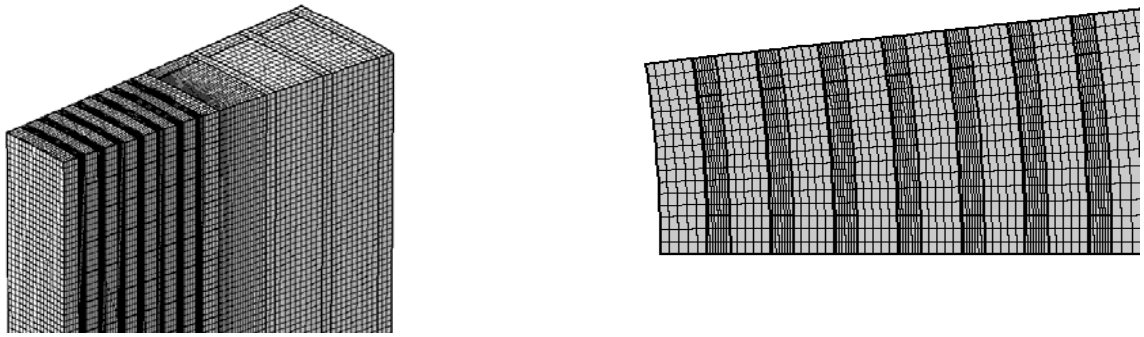


Figura 7.4. Mallado del modelo.

En cuanto a la información computacional, los tiempos de convergencia de las simulaciones estuvieron entre 170 y 230 minutos, utilizando 30,4 GB de memoria RAM en una estación de trabajo Dell Precision T5500, con dos procesadores Intel Xeon X5650 (6 núcleos / procesador), 2,66 GHz y 48 GB de RAM. En dichas simulaciones se utilizó como criterio de convergencia la existencia de un error inferior a 10^{-4}.

- ***Propiedades de los materiales***

La Figura 7.5 presenta la variación con la temperatura de las cuatro características físicas que influyen en el comportamiento fluido-térmico del aceite mineral estudiado. Las cuatro gráficas se han obtenido a partir de su hoja de características. De las gráficas se infiere que tanto la densidad como la conductividad térmica del aceite caen linealmente con la temperatura. En cambio, el calor específico tiene la tendencia opuesta. Por último, se aprecia que la viscosidad cinemática cae exponencialmente con el aumento de la temperatura.

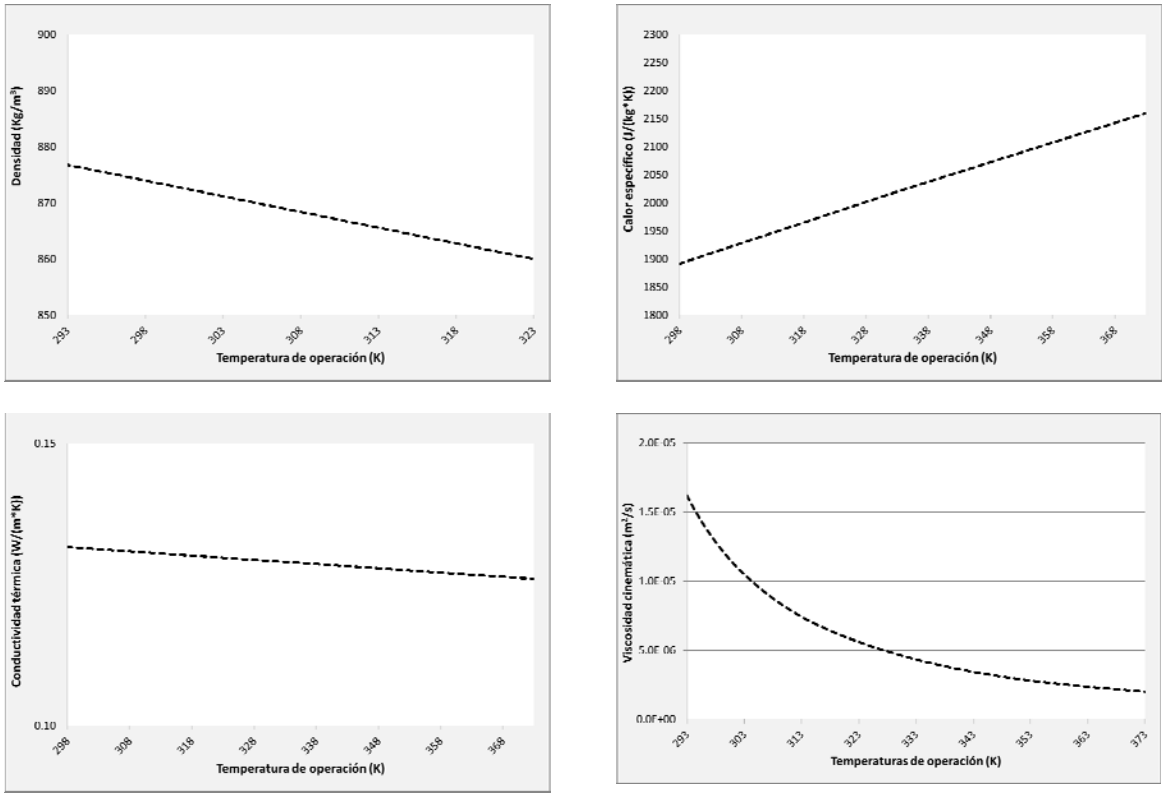


Figura 7.5. Propiedades físicas del aceite estudiado.

Con respecto a los materiales sólidos, señalar que las capas del bobinado están hechas de conductores de cobre que se envuelven individualmente con papel aislante. Además, estas capas y cuatro cilindros de cartón están separados por listones e interlistones de madera. La Tabla 7.1 muestra las propiedades físicas (ρ, k, C_p) de estos materiales Estas propiedades se ha supuesto que no varían con la temperatura.

Tabla 7.1. Propiedades físicas de los materiales sólidos.

	ρ [kg/m^3]	k [W/(m K)]	C_p [J/(kg k)]
Cobre	8700	400	385
Papel	930	0.19	1340
Cartón	1150	0.25	2093.5
Madera	418.5	0.15	2720

- ***Cálculo de los índices de carga y sus pérdidas asociadas en el cobre***

En este apartado se expone el proceso teórico-práctico que ha permitido calcular las pérdidas en el cobre que han sido utilizadas en las simulaciones para obtener los puntos calientes para distintos niveles de carga del transformador.

Hay que señalar el hecho de que se dispone de datos experimentales obtenidos de diversos ensayos (vacío, cortocircuito, medición de la resistencia óhmica de los devanados, relación de transformación) del transformador estudiado.

Según la teoría clásica el rendimiento máximo, η_{max}, de una máquina eléctrica se consigue cuando las pérdidas en el cobre, P_{cu}, coinciden con las pérdidas en el hierro, P_{Fe}, (Fraile, 2008). Esto se puede expresar mediante la Ec. 7.12, sabiendo que las P_{Fe} coinciden con la potencia medida en el ensayo de vacío. Por lo tanto, en la situación de η_{max} las perdidas en el cobre del primario, $P_{Cu,1}$, y del secundario, $P_{Cu,2}$, sumarán 10 kW, Ec. 7.13.

$$\text{Si} \quad P_{Cu} = P_{Fe} = 10\ \text{kW} \ \rightarrow \ \eta = \eta_{max} \qquad [7.12]$$

$$P_{Cu,1} + P_{Cu,2} = 10\ \text{kW} \qquad [7.13]$$

Por otro lado, para cualquier régimen de funcionamiento, se puede hallar la relación entre $P_{Cu,1}$ y $P_{Cu,2}$ de acuerdo a la Ec. 7.14.

$$\frac{P_{Cu,1}}{P_{Cu,2}} = \frac{3 \cdot R_1 \cdot I_1^2}{3 \cdot R_2 \cdot I_2^2} = \frac{3 \cdot R_1 \cdot \left(\frac{V_{1,F}}{R_1}\right)^2}{3 \cdot R_2 \cdot \left(\frac{V_{2,F}}{R_2}\right)^2} = \frac{R_2 \cdot V_{1,F}^2}{R_1 \cdot V_{2,F}^2} = \frac{R_2}{R_1} \cdot \left(\frac{V_{1,F}}{V_{2,F}}\right)^2 = \frac{R_2}{R_1} \cdot m^2 \qquad [7.14]$$

En esta expresión, R_1 y R_2, I_1 e I_2, $V_{1,F}$ y $V_{2,F}$ son las resistencias, corrientes y tensiones de fase para primario y secundario, respectivamente. Asimismo, m es la relación de transformación. Los valores necesarios (R_1, R_2 y m) pueden ser obtenidos de los ensayos de cálculo de la resistencia óhmica de los devanados y de la determinación de las relaciones de transformación.

Respecto a la relación del transformador se puede calcular utilizando la Ec. 7.15.

$$\text{Configuración devanados } {}^{\Delta}\!/_{\lambda} \ \rightarrow \ m = \frac{66000}{6300/\sqrt{3}} = 18{,}14 \qquad [7.15]$$

Las Ecs. 7.18 y 7.19 muestran los valores de R_1 y R_2. Es necesario aclarar que la resistencia óhmica por fase del primario, $R_{1,//}$, que se facilita en los ensayos es el paralelo de $2R_1$ con R_1, Ec. 7.16. Además, al ser facilitadas las $R_{1,//}$ de las tres fases se ha hecho su promedio, Ec. 7.17. Igualando las Ecs. 7.16 y 7.17 se obtiene el valor de R_1, Ec. 7.18. Por otro lado, los ensayos facilitan las resistencias R_2 de las tres fases del secundario. Se ha optado por tomar su valor promedio, Ec. 7.19.

$$R_{1,//} = \frac{2 \cdot R_1 \cdot R_1}{2 \cdot R_1 + R_1} = \frac{2 \cdot R_1}{3} \qquad [7.16]$$

$$R_{1,//} = \frac{1{,}8536 + 1{,}8542 + 1{,}8540}{3} = 1{,}8539\ \Omega \qquad [7.17]$$

$$1{,}8539 = R_{1,//} = \frac{2 \cdot R_1}{3} \rightarrow R_1 = 2{,}78085\ \Omega \qquad [7.18]$$

$$R_{2} = \frac{6{,}1605 + 6{,}095 + 6{,}139}{3} \cdot 10^{-3} = 6{,}1315\ \text{m}\Omega \qquad [7.19]$$

Sustituyendo las Ecs. 7.15, 7.18 y 7.19 en la Ec. 7.14 se obtiene la Ec. 7.20.

$$P_{Cu,1} = 0{,}73 \cdot P_{Cu,2} \qquad [7.20]$$

Las ecuaciones 7.13 y 7.20 permiten calcular los valores de $P_{Cu,1}$ y de $P_{Cu,2}$ para η_{max}, Ecs. 7.21 y 7.22. Así:

$$P_{Cu,1} = 4220\ \text{W} \qquad [7.21]$$

$$P_{Cu,2} = 5780\ \text{W} \qquad [7.22]$$

Obviamente, el valor requerido para la simulación paramétrica es el segundo, que pertenece al DBT. Comparando ambos valores se puede ver que las $P_{Cu,2}$ son aproximadamente un 30% más altas que $P_{Cu,1}$.

Considerando que la $P_{Cu,2}$ calculada es la de los tres arrollamientos de BT, se puede calcular la potencia (Q) a aplicar sobre la sección a simular (7.5º) en situación de η_{max}. Simplemente será necesario dividir estas pérdidas entre 3 y entre 48 (la sección simulada es una cuarentaiochoava parte de un arrollamiento). Expresado matemáticamente es la Ec. 7.23.

$$P_{Cu,\,sección} = \frac{P_{Cu,2}}{3 \cdot 48} = 40{,}1\ \text{W} \qquad [7.23]$$

Estas pérdidas corresponden a un nivel de carga del transformador que permite conseguir el mayor rendimiento posible, $C_{\eta max}$. Este nivel de carga se puede calcular aplicando la teoría clásica de acuerdo a la Ec. 7.24, (Fraile, 2008).

$$C_{\eta_{max}} = \sqrt{\frac{P_{Fe}}{P_{Cu,n}}} = \sqrt{\frac{10000}{86727}} = 0{,}34 \qquad [7.24]$$

Es decir, este transformador tendrá un rendimiento óptimo –menores pérdidas- cuando trabaje a un 34% de su potencia. Si trabaja con valores superiores de índice de carga las pérdidas en el cobre serán superiores y, por lo tanto, el rendimiento será peor. Es decir, suponiendo que el transformador trabaja en el rango de índice de carga [0,34-1] las mayores pérdidas se producirán a régimen nominal (C=1). Estas pérdidas se pueden obtener del ensayo de cortocircuito, desglosadas para el DBT ($P_{cu,2,n}$) y DAT ($P_{cu,1,n}$). Así, la $P_{cu,2,n}$ tienen un valor de 50500 W. Por lo tanto, dentro del rango mencionado de índices de carga, las $P_{cu,2}$ variarán entre 5780 W (C=0,34) y 50500 W (C=1).

Como resultado del aumento de las pérdidas en el cobre con el índice de carga, la temperatura del DBT aumentará, afectando negativamente a la vida del papel, sobre todo en las zonas más calientes del devanado (punto caliente).

La variación de esta temperatura (Temperatura de punto caliente, THS) con el índice de carga es lo que se intenta dilucidar en este capítulo mediante la ejecución de un barrido paramétrico en el rango de trabajo mencionado, [0,34-1]. Dicho de otra manera, en el rango de $P_{cu,2}$ [5780-50500].

El mencionado barrido se ha realizado considerando cinco valores de $P_{cu,2}$: los dos ya calculados y otros tres obtenidos mediante la división del rango de pérdidas en cuatro partes iguales. Así, nos quedan los cinco valores de $P_{cu,2}$ que se muestran en la Tabla 7.2.

Para calcular los índices de carga asociados a esos tres valores de $P_{cu,2}$ intermedios es necesario de nuevo recurrir a la teoría clásica de máquinas eléctricas. Así se sabe que el índice de carga es igual a la relación entre la potencia aparente útil y la asignada. Lo que es lo mismo, si se considera tensión de secundario constante, el cociente entre intensidades de secundario, Ec. 7.25. Por otro lado, si se considera la relación de las $P_{Cu,2}$ respecto a la $P_{Cu,2,n}$ se obtiene la Ec. 7.26. De esta última expresión se obtienen los índices de carga para los valores intermedios de pérdidas en el cobre del DBT, Tabla 7.2.

$$C = \frac{S}{S_n} = \frac{I_2}{I_{2,n}} \qquad [7.25]$$

$$\frac{P_{Cu,2}}{P_{Cu,2,n}} = \frac{3 \cdot R_2 \cdot I_2^2}{3 \cdot R_2 \cdot I_{2,n}^2} = \frac{I_2^2}{I_{2,n}^2} = C^2 \rightarrow C = \sqrt{\frac{P_{Cu,2}}{P_{Cu,2,n}}} \qquad [7.26]$$

Por último es posible obtener el rendimiento en función del índice de carga mediante la Ec. 7.27.expresión (28).

$$\eta = \frac{C \cdot S_n}{C \cdot S_n + P_{Fe} + C^2 \cdot P_{Cu,n}} \qquad [7.27]$$

Tabla 7.2. Índices de carga *vs* Pérdidas por efecto Joule en el DBT.

	C				
	0,34	**0,58**	**0,75**	**0,88**	**1.00**
$P_{Cu,2}$	5780	16960	28140	39320	50500
$P_{Cu,sección}$	40	118	195	273	351
η	0,9958	0,9952	0,9944	0,9937	0,9931

7.2.3. Validación del modelo y resultados

A continuación se presenta la validación del modelo y los resultados de las simulaciones.

- ***Validación del modelo***

En este apartado se lleva a cabo el cálculo de dos números adimensionales (números de Reynolds, *Re*, y de Grashoff, *Gr*) con la intención de confirmar los supuestos de convención natural en régimen laminar. Estos dos números se calculan de acuerdo a las Ecs. 7.28 y 7.29, en las que β es el coeficiente de expansión térmica y *L* es la longitud característica. Además, las propiedades físicas utilizadas se obtienen para una $T_{aceite,\ salida}$ y una velocidad *u* que es la velocidad promedio en la salida de los conductos.

$$\mathrm{Re} = \frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{\rho \cdot u \cdot L}{\mu} \qquad [7.28]$$

$$\mathrm{Gr} = \frac{\text{Fuerzas de flotabilidad}}{\text{Fuerzas viscosas}} = \frac{g \cdot \beta \cdot \Delta T \cdot L^3 \cdot \rho^2}{\mu^2} = \frac{g \cdot \dfrac{\rho(273{,}15) - \rho(T_{aceite,salida})}{\rho(T_{aceite,salida}) \cdot (T_{aceite,salida} - 273{,}15)} \cdot (T_{aceite,salida} - T_{aceite,entrada}) \cdot L^3 \cdot \rho^2}{\mu^2} \qquad [7.29]$$

El número de Reynolds representa la relación entre las fuerzas inerciales y las viscosas. En otras palabras, este parámetro se puede utilizar para determinar si el flujo del refrigerante por los canales se produce en régimen laminar (Re<2100) o en turbulento (Re>4000). Con respecto al tipo de convección, la relación Gr/Re^2 se utiliza para determinar si es forzada ($Gr/Re^2 << 1$) o natural ($Gr/Re^2 >> 1$) (Torriano, 2010). Como se aprecia en la Tabla 7.3, la convección es natural y el régimen es claramente laminar.

Tabla 7.3. Números adimensionales.

		Canales									
		1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**
Aceite mineral	**Re**	9,36	13,94	14,61	14,61	14,52	14,45	14,23	30,20	1,22	0,48
	Gr/Re^2	12,62	8,17	8,09	8,21	8,26	8,20	7,32	3,24	80,83	204,51

- ***Resultados***

Tras realizar el análisis paramétrico se han obtenido las distribuciones de velocidades del aceite y de temperaturas en la geometría estudiada. En la Figura 7.6 se presentan para una sección de los conductos para el caso de potencia nominal (*C*=1).

Respecto a las velocidades, se puede apreciar claramente que las mayores velocidades se producen en el canal ancho (menores esfuerzos viscosos), cerca de la pared emisora de calor, lo cual produce en el líquido fuertes pérdidas de densidad que generan elevadas fuerzas de flotabilidad.

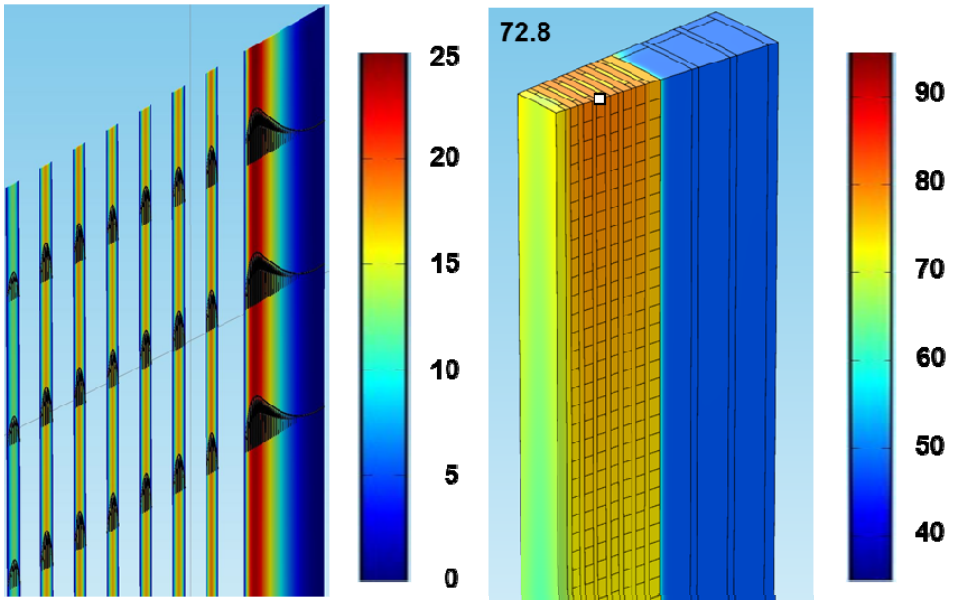


Figura 7.6. Distribución de velocidades (mm/s) y temperaturas (ºC) en el modelo.

En relación a la localización de los puntos calientes, es necesario señalar que no depende de las pérdidas consideradas; siempre se encuentra localizado en el mismo sitio: en la parte superior de la geometría, en el medio de la tercera capa del DBT, en el plano de simetría. Esta coincidencia se justifica en el hecho de que la ubicación de los puntos calientes va a depender tan solo del modelo numérico y tipo de geometría considerados.

La Tabla 7.4 presenta las temperaturas de punto caliente, T_{HS}, para los diferentes niveles de carga obtenidas del análisis paramétrico. Se aprecia claramente que a medida que se incrementa el nivel de carga, la temperatura del punto caliente aumenta su valor, siendo la diferencia entre los casos extremos de unos 25ºC.

Tabla 7.4. Índices de carga *vs* Temperaturas de punto caliente.

	C				
	0,34	**0,58**	**0,75**	**0,88**	**1,00**
T_{HS}	47,9	57,1	63,3	68,4	72,8

Por último, es posible relacionar matemáticamente la evolución del valor del punto caliente con el índice de carga mediante el cálculo de la línea de tendencia, tal como se representa en la Figura 7.7. En esta figura también se presenta la evolución del rendimiento con el índice de carga, así como el valor matemático de su línea de tendencia, que es claramente descendente

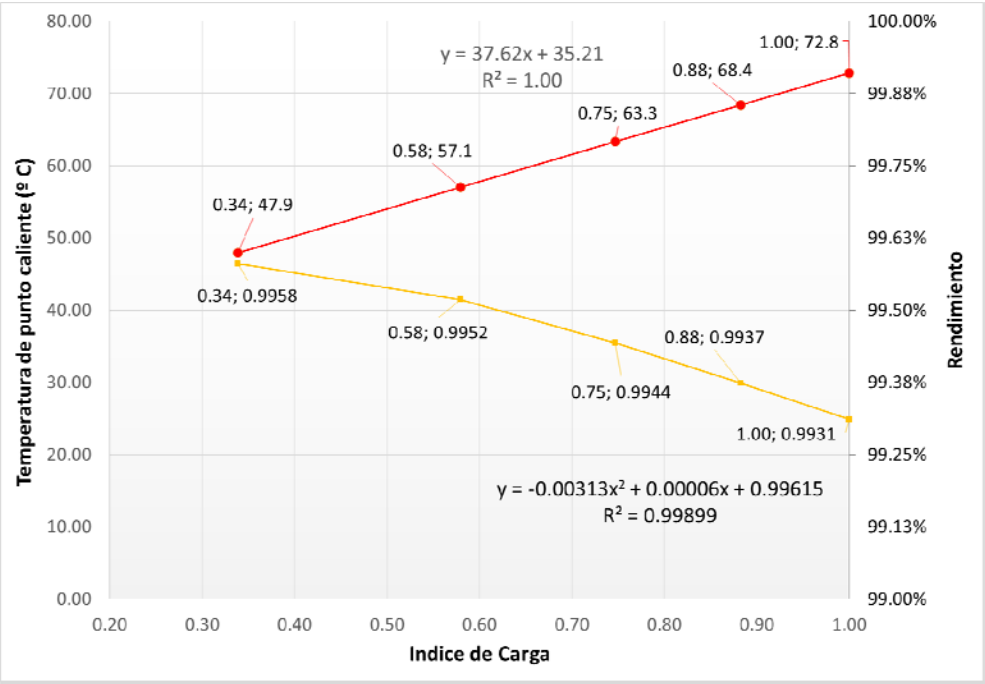


Figura 7.7. Evolución de las temperaturas de punto caliente en función del índice de carga.

7.1. Uso de la temperatura de punto caliente en Índices de salud

Teniendo en cuenta la función obtenida en la Figura 7.7 se podría obtener la temperatura de punto caliente para cualquier índice de carga. También podría asignarse un factor de carga (f_L), más distribuido que el planteado por (Li y Song, 2014). La Tabla 7.5 muestra en su tercera columna la propuesta realizada en esta tesis. Estos valores servirían para calcular el factor de envejecimiento, B, de forma más aproximada, mejorando así la contribución del subíndice $I_2(4)$, dentro del índice de salud I_2.

Tabla 7.5. Temperatura de punto caliente. Índices de carga. Factor de carga.

Tª Punto Caliente	Indice Carga	Factor Carga (f_L)
35,2	0	1
39,0	0,1	1
42,7	0,2	1
46,5	0,3	1
50,3	0,4	1,05
54,0	0,5	1,075
57,8	0,6	1,1
61,5	0,7	1,175
65,3	0,8	1,25
69,1	0,9	1,275
72,8	1	1,3

El conocimiento de la temperatura de punto caliente puede contribuir también a mejorar el subíndice que observa la calidad del papel dieléctrico, $I_2(1)$. Este subíndice se basa en el contenido de gases compuestos de carbono-oxígeno y del contenido en el compuesto furánico 2FAL en el aceite dieléctrico. Sin embargo, después del análisis realizado sobre el histórico de medidas de control de aceite de una flota de transformadores industriales, se observó que estos compuestos no están relacionados con la condición del papel en máquinas que llevan más de 15 años en operación. En este sentido, el conocimiento del punto caliente serviría para determinar el grado de polimerización del papel mediante el modelo propuesto por (Ekenstam, 1936), teniendo así una alternativa para la determinación de $I_2(1)$ cuando el transformador ha estado en operación más de 15 años.

$$\frac{1}{DP_0} - \frac{1}{DP_t} = k \cdot t \rightarrow k = A \cdot e^{-\frac{E_a}{R \cdot T}} \qquad [7.30]$$

donde:

- k es la constante de velocidad
- A es el factor pre-exponencial (128 kJ/mol)
- E_a es la energía de activación ($4{,}1 \cdot 10^{10}$ horas^{-1})
- R es la constante de los gases (8,314 J/mol/K)
- t es la vida del transformador (horas)
- T es la temperatura (K)
- DP_0 es el grado de polimerización inicial (1000)
- DP_t es el grado de polimerización final

CAPÍTULO 8

Conclusiones y desarrollos futuros

8. Conclusiones y desarrollos futuros

En este apartado final del trabajo se pretende resumir las principales conclusiones extraídas durante el desarrollo de esta tesis doctoral. El apartado se divide en varios puntos, que se corresponden con los bloques principales de este trabajo. En el último apartado se apuntan los posibles desarrollos futuros que podrían tener los estudios planteados.

8.1. Aspectos técnicos y económicos de los transformadores de potencia

Las pérdidas en un transformador se dividen en: pérdidas en vacío, pérdidas en carga y pérdidas de refrigeración. La reducción de las mismas mejora la eficiencia de los máquinas y puede ser abordada desde un punto de vista únicamente técnico o desde un punto de vista económico.

Desde un punto de vista técnico, un transformador se puede hacer más eficiente a través de dos aspectos: la mejora de los materiales que lo constituyen, y la modificación de la configuración geométrica del núcleo y el ensamblaje de bobinados.

Desde un punto de vista económico mejorar la eficiencia implica reducir al mínimo la inversión total a lo largo de la vida útil de un transformador (TOC), lo que permite a las compañías eléctricas y a los usuarios industriales de transformadores maximizar sus ahorros de energía al menor coste.

8.2. Efectos del Reglamento Europeo 548/2014 y de la capitalización de pérdidas

En este bloque se ha evaluado la eficiencia actual de una flota de grandes transformadores de distribución europeos teniendo en cuenta el Reglamento 548/2014 de la UE.

Para este estudio, se ha utilizado una metodología basada en el rendimiento máximo de transformadores. Este parámetro es función de la potencia, las pérdidas en vacío y las pérdidas en la carga. De este modo, este índice permite comparar, desde el punto de vista de la eficiencia energética, transformadores diferentes, ya que es independiente de la tensión, la impedancia o el índice de carga.

Todas las máquinas de la flota se han clasificado teniendo en cuenta su rendimiento máximo. Se ha observado que, en general, cuanto mayor es la potencia nominal, mayor es la eficiencia de los transformadores. Estos valores de eficiencia también se han comparado con los límites propuestos por el Reglamento Europeo 548/2014. Los resultados del análisis han mostrado que para cumplir con el primero de los límites, T1, se necesita mejora el rendimiento máximo promedio de las unidades de distribución.

Posteriormente, se ha planteado un escenario en el que todos los transformadores tienen una eficiencia que supera los límites se han establecidos (T1 y T2). Esto ha permitido determinar el ahorro de energía que se puede alcanzar después de la entrada en vigor del Reglamento; se ha cuantificado que cuando la eficiencia llegue hasta la establecida por los límites propuestos por la regulación el ahorro será entre 0,1 y 0,2% de la energía transformada. Esta mejora energética supondría una disminución de emisiones de CO_2, que llegaría a ser de alrededor de siete toneladas de CO_2 por año y MVA de potencia transformada.

En este sentido, la regulación de la Unión Europea producirá una mejora del rendimiento máximo de los nuevos transformadores que se adquieran, convirtiéndose en una herramienta útil para la mejora de la eficiencia global de flotas de transformadores. Esto también supondrá la eliminación progresiva del mercado de las unidades de bajo rendimiento.

La utilización de la CL en una flota de transformadores de gran tamaño ha demostrado que las TSO asignan mayores costes a las pérdidas de sus nuevos transformadores que las DSO. Esto se justifica por la mayor importancia estratégica en las redes de transmisión de energía.

Las unidades con potencia superior a 33 MVA muestran rendimientos máximos que están más cerca de cumplir con los nuevos requisitos normativos. Pero la comparación del rendimiento máximo de los transformadores estudiados con los límites establecidos por la normativa, ha demostrado que cuando se considera la CL en la adquisición de un transformador, se opta por comprar máquinas más eficientes.

En cuanto a los transformadores con potencia superior a 100 MVA, se ha observado que la CL es mucho más común en este rango de potencia. Para estos tamaños de transformador el efecto de la consideración de la CL en el rendimiento de la máquina desaparece; a excepción de una potencia, todos los transformadores estudiados superan el rendimiento mínimo exigido en T2.

En mi opinión, la CL debiera ser obligatoria cuando se adquieren nuevos transformadores. De esta manera, el diseño del transformador estaría forzado a buscar la eficiencia óptima, aumentando significativamente el rendimiento de los sistemas de distribución de energía.

Las empresas que utilizan CL al adquirir un nuevo transformador no tratan de aumentar el rendimiento del transformador, sino que persiguen la optimización del coste total, siendo la selección de máquinas más eficientes una consecuencia de ello. En este sentido, la CL podría ser aceptada como una forma adecuada de optimización del diseño de transformador, teniendo en cuenta los requisitos de los futuros propietarios.

8.3. Índices de salud

El punto en el que un transformador debe ser reemplazado o el cálculo de la vida remanente, son temas muy importantes para los gestores de sistemas de potencia.

Este trabajo ha estudiado los registros históricos de análisis de aceite (humedad, acidez, rigidez dieléctrica, factor de pérdidas) en una flota de 52 transformadores industriales. El análisis de la calidad del aceite se ha demostrado como una herramienta útil para la detección de un funcionamiento anormal en el interior de un transformador. Sin embargo, las características físicas y dieléctricas del aceite no son concluyentes para estimar la verdadera condición del papel y por lo tanto la vida remanente de la máquina.

Por otro lado, se ha estudiado si la degradación del papel se puede estimar a partir del contenido en óxidos de carbono y furanos presentes en el aceite. En primer lugar, se ha encontrado, que la relación entre los contenidos en monóxido y dióxido de carbono puede indicar si el papel está sufriendo una degradación anormal. Sin embargo, este análisis no proporciona información sobre el estado real del papel. En segundo lugar, se ha observado que el análisis de los datos de concentración de furanos asociados a la flota de transformadores estudiados en esta tesis, presenta grandes fluctuaciones a lo largo del tiempo. Esto hace casi imposible encontrar una correlación entre los furanos y la degradación del papel, especialmente cuando la edad del transformador es alta. Teniendo en cuenta las expresiones propuestas en la literatura, sólo al inicio de la operación de un transformador sería posible estimar con cierta precisión el estado del papel a partir del contenido en furanos.

También es necesario tener en cuenta que en aquellos transformadores donde se haya sustituido o regenerado el aceite, no será posible saber el estado real de papel dieléctrico con las teorías conocidas. El aceite podría tener propiedades fisicoquímicas y dieléctricas óptimas incluso si el papel aislante está cerca del final de su vida útil.

Los resultados obtenidos con las herramientas anteriormente descritas, han llevado a la aplicación de nuevas herramientas para determinar la vida útil remanente de transformadores de potencia, éstas son los índices de salud. La revisión de la literatura realizada indica que la mayor parte de las variables consideradas por los índices de salud de transformadores se refieren únicamente al estado de su aceite dieléctrico, lo que ha demostrado ser insuficiente. Sin embargo, se ha obtenido a través de la aplicación de dos índices de salud diferentes (uno de ellos tenía en cuenta solamente las características de las muestras de aceite, mientras que el otro tenía en cuenta también el tiempo de operación y el índice de carga de la máquina), que la inclusión de parámetros adicionales como la edad real de la máquina y su régimen de carga pueden aportar mucha información sobre la salud del transformador. Por lo tanto, los índices de salud son herramientas que se deben mejorar con el fin de lograr herramientas verdaderamente útiles en la estimación del estado del transformador.

Con el objetivo de introducir mejoras en los índices de salud propuestos en la bibliografía, en la última parte de esta tesis se ha planteado la determinación de la temperatura de punto caliente en los devanados como una variable a tener en cuenta a la hora de valorar el estado de un transformador. En esta se plantea una metodología basada en modelizar mediante elementos finitos la geometría del transformador, y determinar la temperatura del punto caliente en diferentes regímenes de carga. Para ello hay que considerar el rendimiento asociado a cada régimen de carga. Esta mejora se ha introducido en el segundo de los índices de salud aplicados en este trabajo, ya que ha demostrado ser más adecuado a la hora de determinar de forma aproximada el estado real del transformador.

8.4. Desarrollos futuros

En cuanto a los trabajos futuros que se podrían desarrollar a partir de los estudios realizados en esta tesis, se plantean a continuación varias líneas de investigación:

- Proponer rangos de rendimiento de transformadores para establecer un sistema de etiquetado energético.
- Definir umbrales mínimos a los costes de las pérdidas en un marco de capitalización obligatorio.
- Introducir el perfil de carga anual y no la carga media dentro de los índices de salud.
- Modificación de los pesos utilizados en los diferentes parámetros que sirven para el cálculo de índices de salud, a partir de estudios estadísticos de los variables medidas periódicamente en los análisis de aceite.
- Determinar la ecuación que relaciona el régimen de carga y la temperatura del punto caliente para máquinas con diferentes geometrías, sistemas de refrigeración, aceite, materiales o potencia de funcionamiento.
- Introducir técnicas de inteligencia artificial en la determinación de la clasificación de la salud de un transformador.

Referencias

REFERENCIAS

ABB (2013). Liquid-filled distribution transformers presenting Green-R-Trafo. https://library.e.abb.com/public/d0a5e6fc790a4d458bfc7de0a3c25b95/1LAB000540_Green-R-trafo_v2_leaflet_EN.pdf [Último acceso: 10/01/2016]

ABB (2014). Energy efficient transformer solutions European minimum energy performance standard (MEPS).
http://new.abb.com/docs/librariesprovider95/transformers-se/abb-eurotrafo-l2v2.pdf
[Último acceso: 10/01/2016]

Al-Anbarri, K., Ramanujam, R., Saravanaselvan, R., Kuppusamy, K. (2003). Effect of iron core loss nonlinearity on chaotic ferroresonance in power transformers, Electric Power Systems Research, vol. 65, pp. 1-12.
DOI:10.1016/S0378-7796(02)00210-9.

Amoiralis, E.I., Tsili, M.A., Georgilakis, P.S., Kladas, A.G., (2007). Energy efficient transformer selection Implementing life cycle costs and environmental externalities, 9th International Conference on Electric Power Quality and Utilisation, EPQU, pp. 1-6.
DOI:10.1109/EPQU.2007.4424160.

Australian Energy Market Operator (AEMO).
http://www.aemo.com.au/Electricity/DatA [Último acceso: 10/01/2016]

Banerjeea, A., Solomon, B.D. (2003). Eco-labeling for energy efficiency and sustainability: a meta-evaluation of US programs. Energy Policy, vol. 31, pp. 109-123.
DOI:10.1016/S0301-4215(02)00012-5.

Bouhou, N.I., Blackhurst, M.F., Torres, P. (2015). An empirical analysis of joint residential electricity efficiency gains within and across end uses: implications for demand-side management. Ecological Economics, vol. 110, pp. 61-70.
DOI:10.1016/j.ecolecon.2014.12.011.

Carcedo, J., Fernández, I., Ortiz, A., Carrascal, I.A., Delgado, F., Ortiz, F., Arroyo, A. (2014). Post-mortem estimation of temperature distribution on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches. Applied Thermal Engineering, vol. 70(1), pp. 935-943.
DOI:10.1016/j.applthermaleng.2014.06.003.

Chaohui, L., Bide, Z., Yuchun, Y. (2010). The aging diagnosis of solid insulation for oil-immersed power transformers and its remaining life prediction. Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), pp. 1-3.
DOI:10.1109/APPEEC.2010.5449486.

Chendong, X. (1991). Monitoring paper insulation ageing by measuring furfural contents in oil. 7th International Symposium on High Voltage Engineering, pp. 26-30.

Colebourn, H. (2011). The cost of losses for future network investment in the new networks regime.
http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/root/pdf/2011/Cost%20of%20 losses%20v02.pdf [Último acceso: 10/01/2016]

Consortium for Energy Efficiency, CEE. (2011). Commercial and Industrial Distribution Transformers Initiative.

De Pablo, A. (1997). Interpretation of furanic compounds analysis - Degradation models. CIGRE.

De Pablo, A. (1999). Furfural and ageing: How are they related, IEEE Colloquium on Insulating Liquids, pp. 1-4.
DOI:10.1049/ic:19990667.

De Wachter, B. (2007). Application note: transformer replacement decisions, Leonardo Energy

De Wachter, B. (2013). Application note: transformer replacement decisions, European Copper Institute/Leonardo Energy, ECI publication no. Cu0185.
http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/Cu0185%20AN%20Transformer%20Replacement_v1.pdf [Último acceso: 10/01/2016]

Delarue, E., Lamberts, H., D'haeseleer, W. (2007). Simulating greenhouse gas (GHG) allowance cost and GHG emission reduction in Western Europe, Energy, vol. 32, pp. 1299-1309.
DOI:10.1016/j.energy.2006.09.020.

Diestre, E., Izcara, J., Sanz, F. (2011). Oxidation stability of non inhibited vegetable transformer liquids. 21st International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Frankfurt. Paper 0039.

Dixon, R.K., McGowan, E., Onysko, G., Scheer, R.M. (2010). US energy conservation and efficiency policies: Challenges and opportunities. Energy Policy, vol. 38, pp. 6398-6408.
DOI:10.1016/j.enpol.2010.01.038.

Dong, M., Yan, Z., Zhang, G. J. (2003). Comprehensive diagnostic and aging assessment method of solid insulation in transformer. Conference on Electrical Insulation and Dielectic Phenomena. Annual Report, pp. 137-140.
DOI:10.1109/CEIDP.2003.1254813.

Ekenstam, A. (1936). The behavior of cellulose in mineral acid solutions: kinetic study of the decomposition of cellulose in acid solutions, Ber. Deutschen Chem. Gesselschaft, vol. 69(3), pp. 553-559.

Elkarmi, F. (2008). Load research as a tool in electric power system planning, operation, and control-The case of Jordan. Energy Policy, vol. 36, pp. 1757-1763.
DOI:10.1016/j.enpol.2008.01.033.

Energy Rating Program.
http://www.energyrating.gov.au/products-themes/industrial-equipment/distribution-transformers/meps/ [Último acceso: 20/05/15].

Escarela-Perez, R., Kulkarni, S.V., Melgoza, E. (2008). Multi-port network and 3D finite element models for accurate transformer calculations: Single-phase load-loss test, Electric Power Systems Research, vol. 78, pp 1941-1945.
DOI:10.1016/j.epsr.2008.03.026

European Commission, (2009). Energy consumption, CO2 emissions and other considerations related to Battery Electric Vehicles.
http://ec.europa.eu/transport/themes/strategies/consultations/doc/2009_03_27_future_of_transport/20090408_eabev_(scientific_study).pdf [Último acceso: 10/01/2016]

European Commission, (2014). Eco-design of Energy-Related Products.
http://ec.europa.eu/energy/efficiency/ecodesign/eco_design_en.htm [Último acceso: 26/12/2015]

European Copper Institute. (2014). PROPHET II: The potential for global energy savings from high-efficiency distribution transformers.
http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy/files/documents-and-links/prophet_ii_final_report_beta_version.pdf [Último acceso: 10/01/2016]

European Parliament, (2009). Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009 establishing a framework for the setting of eco-design requirements for energy-related products.

European Parliament, (2014). Commission Regulation (EU) No 548/2014 of 21 May 2014 on implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers.

Feng, D., Wang, Z., Jarman, P. (2012). Transmission power transformer assessment using furan measurement with the aid of thermal model. IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, pp. 521-524.
DOI:10.1109/CMD.2012.6416194.

Fernández, I., Ortiz, A., Delgado, F., Renedo, C., Pérez S. (2013). Comparative evaluation of alternative fluids for power transformers. Electric Power Systems Research, vol. 98, pp. 58-69.
DOI:10.1016/j.epsr.2013.01.007.

Fofana, I. (2013). 50 years in the development of insulating liquids. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol 29(5), pp. 13-25. ISSN 0883-7554.
DOI:10.1109/MEI.2013.6585853.

Fraile, J. (2008). Máquinas eléctricas, 6ª edición. Ed. McGraw-Hill/Interamericana, Madrid. ISBN: 9788448161125.

Frau, J., Gutierrez, J., Ramis, A. (2007). Consider the true cost of transformer losses, Transmission & Distribution World, vol. 1, pp. 50-55.

Georgilakis, P.S., Amoiralis, E.I. (2010). Distribution transformer cost evaluation methodology incorporating environmental cost, IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 4, pp. 861-872.
DOI:10.1049/iet-gtd.2009.0638.

Georgilakis, P.S. (2007). Decision support system for evaluating transformer investments in the industrial sector, Journal of Materials Processing Technology. vol. 181, pp. 307-312.
DOI:10.1016/j.jmatprotec.2006.03.040.

Georgilakis, P.S. (2011). Environmental cost of distribution transformer losses, Appl. Energy, vol. 88, pp. 3146-3155.
DOI:10.1016/j.apenergy.2010.12.021.

Ghosh, N.K., Blackhurst, M.F. (2014). Energy savings and the rebound effect with multiple energy services and efficiency correlation. Ecological Economics, vol. 105, pp. 55-66.
DOI:10.1016/j.ecolecon.2014.05.002.

Guo-Hua, Q., Zheng, R., Lei, S., Bo, Z., Jian-Gang, X., Xiang-Ling, Z. (2014). A new life cycle cost model of power transformer and its comprehensive sensitivity analysis. International Conference on Power Systems Technology, pp. 1342-1348.
DOI:10.1109/POWERCON.2014.6993659.

Haema, J., Phadungthin, R. (2013). Development of condition evaluation for power transformer maintenance. 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electical Drives (POWERENG), pp. 620-623.
DOI:10.1109/PowerEng.2013.6635680.

Hanley, N., McGregor, P.G., Swales, J.K., Turner, K. (2009). Do increases in energy efficiency improve environmental quality and sustainability?, Ecological Economics, vol. 68, pp. 692-709.
DOI:10.1016/j.ecolecon.2008.06.004.

Harlow, J.H. (2012). Electric Power Transformer Engineering. 3ª ed. Taylor & Francis Group. ISBN: 978-1-4398-5636-9.

Harrison, G.P., Maclean, E.J., Karamanlis, S., Ochoa, L.F. (2010). Life cycle assessment of the transmission network in Great Britain, Energy Policy, vol. 38, pp. 3622-3631.
DOI:10.1016/j.enpol.2010.02.039.

Heisler, A., Banzer, A. (2003). Zustandsbeurteilung von transformatoren mit furfurol-bestimmung, Das Magazin für die Energiewirtschaft, pp. 58-59.

Heywood, R.J. (1997). The degradation models of cellulosic transformer insulation. Tesis, Surrey, UK.

IEA (2014a) 4E Mapping Document: Australia, Technology: Distribution Transformers.
http://mappingandbenchmarking.iea-4e.org/shared_files/573/download [Último acceso: 10/01/2016]

IEA (2014b) 4E Benchmarking Document, Technology: Distribution Transformers.

http://mappingandbenchmarking.iea-4e.org/shared_files/589/download [Último acceso: 10/01/2016
IEEE Standard (1991). Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors, C57.120.1991.

International Energy Agency (2014). Mapping & Benchmarking MB14 of distribution transformers.

Irrek, W., Topalis, F., Targosz, R., Rialhe, A., Frau, J., (2008). Policies and measures fostering energy-efficient distribution transformers, Report of European Commission Project No EIE/05/056/SI2.419632.

Jahromi, A.N., Piercy, R., Cress, S., Service, J., Fan, W., (2009). An approach to power transformer asset management using health index. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 25(2), pp. 20-34.
DOI:10.1109/MEI.2009.4802595.

Kachler, A.J., Höhlein, I. (2005). Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1: Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 21(2), pp. 15-21.
DOI:10.1109/MEI.2005.1412215.

Kachler, A.J., Höhlein, I. (2005). Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 2: Influence of moisture and temperature on degree of polymerization and formation of furanic compounds in free-breathing systems, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 21(5), pp. 20-24.
DOI:10.1109/MEI.2005.1513426.

Karlsson-Vinkhuyzen, S.I., Jollands, N., Staudt, L. (2012). Global governance for sustainable energy: The contribution of a global public goods approach, Ecological Economics, vol. 83, pp. 11-18.
DOI:10.1016/j.ecolecon.2012.08.009

Kulkarni, S.V., Khaparde, S.A. (2004). Transformer Engineering: Design and Practice. CRC Press.

Lamas, W.Q. (2013). Exergoeconomic methodology applied to energy efficiency analysis of industrial power transformers, Electrical Power and Energy Systems, vol. 53, pp. 348-356.
DOI:10.1016/j.ijepes.2013.05.007.

Lecuna, R., Delgado, F., Castro, P., Ortiz, A., Fernández, I., Renedo, C.J. (2015). Thermal-fluid characterization of alternative liquids of power transformers: a numerical approach, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 22(5), pp. 2522-2529.
DOI:10.1109/TDEI.2015.004793.

Lee, S.H., Lee, A.K., Kim, J.O., (2012). Determining economic life cycle for power transformer based on life cycle cost analysis, IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC), pp. 604-607.
DOI:10.1109/IPMHVC.2012.6518816.

Letschert, V., Desroches, L.B., Ke, J., McNeil, M. (2012). Estimate of technical potential for minimum efficiency performance standards in 13 Major World Economies, Berkeley, California: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-5724E, July (CLASP contract no. DE-AC02-05CH11231).
http:www.superefficient.org/en/Resources/~/media/Files/BUENAS%20BAT%20Scenario-%20LBNL-5724E.pdf [10/01/2016]

Letschert, V., McNeil, M., Ke, J., Kalavase, P. (2013). Energy efficiency potential for distribution transformers in the APEC economies, Berkeley, California: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-6682E, July (CLASP contract no. DE-AC02-05CH11231). The Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

Li, E., Song, B. (2014). Transformer health status evaluation model based on multi-feature factors. International Conference on Power Systems Technology, pp. 1417-1422.
DOI:10.1109/POWERCON.2014.6993723.

Li, W., Zhu, J., Zhu, Z. (2012). The energy-saving benefit evaluation methods of the grid construction project based on life cycle cost theory, Energy Procedia, vol. 17, pp. 227-232.
DOI:10.1016/j.egypro.2012.02.088.

Liao, R., Guo, C., Wang, K., Yang, L., Grzybowski, S., Sun, H. (2013). Investigation on thermal aging characteristics of vegetable oil-paper insulation with flowing dry air, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 20(5), pp. 1649-1658. DOI:10.1109/TDEI.2013.6633695.

McNeil, M.A., Iyer, M., Meyers, S., Letschert, V.E., McMahon, J.E. (2008). Potential benefits from improved energy efficiency of key electrical products: The case of India, Energy Policy, vol. 36, pp. 3467-3476.
DOI:10.1016/j.enpol.2008.05.020

Morin, C, Khodabakhchian, B. (2014). 765 kV power transformer losses upon energizations: A comparison between field test measurements and EMTP-RV simulations, Electric Power Systems Research, vol. 115, pp. 35-42.
DOI: 10.1016/j.epsr.2014.04.015

Naderian, A., Cress, S., Piercy, R., Wang, F., Service, J. (2008). An approach to determine the health index of power transformers, IEEE International Symposium on Electrical Insulation pp. 192-196.
DOI:10.1109/ELINSL.2008.4570308.

Nagayama, H. (2010). Impacts on investments, and transmission/distribution loss through power sector reforms, Energy Policy, vol. 38, pp. 3453-3467.
DOI:10.1016/j.enpol.2010.02.019

National Electrical Manufacturers Association, NEMA. (2010). NEMA Premium Efficiency Transformer Product Specifications.
https://www.nema.org/Technical/Pages/NEMA-Premium-Efficiency-Transformers-Program.aspx [Último acceso: 20/05/2015]

Oikonomou, V., Becchis, F., Steg, L., Russolillo, D. (2009). Energy saving and energy efficiency concepts for policy making, Energy Policy, vol. 37, pp. 4787-4796.
DOI:10.1016/j.enpol.2009.06.035.

OJEU (2014). Commission Regulation (EU) No. 548/2014 of 21 May 2014 on implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers, Official Journal of the European Union L152, 57 (22 May): 1–15.
http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L:2014:152:FULL [Último acceso: 10/01/2016]

Olivares, J.C., Liu, Y., Cañedo, J.M., Escarela-Perez, R., Driesen, J., Moreno, P. (2003). Reducing losses in distribution transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, pp. 821-826.
DOI:10.1109/TPWRD.2003.813851.

Olivares, J.C., Cañedo, J., Moreno, P., Driesen, J., Escarela, R., Palanivasagam, S. (2002). Experimental study to reduce the distribution-transformers stray losses using electromagnetic shields, Electric Power Systems Research, vol. 63, pp. 1-7.
DOI:10.1016/S0378-7796(02)00096-2

Olivares, J.C., Escarela-Perez, R., Kulkarni, S.V., de León, F., Venegas-Vega, M.A. (2004). 2D finite-element determination of tank wall losses in pad-mounted transformers, Electric Power Systems Research, vol. 71, pp. 179-185.
DOI:10.1016/j.epsr.2004.01.012

Palensky, P. (2011). Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads, IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 7(3), pp. 381-388.
DOI:10.1109/TII.2011.2158841

Pezzini, P., Gomis-Bellmunt, O., Frau-Valentí, J., Sudrià-Andreu, A., (2010). Energy efficiency optimization in distribution transformers considering Spanish distribution regulation policy, Energy, vol. 35, pp. 4685-4690.
DOI:10.1016/j.energy.2010.09.035.

Pradhan, M.K., Ramu, T.S. (2005). On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20(3), pp. 1962-1969.
DOI:10.1109/TPWRD.2005.848663.

REE (2015).
http://www.ree.es/ [Último acceso: 10/01/2016]

Schleich, J. (2009). Barriers to energy efficiency: A comparison across the German commercial and services sector, Ecological Economics, vol. 68, pp. 2150-2159.
DOI:10.1016/j.ecolecon.2009.02.008.

SEAD (2013). SEAD Distribution Transformers Report, Parts 1-4 (submitted by Scholand, M., Blackburn, T., Hopkinson, P. and Sampat, M.).
http://clasp.ngo/en/Resources/Resources/PublicationLibrary/2014/SEAD-Analyzes-Potential-for-Alignment-of-Distribution-Transformer-Efficiency-Levels.aspx [Último acceso: 10/01/2016]

Shkolnik, A.B., Rasor, R.T., Myers, S. D. (2012). Statistical insights into furan Interpretation using a large dielectric fluid testing database, IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pp. 1-8.
DOI:10.1109/TDC.2012.6281509.

Skillen, A., Revell, A., Iacovides, H., Wu, W. (2012). Numerical prediction of local hot-spot phenomena in transformer windings, Applied Thermal Engineering, vol. 36, pp. 96-105.
DOI:10.1016/j.applthermaleng.2011.11.054

Spoor, D.J., Howat, C., Browne, N., (2008). Loss optimization in distribution networks, Australasian Universities Power Engineering Conference AUPEC '08, pp.1-6.

Satriyadi Hernanda, I.G.N., Mulyana, A. C., Asfani, D.A., Negara, I.M.Y., Fahmi, D. (2014). Application of health index method for transformer condition assessment, IEEE TENCON Region 10 Conf., pp. 1-6.
DOI:10.1109/TENCON.2014.7022433.

Stebbins, R.D., Myers, D.S., Shkolnik, A.B. (2003). Furanic compounds in dielectric liquid samples: Review and update of diagnostic interpretation and estimation of insulation ageing, 7th International Conference on Properties and AppIIcations of Dielectric Materials, pp. 921-926.
DOI:10.1109/ICPADM.2003.1218572.

Susnjic, L., Haznadar, Z., Valkovic, Z. (2008). 3D finite-element determination of stray losses in power transformer, Electric Power Systems Research, vol. 78, pp. 1814-1818. DOI:10.1016/j.epsr.2008.03.009

Taengko, K. (2013). Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index. 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), pp. 1-6. DOI:10.1109/ECTICon.2013.6559602.

Targosz, R., Fassbinder, S. and Baggini, A. (2012). Power transformers, in A. Sumper and A. Baggini (eds) Electrical Energy Efficiency: Technologies and Applications, Chapter 3, Chichester, UK: John Wiley & Sons.
DOI:10.1002/9781119990048.ch3

Tenbohlen, S., Koch, M. (2010). Aging performance and moisture solubility of vegetable oils for power transformers, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25(2), pp. 825-830.
DOI:10.1109/TPWRD.2009.2034747.

Torriano, F., Chaaban, M., Picher, P. (2010). Numerical study of parameters affecting the temperature distribution in a disc-type transformer winding, Applied Thermal Engineering, vol. 30, pp. 2034-2044.
DOI:10.1016/j.applthermaleng.2010.05.004

Torriano, F., Picher, P., Chaaban, M. (2012). Numerical investigation of 3D flow and thermal effects in a disc-type transformer winding, Applied Thermal Engineering, vol. 40, pp. 121-131.
DOI:10.1016/j.applthermaleng.2012.02.011

UNEP (2011). Technical Study Report: Energy Efficient Transformers, UNEP/Copper Alliance.

Villén, M.T., Letosa, J., Nogués, A., Murillo, R. (2013). Procedure to accelerate calculations of additional losses in transformer foil windings, Electric Power Systems Research, vol. 95, pp 85-89.
DOI:10.1016/j.epsr.2012.08.006

VITO (2011). Final Report. LOT 2: Distribution and Power Transformers, Tasks 1–7, Contract N°. S12.515810 call ENTR/2008/039 Sustainable Industrial Policy – Building on the Ecodesign Directive – Energy-Using Product Group Analysis/1, Brussels: VITO and BIO Intelligence Service, for the European Commission DG ENTR unit B1 (2010/ERE/R/106)

WEO (2010). World Energy Outlook 2010, Paris: International Energy Agency.
www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2010/ [Último acceso: 10/01/2016]

WEO (2012). World Energy Outlook (2012), Paris: International Energy Agency.
www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/ [Último acceso: 10/01/2016]

Wildi, T. (2007). Máquinas eléctricas y sistemas de potencia. Traducido al castellano por R. Navarro Salas. 6ª ed. México: Pearson. ISBN: 970-26-0814-7.

World Bank (2012). Electric power transmission and distribution losses (% of output). http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS/countries?display=graph [Último acceso: 10/01/2016]

Xu, Y., Qian, S., Liu, Q., Wang, Z.D. (2014). Oxidation stability assessment of a vegetable transformer oil under thermal aging, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 21(2), pp. 683-692.
DOI:10.1109/TDEI.2013.004073.

Xu, B., Zhou, S., Hao, L. (2015). Approach and practices of district energy planning to achieve low carbon outcomes in China, Energy Policy, vol. 83, pp. 109-122.
DOI:10.1016/j.enpol.2015.04.008.

Zhong, H., Xia, Q., Chen, Y. and Kang, C. (2015). Energy-saving generation dispatch toward a sustainable electric power industry in China, Energy Policy, vol. 83, pp. 14-25.
DOI:10.1016/j.enpol.2015.03.016.

Relación de Figuras

RELACIÓN DE FIGURAS

2. Desafíos actuales de las redes eléctricas

Figura 2.1 Ejemplo de red eléctrica [REE. http://www.ree.es/ 6

4. Aspectos económicos

Figura 4.1 Precio de compra transformadores de 160 KVA versus nivel de pérdidas (Amoiralis et al. 2007). 37

Figura 4.2 Distribución de los componentes del TOC para un transformador de eficiencia estándar y un transformador de alta eficiencia (UNEP 2011) 39

5. Evaluación de la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia europeos

Figura 5.1 Porcentaje de unidades analizadas por categoría 56

Figura 5.2 Rendimiento máximo de las unidades analizadas 66

Figura 5.3 Porcentaje de unidades que superan una cierta eficiencia 67

Figura 5.4 Rendimiento máximo promedio de unidades de distribución, transmisión y generación, comparado con límites legales..... 69

Figura 5.5 Reducción de pérdidas de acuerdo con el Reglamento Europeo 548/2014 (MW) 70

Figura 5.6 Reducción de pérdidas con respecto a la potencia total transformada por cada grupo 71

Figura 5.7 Tendencia del máximo rendimiento en transformadores de distribución con respecto a su Copt..... 72

Figura 5.8 Reducción relativa del rendimiento cuando el índice de carga es mayor que el óptimo 72

Figura 5.9 Clasificación de la flota de transformadores analizada 73

Figura 5.10 El coste de las pérdidas versus la potencia (TSO). 74

Figura 5.11 El coste de las pérdidas versus la potencia (DSO 75

Figura 5.12 Capitalización de pérdidas versus potencia (TSO y DSO)..... 76

Figura 5.13 Capitalización de pérdidas versus potencia (TSO y DSO)..... 76

Figura 5.14 Capitalización de pérdidas versus rendimiento (hasta 80MVA) 76

Figura 5.15 Máximo rendimiento versus potencia (empresas que no utilizan CL y transformadores hasta 100 MVA)..... 77

Figura 5.16 Máximo rendimiento versus potencia (empresas que utilizan CL y transformadores hasta 100 MVA)..... 78

Figura 5.17 Máximo rendimiento versus potencia (empresas que no utilizan CL y transformadores desde 100 MVA)..... 79

Figura 5.18 Máximo rendimiento versus potencia (empresas que utilizan CL y transformadores desde 100 MVA)..... 79

6. Evaluación del estado de salud de transformadores

Figura 6.1. Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 1..... 83

Figura 6.2 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 4..... 83

Figura 6.3 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 5..... 84

Figura 6.4 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 6..... 84

Figura 6.5 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 8..... 85

Figura 6.6 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 9..... 85

Figura 6.7 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 10..... 86

Figura 6.8 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 11..... 86

Figura 6.9 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 12..... 87

Figura 6.10 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 14..... 87

Figura 6.11 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 29..... 88

Figura 6.12 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 31..... 88

Figura 6.13 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 35..... 89

Figura 6.14 Resultados de la evolución de los análisis físicos y dieléctricos del TF 45..... 89

Figura 6.15 Evolución del contenido en C2H6 en el TF1..... 91

Figura 6.16 Evolución del contenido en C2H2 en el TF4..... 92

Figura 6.17 Evolución de los contenidos en CO en C2H4- en el TF5..... 92

Figura 6.18 Evolución de los contenidos en CO y en CO2 el TF6..... 92

Figura 6.19 Evolución de los contenidos en C2H4 en el TF8..... 92

Figura 6.20 Evolución de los contenidos en CH4, C2H2, y en C2H6 en el TF12..... 93

Figura 6.21 Evolución del contenido en C2H2 en el TF52..... 93

Figura 6.22 DP estimado a través de modelos matemáticos para un transformador viejo y uno nuevo 104

Figura 6.23 Edad estimada utilizando modelos matemáticos para un transformador viejo 105

Figura 6.24 Edad estimada utilizando modelos matemáticos para un transformador nuevo 105

Figura 6.25 Evolución de I1 para los transformadores viejos 115

Figura 6.26 Evolución de I2 para los transformadores viejos 115

Figura 6.27 Evolución de I1 para los transformadores nuevos 116

Figura 6.28 Evolución de I2 para los transformadores nuevos 116

7. Consideración de la temperatura de punto caliente en índices de salud

Figura 7.1. Geometría 3D de un fase del transformador de potencia 121

Figura 7.2 Planta de una fase y detalle de sección 121

Figura 7.3 Evolución del modelo geométrico 123

Figura 7.4 Mallado del modelo 126

Figura 7.5 Propiedades físicas del aceite estudiado 127

Figura 7.6 Distribución de velocidades (mm/s) y temperaturas (oC) en el modelo 132

Figura 7.7 Evolución de las temperaturas de punto caliente en función del índice de carga 133

Relación de Tablas

RELACIÓN DE TABLAS

2. Desafíos actuales de las redes eléctricas

Tabla 2.1 Pérdidas de energía en las redes eléctricas de distancia áreas (IEA, 2014) 9

Tabla 2.2 Valor estimado de las pérdidas en la red eléctrica mundial (IEA, 2014) 9

Tabla 2.3 Población global de transformadores de distribución (Letschert et al., 2013) 11

Tabla 2.4 Generación de electricidad para 2030 considerando las políticas actuales (TWh/año) (WEO 2012) 12

Tabla 2.5 Ahorro anual global con transformadores de distribución de alta eficiencia 13

3. Principios técnicos de la eficiencia en transformadores de potencia

Tabla 3.1 Métodos de reducción de pérdidas en transformadores de potencia 28

4. Aspectos económicos

Tabla 4.1 Ahorro de energía y rentabilidad para transformadores trifásicos de 400kVA (VITO 2011 42

Tabla 4.2 Eficiencia base en transformadores antes del primer MEPS en China y los EE.UU, a 50% de carga. (Letschert et al. 2013) 44

Tabla 4.3 Distribución del nivel de eficiencia de transformadores según línea de diseño. (Letschert et al. 2013) 44

Tabla 4.4 Estimación de la distribución de pérdidas y potencial ahorro mediante transformadores eficientes en 20 países pertenecientes a APEC. (Letschert et al. 2013) 45

Tabla 4.5 Resumen de datos de Indonesia en 2010. (Letschert et al. 2013) 46

Tabla 4.6 Análisis coste-beneficio de las líneas de diseño típicas de Indonesia. (Letschert et al., 2013) 47

Tabla 4.7 Cuota de mercado, UEC y precio para las líneas de diseño en Indonesia. (Letschert IEA, 2014) 47

Tabla 4.8 Análisis de resultados para Indonesia en 2020 y 2030. (Letschert et al. 2013) 48

Tabla 4.9 Los costes del suministro de energía (AU$/MWh) en Nueva Gales del Sur, Australia. (AEMO 2015) 49

Tabla 4.10 Coste marginal de largo plazo (CMLP) de nuevas tecnologías de generación que se introducirán en 2020 en Nueva Gales del Sur, Australia. (Colebourn 2011)..... 49

Tabla 4.11 Coste marginal de largo plazo (CMLP) de las pérdidas en la red en 2020 en Nueva Gales del Sur, Australia. (Colebourn 2011) 50

5. Evaluación de la eficiencia energética de grandes transformadores de potencia europeos

Tabla 5.1 Mínima eficiencia requerida por el Reglamento (EU) Nº 548/2014 56

Tabla 5.2 Clasificación de las unidades en funcionamiento muestreadas..... 57

Tabla 5.3 Potencias y tensiones máximas, mínimas y medias..... 58

Tabla 5.4 Reducción de las emisiones de CO_2 con respecto a la potencia total transformada 71

6. Evaluación del estado de salud de transformadores

Tabla 6.1 Clasificación de las faltas y su abreviatura 91

Tabla 6.2 Interpretación de las relaciones de concentración 94

Tabla 6.3 Relación de los gases característicos en el TF1 94

Tabla 6.4 Relación de los gases característicos en el TF4 94

Tabla 6.5 Relación de los gases característicos en el TF5 95

Tabla 6.6 Relación de los gases característicos en el TF6 95

Tabla 6.7 Relación de los gases característicos en el TF8 95

Tabla 6.8 Relación de los gases característicos en el TF9 96

Tabla 6.9 Relación de los gases característicos en el TF10 96

Tabla 6.10 Relación de los gases característicos en el TF11 96

Tabla 6.11 Relación de los gases característicos en el TF12 96

Tabla 6.12 Relación de los gases característicos en el TF14 97

Tabla 6.13 Relación de los gases característicos en el TF29 97

Tabla 6.14 Relación de los gases característicos en el TF31 97

Tabla 6.15 Relación de los gases característicos en el TF35 97

Tabla 6.16 Relación de los gases característicos en el TF45 97

Tabla 6.17 Relación de los gases característicos en el TF52 97

Tabla 6.18 Correlación entre [2FAL] y estado del transformador 100

Tabla 6.19 Causa probable que genera cada compuesto furánico..... 100

Tabla 6.20 Estimación del DP a través de [2FAL] 101

Tabla 6.21 Aplicación de IEC 62874 102

Tabla 6.22 Modelos matemáticos para estimar la edad del transformador 103

Tabla 6.23 Subíndices para la condición del aceite $I_1(1)$ y gases disueltos $I_1(2)$ (Statriyadi Hernanda et al., 2014) 108

Tabla 6.24 Puntuaciones y pesos correspondientes a las propiedades físicas y dieléctricas del aceite (Statriyadi Hernanda et al., 2014)..... 109

Tabla 6.25 Puntuaciones y pesos para los gases disueltos en el aceite (Statriyadi Hernanda et al., 2014) 109

Tabla 6.26 Análisis de la concentración de furanos (Statriyadi Hernanda et al., 2014) 110

Tabla 6.27 Relación entre I1 y el estado del transformador (Statriyadi Hernanda et al., 2014) 110

Tabla 6.28 Valores para determinar FC,O (j) (Li y Song, 2014) 111

Tabla 6.29 Constantes para determinar los factores de gases disueltos y sus pesos (Li y Song, 2014) 112

Tabla 6.30 Determinación de la contribución de la acidez al subíndice I2(3) (Li y Song, 2014) 112

Tabla 6.31 Determinación de la contribución de la rigidez dieléctrica al subíndice I2(3) (Li y Song, 2014). 113

Tabla 6.32 Determinación de la contribución de la humedad al subíndice I2(3) (Li y Song, 2014) 113

Tabla 6.33 Determinación de la contribución del factor de pérdidas al subíndice I2(3) (Li y Song, 2014) 113

Tabla 6.34 Determinación de la contribución del factor de pérdidas al subíndice I2(3) (Li y Song, 2014)..... 113

Tabla 6.35 Valor del factor de carga (Li y Song, 2014)..... 114

Tabla 6.36 Valor del factor de carga (Li y Song, 2014)..... 114

7. Consideración de la temperatura de punto caliente en índices de salud

Tabla 7.1 Propiedades físicas de los materiales sólidos 127

Tabla 7.2 Índices de carga vs Pérdidas por efecto Joule en el DBT..... 130

Tabla 7.3 Números adimensionales..... 131

Tabla 7.4 Índices de carga vs Temperaturas de punto caliente..... 132

Tabla 7.5 Temperatura de punto caliente. Índices de carga. Factor de carga..... 133

APORTACIONES A LA CLASIFICACIÓN ENERGÉTICA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA: Análisis de eficiencia y salud

Actividad Investigadora

ANEXO III. Actividad Investigadora

Publicaciones en revistas del JCR

- *"Post-mortem estimation of temperature on a power transformer: Physicochemical and mechanical approaches"*. J. Carcedo, I. Fernández, A. Ortiz, I.A. Carrascal, F. Delgado, F. Ortiz, A. Arroyo. Applied Thermal Engineering, 70 (2014) 935 - 943. (JCR IF 2014: 2,739 Q1)

- "Health assessment of power transformers: A case study". Félix Ortiz, Inmaculada Fernández, Alfredo Ortiz, Carlos J. Renedo, Fernando Delgado, Cristina Fernández. IEEE Electrical Insulation Magazine (Q2). (Under review)

- "Effect of losses capitalization on the efficiency of power transformer fleets". F. Ortiz, A. Ortiz, I. Fernández, F. Delgado, C. J. Renedo. Dyna (Q4), (Under review)

- *"Thermal degradation assessment of kraft paper in power transformers insulated with natural esters".* Inmaculada Fernández, Fernando Delgado, Felix Ortiz, Alfredo Ortiz, Cristina Fernández, Carlos J Renedo, Agustín Santisteban. Applied Thermal Engineering (Q1), (Under review)

Publicaciones en congresos internacionales

- *"Study of the distribution of temperatures in the windings of a transformer after suffering a short-circuit*." I. Fernández, J. Carcedo, F. Ortiz, F. Delgado, A. Ortiz, A. Arroyo. International Conference on Renewable Energies and Power Quality – ICREPQ 14, Córdoba. Abril 2014.

- "*Study of the current performance of the European power transformer fleet*". F. Ortiz , C. Fernández , C. Olmo , J. Carcedo , C. Renedo , and F. Delgado International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ 15. La Coruña (Spain), Marzo, 2015

- *"Thermal Analysis of Transformers Insulation Based on Vegetable Esters"*. F. Delgado, I. Fernández, F. Ortiz, C.J. Renedo, A. Ortiz, J. Carcedo. 33rd IEEE Electrical Insulation Conference, Seattle – Washington. Junio 2015.

- *"Estimating the age of power transformers using the concentration of furans in dielectric oil*". F. Ortiz, C. Fernández, A. Santisteban, F. Delgado, and A. Ortiz International Conference on Renewable Energies and Power Quality ICREPQ 16. La Coruña (Spain), Mayo, 2016

Proyectos de investigación

- *"Estudio experimental del rendimiento de aceites dieléctricos biodegradables combinados con nanopartículas magnéticas en transformadores de potencia" FUNDACIÓN IBERDROLA. 2015-2016*

- *"Estudio e informes en ámbito de los transformadores de potencia" FLTQ (2015-2016)*

- *"Estudio de la conductividad térmica de un aceite mineral". REPSOL YPF. 2014*

- *"Rendimiento de Sistemas Dieléctricos en Transformadores: Dieléctricos Alternativos, Modelización Fluidotérmica y Analisis Post-Mortem", (DPI2013-*43897-P). 2013-2016.

Estancias de investigación

- *Universidad de Vigo. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Del 29 de junio al 31 de Julio de 2015.*