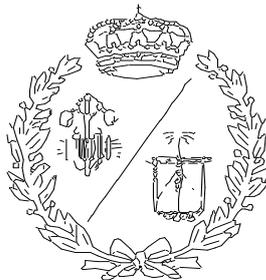


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Grado

**ESTUDIO DE LAS NORMATIVAS DE
EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES Y SU
POTENCIAL EN LA REDUCCIÓN DE
EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO**

**(Study of Efficiency regulations in Transformers
and their potential in the reduction of carbon
dioxide emissions)**

Para acceder al Título de

**GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Óscar Oria Alonso

Septiembre - 2019

DESCRIPCIÓN ABREVIADA

Se realiza un estudio analizando las diferentes normativas existentes que regulan la eficiencia en transformadores en distintas partes del mundo y se comparan con las de la Unión Europea, definidas en el Reglamento (UE) N.º 548/2014.

El conocimiento, control y regulación de la eficiencia de estos dispositivos es de gran importancia por consideraciones económicas y ecológicas, ya que un aumento de la eficiencia energética supone una reducción de emisiones de efecto invernadero (CO₂).

Posteriormente, se comprueba el estado de una flota de transformadores real, respecto a los requisitos de eficiencia europeos. Se realiza una estimación del potencial de ahorro energético y en reducción de emisiones de dióxido de carbono que es posible obtener si dicha flota cumpliera en su totalidad con los requerimientos de eficiencia establecidos en el Reglamento (UE) N.º 548/2014.

This study analyses the standards that regulate efficiency in transformers in different parts of the world and then it compares them with those of the European Union, defined in Regulation N.º (EU) 548/2014.

Energetic efficiency programs regarding transformers play an important role due to economic and ecological considerations, since an improvement of efficiency can be translated into a reduction in greenhouse gas emissions (CO₂).

Later in this document, the status of a group of transformers is reviewed under EU specifications. An estimate of the potential of energy savings and carbon dioxide emission reduction is then calculated, which would be attained if all transformers fulfil with the efficiency requirements established in Regulation (EU) N.º 548/2014.

DIRECTOR DEL ESTUDIO: Agustín Santisteban Díaz

CONTENIDO

1	PREFACIO	10
1.1	EMISIONES E IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE	10
1.1.1	Emisiones de efecto invernadero	11
1.2	POTENCIAL DE AHORRO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	12
1.2.1	Pérdidas en las redes de transmisión y distribución	12
1.3	ESTRUCTURA DEL ESTUDIO	14
1.3.1	Prefacio	14
1.3.2	El transformador eléctrico	14
1.3.3	Normativas de eficiencia en transformadores	15
1.3.4	Análisis de la flota de transformadores de potencia	16
1.3.5	Potencial de ahorro energético en la flota	16
1.3.6	Aumento de la eficiencia de transformadores	17
1.3.7	Conclusión	17
2	EL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO	19
2.1	INTRODUCCIÓN	19
2.1.1	Historia y desarrollo de los transformadores eléctricos	19
2.1.2	Generalidades sobre transformadores eléctricos	21
2.1.3	Clasificación de transformadores por categoría	22
2.2	ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LOS TRANSFORMADORES	24
2.2.1	El circuito magnético (núcleo)	24
2.2.2	El circuito eléctrico (devanados)	28
2.2.3	Sistema de refrigeración	29
2.2.4	Aisladores pasantes	32
2.2.5	Placa de características	32
2.2.6	Componentes auxiliares de transformadores	33
2.3	CONSIDERACIONES TEÓRICAS DE LOS TRANSFORMADORES	37
2.3.1	Funcionamiento del transformador ideal	37
2.3.2	Funcionamiento del transformador real	42
2.3.3	Rendimiento de un transformador	45
2.4	CONSIDERACIONES PRÁCTICAS DE LOS TRANSFORMADORES	49
2.4.1	Pérdidas en el núcleo	49
2.4.2	Pérdidas en los devanados	51
2.4.3	Vida útil de un transformador	52

2.4.4	Diseño de transformadores por medio de <i>software</i>	53
3	NORMATIVAS DE EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES	55
3.1	INTRODUCCIÓN.....	55
3.1.1	Frecuencia de la red	56
3.1.2	Métodos estandarizados de medición.....	59
3.1.3	Potencia asignada y cálculo de la eficiencia	60
3.1.4	Factor de corrección de la temperatura.....	62
3.1.5	Precisión de las medidas	62
3.2	NORMATIVAS EN PAÍSES AJENOS A LA UNIÓN EUROPEA	63
3.2.1	Mancomunidad de Australia y Nueva Zelanda	63
3.2.2	República Federativa del Brasil	66
3.2.3	Canadá	69
3.2.4	República de Chile.....	72
3.2.5	República Popular China	75
3.2.6	República de Colombia.....	83
3.2.7	República de Corea	86
3.2.8	Estados Unidos de América.....	93
3.2.9	República de la India	97
3.2.10	República de Indonesia	100
3.2.11	Estado de Israel.....	102
3.2.12	Estado del Japón	105
3.2.13	Estados Unidos Mexicanos.....	109
3.2.14	República de Perú	112
3.2.15	República de Singapur.....	114
3.2.16	Reino de Tailandia.....	116
3.2.17	República socialista de Vietnam	119
3.3	NORMATIVA EN LA UNIÓN EUROPEA.....	121
3.3.1	Transformadores trifásicos medianos con $S_r \leq 3150$ kVA	123
3.3.2	Transformadores medianos con $S_r \geq 3150$ kVA.....	125
3.3.3	Transformadores de potencia medianos de montaje en postes	127
3.3.4	Transformadores de potencia grandes.....	128
3.4	COMPARATIVA ENTRE PAÍSES	130
3.4.1	Transformadores trifásicos de refrigeración líquida.....	131
3.4.2	Transformadores monofásicos de refrigeración líquida.....	136
3.4.3	Transformadores trifásicos de refrigeración seca.....	140
3.4.4	Transformadores monofásicos de refrigeración seca.....	145
3.4.5	Conclusión.....	148

4	ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	150
4.1	CATEGORIZACIÓN DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES	150
4.1.1	Clasificación de la flota por países.....	150
4.1.2	Clasificación de la flota por categorías.....	151
4.1.3	Clasificación de la flota por edad	151
4.1.4	Clasificación de la flota por potencia asignada.....	152
4.2	ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO N.º (UE) 548/2014	153
4.2.1	(UE) N.º 548/2014: Transformadores de Potencia Medianos.....	154
4.2.2	(UE) N.º 548/2014: Transformadores de Potencia Grandes.....	155
4.2.3	(UE) N.º 548/2014: Interpolación de datos del Reglamento	156
4.2.4	Resultados del cumplimiento de la normativa Europa.....	158
4.3	CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA FLOTA.....	174
4.3.1	Influencia de la edad de los equipos que componen la flota	174
4.3.2	Influencia de la potencia asignada	175
4.3.3	Influencia del tipo de refrigeración	177
4.3.4	Excepciones	180
5	POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA FLOTA	182
5.1	CONSIDERACIONES PREVIAS.....	182
5.1.1	Cálculo de la potencia ahorrada al cumplir con los hitos.....	182
5.2	RESULTADOS DEL AHORRO ENERGÉTICO.....	184
5.2.1	Introducción	184
5.2.2	Resultados del ahorro energético por categorías.....	184
5.2.3	Resultados del ahorro energético por rangos de potencia	186
5.2.4	Resultados del ahorro energético por países.....	188
5.3	REDUCCIÓN EN EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO	190
5.3.1	Ahorro energético potencial en la flota de transformadores	190
5.3.2	Determinación de las emisiones de dióxido de carbono por producción de kilovatio-hora de energía eléctrica	191
5.3.3	Reducción en las emisiones de dióxido de carbono.....	192
5.3.4	Conclusiones	194
6	AUMENTO DE LA EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES.....	197
6.1	EL FUTURO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	197
6.1.1	Evolución tecnológica y nuevos materiales.....	197
6.1.2	Reducción de pérdidas en transformadores de distribución	199
6.1.3	Consideraciones ecológicas en transformadores.....	201
7	CONCLUSIÓN.....	203
8	BIBLIOGRAFÍA.....	209

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

APEC	<i>Asia-Pacific Economic Cooperation</i>
BEE	<i>Bureau of Energy Efficiency</i>
BIL	<i>Basic Impulse Insulation Level</i>
BIS	<i>Bureau of Indian Standards</i>
CEA	<i>Central Electricity Authority</i>
CRGO	<i>Cold Rolled, Grain Oriented</i>
CSA	<i>Canadian Standards Association</i>
DOE	<i>Department of Energy</i>
E3	<i>Equipment Energy Efficiency</i>
EEA	<i>European Environment Agency</i>
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GWP	<i>Global Warming Power</i>
HEPL	<i>High Efficiency Performance Levels</i>
HEPS	<i>High Energy Performance Standard</i>
HTS	<i>High Temperature Superconductors</i>
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
KS	<i>Korean Standard</i>
MEA	Metropolitan Electricity Authority
MEPS	<i>Minimum Energy Performance Standard</i>
NOM	<i>Normas Oficiales Mexicanas</i>
NRCan	<i>Office of Energy Efficiency at Natural Resources Canada</i>
NTC	Norma Técnica Colombiana
NTP	Norma Técnica Peruana
PEA	Provincial Electricity Authority
PEI	Índice de eficiencia máxima
PLN	<i>Perusahaan Listrik Negara</i>
PPEE	National Program for Energy Efficiency, Chile
PRTR	Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes
SAO	Sustancias que Agotan la Capa de Ozono
SWER	<i>Single Wire Earth Return</i>
TEPS	<i>Target Energy Performance Standard</i>
TTMRA	<i>Trans-Tasman Mutual Recognition Agreement</i>
USD	Dólar estadounidense
YBCO	<i>Yttrium Barium Copper Oxide</i>

1 *PREFACIO*

1 PREFACIO

1.1 EMISIONES E IMPACTO SOBRE EL MEDIO AMBIENTE

Cualquier actividad humana produce, en mayor o menor medida, un impacto sobre el medio ambiente. En la actualidad, uno de los principales problemas al que nos enfrentamos es el denominado cambio climático. Y es que el clima del planeta está cambiando más rápida e intensamente que en cualquier otra época, y la principal causa es la actividad humana. Algunas consecuencias del cambio climático son irreversibles, sin embargo, en nuestras manos se encuentra aún la posibilidad de mitigar sus efectos.

Íntimamente ligado al cambio climático actual se encuentra el denominado “efecto invernadero”. El efecto invernadero es, realmente, un proceso natural resultado de la influencia de los gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, que bloquean parte de la radiación térmica que llega desde el sol y es reflejada por la superficie de la Tierra, lo que genera un incremento de la temperatura superficial media del planeta. En ausencia de efecto invernadero natural, la temperatura de equilibrio de la Tierra sería de unos -18 °C . Sin embargo, la temperatura media de la superficie terrestre es de unos 14 °C [1].

La actividad humana, como la quema de combustibles fósiles o la deforestación, ha incrementado notablemente el efecto invernadero, hasta el punto de generar un calentamiento global. La principal causa de este incremento es la emisión de GEI, principalmente dióxido de carbono. La quema de combustibles fósiles ha producido alrededor de las tres cuartas partes del aumento en el dióxido de carbono por actividad humana en los últimos 20 años [2].

La principal consecuencia del cambio climático es el aumento de la temperatura de la superficie del planeta a gran velocidad, con todas las repercusiones medioambientales que esto conlleva. En el último siglo, la temperatura media global ha aumentado $0,76\text{ °C}$. Además 11 de los 12 años más calurosos desde 1850 se concentran entre 1995 y 2006. En España ese calentamiento ha sido de $1,5\text{ °C}$ y en el Ártico de 5 °C . Estos aumentos de temperatura media son suficientes para que el clima cambie de forma acelerada y profunda [3].

1.1.1 Emisiones de efecto invernadero

Las emisiones que contribuyen en mayor medida al efecto invernadero total son el dióxido de carbono (73 %), el metano (18 %), el óxido nitroso (6 %) y los gases fluorados (3 %) [4].

El dióxido de carbono (CO₂) es el principal gas de efecto invernadero. La mayor parte de las emisiones de este gas en 2017 estaban relacionadas con la combustión de carbón (40 %), petróleo (31 %) y gas natural (18 %) [4]. A continuación, se recogen las emisiones de CO₂ expresadas en Gt (10⁹ toneladas) en algunos de los países que se tratarán en partes posteriores de este estudio:

PAÍS	Gt CO ₂ / año
Australia	0.40
República Federativa del Brasil	0.49
Canadá	0.62
República Popular China	10.92
Corea del Sur	0.67
Estados Unidos de América	5.11
República de la India	2.45
República de Indonesia	0.51
Estado del Japón	1.32
Estados Unidos Mexicanos	0.51
Reino de Tailandia	0.28
Unión Europea	3.55

Tabla 1. Emisiones de dióxido de carbono por países en Gt CO₂ / año (2017) [4].

El metano (CH₄) es el segundo gas de mayor repercusión en el efecto invernadero. Sus emisiones a nivel mundial no se encuentran tan relacionadas con la combustión y producción de energía como en el caso del CO₂, sino que están más relacionadas con la ganadería intensiva, la producción de arroz y la minería de carbón. También existe un porcentaje de las emisiones relacionado con la producción de petróleo y gas natural [4]. En España, el PRTR (Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes) atribuye las principales causas de emisiones de metano en el país a los vertederos (33.9 %), la fermentación entérica (29.7 %), el estiércol (17.9 %), el

petróleo y gas natural (6 %), la minería del carbón (4 %) y también a las aguas residuales (2.6 %) [5].

El óxido nitroso (NO_2), cuya incidencia sobre el medio ambiente también supone un importante gas de efecto invernadero, con una permanencia media de 100 años en la atmósfera. Actualmente se le atribuye el 6% del efecto invernadero artificial, además de atacar la capa de ozono, reduciéndolo a oxígeno molecular y liberando dos moléculas de monóxido de nitrógeno (NO) [6].

Por último, se encuentran los gases fluorados (HFC , PFC y SF_6), que comenzaron a usarse a principios de la década de los 90, para sustituir a las sustancias que producen agotamiento de la capa de ozono. En esta época se comenzó la búsqueda de productos sustitutivos de los clorofluorocarbonos (CFC's). Los gases fluorados se emplearon como sustitutivos de las Sustancias que Agotan la Capa de Ozono (SAO). Sin embargo, se acabó demostrando que tienen un elevado potencial de calentamiento atmosférico (*Global Warming Power, GWP*) además de una larga permanencia en la atmósfera. Es por esto por lo que también tienen repercusión sobre el cambio climático actual. Estas sustancias fueron incluidas en el Protocolo de Kyoto del Cambio Climático. Sin embargo, las emisiones de este tipo de gases se han ido incrementando debido al aumento de su utilización como sustitutos de las SAO, lo que ha contribuido a dificultar la consecución de los objetivos de reducción de emisiones establecidos por el Protocolo de Kyoto [7].

1.2 POTENCIAL DE AHORRO EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

1.2.1 Pérdidas en las redes de transmisión y distribución

Las pérdidas que tienen lugar en las redes de distribución y transmisión eléctricas representan una emisión de gases de efecto invernadero que se estimaron en más de 700 millones de toneladas (2005). De manera general, se ha cuantificado que aproximadamente un tercio de las pérdidas en las redes ocurren en los transformadores y, aproximadamente, el 70 % de estas pérdidas ocurren en transformadores de distribución [8].

Es por esto por lo que el aumento de la eficiencia energética de los transformadores eléctricos es un proceso que se está llevando a cabo actualmente a escala mundial. Si tenemos en cuenta las pérdidas por ineficiencias que se alcanzaron en 2008, solamente en la Unión Europea, la cantidad fue de 93.4 TW·h por año. Este valor se corresponde prácticamente con el 12 % del consumo a nivel residencial en toda la UE. En mayo de 2014 se adoptó un reglamento que cubre la eficiencia de los transformadores de potencia en la Unión Europea, el Reglamento (UE) N.º 548/2014. El potencial de mejora a través de un diseño más eficiente se estimó en alrededor de 16.2 TW·h por año con previsiones para el 2025, lo que corresponde a 3.7 Mt de emisiones en dióxido de carbono.

EE. UU.	China	UE	Japón	Mundo
125	135	93.4	24	890

Tabla 2. Estimación de pérdidas de potencia en transformadores de potencia (TW·h / año), 2008 [9].

Los transformadores de distribución son considerados como uno de los grupos prioritarios para centrarse en la mejora de la eficiencia, debido a su enorme potencial de ahorro energético. A esto se le suma una mayor facilidad para reemplazar estos equipos en comparación con la sustitución de cableados o líneas, así como para medir su eficiencia. Se estima que el ahorro a nivel mundial que la implantación de transformadores de altas prestaciones conllevaría es de al menos 200 TW·h [9].

Un estudio del *Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory* sostiene que se pueden lograr las mejoras en la eficiencia de transformadores de distribución en las economías APEC, con el consecuente ahorro energético y de emisiones de dióxido de carbono que esto conllevaría. Las pérdidas eléctricas de distribución pueden ser reducidas en un 19 % en 2030, reduciendo las emisiones de CO₂ en 17 megatonnes, de manera que entre 2016 y 2030 se evitaría la emisión de más de 127 Mt de dióxido de carbono. El valor actual neto de ahorro se estima en unos 18.5 mil millones de dólares [10].

1.3 ESTRUCTURA DEL ESTUDIO

La estructura de este documento viene claramente delimitada por un conjunto de siete capítulos. A continuación, se describe de manera resumida el contenido que se puede encontrar en cada uno de ellos. También se explica la relación existente entre capítulos, con el objeto de que el lector tenga una visión global sobre este estudio y no considere cada apartado del documento como estanco o independiente del resto.

No debemos olvidar, por tanto, que el objetivo final de este documento es, en todo momento, demostrar el enorme potencial de ahorro energético que existe en los transformadores de distribución, con la consecuente disminución de emisiones de gases de efecto invernadero que esto implica.

1.3.1 Prefacio

El primer capítulo de este documento sirve a modo de introducción, para presentar el principal problema al que nos enfrentamos: las elevadas emisiones de CO₂, resultado de la actividad humana. Y es que, estas emisiones, están relacionadas directamente con los principales problemas medioambientales de nuestra época, como la contaminación del aire, el “efecto invernadero”, el cambio climático y la acidificación de los océanos, entre otros.

Debemos entender que, de una manera u otra, las acciones que lleva a cabo el ser humano repercuten directamente sobre el medio ambiente que le rodea. La producción de energía, y todos los procesos involucrados que permiten el consumo de esta, están entre los principales precursores del impacto ambiental. En concreto, en este capítulo se introducen las pérdidas en las redes de transmisión y distribución, y se presenta cuál es la relevancia del transformador en dichas pérdidas.

1.3.2 El transformador eléctrico

El capítulo previo deja claro, a través de los resultados obtenidos en otros estudios, que existe un enorme potencial de ahorro energético en los transformadores eléctricos. Es por esto por lo que cabe preguntarse: *¿cuál o cuáles son los parámetros que hay que mejorar de los transformadores actuales para conseguir dicho ahorro?*

Para responder a esta pregunta, así como recordar o aclarar algunos conceptos que se utilizarán a lo largo del documento, en este capítulo se recopila información

relevante sobre los transformadores. Se tratan los inicios del transformador (principio de funcionamiento, historia y desarrollo), generalidades, clasificaciones, aspectos constructivos y consideraciones teóricas.

En el apartado de consideraciones teóricas, se realizan los desarrollos previos necesarios a la obtención de una expresión relacionada con un concepto de gran relevancia: el rendimiento del transformador.

El rendimiento del transformador es, básicamente, el cociente de la potencia que sale del transformador entre la que entra. Es, por tanto, un parámetro que nos informa de las pérdidas eléctricas que están teniendo lugar en el dispositivo. Nótese que a lo largo de este documento los conceptos de “rendimiento” y “eficiencia” se utilizan como sinónimos.

Por tanto, la respuesta a la pregunta planteada anteriormente es simple: debemos mejorar la eficiencia de los transformadores.

En este capítulo también se comentan brevemente algunas consideraciones prácticas de los transformadores, como los fenómenos que se encuentran detrás de las pérdidas en estos dispositivos y algunos métodos de diseño actuales con el uso de *software*.

1.3.3 Normativas de eficiencia en transformadores

Una vez han sido presentados el problema (pérdidas eléctricas en transformadores y emisiones de CO₂ debidas a estas pérdidas) y la solución (aumento de la eficiencia), cabe preguntarse: *¿qué medidas se están tomando o se van a tomar para aumentar la eficiencia en transformadores?*

Es entonces cuando entra en juego el conjunto de medidas, consideraciones y normativas que se están llevando a cabo, a nivel mundial, respecto a este tema.

En este capítulo se describen las normativas en diecisiete países, ajenos a la Unión Europea, que afectan a transformadores monofásicos y trifásicos con distintos sistemas de refrigeración. Una vez expuestas las normativas de todos los países se procede a su comparación, teniendo en cuenta que es necesario realizar un conjunto de transformaciones previas que nos permitan cotejar los resultados, ya que por norma general cada país hace uso de unos criterios diferentes.

También se trata separadamente la normativa europea, en concreto el Reglamento (UE) N.º 548/2014. Posteriormente, se compara con los países ajenos a la Unión Europea que presentan requisitos de eficiencia similares.

Finalmente, se recogen algunas de las conclusiones que es posible inferir a través de la comparación de las normativas de los distintos países, como los países que son más exigentes, los que lo son menos, etc.

1.3.4 Análisis de la flota de transformadores de potencia

Una vez ha quedado claro cuáles son las diferentes medidas que se están tomando en materia de la mejora de eficiencia de los transformadores, cabe preguntarse: *¿cómo se puede cuantificar el ahorro energético y la reducción de emisiones de dióxido de carbono con el aumento de la eficiencia?*

Para responder a esta pregunta haremos uso de un caso práctico, una flota real de transformadores. Pero antes será necesario analizar esta flota de transformadores, que viene representada en forma de una base de datos que recopila información sobre transformadores de diferentes países, características y categorías. Nuestra base de datos está formada por 7191 transformadores y conocemos la eficiencia sobre 7176 de ellos. Será necesario realizar un conjunto de clasificaciones, previas al análisis, para obtener conclusiones relevantes. Aproximadamente el 99 % de nuestra flota pertenece a la UE, por lo que el Reglamento (UE) N.º 548/2014 servirá para estimar el potencial de ahorro energético. Una vez realizada la categorización pertinente a nuestra flota, se recogen los valores porcentuales de cumplimiento de la normativa europea por parte de nuestros transformadores.

1.3.5 Potencial de ahorro energético en la flota

Todas las unidades de la flota que incumplan con el reglamento europeo presentan un potencial de mejora y, consecuentemente, de ahorro energético. En este capítulo se cuantifica el ahorro y la disminución de emisiones de dióxido de carbono. Es posible observar qué países, categorías, rangos de potencia son los que presentan un mayor ahorro. Esta parte del estudio sirve para demostrar analíticamente el gran potencial de mejora que existe actualmente en materia de transformadores, tal y como fue introducido en la primera parte del documento.

1.3.6 Aumento de la eficiencia de transformadores

A estas alturas del documento, el lector puede haberse cuestionado varias veces: *¿cómo se puede incrementar la eficiencia en transformadores / crear transformadores más eficientes?*

En este capítulo se hace referencia al desarrollo de nuevas técnicas y tecnologías innovadoras en las que se está trabajando, en materia de transformadores eléctricos. El uso de nuevos materiales, superconductores (HTS), la optimización de las propiedades mecánicas de las láminas de grano orientado, la reducción en el espesor de las láminas, son algunos de los campos de desarrollo.

Todos estos avances repercuten positivamente en la eficiencia de los transformadores eléctricos, pero requieren de una investigación y desarrollo previos. Queda entonces un amplio campo de desarrollo, sin embargo, no se pierde la esperanza de que sea posible cumplir, o incluso mejorar, con las expectativas de ahorro energético y disminución de CO₂ en materia de transformadores eléctricos.

1.3.7 Conclusión

En este capítulo, se recogen las consideraciones finales del estudio sobre el ahorro energético a través de la mejora de la eficiencia de los transformadores de potencia. Se recopilan algunos datos de otros estudios a nivel internacional y europeo que refuerzan este posible ahorro a través del cumplimiento de las normativas MEPS y el Reglamento Europeo, respectivamente.

También se introducen algunas alternativas para la disminución de la intensidad de emisión de dióxido de carbono, factor de alta relevancia en la emisión de GEI. Finalmente se comenta algunas de las tendencias en términos de eficiencia energética a nivel global, así como las repercusiones que esto tiene sobre el medio ambiente.

2 EL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

2 EL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

2.1.1 Historia y desarrollo de los transformadores eléctricos

Durante la primera mitad del siglo XIX, antes de la aparición de los transformadores eléctricos, la potencia eléctrica era distribuida en corriente continua de baja tensión. Este método implicaba una serie de inconvenientes bastante importantes, ya que la caída de tensión en el cableado de distribución restringía el consumo de electricidad a pequeñas zonas urbanas, donde la distancia entre clientes y los equipos de generación eléctrica no podía ser demasiado grande. A esto había que sumarle que, bajo estas circunstancias, era necesario trabajar a la misma tensión que el generador, por lo que las pérdidas en las redes de distribución eran muy elevadas [8].

El desarrollo del transformador eléctrico comenzó a través de experimentos realizados con bobinas de inducción, que se basan en el fenómeno de inducción electromagnética, descubierto por Faraday (1831). Desde que tuvo lugar este descubrimiento y hasta la década de 1870, científicos e investigadores se centraron en construir mejores bobinas de inducción, lo que fue asentando progresivamente los principios básicos que rigen los transformadores eléctricos. A esto hay que sumarle los avances que tuvieron lugar en el desarrollo de la corriente alterna, durante la denominada “Guerra de las Corrientes” en Estados Unidos [11].

En 1874 se presentó en la Academia de las Ciencias de Paris un invento del técnico belga Zénobe Théophile Gramme, que consistía básicamente en un anillo conformado por un conjunto de bobinas de gran sección y otras de hilo fino enrolladas delante de los polos de un electroimán. Este dispositivo era capaz de modificar los valores relativos de la intensidad y la fuerza electromotriz [12].

En 1876, el ingeniero ruso Pável Nikoláievich Yáblochkov presenta un transformador primitivo de doble devanado. La finalidad de este instrumento era alimentar con intensidad de alta tensión una serie de lámparas de iluminación eléctrica. Básicamente se pretendía que este sistema proporcionase suministro separadamente a varios puntos de iluminación con diferentes intensidades luminosas por medio de una sola fuente eléctrica [12].

En el año 1882, el francés Lucien Gaulard y el inglés John Dixon Gibbs crean un aparato realmente útil para la transmisión de energía eléctrica a larga distancia por medio del uso de la corriente alterna. Este aparato fue denominado en su patente como “nuevo sistema de distribución de electricidad para la producción de luz y fuerza motriz”, pero es más conocido como “generador secundario”. La principal diferencia entre este dispositivo y un transformador actual se encuentra en que el generador secundario se conectaba en serie, como se hace con las cargas. Este sistema se presentó en la exposición de Turín en 1884 [12].

Fue en el año 1885, gracias a los ingenieros húngaros Otto Titus Blathy, Miska Deri y Karoly Zipernowsky, que surge un dispositivo que se podría considerar el primer transformador eléctrico, tipo ZBD. Además, el uso de la palabra transformador se atribuye a Blathy. Fue en este año que se solicita una patente, presentada por la compañía Ganz y Cia, para el sistema de distribución en corriente alterna con alimentación en paralelo y transformadores de distribución. Estos ingenieros húngaros fueron los pioneros en la utilización del transformador para la distribución en derivación, por eso la mayoría de los textos les considera los creadores de lo que hoy en día conocemos como transformador eléctrico [8], [12].

La diferencia del transformador de los húngaros con el de Gaulard y Gibbs consistió primordialmente en el circuito magnético cerrado y la marcha en paralelo de los transformadores y las cargas. Por tal motivo, aunque algunos mantienen el primer transformador data del día 7 de agosto de 1884, considerando a Gaulard y Gibbs como sus creadores, la mayoría de autores expertos, como el ingeniero eléctrico Milan Vidmar en su obra *Die Transformatoren*, citan el año de 1885 como fecha de la creación de esta máquina eléctrica [12].

El primer modelo de transformador de los ingenieros húngaros estaba conformado por un toroide de hierro dulce, sobre el que se arrollaban dos devanados alternadamente. En modelos posteriores se sustituyó el toroide por un haz de alambres de hierro dulce que arrollaba a los circuitos primario y secundario. Esta sustitución redujo considerablemente las pérdidas por corrientes de Foucault (*Eddy current*), aumentando la eficiencia del dispositivo. También se mejoró el transformador al incluir bobinas de cobre aisladas.

Más tarde, el diseño del transformador húngaro fue perfeccionado por William Stanley, Sebastian Ferranti y Lucien Gaulard. Sin embargo, no fue hasta 1886 que William Stanley trabajando para Westinghouse, convencido de la superioridad de la conexión en paralelo, construyó el primer transformador usado comercialmente. Westinghouse y Stanley crearon un transformador barato de producir y fácil de ajustar para su uso final. El primer sistema de corriente alterna que usó un transformador eléctrico fue instalado en Massachusetts en 1886 [8].

2.1.2 Generalidades sobre transformadores eléctricos

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas de inducción electromagnética, concebidas para trabajar con corriente alterna, que cuentan con dos arrollamientos (primario y secundario) que permiten transformar la energía eléctrica, dados unos valores de tensión y corriente determinados, a otros valores generalmente diferentes.

La principal tarea de un transformador es interconectar distintos niveles de tensión en un sistema de energía eléctrica y transmitir potencia. En un transformador eléctrico el arrollamiento de mayor tensión se denomina devanado de alta tensión (A.T.) y el de menor tensión recibe el nombre de devanado de baja tensión (B.T.) [13].

El transformador eléctrico ha supuesto una forma de lidiar con los problemas prácticos y económicos que implica el transporte de energía eléctrica a grandes distancias. El transporte desde las centrales de producción hasta los puntos de consumo es más económico cuanto más elevada es la tensión de las líneas. Esto es debido a que, para un valor determinado de potencia a transportar, un aumento en la tensión supone una disminución en la intensidad que circula por los conductores. Esta disminución en el valor de la corriente que circula por los conductores implica una disminución de las pérdidas por efecto Joule, proporcionales al cuadrado de la intensidad.

Los valores de tensión generados en los alternadores de las centrales eléctricas (15÷30 kV) se encuentran limitados por consideraciones de carácter tecnológico y no son lo suficientemente elevados para el transporte. Para este cometido existen transformadores elevadores, que permiten aumentar el nivel de tensión a valores del

orden de 400 kV o superiores, dependiendo de factores como la extensión del país, para el transporte de energía.

Por otro lado, también se requiere una disminución de la tensión para alimentar a los receptores. Existen transformadores reductores que disminuyen el valor de la tensión hasta los niveles que se consideran convenientes para la distribución y consumo [13].

2.1.3 Clasificación de transformadores por categoría

La clasificación que se realiza de los transformadores de potencia no es la misma en todos los lugares del mundo. Generalmente se agrupan de acuerdo con su devanado de Alta Tensión y su función en la red. Las categorías que utilizaremos de forma recurrente al largo de este estudio, principalmente en el análisis de nuestra flota, son:

- Transformador Elevador de Generación: “*Generator Step-Up transformadores*” (GSU), son instalados en las centrales eléctricas y conectan el generador a la red en alta tensión de transmisión. Pueden estar dotados de un conmutador tipo CFT por pequeñas variaciones de las relaciones de transformación [14].
- Transformador de Tracción: transformador diseñado para suministrar potencia a los motores eléctricos de tracción que hacen girar las ruedas de una locomotora. Existen transformadores de tracción para diversas aplicaciones: trenes de alta velocidad, de cercanías y regionales, locomotoras, tranvías y metros por corriente alterna [15],[16].
- Transformador de Distribución: transformador *Step-Down*, utilizado sobre las redes para distribuir la energía recibida por redes de alta tensión a otras a tensión inferior. Suministra la tensión final de transformación en la Red de distribución de energía eléctrica, al reducir la tensión usada en los circuitos de distribución al nivel de tensión usado por el cliente [14].
- Transformador de Transmisión (*network*): transformador utilizado en las redes de transmisión en alta tensión. Normalmente es un transformador, aunque muchas veces es también un autotransformador, trifásico con conmutador bajo carga (CSC) por la variación de la relación de transformación [14].

Estos dos últimos tipos de transformadores, distribución y transmisión son los más relevantes en nuestro estudio, por lo que realizaremos otra clasificación en función de la tensión que afecta a estas dos categorías. Si bien las convenciones de nomenclatura no son necesariamente consistentes en todo el mundo, desde una perspectiva práctica, lo siguiente representa cómo se usan en los sistemas de transmisión y distribución.

Tipo de transformador	Tensión	Número de fases	Aislamiento típico (*)	Uso común
Alta potencia	> 245 kV (Alta Tensión)	Monofásico Trifásico	L-F	Aumento o disminución de alta tensión para la transmisión de electricidad en distancia (transformador de subestación).
Media potencia	> 36 kV y \leq 230 kV (Media Tensión)	Monofásico Trifásico	D-T L-F	Disminución de tensión desde un sistema de subtransmisión a un sistema de distribución primario.
Media Tensión Distribución	\leq 36 kV (Media Tensión)	Monofásico Trifásico	D-T L-F	Disminución de tensión en un circuito de distribución desde un primario a un secundario.
Baja Tensión Distribución	\leq 1 kV (Baja Tensión)	Monofásico Trifásico	D-T	Disminución de tensión en un circuito de distribución de un edificio para suministrar energía a un equipo.

Tabla 3. Clasificación de los transformadores eléctricos de transmisión y distribución [8].

(*) L-F: *Liquid Filled*, D-T: *Dry Type*.

Aunque no se cumpla en todos los países, los transformadores de potencia con su tensión más elevada igual o inferior a 36 kV son denominados transformadores de distribución. Estos transformadores están instalados en el circuito de distribución de las redes eléctricas que dan servicio a áreas residenciales, clientes comerciales e industriales. Los transformadores de distribución se encuentran generalmente relacionados con la disminución de la tensión [8].

2.2 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS DE LOS TRANSFORMADORES

Las principales partes que conforman un transformador son el circuito magnético (núcleo), el circuito eléctrico (devanados), el sistema de refrigeración, los aisladores y la placa de características [13].

También trataremos algunos de los principales componentes auxiliares que forman parte de los transformadores eléctricos.

2.2.1 El circuito magnético (núcleo)

El núcleo del transformador eléctrico es el sistema que conforma el circuito magnético, sirve para conducir el flujo magnético generado. Está compuesto por un apilamiento de chapas magnéticas de un espesor aproximado de 0.35 mm.

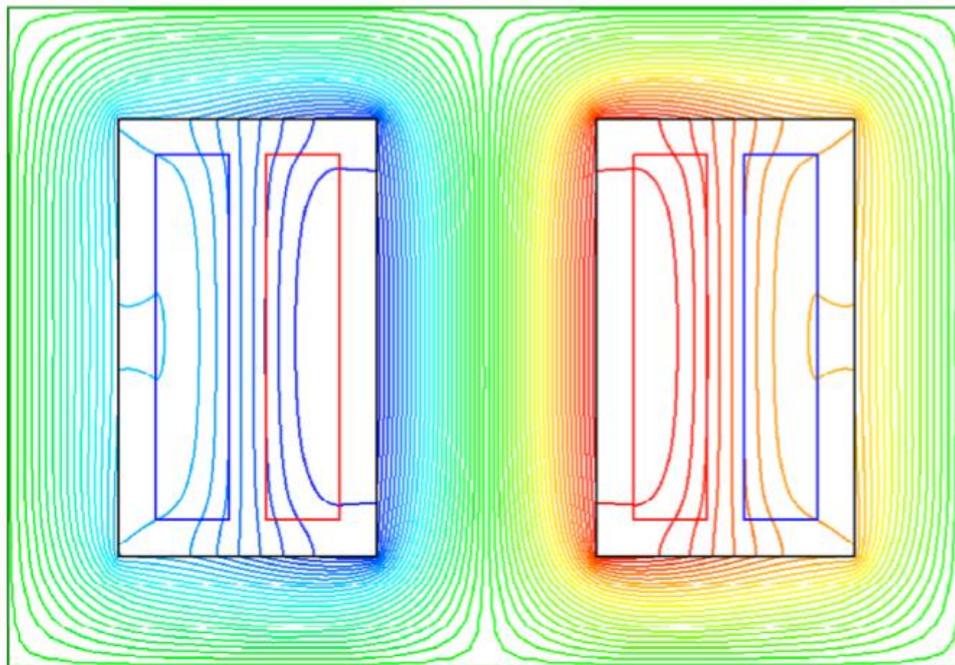


Ilustración 1. Representación del campo en un núcleo de transformador monofásico con arrollamiento en la columna central [17].

Chapas magnéticas en Transformadores Eléctricos

Las chapas magnéticas se pueden clasificar en dos grandes grupos: las chapas de grano orientado y las de grano no orientado.

Las chapas de grano no orientado presentan prácticamente las mismas propiedades magnéticas en cualquier dirección de magnetización. La corriente de excitación necesaria en cada dirección varía de manera despreciable. Las chapas magnéticas

de grano no orientado se emplean sobre todo en la mayoría de los estatores y rotores de máquinas eléctricas rotativas de todos los niveles de potencia. Es el tipo de chapa magnética más común [18].

En las de grano orientado a través del proceso de laminación y recocido se consigue que la estructura cristalina del acero presente una dirección magnética preferente (anisotropía magnética). En la dirección de laminación manifiesta un valor muy alto de permeabilidad, comparado con el resto de las direcciones espaciales. Estas chapas magnéticas se utilizan en dispositivos en los que la dirección operativa de magnetización del núcleo magnético se encuentra muy bien definida. Esto ocurre en el caso de grandes transformadores de potencia y rotores de grandes generadores bipolares (núcleos contruidos por secciones). En ambos casos, el diseño permite conocer la dirección preferente. Estas chapas permiten construir núcleos de menor tamaño, y por tanto máquinas más pequeñas [18].

Las chapas magnéticas de los transformadores son de acero aleado a base de silicio (del orden del 3÷3.5%) de grano orientado, de bajas pérdidas y una alta permeabilidad magnética. La aportación de silicio tiene la finalidad de reducir las pérdidas por histéresis, así como aumentar la resistividad del acero, ya que al aumentar la resistividad del acero se logra disminuir las pérdidas por corrientes parásitas. El silicio también estabiliza la chapa, ayudando a evitar el envejecimiento (aumento de las pérdidas con el tiempo, debido a la acción continuada del calor).

Las pérdidas por histéresis y corrientes parásitas suelen expresarse en vatios por kilogramo de material y están referidas a una frecuencia de 50 Hz y 1 T. Si comparamos dos chapas magnéticas para transformadores de un espesor de 0.35 mm, la laminada en caliente presenta unas pérdidas del orden de 0.8÷1.3 W/kg, mientras que las de grano orientado presenta unos valores de 0.4÷0.5 W/kg.

El aislamiento entre chapas magnéticas puede conseguirse utilizando diferentes tipos de materiales. En el pasado destacaba el uso de papel, que se pegaba en una de las caras de la chapa magnética. Más tarde se comenzó a usar barniz (silicato sódico) [19].

Actualmente las chapas de grano orientado se encuentran aisladas por medio de un aislante inorgánico cuyo nombre comercial es “*carlite*”. Este proceso termoquímico genera una capa especial aislante que es aplicada al final del planchado y recocido,

para reducir considerablemente las pérdidas en el hierro, proporcionando el aislamiento necesario en ambas caras.

El desarrollo de nuevos aislantes ha repercutido notablemente en el llamado factor de relleno (cociente de dividir la sección en acero denominada útil, entre la sección en acero más aislamiento denominada total). Para chapas de 0.35 mm de espesor se recogen los siguientes valores:

Aislamiento	Número de caras	Factor de relleno
Papel	Una cara	0.88
Barniz (silicato sódico)	Una cara	0.9
Carlite	Dos caras	0.95÷0.97

Tabla 4. Factor de relleno para chapas magnéticas de 0.35 mm de espesor [19].

En el factor de relleno también influye que la chapa laminada en frío es más lisa que la convencional [20].

Partes que conforman el núcleo

El núcleo está compuesto por las partes donde se montan los devanados (columnas) y por las uniones que realizan los cierres magnéticos entre columnas (culatas). Los espacios huecos que quedan entre las columnas y las culatas son denominados ventanas del núcleo. La unión entre una columna y una culata (junta) debe tener el menor espesor posible, reduciendo así el mínimo el valor de la reluctancia en el núcleo. Para insertar los devanados y aisladores en el núcleo es necesario que la culata superior pueda abrirse. Las uniones entre juntas pueden realizarse a tope o al solape [13].

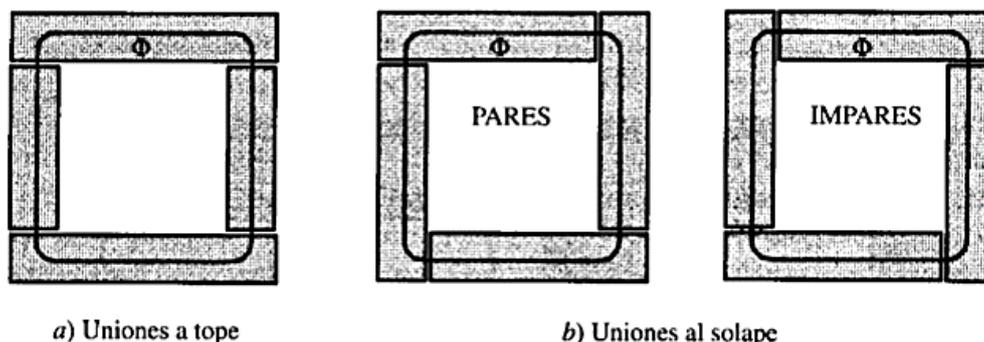


Ilustración 2. Uniones a tope y al solape entre juntas en el núcleo [13].

Aunque la unión al solape es más complicada que a tope, esta proporciona una mayor estabilidad mecánica al núcleo. En ambos tipos de unión, existe una zona cercana a la junta en la que el flujo no sigue la dirección de laminación de las chapas, lo que genera (para chapas de laminado en frío) un aumento de las pérdidas con un consecuente calentamiento de dicha zona. Para evitar esto las uniones no se realizan perpendiculares como se muestra en la figura anterior, sino que se realizan en un ángulo de 45° [13].

Dependiendo de la posición relativa entre núcleo y arrollamientos se distingue entre transformadores acorazados y de columnas. A continuación, se muestra a un núcleo acorazado y uno de columnas de un transformador monofásico [13].

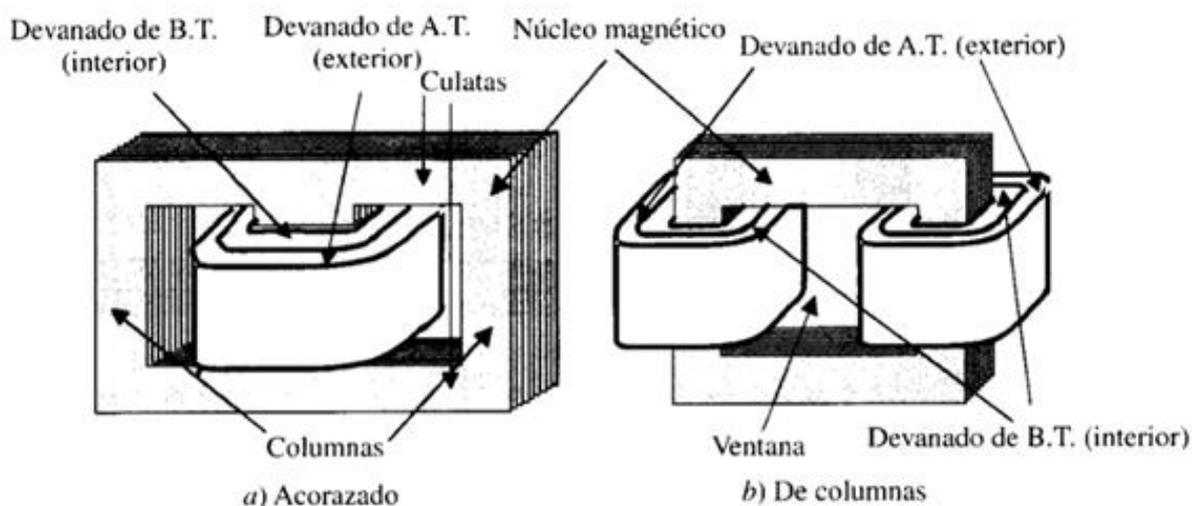


Ilustración 3. Tipología de núcleo según la disposición del arrollamiento para transformadores monofásicos [13].

Los arrollamientos tienen, por conveniencia, forma circular por lo que, para obtener un mayor aprovechamiento del área interior circular de los devanados, la sección transversal tiene una forma de polígono escalonado, con mayor número de escalones a mayor potencia (sección transversal de tipo cruciforme o “stepped core”). Sin embargo, en el caso de los transformadores pequeños la sección transversal es cuadrada [1].

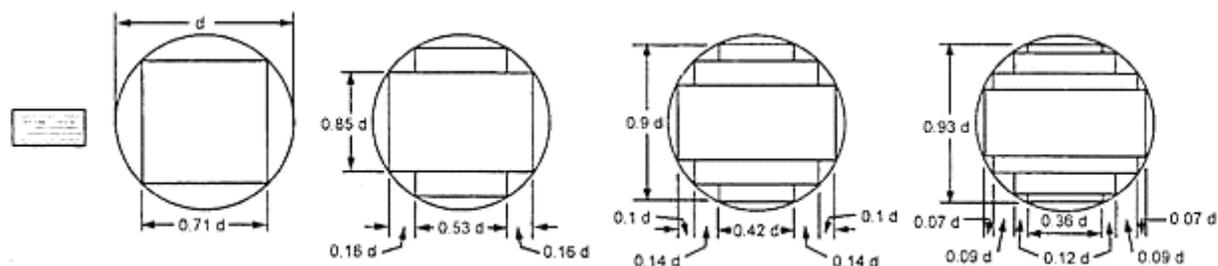


Ilustración 4. Sección cruciforme para núcleos de transformadores de potencia [21].

2.2.2 El circuito eléctrico (devanados)

Los devanados (primario y secundario) conforman el circuito eléctrico del transformador. Se fabrican en función de las necesidades de diseño y se usan básicamente dos materiales: el cobre y el aluminio [20].

La función del devanado primario es crear un flujo magnético para inducir en el secundario una fuerza electromotriz, y transferir potencia eléctrica del primario al secundario mediante el principio de inducción electromagnética. En este proceso existe una pequeña pérdida energética.

Aunque el cobre tiene una baja resistencia específica, su mayor coste comparado con el aluminio dio lugar al incremento del uso del aluminio (usado por primera vez en 1952), especialmente en transformadores de distribución y pequeña potencia, ya sea sumergidos o del tipo seco.

Se deben considerar las características particulares de ambos materiales a la hora de afrontar el diseño del transformador eléctrico.

Las ventajas que presentan los devanados de cobre son la resistencia mecánica y una buena conductividad eléctrica (lo que supone una bobina de menor tamaño). Por otro lado, las principales ventajas del aluminio son una eficiente disipación de calor y una considerable reducción en peso [20].

En el caso de los conductores de cobre, existen en forma de hilos redondos (para diámetros inferiores a 4 mm) o de sección rectangular (denominados pletinas de cobre) para secciones mayores. Los conductores están recubiertos por una capa aislante, que suele ser de barniz en pequeños transformadores y que para pletinas está formado de una o varias capas de fibra de algodón o cinta de papel [13].

Uno de los parámetros de mayor interés es el número de espiras del arrollamiento, siendo de menor interés la forma que tienen dichas espiras y la disposición de los arrollamientos. La razón entre el número de espiras en el lado de alta tensión y el de baja tensión da lugar a un conjunto de relaciones en las variables tensión e intensidad en los devanados primario y secundario que se discutirán con mayor detalle en apartados posteriores.

La disposición espacial entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión, da lugar a dos tipos de arrollamientos: el concéntrico y el alternado. La disposición de tipo concéntrico se caracteriza por ser, como su nombre indica, en forma de cilindros que comparten su eje, enrollados alrededor de la columna y separados por un medio aislante de cartón o papel baquelizado (el de baja tensión suele ir dentro al ser más fácil su aislamiento). En el caso de la disposición alternada, los arrollamientos se encuentran subdivididos en secciones, de forma que los devanados de alta y baja tensión se encuentran intercalados de forma alternativa a lo largo de la columna [13].

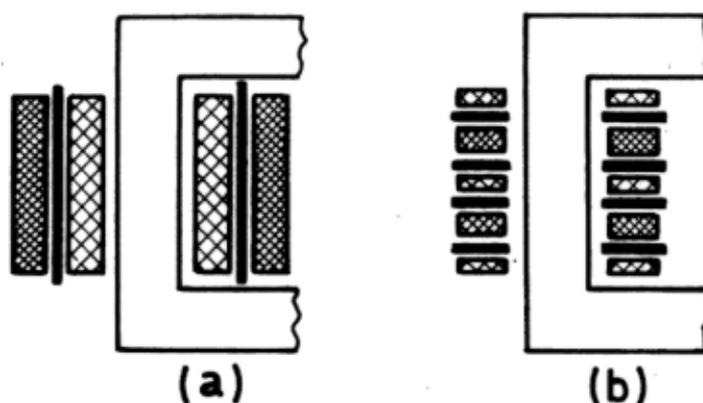


Ilustración 5. Representación del devanado concéntrico (a) y del devanado alternado (b) [19].

2.2.3 Sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración es todo el conjunto de componentes de un transformador eléctrico encargados de evacuar al exterior el calor generado por pérdidas, asegurando el correcto funcionamiento en todo momento de la máquina, así como garantizando su vida útil.

Los principales refrigerantes que se utilizan, encontrándose en contacto inmediato con los devanados, son el aire y el aceite mineral. Este último fue sustituido en el

pasado, con la intención de evitar sus inconvenientes, por líquidos incombustibles especiales denominados *askarel* (nombres comerciales son “*pyraleno*”, “*clophen*”). Sin embargo, debido a su impacto ecológico fueron prohibidos en la década de los años ochenta [19].

El tipo de refrigeración de un transformador se designa a través de las Normas IEC (CEI, Comisión Electrotécnica Internacional). A través de las dos primeras letras se describe el refrigerante y el tipo de naturaleza de la circulación en la zona de contacto con los arrollamientos. Las otras dos letras describen el refrigerante y naturaleza de circulación con el sistema de refrigeración exterior [13].

Naturaleza del refrigerante	Símbolo	Naturaleza de la circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G	Dirigida	D
Agua	W	-	-
Aislante sólido	S	-	-
Aire	A	-	-

Tabla 5. Nomenclatura para designar el refrigerante y su naturaleza de circulación en transformadores de potencia [13], [22].

Transformadores de refrigeración seca

En los transformadores de pequeñas potencias la superficie externa de la máquina es suficiente como para lograr la evacuación de calor deseada, lo que se denomina refrigeración en seco. Tradicionalmente han sido utilizados para la distribución y aplicaciones industriales. Habitualmente en un rango de potencia asignada no superior a 2500 kVA, con tensiones de hasta 36 kV [23].

Respecto a este tipo de transformadores, cabe destacar que durante el inicio de la década de los ochenta se inició un sistema de construcción de transformadores secos en resina epoxi. Este tipo de transformador presenta grandes ventajas en instalaciones que requieren de gran seguridad: interiores, locales públicos, centros comerciales, hospitales, fábricas con productos inflamables o combustibles, ferrocarriles metropolitanos... Entre sus principales ventajas se encuentran el no propagar las llamas y no derramar materiales inflamables o contaminantes, como

pasa en el caso de los transformadores de aceite. Además, no requieren de mucho mantenimiento al no existir niveles que controlar y no requieren equipos para evitar incendios. Es por eso por lo que es uno de los transformadores más seguros que existen en el mercado actualmente [13].

Transformadores de refrigeración líquida

En el caso de potencias elevadas se emplea aceite como refrigerante, dando lugar a los denominados transformadores en baño de aceite o refrigeración líquida. En este último tipo de transformadores el aceite desempeña un doble trabajo: actúa como refrigerante y como aislante. El aceite desempeña un buen papel como aislante al poseer una capacidad térmica y una rigidez dieléctrica superior al aire.

En estos transformadores la parte activa se introduce en un tanque o caja de aceite mineral, realizándose la disipación de calor a través de los mecanismos de convección y radiación. La caja puede tener una superficie de refrigeración considerable, construyéndola a base de ondas, con tubos, o con radiadores adosados (normalmente desmontables para facilitar el transporte). La refrigeración externa de la caja (ondas, tubos o radiadores), puede efectuarse por convección natural o forzada (esto último se obtiene a través de ventiladores que activen la circulación de aire) [19].

El transformador es una máquina que apenas necesita de mantenimiento, el elemento que mayor atención requiere es el aceite. Esto es debido a que el aceite mineral empleado es susceptible de sufrir un proceso de envejecimiento (oxidación y polimerización), perdiendo sus propiedades refrigerantes y aislantes, debido a la temperatura, la humedad y el contacto con el oxígeno del aire, formando lodos y productos ácidos. Para atenuar este proceso de degeneración se utilizan depósitos de expansión o conservadores de aceite y productos químicos inhibidores [13], [19].

A este desgaste hay que sumarle dos inconvenientes importantes que tiene el aceite mineral: es inflamable y sus vapores pueden llegar a generar en contacto con el aire explosiones. Estos inconvenientes han dado lugar a que el uso de aceite mineral esté restringido en algunas zonas y locales de riesgo potencial. En la actualidad destaca el desarrollo de aceites de siliconas, que incrementan las propiedades aislantes y reducen el impacto ambiental [13].

2.2.4 Aisladores pasantes

Los aisladores pasantes sirven para llevar los bornes de los transformadores de media tensión al exterior de la cuba. Suelen ser de porcelana y estar rellenos de aire o aceite. En el caso de altas tensiones se genera un campo eléctrico entre el conductor terminal y el borde del orificio en la tapa superior de la cuba muy fuerte, por lo que para evitar que se produzca la perforación del aislador es necesario que este cuente con un conjunto de cilindros que rodeen la borna metálica dentro de un espacio cerrado que contenga el aceite. Para un transformador es posible distinguir los aisladores de alta y baja tensión por su altura (mayores cuanto mayor es la tensión) [13].

2.2.5 Placa de características

Los transformadores eléctricos cuentan con una placa metálica serigrafiada que incluye los datos de potencia asignada, la frecuencia, la impedancia equivalente o la caída de tensión relativa de cortocircuito. Si el transformador cuenta con tomas variadores de tensión se incluyen las tensiones de las diferentes derivaciones. Otros datos que figuran en la placa de características son el esquema de conexiones internas, la especificación del tipo de transformador, el tipo de refrigeración y el fabricante entre otros [13].

La potencia asignada, potencia aparente (VA), es aplicable al devanado primario y al secundario.

En transformadores monofásicos la potencia asignada sería:

$$S_N = U_{1N} I_{1N} = S_N = U_{2N} I_{2N} \quad (1)$$

Para transformadores trifásicos la potencia asignada se escribiría en función de los valores de línea:

$$S_N = \sqrt{3} U_{1N} I_{1N} = S_N = \sqrt{3} U_{2N} I_{2N} \quad (2)$$

Donde, para ambos casos, el subíndice “N” significa “nominal” o “asignada” y los subíndices “1” y “2” las magnitudes de primario y secundario respectivamente.

La capacidad de corriente en los devanados del transformador queda definida a través del valor de potencia asignada junto con la tensión asignada.

Las pérdidas en el cobre y el consecuente calentamiento en los devanados están condicionadas por la magnitud de la corriente. Es importante tener en cuenta que un sobrecalentamiento conlleva un deterioro de los aislantes del transformador [13].

2.2.6 Componentes auxiliares de transformadores

Relé de gas o relé de Buchholz

Elemento que se puede encontrar en los transformadores de gran potencia que protege al transformador de sobrecargas peligrosas o fallos de aislamiento, entre otros. Este dispositivo tiene dos cámaras llenas de aceite con flotadores y relés, ubicados verticalmente, uno encima de otro [24] y se encuentra en el tubo que une la cuba principal al depósito de expansión. Funciona por el movimiento del vapor de aceite producido por un calentamiento anómalo del transformador, que hace bascular un sistema de flotadores. Existe un flotador que es sensible a las sobrecargas ligeras, al descender de su posición provoca la activación de una alarma acústica, el otro flotador es sensible a sobrecargas elevadas, que generan gran cantidad de gas en la cuba principal, y provoca el cierre del circuito de unos relés que controlan el disparo de unos disyuntores de entrada y salida el transformador [13].

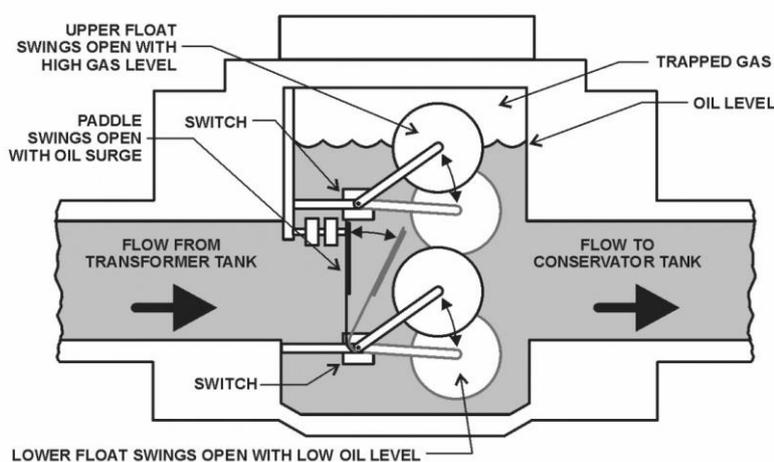


Ilustración 6. Representación de un Relé Buchholz [24].

Conservador del líquido refrigerante

Se trata de un depósito de forma cilíndrica que se encuentra en contacto con el fluido refrigerante de la cuba, que se encuentra sobre la tapa en un nivel superior sobre el resto de los accesorios del transformador. Este dispositivo sirve para que el líquido refrigerante se encuentre en contacto con el aire externo a la cuba del transformador, además de permitir la libre dilatación del fluido al producirse los cambios de temperatura, que podrían desencadenar en grandes presiones sobre la cuba de otra manera.

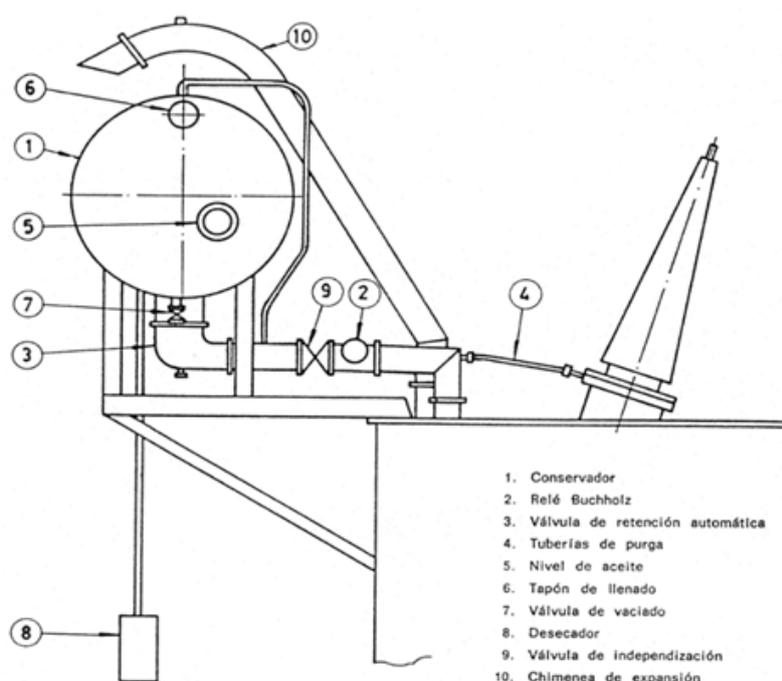
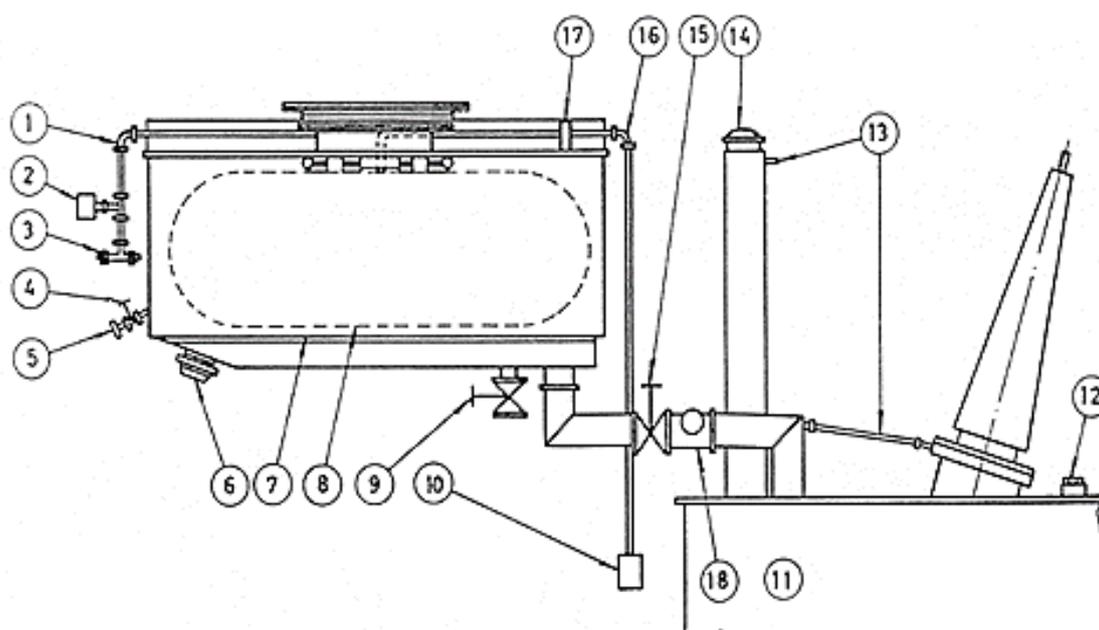


Ilustración 7. Representación del depósito de expansión y accesorios relacionados con este [25].

El conservador presenta dos compartimientos separados, uno para el aceite de la cuba y otro para el aceite del regulador, en transformadores que poseen regulación en carga. Para evitar que la oxidación del conservador pueda contaminar el refrigerante su interior se encuentra pintado, además se establece una distancia de 100 mm por encima del fondo del conservador en la unión del tubo de comunicación entre conservador y cuba, para evitar que entren al transformador posibles sedimentos o agua que se depositaran en el fondo de este [25].

Sistema de conservación del refrigerante a presión constante

Este sistema mantiene un valor de presión constante en la superficie del aceite del transformador. El fluido refrigerante se encuentra aislado del aire y la humedad externa debido a que el aceite y la cuba están aislados de la atmósfera. El proceso de expansión del refrigerante en el transformador originado por el ciclo térmico se realiza en un depósito situado encima de la cuba. El contacto entre el aceite y la atmosfera se evita a través de un balón de caucho situado en el interior del depósito de expansión. La conexión entre la cuba y el depósito se hace a través de una válvula que permite aislar ambos [25].



- | | |
|---|--|
| 1. Conexión del interruptor presión-vacío | 10. Desecador |
| 2. Interruptor presión-vacío | 11. Cuba del transformador |
| 3. Respirador | 12. Tapón de llenado del transformador |
| 4. Válvula de cierre del vacuómetro | 13. Tubería y tapones de purga |
| 5. Vacuómetro | 14. Chimenea de expansión |
| 6. Nivel de aceite | 15. Válvula de independencia |
| 7. Depósito de aceite | 18. Tubería de respiración |
| 8. Balón de caucho | 17. Válvula para vacío |
| 9. Válvula de vaciado | |

Ilustración 8. Sistema de conservación de aceite con presión constante (COPS) [25].

Radiadores

Unidad de refrigeración diseñada para el uso en transformadores con circulación natural (no forzada) del refrigerante. En transformadores de gran potencia, los radiadores se pueden desmontar, para transportarlos o repararlos. El radiador está conformado de metal totalmente soldado, presenta unas secciones de refrigeración verticales en las que el fluido refrigerante circula y cede calor. Todos los elementos refrigerantes se encuentran soldados en ambos extremos a un colector de metal, que tiene los elementos necesarios para su unión al transformador.

En caso de requerir de una refrigeración adicional se utilizan ventiladores y bombas. Muchos radiadores están diseñados para que se pueda montar en sus costados un conjunto moto-ventilador y así poder originar una circulación forzada de aire a través de los canales continuos por los elementos refrigerantes. El radiador presenta un tapón de vaciado. En transformadores de cierto tamaño, existen unas válvulas que unen el radiador a la cuba, de manera que es posible cambiar un radiador sin necesidad de vaciar el aceite del transformador. En la práctica estas válvulas ofrecen baja fiabilidad, y es frecuente observar fugas de aceite por ellas [25].

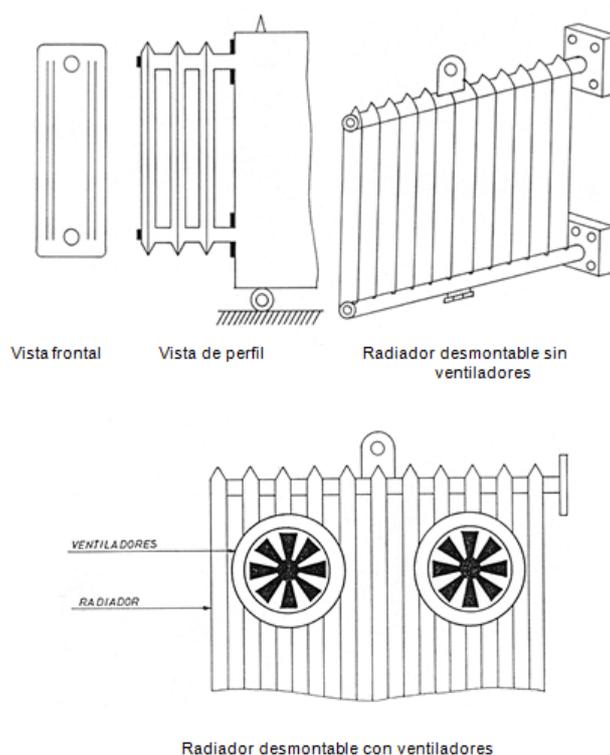


Ilustración 9. Representación de radiadores con y sin ventiladores [25].

2.3 CONSIDERACIONES TEÓRICAS DE LOS TRANSFORMADORES

2.3.1 Funcionamiento del transformador ideal

Para entender el funcionamiento de un transformador ideal plantaremos uno ideal monofásico, cuyo núcleo magnético es real y presenta una permeabilidad (μ) finita. El transformador presenta unas pérdidas en el hierro (P_{Fe}), además de N_1 espiras en el devanado primario y N_2 espiras en el secundario. Durante el planteamiento supondremos que la fuente de alimentación se encuentra conectada al lado de alta tensión, por lo que el transformador se comporta como reductor. En el secundario se encuentra conectada una carga de impedancia Z_L y fase φ_2 , que puede ser conectada y desconectada, dejando el secundario abierto en vacío a través del interruptor S [13].

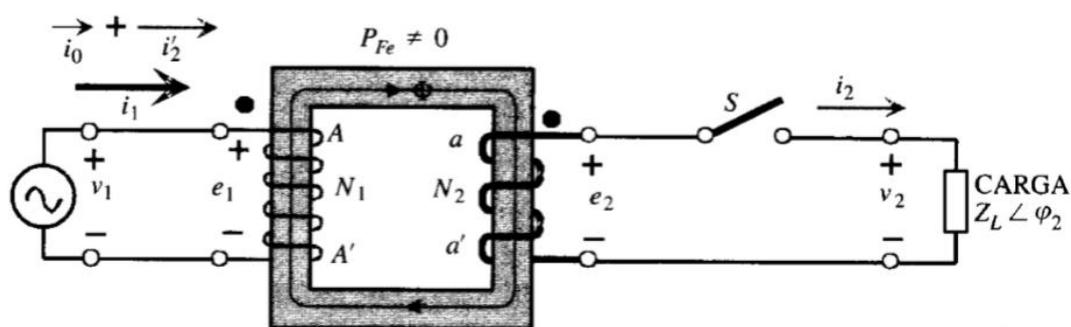


Ilustración 10. Representación de transformador monofásico ideal con núcleo real [13].

Las características que definirán a nuestro transformador ideal, y que lo distinguirán del real, serán resistencias despreciables en devanado primario y secundario y la ausencia de flujos de dispersión.

Cuando se aplica una tensión alterna en el primario (u_1) circula por este una corriente alterna (i_1) que produce un flujo alterno (Φ), cuyo sentido vendrá determinado por el sentido del arrollamiento. Este flujo genera una fuerza electromotriz inducida en el devanado primario (e_1) y en el secundario (e_2), de acuerdo con la ley de Faraday-Lenz.

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad , \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (3)$$

De acuerdo con el criterio de signos establecido en la ilustración, la f.m.m. del secundario actúa contra la f.m.m. primaria, produciendo un efecto de desmagnetización sobre esta. Hay que tener en cuenta que los puntos en los terminales señalan que las bobinas presentan la misma polaridad instantánea. Siguiendo los criterios establecidos en las Normas IEC, se designarán los terminales de la misma polaridad utilizando la misma letra, en minúscula el lado de baja tensión y en mayúscula el de alta tensión. Los términos sin apostrofe indican ser positivos y viceversa.

Una vez recalcado el criterio de signos, podemos centrarnos en las relaciones que existen entre las tensiones, los flujos y las fuerzas electromotrices. Debido a que los devanados son ideales, al aplicar la S.L.K. (Segunda Ley de Kirchhoff: “La suma algebraica de tensiones en un lazo cualquiera de una red es igual a cero”) a los circuitos primario y secundario, obtenemos las siguientes expresiones:

$$u_1 = e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad , \quad u_2 = e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (4)$$

Como se ha comentado anteriormente, el flujo aplicado es alterno, y se puede expresar con una función sinusoidal:

$$\Phi = \Phi_m \cdot \sin(\omega t) = \Phi_m \cdot \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) \quad (5)$$

siendo conocida la relación entre pulsación y periodo temporal:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi \cdot f \quad (6)$$

Introduciendo la expresión del flujo en la del valor de la tensión obtenemos:

$$u_1 = e_1 = N_1 \omega \Phi_m \cos(\omega t) \quad , \quad u_2 = e_2 = N_2 \omega \Phi_m \cos(\omega t) \quad (7)$$

Estas expresiones muestran que el flujo se encuentra retrasado 90° con respecto a las tensiones y las fuerzas electromotrices. Debido a que la relación que existe entre el valor máximo y el valor eficaz (*rms*) de una expresión sinusoidal es conocido, y utilizando la relación entre pulsación y frecuencia (*f*), podemos llegar a las siguientes expresiones:

$$U_1 = E_1 = \frac{N_1 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_1 \Phi_m$$

$$U_2 = E_2 = \frac{N_2 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_2 \Phi_m$$
(8)

De estas dos ecuaciones podemos deducir el valor de la denominada relación de transformación:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t$$
(9)

Por tanto, en un transformador ideal, la relación de transformación o de tensiones coincide con la relación de espiras de primario entre secundario.

En el caso de que el interruptor S se encuentre abierto, se dice que el transformador funciona sin carga o en régimen de vacío. En esta situación, el primario absorbe una corriente de vacío (i_o). La corriente i_o forma un ángulo φ_o con la tensión U_1 aplicada sobre el primario. La potencia absorbida en vacío P_o es equivalente a las pérdidas en el hierro, denominadas P_{Fe} . Se cumple, por tanto, la siguiente expresión:

$$P_o = P_{Fe} = U_1 I_o \cos(\varphi_o)$$
(10)

El valor eficaz de la corriente I_o puede ser expresado en función de dos componentes: activa (I_{Fe}) y reactiva (I_μ). El diagrama fasorial se muestra a continuación, representando como referencia a la tensión U_1 y el resto de las corrientes, tensiones y el flujo con sus desfases correspondientes.

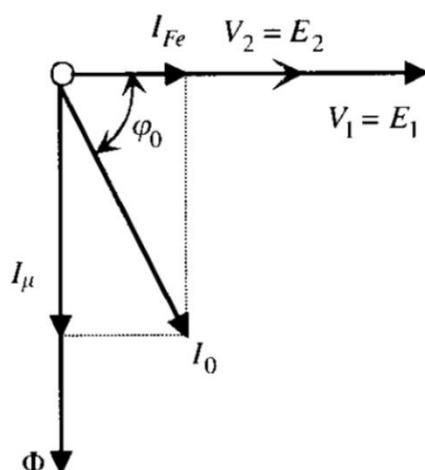


Ilustración 11. Diagrama fasorial de tensiones y corrientes en vacío (S abierto). [13]

(*) La nomenclatura empleada en la ilustración designa las tensiones la letra "V", actualmente se hace con "U".

Cuando el interruptor S es cerrado, el transformador se encuentra en carga, aparece una corriente que circula por el secundario (i_2), cuya expresión compleja viene dada por la siguiente expresión:

$$\bar{I}_2 = \frac{\bar{E}_2}{\bar{Z}_L} = \frac{E_2}{Z_L} \angle -\varphi_2 \quad (11)$$

La corriente que circula por el secundario en esta situación produce una fuerza magnetomotriz desmagnetizante de valor $N_2 \cdot i_2$ que se opone a la primaria de valor $N_1 \cdot i_0$. Si la f.m.m. del secundario no queda neutralizada por una corriente adicional que circule por el primario, el flujo en el núcleo se vería reducido considerablemente, con la consecuente reducción de e_1 y e_2 que son proporcionales a dicho flujo, rompiendo el equilibrio existente entre tensión y f.e.m. en el primario. Para que este equilibrio se vea restablecido la fuerza magnetomotriz $N_2 \cdot i_2$ es neutralizada por la corriente adicional primaria i'_2 que es equivalente a una fuerza magnetomotriz de valor $N_1 \cdot i'_2$. Se cumple, bajo estas condiciones, la siguiente igualdad:

$$N_1 \cdot i'_2 = N_2 \cdot i_2 \quad (12)$$

De esta igualdad se puede determinar el valor de la corriente adicional primaria i'_2 :

$$i'_2 = \frac{N_2}{N_1} \cdot i_2 = \frac{i_2}{r_t} \quad (13)$$

La corriente total que circula por el primario presenta las siguientes expresiones (temporal y fasorial):

$$i_1 = i_o + i'_2 = i_o + \frac{i_2}{r_t} \quad (14)$$

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_o + \bar{I}'_2 = \bar{I}_o + \frac{\bar{I}_2}{r_t}$$

De esto podemos deducir que la corriente que circula por el primario está compuesta de: una corriente de vacío \bar{I}_o que produce el flujo en el núcleo magnético y vence las pérdidas que se producen en el hierro con las componentes activa (I_{Fe}) y reactiva (I_μ) y una corriente de carga \bar{I}'_2 que contrarresta la acción desmagnetizante de la fuerza magnetomotriz secundaria, de manera que el flujo en el núcleo permanezca constante independientemente de la carga.

En vacío (interruptor S abierto) las corrientes que circulan por devanado primario y secundario son respectivamente:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_o \quad , \quad \bar{I}_2 = 0 \quad (15)$$

Por tanto, la fuerza magnetomotriz total en vacío se podría representar como:

$$\bar{F}_m = N_1 \cdot \bar{I}_o \quad (16)$$

Cuando el transformador se encuentra en carga, las corrientes \bar{I}_1 e \bar{I}_2 circulan por primario y secundario respectivamente, por lo que la f.m.m. resultante es:

$$\bar{F}_m = N_1 \cdot \bar{I}_1 - N_2 \cdot \bar{I}_2 \quad (17)$$

Donde la diferencia de signos se debe a la acción desmagnetizante de la f.m.m. del secundario. Igualando las dos expresiones de fuerza magnetomotriz total obtenemos la siguiente expresión:

$$N_1 \cdot \bar{I}_o = N_1 \cdot \bar{I}_1 - N_2 \cdot \bar{I}_2 \quad (18)$$

A través de esa última igualdad podemos despejar el valor de la corriente que circula por el devanado primario:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_0 + \frac{N_2}{N_1} \cdot \bar{I}_2 = \bar{I}_0 + \frac{\bar{I}_2}{r_t} = \bar{I}_0 + \bar{I}'_2 \quad (19)$$

Resultado que coincide con lo ya demostrado anteriormente. Sin embargo, debemos tener en cuenta que a plena carga la corriente \bar{I}_0 es por lo menos veinte veces menor que \bar{I}'_2 . Por lo tanto, podemos expresar la corriente del primario como:

$$\bar{I}_1 \approx \bar{I}'_2 = \frac{\bar{I}_2}{r_t} \quad (20)$$

2.3.2 Funcionamiento del transformador real

La diferencia principal entre el transformador ideal y el real radica en que este último presenta resistencia en sus arrollamientos, así como flujos de dispersión. La resistencia en los devanados es debida a la naturaleza del hilo conductor del que están constituidos. Los flujos de dispersión suponen la distribución del flujo por caminos no magnéticos: conductores, aire, etc.

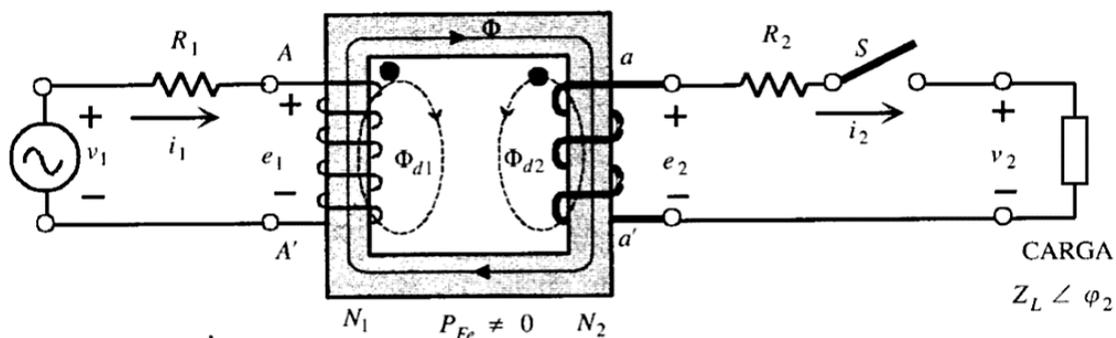


Ilustración 12. Representación del transformador monofásico real [13].

Los flujos que atraviesan los devanados primario y secundario se denominan Φ_1 y Φ_2 respectivamente, y $\Phi_{\sigma 1}$ y $\Phi_{\sigma 2}$ los correspondientes flujos de dispersión de dichos devanados. Siguiendo el criterio de signos establecido en la ilustración llegamos a las siguientes expresiones:

$$\Phi_1 = \Phi + \Phi_{\sigma 1} \quad , \quad \Phi_2 = \Phi - \Phi_{\sigma 2} \quad (21)$$

Para proceder de manera similar al desarrollo en el transformador ideal, introducimos dos bobinas en serie para cada arrollamiento, con el mismo número de espiras que el devanado con el que se encuentra en serie. Estas bobinas sirven para representar los flujos de dispersión, las bobinas del núcleo serían ahora ideales.

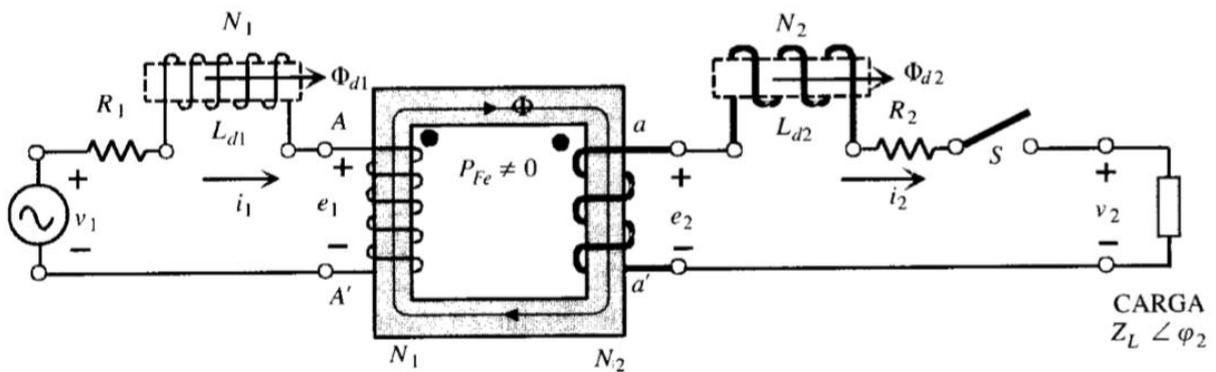


Ilustración 13. Representación del transformador monofásico real con bobinas ideales en núcleo [13].

Las autoinductancias $L_{\sigma 1}$ y $L_{\sigma 2}$ de las bobinas en serie con núcleo de aire pueden representarse siguiendo la definición con las siguientes expresiones:

$$L_{\sigma 1} = N_1 \frac{d\Phi_{\sigma 1}}{di_1} \quad , \quad L_{\sigma 2} = N_2 \frac{d\Phi_{\sigma 2}}{di_2} \quad (22)$$

En modo complejo, podemos expresar las reactancias de dispersión a través de las siguientes ecuaciones:

$$X_1 = L_{\sigma 1} \omega \quad , \quad X_2 = L_{\sigma 2} \omega \quad (23)$$

Aplicando la Segunda Ley de Kirchhoff en los circuitos primario y secundario:

$$u_1 = e_1 + R_1 i_1 + L_{\sigma 1} \frac{di_1}{dt} \quad , \quad e_2 = u_2 + R_2 i_2 + L_{\sigma 2} \frac{di_2}{dt} \quad (24)$$

Los valores de las fuerzas electromotrices en primario y secundario son:

$$e_1 = N_1 \frac{d\Phi}{dt} \quad , \quad e_2 = N_2 \frac{d\Phi}{dt} \quad (25)$$

Las excitaciones son de forma sinusoidal, por lo que, de manera similar al desarrollo en el transformador ideal, los valores eficaces de las f.e.m. son:

$$E_1 = \frac{N_1 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_1 \Phi_m$$

$$E_2 = \frac{N_2 \omega \Phi_m}{\sqrt{2}} = 4.44 f N_2 \Phi_m \quad (26)$$

Dividiendo ambas expresiones obtenemos que la relación entre los valores eficaces de las f.e.m. es igual a la relación de transformación:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t \quad (27)$$

Expresando las ecuaciones que se corresponden a la S.L.K. en forma compleja:

$$U_1 = \bar{E}_1 + R_1 \bar{I}_1 + jX_1 \bar{I}_1 \quad , \quad U_2 = \bar{E}_2 - R_2 \bar{I}_2 - jX_2 \bar{I}_2 \quad (28)$$

Observamos que, bajo estas condiciones, la relación de transformación r_t no es equivalente al cociente de tensiones U_1 entre U_2 . Sin embargo, en los transformadores que se utiliza en la industria, las caídas de tensión que se producen a plena carga son del orden del 1÷10 % de las tensiones asignadas. En esta situación los valores eficaces de las tensiones U_1 y U_2 son prácticamente iguales a las f.e.m. E_1 y E_2 .

$$\frac{U_1}{U_2} \approx \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t \quad (29)$$

Si el transformador se encuentra trabajando en vacío (interruptor S abierto), las ecuaciones de la S.L.K. muestran las siguientes expresiones:

$$U_1 = \bar{E}_1 + R_1 \bar{I}_0 + jX_1 \bar{I}_0 \quad , \quad U_2 = \bar{E}_2 \quad (30)$$

En la práctica, se cumple que la corriente de vacío I_0 es mucho inferior a la corriente asignada a plena carga que circula el primario. Es por eso por lo que las caídas de tensión que se producen en la resistencia y reactancia del primario son insignificantes. Los valores eficaces de las tensiones, en estas condiciones de vacío son:

$$U_1 = E_1 \quad , \quad U_{20} = E_2 \quad (31)$$

Como consecuencia, se define la relación de transformación como el cociente entre la tensión primaria aplicada al transformador (U_1) y la tensión secundaria en vacío (U_{20}). Este cociente lo incluye el fabricante en la placa de características de la máquina.

$$\frac{U_1}{U_{20}} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} = r_t \quad (32)$$

En el funcionamiento en carga del transformador la relación de igualdad aproximada entre tensiones y f.e.m. nos indica que los flujos magnéticos en carga y en vacío, por lo que las fuerzas magnetomotrices en ambos estados de carga coinciden, en consecuencia, la siguiente ecuación se considera válida [13]:

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_0 + \frac{\bar{I}_2}{r_t} \quad (33)$$

2.3.3 Rendimiento de un transformador

En las máquinas eléctricas existen pérdidas de naturaleza fija y variable. Las pérdidas fijas están compuestas por pérdidas mecánicas (no aplicable a transformadores de potencia) y las pérdidas en el hierro o pérdidas magnéticas. Las pérdidas variables, que cambian en función del régimen de carga, son las debidas a las pérdidas en el cobre y están relacionadas con el efecto Joule. Estas pérdidas pueden obtenerse a través de los ensayos de vacío y cortocircuito del transformador [13]. Las pérdidas

fijas (hierro) y variables a plena carga (cobre) en un transformador eléctrico presentan las siguientes expresiones, respectivamente:

$$P_{Fe} = P_o \quad , \quad [P_{Cu}]_N = P_{cc} = R_{cc} I_{2N}^2 \quad (34)$$

Si tenemos en cuenta la definición de índice de carga, la potencia perdida en el cobre para cualquier régimen de carga se podrá expresar cómo:

$$P_{Cu} = R_{cc} I_2'^2 = \left(\frac{I_2'}{I_{2N}'} \right)^2 \cdot R_{cc} I_{2N}^2 = c^2 P_{cc} \quad (35)$$

Donde el factor de carga (c) se define como la ratio de la intensidad secundaria de operación reducida entre el valor de la corriente asignada (expresado en tanto por uno) y P_{cc} son las pérdidas de efecto Joule o variables por corriente asignada [17].

Como para cualquier otra máquina eléctrica, la definición de rendimiento es el cociente de la potencia útil o de salida (la que suministra el secundario, P_2) entre la potencia de entrada o absorbida (la que entra a través del primario, P_1) [17]:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p} = 1 - \frac{P_p}{P_2 + P_p} \quad (36)$$

El término P_p representa todas las pérdidas de potencia activa que tienen lugar entre la entrada y salida del transformador (variables y fijas).

$$P_p = P_{Fe} + P_{Cu} = P_o + c^2 P_{cc} \quad (37)$$

Si el secundario hay una tensión U_2 y una corriente I_2 , siendo el ángulo de desfase inductivo φ_2 , podemos expresar la potencia a la salida del transformador y la perdida como [13]:

$$P_2 = U_2 I_2 \cos(\varphi_2) = c U_2 I_{2N} \cos(\varphi_2) \quad (38)$$

Teniendo en cuenta estas expresiones, podemos representar el rendimiento como:

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} = \frac{P_2}{P_2 + P_p} = \frac{c U_2 I_{2N} \cos(\varphi_2)}{c U_2 I_{2N} \cos(\varphi_2) + P_o + c^2 P_{cc}} = 1 - \frac{P_o + c^2 P_{cc}}{c U_2 I_{2N} \cos(\varphi_2) + P_o + c^2 P_{cc}} \quad (39)$$

El producto $U_2 I_{2N}$ es la potencia asignada del transformador (S_N , normalmente expresada en kVA). El rendimiento disminuye si lo hace el factor de potencia de la carga ($\cos(\varphi_2)$) o el índice de carga.

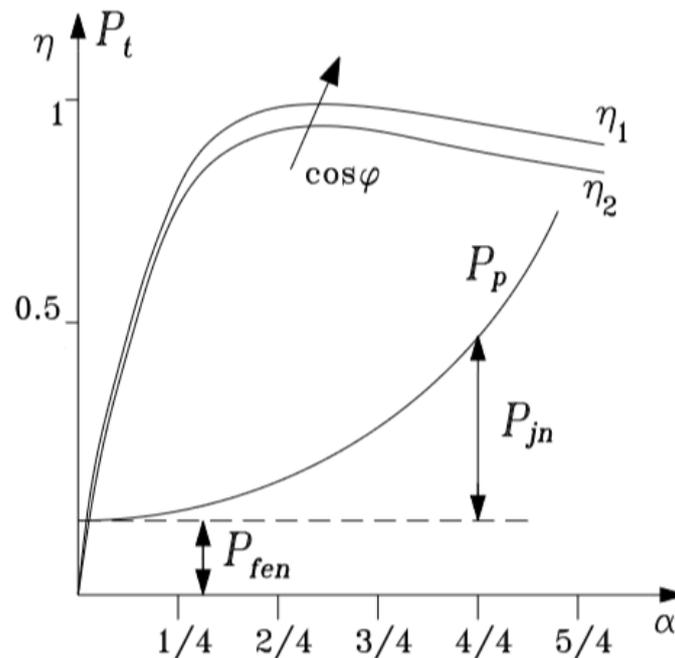


Ilustración 14. Cambio del rendimiento del transformador en función del factor de carga y del f.d.p. [17].

También se deduce de la expresión (39) que el rendimiento toma un valor nulo en el caso de que la carga sea puramente reactiva ($\varphi_2 = \pm \pi/2$). Esto es obvio, ya que en ese supuesto el transformador no suministraría potencia activa ($P_2 = 0$) [17].

La función del rendimiento depende del factor de carga, $\eta = \eta(c)$. Esta función presenta un valor máximo, cuando el factor de carga toma un valor óptimo, $c = c_{opt}$. Podemos obtener el valor óptimo del factor de carga a través de la derivada igualada a cero, que es donde se cumple la condición de rendimiento máximo:

$$\left. \frac{d\eta}{dc} \right|_{c=c_{opt}} = 0 \rightarrow c_{opt} = \sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \quad (40)$$

Bajo estas condiciones, las pérdidas por efecto Joule toman la siguiente expresión:

$$P_{Cu}|_{c=c_{opt}} = c_{opt}^2 \cdot P_{cc} = \left(\sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \right)^2 \cdot P_{cc} = P_o \quad (41)$$

El rendimiento es máximo en una carga en la que coinciden las pérdidas fijas (*no-load losses*) y las variables (*load losses*).

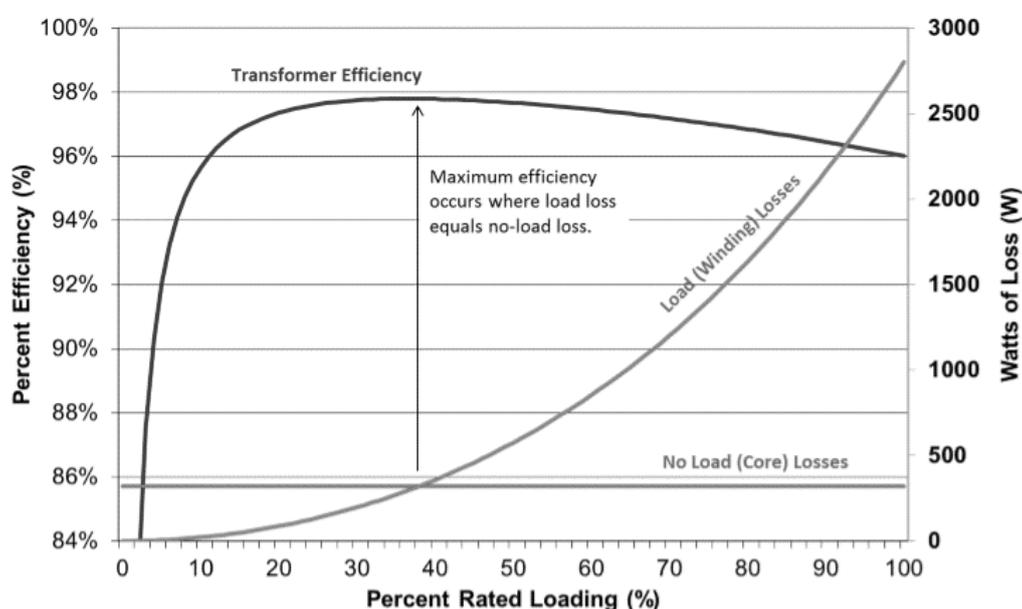


Ilustración 15. Representación de la eficiencia de un transformador en función de sus pérdidas [26].

Para estas condiciones, bajo el índice de carga óptimo, se puede calcular el rendimiento máximo con la siguiente expresión:

$$\eta|_{c=c_{opt}} = 1 - \frac{2 P_o}{S_N \left(\sqrt{\frac{P_o}{P_{cc}}} \right) \cos(\varphi_2) + 2 P_o} \quad (42)$$

Si el transformador va a encontrarse trabajando a plena carga, el índice de carga debería ser igual a uno, así la máquina trabajaría a rendimiento máximo. Sin embargo, lo normal es que los transformadores trabajen con cargas variables. Por este motivo, en la práctica, los grandes transformadores de potencia de centrales eléctricas presentan un factor de carga de 0.5÷0.7, mientras que los de distribución de pequeña potencia tienen un factor de carga de 0.3÷0.5 [13].

2.4 CONSIDERACIONES PRÁCTICAS DE LOS TRANSFORMADORES

2.4.1 Pérdidas en el núcleo

Las pérdidas en vacío, en el hierro o magnéticas tienen lugar en el material que conforma el núcleo del transformador. Aparecen cuando existen flujos variables [13]. Son independientes de la carga, por eso también se denominan fijas, y están cuadnoformadas por dos componentes: las pérdidas por el fenómeno de histéresis y las pérdidas por corrientes parásitas:

$$P_{Fe} = P_H + P_F = (k_H f B_m^\alpha + k_F f^2 B_m^2 a^2 \sigma) \cdot V \quad (43)$$

Donde,

- k_H , k_F son constantes relacionadas con los fenómenos de histéresis y pérdidas parásitas, respectivamente.
- f , es la frecuencia.
- B_m , es la inducción máxima.
- a , es el espesor de las chapas magnéticas que conforman el núcleo.
- σ , es la conductividad de las chapas magnéticas.
- α , es un parámetro.
- V , es el volumen del hierro [13].

Las pérdidas por histéresis son causadas por el retraso magnético o la reluctancia de las moléculas de acero en el material del núcleo para reorientarse con el campo magnético alterno de 50 o 60 Hz aplicado por el devanado primario [27]. La histéresis magnética está relacionada con la memoria del material magnético, ya que es necesaria más energía para desmagnetizar un material magnético que para magnetizarlo.

Las corrientes parasitas, de Foucault o “*eddy currents*” se producen materiales conductores cuando se encuentran sometidos a una variación de flujo magnético. Los núcleos de los transformadores están constituidos por materiales magnéticos conductores, por lo que se genera una fuerza electromotriz inducida que origina corrientes que circulan dentro de las láminas que conforman el núcleo, convirtiéndose en calor.

Las pérdidas en el acero del núcleo se han reducido notablemente con el progreso en diseño y fabricación de los transformadores. De hecho, estas pérdidas han disminuido entre los años 1950 al 2000 en un factor superior a tres. A continuación, se muestra un gráfico que representa la disminución de las pérdidas en el núcleo, a flujo magnético constante. La gráfica es para láminas de grano orientado al silicio manufacturado por *Nippon Steel Corporation.*, donde:

- Z, acero al silicio de grano orientado laminado en frío.
- HI-B, acero de alta calidad grabado con láser.
- ZDMH, acero HI-B refinado mecánicamente [27].

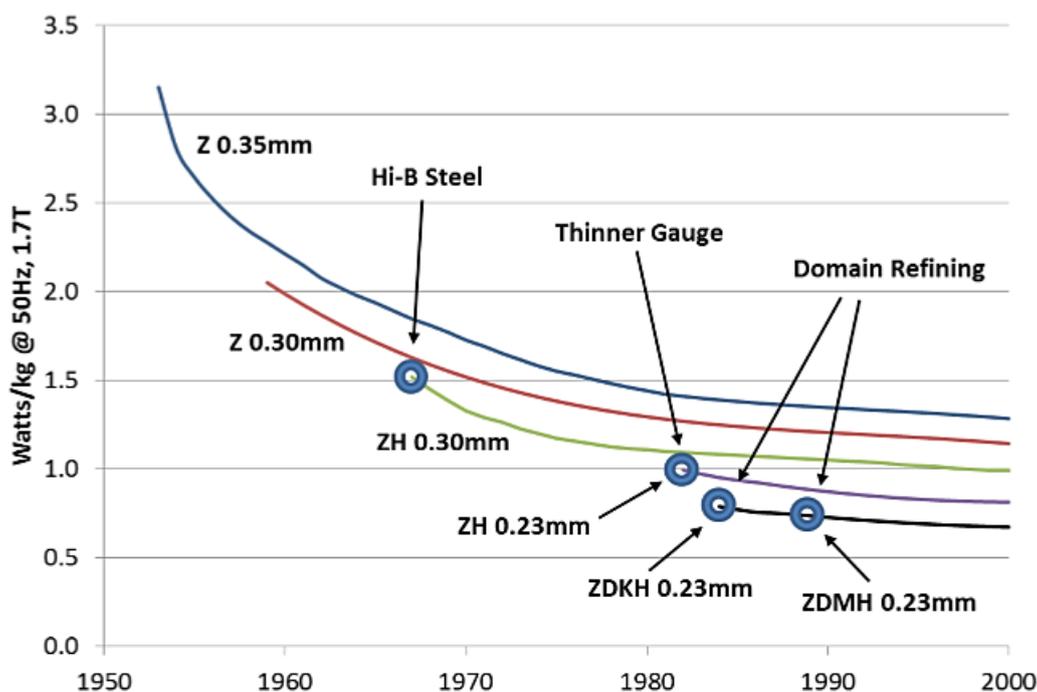


Ilustración 16. Tendencia de reducción de las pérdidas en el acero del núcleo, 1950-2000 [27].

2.4.2 Pérdidas en los devanados

Las pérdidas en carga, en el cobre o eléctricas tienen lugar en los devanados primario y secundario del transformador cuando este se encuentra en carga. Estas pérdidas son resultados de la resistencia de los arrollamientos, dando lugar a una pérdida en forma de calor por efecto Joule. Estas pérdidas responden a las siguientes ecuaciones genéricas:

$$P_{Cu} = \sum R_j \cdot i_j^2 = \sum \rho_j \left(\frac{l_j}{S_j} \right) \cdot i_j^2 = \sum \rho_j \cdot J_j^2 \cdot V \quad (44)$$

Donde:

- R_j , es la resistencia que corresponde al devanado j , que puede ser expresada en función de la resistividad (ρ_j), la longitud (l_j) y la sección (S_j) del conductor.
- i_j , es la intensidad que circula en devanado j .
- J_j , es la densidad de corriente, el cociente i_j/S_j .
- V , el volumen de cobre del bobinado empleado [13].

Los métodos de reducción de pérdidas en los arrollamientos tienden a incrementar las pérdidas en el núcleo. Un método consiste en incrementar la sección transversal del conductor (disminuyendo la densidad de corriente, i_j/S_j), pero este método requeriría un núcleo de mayores dimensiones, para poder poner los conductores que tendrían un mayor volumen, lo que incrementaría las pérdidas en el núcleo. Los métodos de transposición en conductores de múltiples hilos también pueden reducir las pérdidas eléctricas [27].

En los diseños modernos de transformadores de distribución se utilizan devanados de cobre y de aluminio. Si sometemos a estos dos materiales a las mismas condiciones, comprobamos que el cobre tiene una conductividad eléctrica más alta y aproximadamente un 40% menos de pérdidas resistivas que el aluminio. Por otro lado, el aluminio es más fácil de trabajar mecánicamente y menos costoso. Si utilizamos el aluminio con un área de sección transversal del conductor más grande, los devanados de transformadores de aluminio pueden llegar a presentar las mismas pérdidas en carga que el cobre. Sin embargo, los conductores de aluminio aumentan

las pérdidas del núcleo, debido al espacio de bobinado que debe ser más grande, es decir, una ventana del núcleo mayor. Algunos fabricantes de transformadores de distribución eligen construir un diseño eficiente utilizando un devanado de cobre de alta tensión y un devanado de aluminio de baja tensión, debido a consideraciones económicas y a la facilidad de construcción [27].

2.4.3 Vida útil de un transformador

La vida de los transformadores de potencia es un asunto de interés, tanto para las compañías que brindan el servicio de la electricidad, como para los fabricantes de transformadores y las compañías de seguros. El conocimiento de la vida restante o remanente de los transformadores de potencia es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad de la red de transmisión y, por supuesto, para brindar un servicio eléctrico de calidad [28].

Por lo general, un transformador es un dispositivo muy confiable que está diseñado para lograr una vida útil de 20-35 años. Se espera una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 °C y 95 °C. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado [28]. La vida media de un transformador viene determinada en gran medida por el aislamiento. Es por esto, que la principal causa de sustitución de transformadores es el deterioro del aislamiento, seguido de los cortocircuitos. Los fabricantes de transformadores estiman la vida útil en función del aislamiento de los devanados, ya que es la parte de mayor deterioro [29].

Existen dos factores importantes que originan la reducción de la vida útil del transformador:

- Exceso de temperatura, degradación de los aislamientos sólidos producto de sobrecargas o fatiga del transformador. Esto se puede controlar con la instalación de termómetros con indicador de máxima y la medición de la corriente debido a la carga.
- Exceso de humedad, degradación de los aislamientos sólidos y líquidos producto de la entrada de humedad del medio ambiente al interior del transformador. Esto se puede evitar con la instalación de deshumidificadores de aire.

2.4.4 Diseño de transformadores por medio de *software*

Los fabricantes de transformadores emplean softwares de diseño y simulación específicos al preparar un diseño, para posteriormente poder llevarlo a la práctica.

Este tipo de software requiere de unos parámetros de entrada, en los que se puede encontrar el tipo de acero y conductores a utilizar, entre otros. A través de esta herramienta, el ingeniero puede crear un diseño de transformador optimizado en función del coste, cumpliendo con los requerimientos del pedido del cliente. Este software recoge información específica sobre el núcleo y los devanados: características físicas, del material, dimensiones, espacios libres mecánicos. El resultado que se obtiene es un análisis eléctrico completo del diseño final.

El software de diseño considera modificaciones de geometría o construcción, como por ejemplo un área de sección transversal más grande o diferentes técnicas de apilamiento en el núcleo. Los métodos de construcción y las modificaciones geométricas son inherentes al proceso de diseño y fabricación, y generalmente son controlados por el ingeniero de transformadores y la herramienta de diseño software, con el objetivo de mejorar la eficiencia de los diseños resultantes [27].

3 *NORMATIVAS DE EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES*

3 **NORMATIVAS DE EFICIENCIA EN TRANSFORMADORES**

3.1 **INTRODUCCIÓN**

En este apartado se recogen los valores de eficiencia, así como los métodos de medición de dicha eficiencia, para diferentes países del mundo. La mejora e introducción de transformadores más eficientes, desde el punto de vista energético, está respaldada por una serie de instrumentos y políticas en cada país. Algunos de estos instrumentos y medidas a destacar:

- *Minimum Energy Performance Standards (MEPS)*.
- Programas de etiquetado obligatorio o voluntario del producto.
- Incentivos financieros, subsidios y exenciones fiscales.
- Herramientas como calculadoras *online* y aplicaciones para *smartphone* para los compradores.
- Soporte técnico y asesoramiento en la compra.

La herramienta más potente de las anteriormente descritas es el MEPS, ya que exige que el mercado se actualice a niveles más elevados de rendimiento. Cuando el MEPS es correctamente aplicado, junto con los programas de comunicación, divulgación y monitorización pertinentes, se producen cambios reales en el mercado, generando beneficios debido a un ahorro energético a nivel nacional [30].

Las normativas que se presentan a continuación son de diferentes países. No se rigen, por tanto, por los mismos criterios, por lo que no es posible realizar una comparación exacta entre ellas a primera vista. En primer lugar, se introducen brevemente cuáles son las principales diferencias entre países, y se comentan qué medidas se tomarán más adelante para unificar criterios y poder realizar una comparación más exacta entre normativas. En primer lugar, se mostrarán las normativas tal como se recogen en los documentos originales propios de cada país, por lo que no se realizará ninguna conversión hasta que se indique, lo que se hará en apartados posteriores.

3.1.1 Frecuencia de la red

Una de las diferencias que puede surgir entre países es la frecuencia del sistema donde se encuentran instalados los transformadores. La eficiencia energética de un transformador varía en función de la frecuencia de la red.

	Frecuencia (Hz)
Mancomunidad de Australia y Nueva Zelanda	50
República Federativa del Brasil	60
Canadá	60
República de Chile	50
República Popular China	50
República de Colombia	60
República de Corea	60
Estados Unidos de América	60
República de la India	50
República de Indonesia	50
Estado de Israel	50
Estado del Japón	50 / 60
Estados Unidos Mexicanos	60
República de Perú	60
República de Singapur	50
Reino de Tailandia	50
República socialista de Vietnam	50

Tabla 6. Frecuencias fundamentales de las redes en los países.

La eficiencia de los transformadores que trabajan a 50 Hz es ligeramente menor, ya que a frecuencias menores el núcleo magnético satura más fácilmente. Evitar este fenómeno conllevaría el uso de más material en el núcleo y en los devanados, lo que implica un transformador más grande y consecuentemente más caro, además de incrementar las pérdidas.

Los transformadores que trabajan a 60 Hz presentarán mayores pérdidas, ya que a altas frecuencias el núcleo magnético presenta mayores corrientes de Foucault inducidas en las láminas de acero del núcleo. Esto se puede reducir utilizando chapas más delgadas, pero estas son más caras y la disminución del espesor de las chapas se ve limitada por consideraciones tecnológicas [30].

El método que se utilizará para comparar eficiencias definidas para frecuencias de red diferentes será la herramienta “*Japan’s Top Runner*”, que trabaja con 50 y 60 Hz.

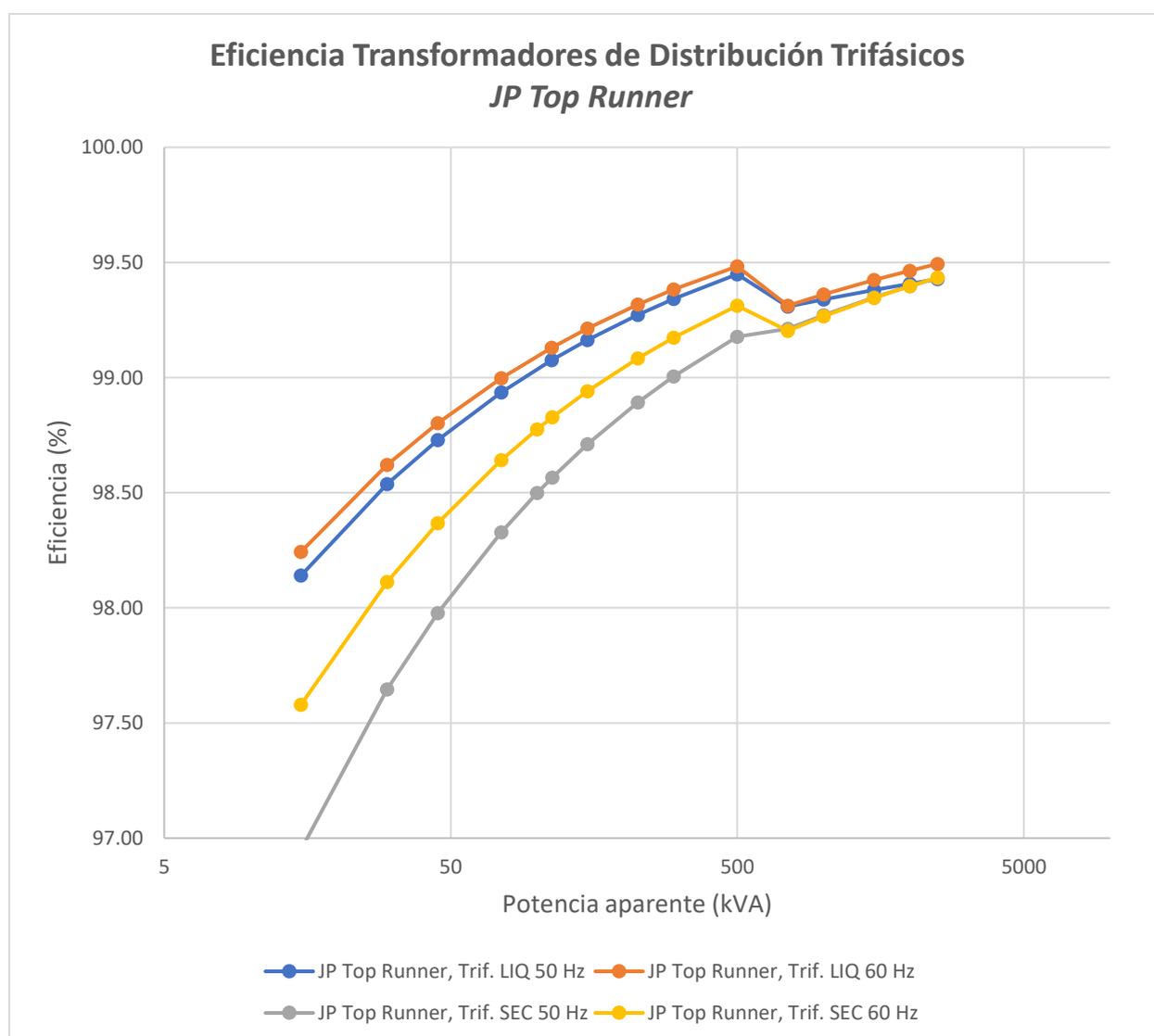


Ilustración 17. Eficiencia en transformadores de distribución trifásicos, JP Top Runner (c = 0.5).

A través del programa de eficiencia energético japonés, estimaremos dos factores de conversión de la eficiencia en función de la frecuencia, uno para transformadores de refrigeración líquida y otro para transformadores de refrigeración seca. Este factor multiplicado por los valores de eficiencia a 60 Hz nos muestra la eficiencia equivalente para una frecuencia de 50 Hz.

La normativa japonesa define la eficiencia para un factor de carga del cuarenta por ciento para valores inferiores o iguales a 500 kVA y un factor de carga del cincuenta por ciento para valores superiores a 500 kVA. Sin embargo, para la obtención de los factores de conversión siempre utilizaremos un factor de carga del 50 %.

Utilizaremos las fórmulas pertinentes definidas en la normativa “*Top Runner*” para calcular la eficiencia, para las dos frecuencias. A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos para transformadores de distribución trifásicos de refrigeración líquida:

JP Top Runner, Transformadores Trifásicos Refrigeración Líquida (c = 0.5)			
Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)		Cociente de eficiencias 50 / 60
	50 Hz	60 Hz	
15	98.14	98.24	0.99895
30	98.54	98.62	0.99916
45	98.73	98.80	0.99926
75	98.94	99.00	0.99937
112.5	99.08	99.13	0.99945
150	99.16	99.21	0.99950
225	99.27	99.32	0.99956
300	99.34	99.38	0.99960
500	99.45	99.48	0.99966
750	99.31	99.31	0.99996
1000	99.34	99.36	0.99978
1500	99.38	99.42	0.99956
2000	99.41	99.46	0.99943
2500	99.43	99.49	0.99934

Tabla 7. Cálculo del factor de conversión para transformadores trifásicos de refrigeración líquida.

Repitiendo el proceso anterior para el resto de los grupos de transformadores y realizando la media por grupos, tal y como se indica en la tabla, podemos determinar el valor medio del factor de conversión para refrigeración líquida y seca.

Refrigeración	N.º de fases	Potencia asignada (kVA)	Top Runner (50 / 60)	Factor (50 / 60)
Líquida	Monofásico	-	0.99976	0.99959
	Trifásico	≤ 500 kVA	0.99939	
	Trifásico	> 500 kVA	0.99962	
Seca	Monofásico	-	1.00007	0.9999
	Trifásico	≤ 500 kVA	0.99961	
	Trifásico	> 500 kVA	1.00003	

Tabla 8. Valores medios del factor de conversión de eficiencias (50 / 60).

Multiplicando el factor correspondiente por la eficiencia, para un factor de carga del cincuenta por ciento, a una frecuencia de 60 Hz obtendremos una estimación de la eficiencia a 50 Hz, también para $c = 50\%$, independientemente de la potencia aparente (kVA).

3.1.2 Métodos estandarizados de medición

En lo que respecta a las pérdidas en transformadores de potencia, la mayoría de los países han adoptado un método medición basado en IEC 60076. En algunos casos existen pequeñas modificaciones locales, que han sido realizadas en base a requerimientos de carácter específico.

Por otro lado, se encuentran los lugares que se apoyan en los estándares definidos por IEEE.

Existen diferentes formas para evaluar el rendimiento energético de un transformador de potencia. Todas ellas se refieren fundamentalmente a dos categorías principales: pérdidas máximas y eficiencia mínima [31].

Pérdidas máximas	Eficiencia mínima
En carga y en vacío a máxima carga	Eficiencia en un punto de carga específico
Pérdidas totales en un punto de carga específico	Índice de eficiencia pico

Tabla 9. Caracterización de las formas de medición empleadas para evaluar la eficiencia en transformadores de potencia [31].

Algunas normativas establecen requisitos de rendimiento energético para los transformadores sobre la base de pérdidas máximas para el núcleo y los devanados a plena carga por separado, mientras que otros establecen las pérdidas máximas sumadas [30].

3.1.3 Potencia asignada y cálculo de la eficiencia

Existe una diferencia en cómo se definen las potencias asignadas de los transformadores en los diferentes mercados. En los países que se aplican las normativas IEC, el valor de la potencia asignada (kVA) del transformador representa la potencia que se está suministrando a una unidad concreta. En los lugares del mundo que aplican las normativas IEEE, como los Estados Unidos de América, el valor de la potencia nominal (kVA) del transformador es definido a través de la capacidad nominal a la salida del dispositivo, representando la capacidad disponible en el punto de carga.

En el método IEC la potencia nominal incluye las pérdidas en núcleo y devanado cuando el transformador se encuentra en operación, mientras que en el método IEEE estas pérdidas no se incluyen [8].

A manera de ejemplo, se recoge a continuación una tabla en la que los valores de potencia nominal de un transformador según el método IEC se transforman a valores IEEE. Considerando que se encuentra a plena carga, el valor de kVA en IEEE se obtiene sustrayendo las pérdidas totales al valor de kVA en IEC.

kVA (IEC)	Pérdidas núcleo (W)	Pérdidas devanado (W)	kVA (IEEE)	Diferencia (%)
50	190	1250	48.6	2.9
400	930	4900	394.2	1.5
2000	3150	21000	1975.9	1.2

Tabla 10. Conversión de potencias nominales del método IEC al IEEE a plena carga.

La eficiencia se define como el cociente de la potencia de salida entre la potencia de entrada. Las diferencias entre los métodos IEC e IEEE afectan al modo en el que se define la eficiencia, dando lugar a dos formas de cálculo:

$$\text{Eficiencia IEC} = \frac{(\text{Potencia de Entrada} - \text{Pérdidas})}{(\text{Potencia de Entrada})}$$

$$\text{Eficiencia IEEE} = \frac{(\text{Potencia de Salida})}{(\text{Potencia de Salida} + \text{Pérdidas})}$$

Si utilizamos el método IEC la “Potencia de Entrada” (W) se calcula multiplicando el valor nominal en kVA del transformador por el factor de carga expresado en tanto por uno. El término “Pérdidas” es la suma de las pérdidas en núcleo y devanados en el punto de carga. Las pérdidas en el núcleo son las pérdidas a tensión nominal y las pérdidas en el devanado son el producto del cuadrado del factor de carga expresado en tanto por uno por las pérdidas en el devanado a capacidad nominal.

$$\text{Eficiencia IEC} = \frac{(c \cdot S_n[\text{VA}] - (P_{\text{núcleo}} [\text{W}] + c^2 \cdot P_{\text{devanado}}[\text{W}]))}{(c \cdot S_n[\text{VA}])}$$

3.1.4 Factor de corrección de la temperatura

Las pérdidas en carga que tienen lugar en los arrollamientos son directamente proporcionales a la resistencia de los devanados por el cuadrado de la corriente.

Sin embargo, debemos tener en cuenta que la resistencia del material que compone los devanados no es constante, ya que varía en función de la temperatura. La resistencia aumenta con el incremento de la temperatura en los devanados. Es por esto, que la temperatura a la que se miden las pérdidas en carga es muy importante y debe ser igual si pretenden compararse los resultados.

La temperatura de referencia que establece el IEC es de 75 °C. Sin embargo, el US DOE estableció en 2006 la temperatura de referencia en 55 °C. Una temperatura de referencia más elevada implica un incremento en las pérdidas, con la consecuente reducción de la eficiencia [8].

Para transformar los valores de las pérdidas que han sido medidas bajo los criterios del US DOE (55 °C) a los correspondientes del IEC (75 °C) podemos estimar un factor de conversión, que nos permita cambiar de los primeros a los segundos.

$$\text{Factor de corrección de la temperatura} = \frac{235 + T}{235 + t}$$

Donde:

- T, es la temperatura a la que se quieren convertir las pérdidas.
- t, es la temperatura a la que las pérdidas son medidas.

3.1.5 Precisión de las medidas

La precisión de la eficiencia de un transformador está íntimamente relacionada con la precisión con la que se han medido las pérdidas de este. La mayoría de las tablas que proporciona el MEPS hablan de un error de una centésima sobre el porcentaje de eficiencia ($\pm 0.01\%$). Sin embargo, el uso de diferentes normativas, con diferentes criterios de medición de las pérdidas, nos hace imposible estimar el error de manera analítica con la información de la que obtenemos. A pesar de esto, el número de cifras significativas con las que se presentan las eficiencias son las propias de cada país.

3.2 NORMATIVAS EN PAÍSES AJENOS A LA UNIÓN EUROPEA

3.2.1 Mancomunidad de Australia y Nueva Zelanda

En el caso de Australia y Nueva Zelanda observamos que los dos países comparten los mismos requisitos de eficiencia energética y programa de etiquetado denominado *Equipment Energy Efficiency (E3)*. Esto es consecuencia del Acuerdo TTMRA (*Trans-Tasman Mutual Recognition Agreement*) que facilita un flujo libre de intercambio entre ambos países.

En el año 2004 ambos países establecieron normas mínimas de rendimiento energético (*Minimum Energy Performance Standards, MEPS*) para los transformadores de distribución.

Esta normativa (“Australian Standard AS2374.1.2:2003/Amdt1-2005”) está enfocada a transformadores de distribución monofásicos y trifásicos con refrigeración seca y líquida, con una tensión más alta del sistema de hasta 24 kV en redes de 11 y 22 kV.

Para cada potencia existen dos valores de eficiencia, el primero hace referencia al mínimo valor posible propuesto por el MEPS (2004) y el segundo a una eficiencia de alto nivel, de carácter voluntario, correspondiente a transformadores de gran calidad (denominado en las tablas como MEPS2).

Los nuevos transformadores vendidos tras la puesta en marcha de esta regulación deben cumplir al menos con el valor mínimo. Los valores de eficiencia de alto nivel son útiles para una fácil identificación de aquellos productos que ofrecen un excelente rendimiento. Los importadores y fabricantes pueden promover voluntariamente el uso de estos valores detallados en la norma.

Todos los datos que se muestran a continuación son para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz. [30]

A continuación, se muestran los valores de eficiencia adoptados en 2004 para transformadores de distribución monofásicos y trifásicos de refrigeración líquida.

Transformadores de refrigeración líquida	Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)	
		MEPS	MEPS2
Monofásico y SWER (*)	10	98.3	98.42
	16	98.52	98.64
	25	98.7	98.8
	50	98.9	99
Trifásico	25	98.28	98.5
	63	98.62	98.82
	100	98.76	99
	200	98.94	99.11
	315	99.04	99.19
	500	99.13	99.26
	750	99.21	99.32
	1000	99.27	99.37
	1500	99.35	99.44
	2000	99.39	99.49
	2500	99.4	99.5

Tabla 11. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos y trifásicos en Australia y Nueva Zelanda.

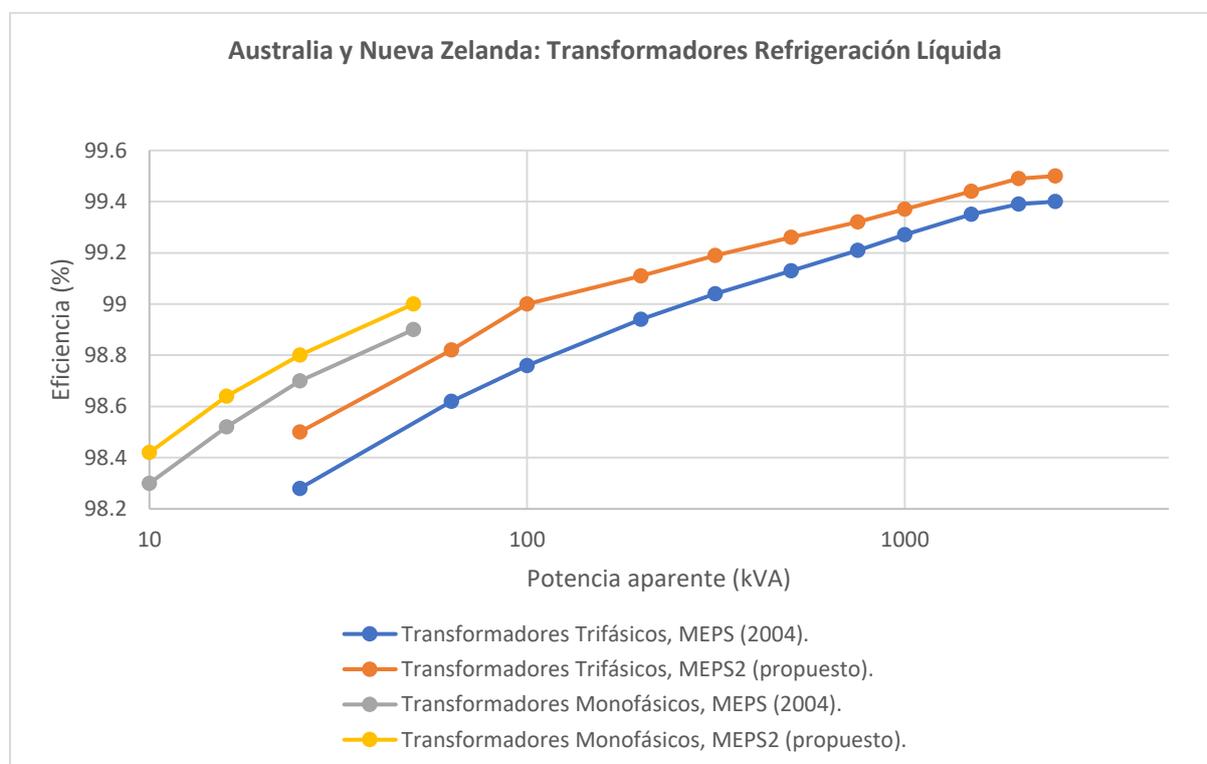


Ilustración 18. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos y trifásicos en Australia y Nueva Zelanda.

Para los transformadores de refrigeración seca existe una nueva clasificación, la norma se aplica a transformadores que presentan en el lado de alta tensión valores de 12 y 24 kV.

Transformadores de refrigeración seca	Potencia asignada (kVA)	MEPS		MEPS2	
		U _m =12kV	U _m =24kV	U _m =12kV	U _m =24kV
Monofásico y SWER (*)	10	97.29	97.01	97.53	97.32
	16	97.6	97.27	97.83	97.55
	25	97.89	97.53	98.11	97.78
	50	98.31	97.91	98.5	98.1
Trifásico	25	97.17	97.17	97.42	97.42
	63	97.78	97.78	98.01	98.01
	100	98.07	98.07	98.28	98.28
	200	98.46	98.42	98.64	98.6
	315	98.67	98.59	98.82	98.74
	500	98.84	98.74	98.97	98.87
	750	98.96	98.85	99.08	98.98
	1000	99.03	98.92	99.14	99.04
	1500	99.12	99.01	99.21	99.12
	2000	99.16	99.06	99.24	99.17
	2500	99.19	99.09	99.27	99.2

Tabla 12. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración seca monofásicos y trifásicos en Australia y Nueva Zelanda.

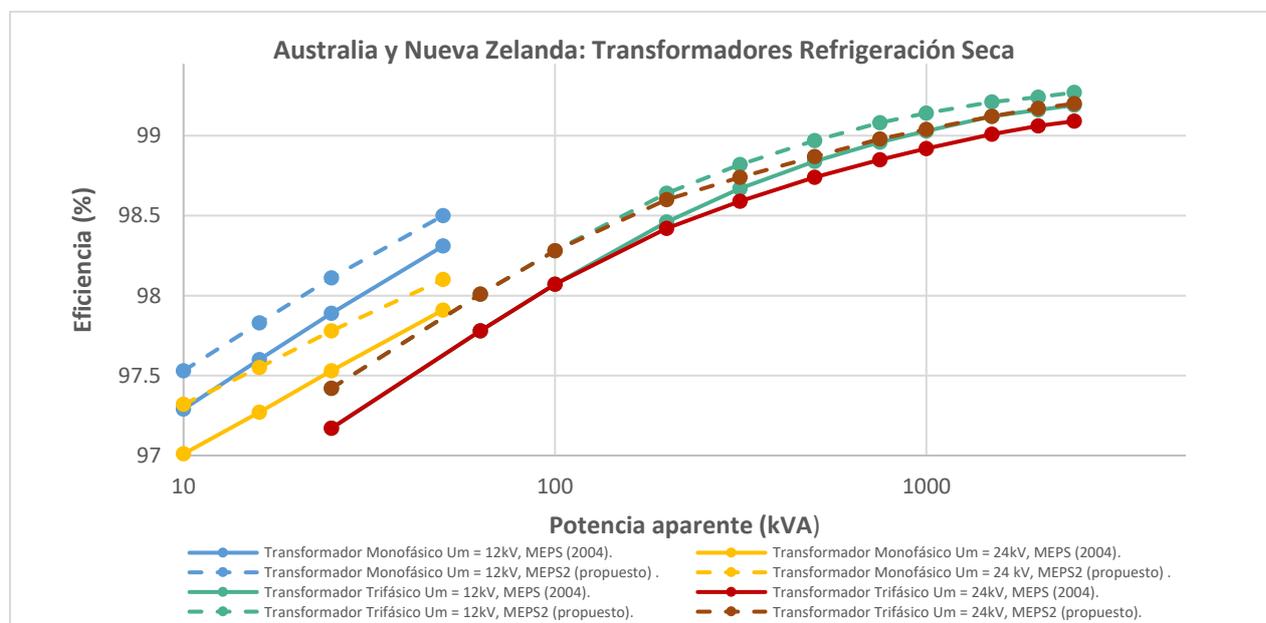


Ilustración 19. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración seca monofásicos y trifásicos en Australia y Nueva Zelanda.

(*) SWER, *Single Wire Earth Return*.

3.2.2 República Federativa del Brasil

Brasil está promoviendo, para transformadores refrigerados por líquido, unos requerimientos de mínimo rendimiento energético a través de un programa de etiquetado energético centrado en transformadores de distribución.

Se está intentando implantar el MEPS en transformadores monofásicos de 5 a 100 kVA y en transformadores trifásicos refrigerados por líquido de 15 a 300 kVA. En ambos casos para los mismos valores de tensión de 15, 24 y 36.2 kV.

Brasil pretende adoptar un estándar de mínimo rendimiento energético mínimo obligatorio a través de un programa de etiquetado, siguiendo un conjunto de normas específicas que permitirán al usuario obtener la información necesaria cualquier transformador.

El objetivo es establecer el valor máximo aceptable de pérdidas en un transformador, así como promover el uso y compra de transformadores de distribución con refrigeración en aceite más eficientes.

Los datos que se muestran a continuación se corresponden a un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 60 Hz.

En la siguiente tabla se recogen los valores de pérdidas máximas admisibles para transformadores monofásicos con refrigeración en aceite.

Potencia asignada (kVA)	15 kV			24.2 kV			36.2 kV		
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
5	35	140	97.20	40	155	96.85	45	160	96.60
10	50	245	97.78	55	265	97.58	60	270	97.45
15	65	330	98.03	75	365	97.78	80	380	97.67
25	90	480	98.32	100	520	98.16	105	545	98.07
37.5	135	665	98.39	145	740	98.24	150	740	98.21
50	165	780	98.56	190	925	98.32	200	935	98.27
75	205	1110	98.71	225	1210	98.59	240	1225	98.54
100	255	1445	98.77	275	1495	98.70	280	1480	98.70

Tabla 13. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos en Brasil.

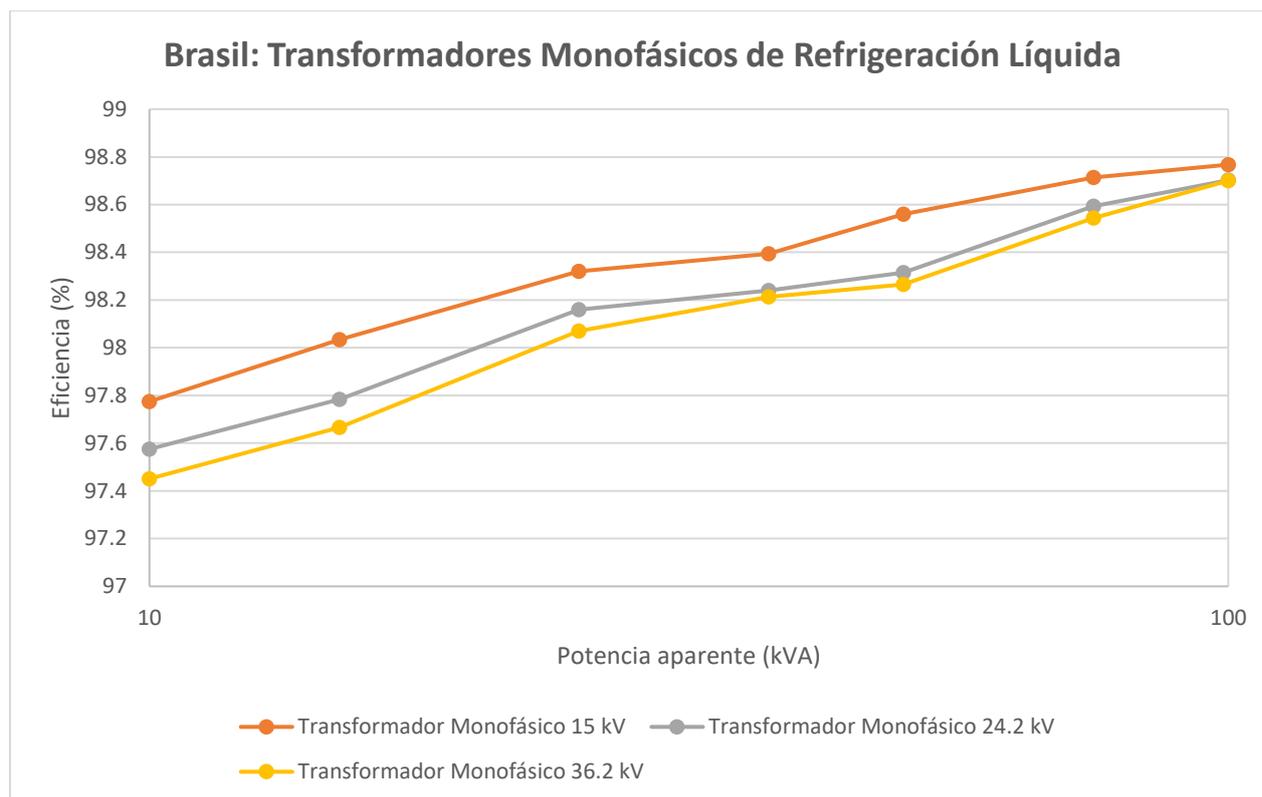


Ilustración 20. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos en Brasil.

A continuación, se muestran los valores de pérdidas máximas admisibles para transformadores trifásicos con refrigeración en aceite.

Potencia asignada (kVA)	15 kV			24.2 kV			36.2 kV		
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia CIE (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia CIE (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia CIE (%)
15	85	410	97.50	95	470	97.17	100	460	97.13
30	150	695	97.84	160	790	97.62	165	775	97.61
45	195	945	98.08	215	1055	97.87	230	1075	97.78
75	295	1395	98.28	315	1550	98.12	320	1580	98.09
112.5	390	1890	98.47	425	2085	98.32	440	2055	98.30
150	485	2335	98.58	520	2610	98.44	540	2640	98.40
225	650	3260	98.70	725	3605	98.55	750	3600	98.53
300	810	4060	98.78	850	4400	98.70	900	4450	98.66

Tabla 14. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida trifásicos en Brasil.

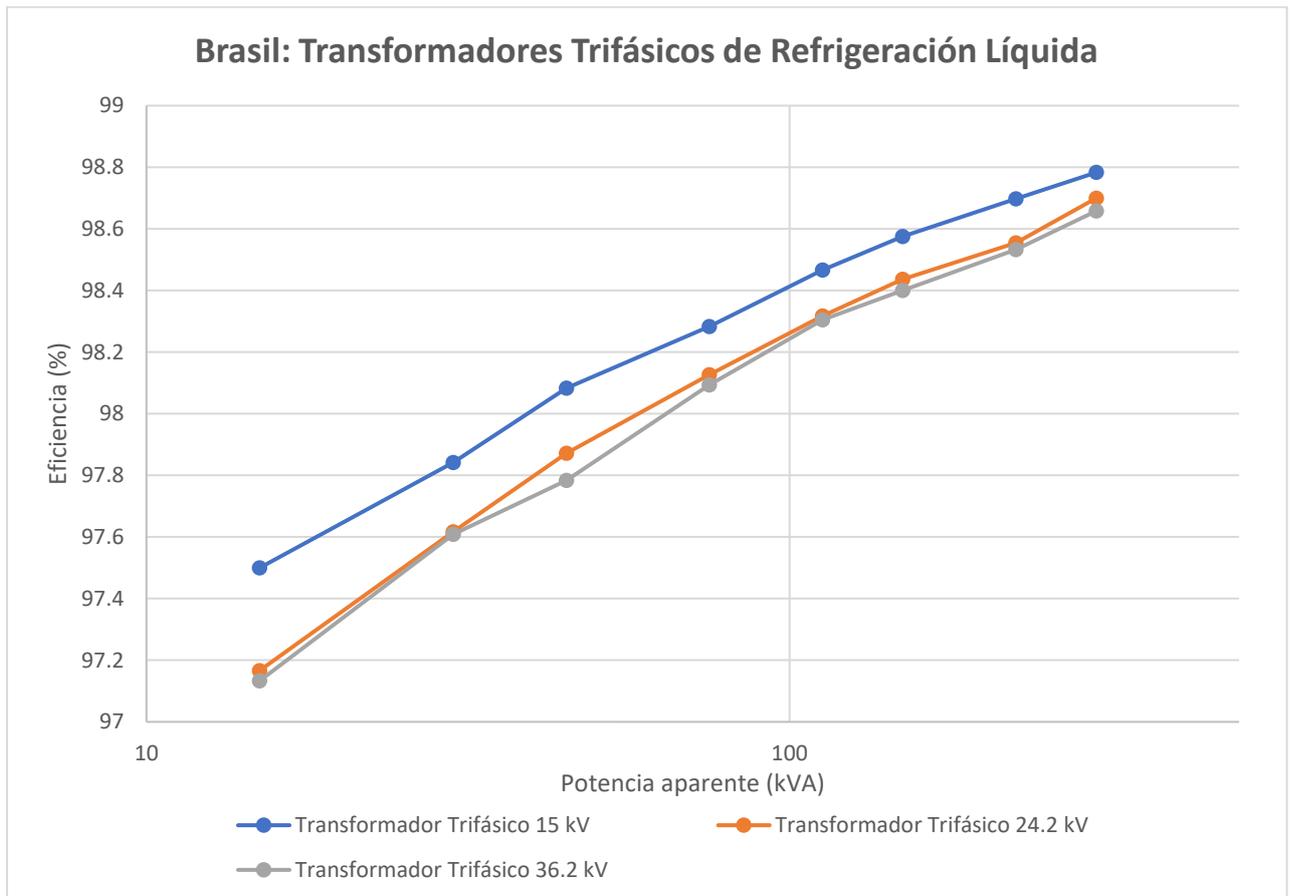


Ilustración 21. Eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida trifásicos en Brasil.

3.2.3 Canadá

La NRCan (*Office of Energy Efficiency at Natural Resources Canada*) anunció en el año 1997 que se pondría en marcha un plan para desarrollar unos estándares mínimos de rendimiento energético para transformadores. Esta normativa afectaría al comercio a nivel interprovincial, así como a los transformadores importados a Canadá.

En el año 2000, los valores de eficiencia se establecieron por la *Canadian Standards Association* (CSA) para transformadores de distribución con refrigeración líquida bajo la norma CSA C802.1. Esta normativa es aplicable a todos los transformadores de distribución de refrigeración líquida, entre 10 y 833 kVA para los monofásicos y entre 15 y 3000 kVA para los trifásicos, con una tensión del primario de 34.5 kV o menor.

Estos valores de eficiencia mínima no son obligatorios, sino que tienen un carácter voluntario por parte de la industria, a diferencia de las normas de eficiencia obligatorias (MEPS). Actualmente, Canadá está revisando si adopta o no el criterio MEPS para transformadores de refrigeración líquida.

Los datos que se muestran a continuación se corresponden a los valores mínimos voluntarios de eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida, con un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 60 Hz.

kVA	Mín. B.T. (V)	Eficiencia (%)	kVA	Mín. B.T. (V)	Eficiencia (%)
10	120/240	98.2	15	208Y/120	97.89
15	120/240	98.41	30	208Y/120	98.2
25	120/240	98.63	45	208Y/120	98.41
50	120/240	98.84	75	208Y/120	98.63
75	120/240	98.94	150	208Y/120	98.84
100	120/240	98.94	225	208Y/120	98.94
167	120/240	99.05	300	208Y/120	99.05
250	120/240	99.15	500	208Y/120	99.15
333	120/240	99.01	750	208Y/120	99.06
333	277/480Y	99.15	1000	208Y/120	99.15
500	277/480Y	99.26	1000	480Y/277	99.26
667	277/480Y	99.37	1500	480Y/277	99.37
833	277/480Y	99.37	2000	480Y/277	99.37
-	-	-	2500	480Y/277	99.37
-	-	-	3000	480Y/277	99.37

Tabla 15. Eficiencia voluntaria para transformadores de distribución de refrigeración líquida en Canadá.

Para transformadores de distribución de refrigeración en seco la norma CSA C802.2 (adoptada en 2005, revisada en 2010 con la intención de normalizar los requerimientos con los Estados Unidos y finalmente puesta en marcha en 2012) establece los valores mínimos de eficiencia obligatorios por el gobierno canadiense.

Este reglamento afecta a transformadores en seco, incluido transformadores que se incorporan en cualquier otro producto, en el que el núcleo y las bobinas están en un medio aislante ya sea gaseoso o seco y que es monofásico con una capacidad de 15 a 833 kVA, o trifásico con una capacidad de 15 a 7500 kVA, tiene una frecuencia nominal de 60 Hz, y un voltaje primario de 35 kV o menos y una tensión secundaria máxima de 600 V.

Potencia asignada (kVA)	Monofásico			
	c = 35%	c = 50%		
	Clase 1.2 kV	20-45 kV BIL	> 45-95 kV BIL	> 95-199 kV BIL
15	97.7	98.1	97.86	97.6
25	98	98.33	98.12	97.9
37.5	98.2	98.49	98.3	98.1
50	98.3	98.6	98.42	98.2
75	98.5	98.73	98.57	98.53
100	98.6	98.82	98.67	98.63
167	98.7	98.96	98.83	98.8
250	98.8	99.07	98.95	98.91
333	98.9	99.14	99.03	98.99
500	-	99.22	99.12	99.09
667	-	99.27	99.18	99.15
833	-	99.31	99.23	99.2

Tabla 16. Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración en seco en Canadá (MEPS).

Potencia asignada (kVA)	Trifásico			
	c = 35%	c = 50%		
	Clase 1.2 kV	20-45 kV BIL	> 45-95 kV BIL	> 95-199 kV BIL
15	97	97.5	97.18	96.8
30	97.5	97.9	97.63	97.3
45	97.7	98.1	97.86	97.6
75	98	98.33	98.12	97.9
112.5	98.2	98.49	98.3	98.1
150	98.3	98.6	98.42	98.2
225	98.5	98.73	98.57	98.53
300	98.6	98.82	98.67	98.63
500	98.7	98.96	98.83	98.8
750	98.8	99.07	98.95	98.91
1 000	98.9	99.14	99.03	98.99
1 500	-	99.22	99.12	99.09
2 000	-	99.27	99.18	99.15
2 500	-	99.31	99.23	99.2
3 000	-	99.34	99.26	99.24
3 750	-	99.38	99.3	99.28
5 000	-	99.42	99.35	99.33
7 500	-	99.48	99.41	99.39

Tabla 17. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración en seco en Canadá (MEPS).

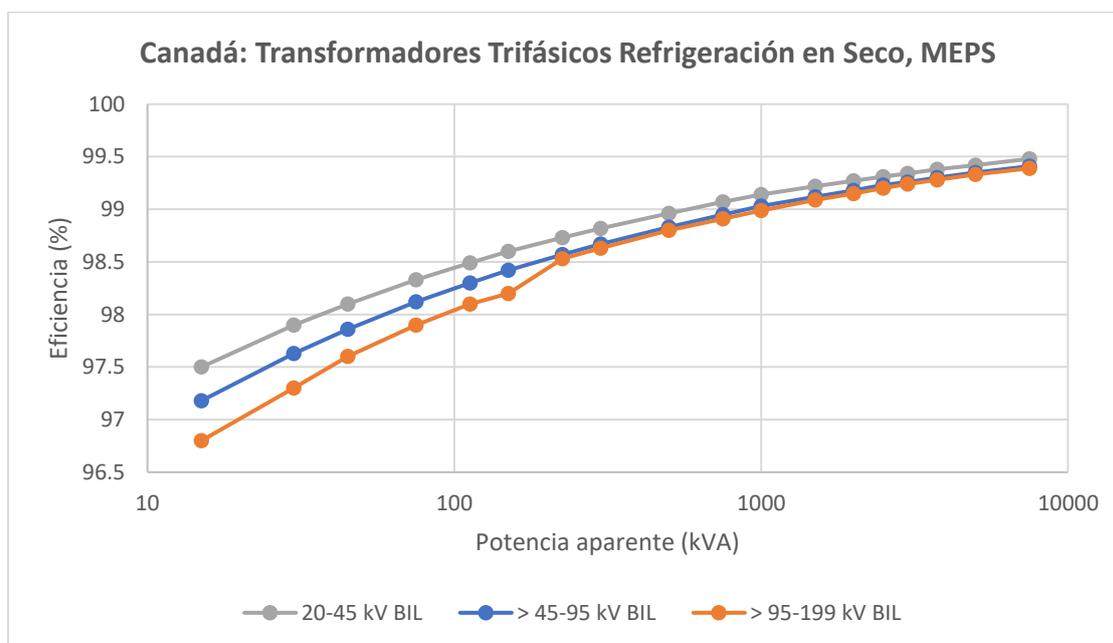


Ilustración 22. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración en seco en Canadá (MEPS).

(*) BIL, *Basic Impulse Insulation Level*.

3.2.4 República de Chile

En Chile existe desde 2007 un programa voluntario de etiquetado definido en la normativa NCh3039. Esta normativa incluye transformadores de distribución monofásicos de 10 a 833 kVA y trifásicos de 15 a 2500 kVA de refrigeración seca y líquida, con una tensión primaria menor de 34.5 kV y una tensión secundaria menor de 600 V.

El estándar de prueba para medir la eficiencia está definido por dos normas, NCh2660 y NCh2661, que se refieren a NEMA TP 2-2005.

A comienzos del año 2005 el Gobierno chileno establece un Programa Nacional para la Eficiencia Energética (*National Program for Energy Efficiency*, PPEE), bajo el Ministerio de Economía para promover un uso más eficiente de la energía. En 2010 la PPEE fue reemplazada por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética para asumir la implementación de políticas e iniciativas de eficiencia energética. La Agencia Chilena de Eficiencia Energética está estructurada como una organización independiente sin fines de lucro para apoyar la competitividad y el desarrollo sostenible de Chile.

El programa de etiquetado para transformadores de distribución definido en NCh3039 fue preparado por el PPEE, pero nunca ha tenido un carácter mandatorio.

A continuación, se recogen los valores voluntarios de eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración en líquido. La eficiencia está definida a 55 °C, una frecuencia de 50 Hz y un factor de carga del 50%.

Monofásicos		Trifásicos	
Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)	Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)
10	98.4	15	98.1
15	98.6	30	98.4
25	98.7	45	98.6
38	98.8	75	98.7
50	98.9	112.5	98.8
75	99.0	150	98.9
100	99.0	225	99.0
167	99.1	300	99.0
250	99.2	500	99.1
333	99.2	750	99.2
500	99.3	1000	99.2
667	99.4	1500	99.3
833	99.4	2000	99.4
-	-	2500	99.4

Tabla 18. Eficiencia voluntaria para transformadores de distribución de refrigeración líquida en Chile.

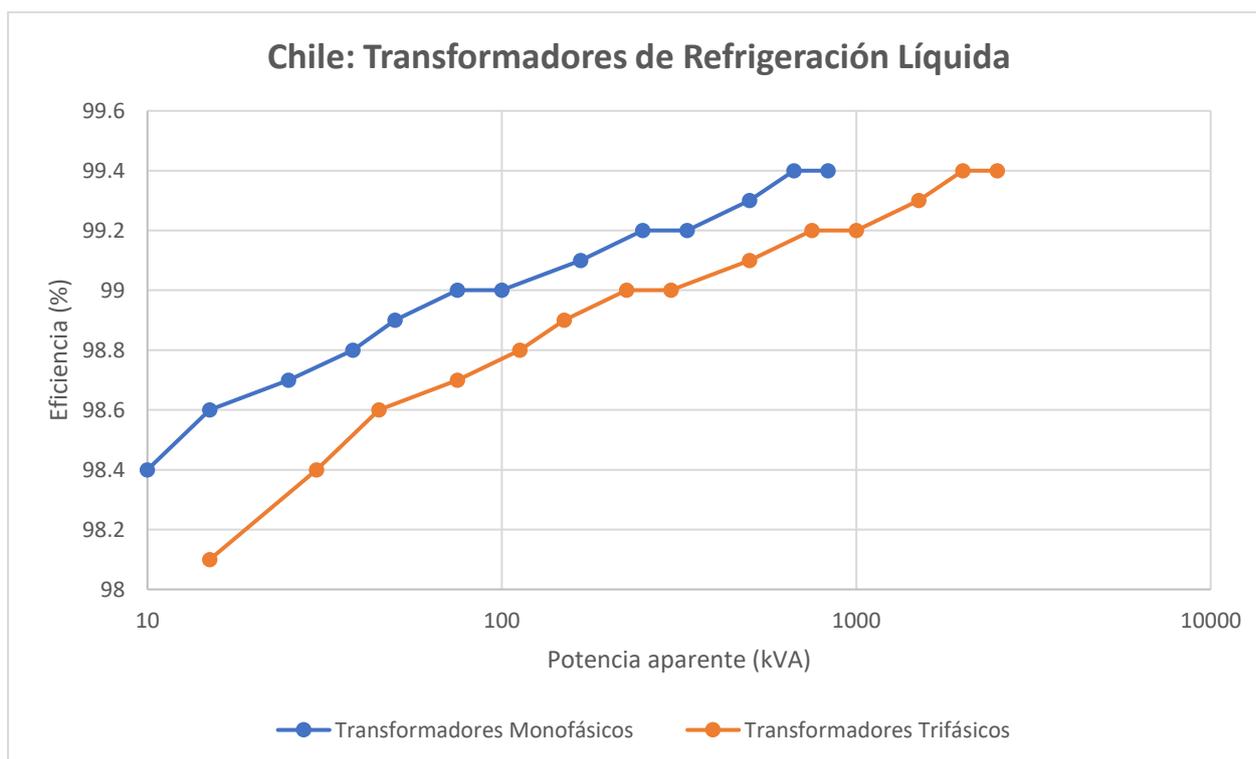


Ilustración 23. Eficiencia voluntaria para transformadores de distribución de refrigeración líquida en Chile.

En la siguiente tabla se recogen los valores voluntarios de eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración seca. La eficiencia está definida a 75 °C y un factor de carga del 35% para Baja Tensión y un factor de carga del 50% para Media Tensión.

Potencia asignada (kVA)	Monofásicos			Potencia asignada (kVA)	Trifásicos		
	Baja Tensión	Media Tensión			Baja Tensión	Media Tensión	
		≤ 60 kV BIL	> 60 kV BIL			≤ 60 kV BIL	> 60 kV BIL
15	97.7	97.6	97.6	15	97.0	96.8	96.8
25	98.0	97.9	97.9	30	97.5	97.3	97.3
37.5	98.2	98.1	98.1	45	97.7	97.6	97.6
50	98.3	98.2	98.2	75	98.0	97.9	97.9
75	98.5	98.4	98.4	112.5	98.2	98.1	98.1
100	98.6	98.5	98.5	150	98.3	98.2	98.2
167	98.7	98.8	98.7	225	98.5	98.4	98.4
250	98.8	98.9	98.8	300	98.6	98.6	98.5
333	98.9	99.0	98.9	500	98.7	98.8	98.7
500	-	99.1	99.0	750	98.8	98.9	98.9
667	-	99.2	99.0	1000	98.9	99.0	98.9
833	-	99.2	99.1	1500	-	99.1	99.0
-	-	-	-	2000	-	99.2	99.0
-	-	-	-	2500	-	99.2	99.1

Tabla 19. Eficiencia voluntaria para transformadores de distribución de refrigeración seca en Chile.

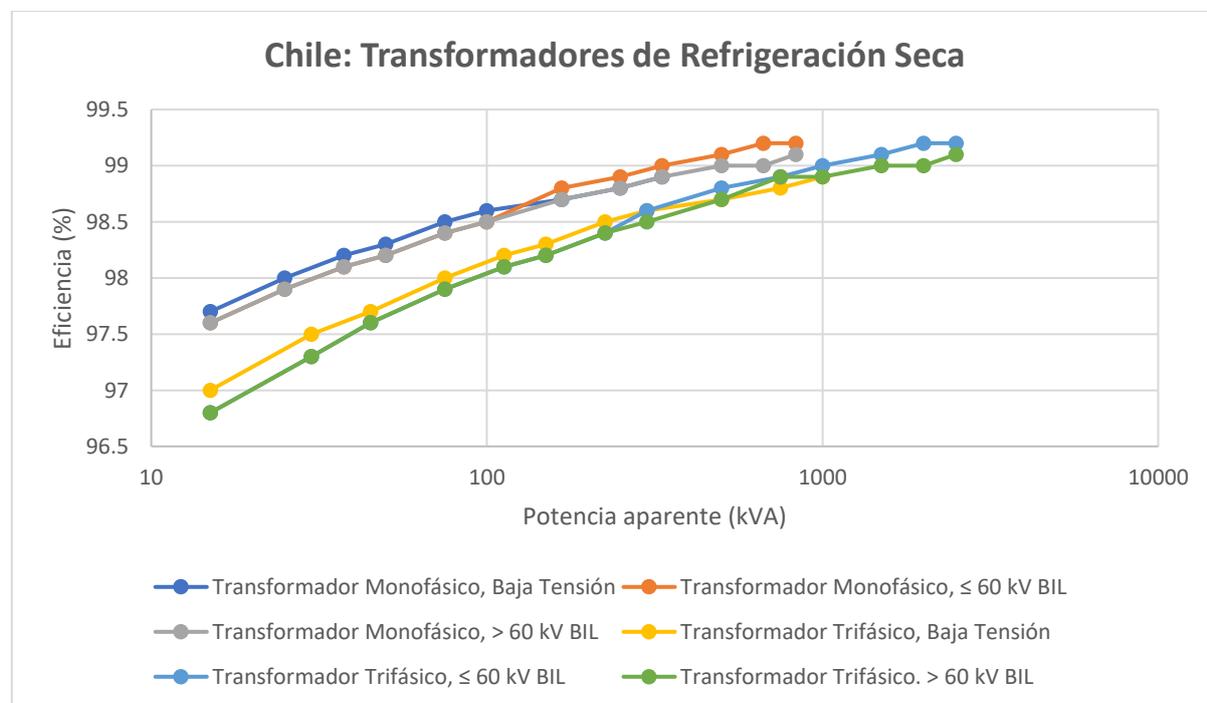


Ilustración 24. Eficiencia voluntaria para transformadores de distribución de refrigeración seca en Chile.

3.2.5 República Popular China

En China existen cuatro niveles posibles de normativas: nacionales, profesionales, locales y empresariales. Las normativas tienen un carácter jerárquico, de modo que los estándares locales reemplazan a los estándares empresariales, los profesionales reemplazan a los locales, y los nacionales a los profesionales. Para un servicio o producto únicamente se aplicará una normativa, prevaleciendo la nacional por encima del resto.

El carácter mandatorio o voluntario de las normas se describe a través del prefijo “GB”:

- GB: Normativa Nacional Obligatorio.
- GB/T: Normativa Nacional Voluntaria.

En el caso de China existen normativas de eficiencia para transformadores de distribución (ya sean refrigeración líquida o en seco) de carácter obligatorio. La normativa nacional GB 20052-2013 establece los valores mínimos permisibles de eficiencia para transformadores de distribución trifásicos. Esta normativa es conservada por el Instituto Nacional de Estandarización Chino (*China National Institute of Standardization, CNIS*).

La norma GB 20052-2013 (sustituta de la GB 20052-2006, que presentaba unos niveles de eficiencia menores) fue publicada y puesta en marcha en 2013. La normativa establece las máximas pérdidas permisibles y los métodos de testeo para transformadores de distribución de refrigeración líquida y seca. Se aplica a transformadores de distribución de refrigeración líquida de potencias entre 30 y 1600 kVA, y de refrigeración seca entre 30 y 2500 kVA.

Además, existe la normativa JB/T 10317-02 que se aplica a transformadores de distribución monofásicos de refrigeración líquida con potencias entre 5 y 160 kVA.

Refrigeración	Grado 3	Grado 2		Grado 1	
		Silicio	Amorfo	Silicio	Amorfo
Líquida	S11	S13	S15	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas sin carga equivalentes a S13. ▪ Pérdidas en carga 20% inferiores a S13. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas sin carga equivalentes a S15. ▪ Pérdidas en carga 10% inferiores a S15.
Seca	SC10	SC12	SCH 15	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas sin carga 10% inferiores a SC 12. ▪ Pérdidas en carga 10% inferiores a SC 12. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Pérdidas sin carga equivalentes a SCH15. ▪ Pérdidas sin carga equivalentes a SCH15.

Tabla 20. Resumen de las normativas de eficiencia chinas para transformadores de distribución.

Las normativas se han ido actualizando de manera regular desde 1999, con la normativa S7, que fue seguida por la S9 y finalmente sustituida por la normativa S11. Todas ellas definen los niveles máximos de pérdidas de vacío y en carga.

A continuación, se presentan las tablas que recogen la eficiencia IEC calculada a través de las pérdidas máximas que establece la normativa china para transformadores de distribución de refrigeración seca y líquida. Todos los resultados están referenciados a una frecuencia de 50 Hz y un factor de carga del cincuenta por ciento.

La tabla para transformadores de distribución de refrigeración líquida recoge una columna para los valores de pérdidas en carga y los valores de pérdidas en vacío medidas al 100% de capacidad. Se distingue entre Grado 1, Grado 2 y Grado 3, siendo el primero el de mayor eficiencia (presenta menores pérdidas). Se trata de transformadores construidos con acero eléctrico convencional laminado en frío, de grano orientado (*cold-rolled grain oriented*, CRGO, basado en la normativa GB 20052-2013).

CRGO									
Potencia asignada (kVA)	Grado 3			Grado 2			Grado 1		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
30	100	600	98.33	80	600	98.47	80	480	98.67
50	130	870	98.61	100	870	98.73	100	695	98.91
63	150	1040	98.70	110	1040	98.83	110	830	98.99
80	180	1250	98.77	130	1250	98.89	130	1000	99.05
100	200	1500	98.85	150	1500	98.95	150	1200	99.10
125	240	1800	98.90	170	1800	99.01	170	1440	99.15
160	280	2200	98.96	200	2200	99.06	200	1760	99.20
200	340	2600	99.01	240	2600	99.11	240	2080	99.24
250	400	3050	99.07	290	3050	99.16	290	2440	99.28
315	480	3650	99.12	340	3650	99.20	340	2920	99.32
400	570	4300	99.18	410	4300	99.26	410	3440	99.37
500	680	5150	99.21	480	5150	99.29	480	4120	99.40
630	810	6200	99.25	570	6200	99.33	570	4960	99.43
800	980	7500	99.29	700	7500	99.36	700	6000	99.45
1000	1150	10300	99.26	830	10300	99.32	830	8240	99.42
1250	1360	12000	99.30	970	12000	99.36	970	9600	99.46
1600	1640	14500	99.34	1170	14500	99.40	1170	11600	99.49

Tabla 21. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración líquida CRGO en China.

En la siguiente tabla se recogen los valores máximos de pérdidas (GB 20052-2013) para transformadores de distribución con refrigeración en aceite cuyo núcleo está construido con material amorfo.

Amorfo						
Potencia asignada (kVA)	Grado 2			Grado 1		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas carga (W)	Eficiencia IEC (%)
30	33	600	98.78	33	540	98.88
50	43	870	98.96	43	785	99.04
63	50	1040	99.02	50	935	99.10
80	60	1250	99.07	60	1125	99.15
100	75	1500	99.10	75	1350	99.18
125	85	1800	99.14	85	1620	99.22
160	100	2200	99.19	100	1980	99.26
200	120	2600	99.23	120	2340	99.30
250	140	3050	99.28	140	2745	99.34
315	170	3650	99.31	170	3285	99.37
400	200	4300	99.36	200	3870	99.42
500	240	5150	99.39	240	4635	99.44
630	320	6200	99.41	320	5580	99.46
800	380	7500	99.44	380	6750	99.48
1000	450	10300	99.40	450	9270	99.45
1250	530	12000	99.44	530	10800	99.48
1600	630	14500	99.47	630	13050	99.51

Tabla 22. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración líquida material Amorfo en China.

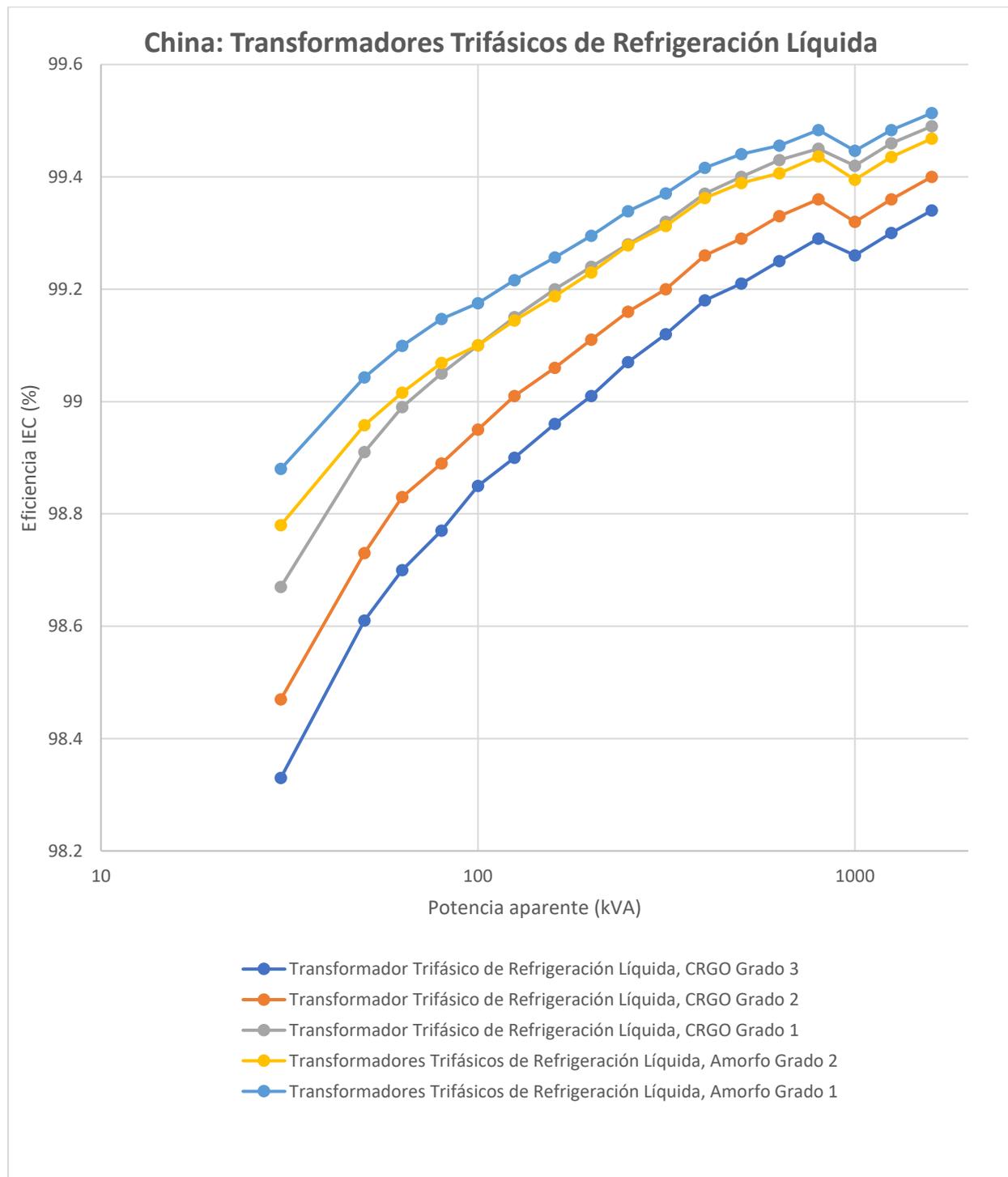


Ilustración 25. Eficiencia en transformadores trifásicos de refrigeración líquida en China.

Para transformadores de distribución de refrigeración seca también se distingue entre tres grados, al igual que para transformadores de refrigeración en aceite. Sin embargo, se introduce una nueva clasificación de pérdidas en carga de acuerdo con el aumento de la temperatura de diseño. Por ejemplo, los arrollamientos de clase B son los más eficientes con un aumento de la temperatura de diseño de 100 °C, mientras que los arrollamientos de tipo H son los menos eficientes con un aumento de 145 °C.

Para transformadores de distribución trifásicos de refrigeración seca, de grano orientado, para un aumento de temperatura de tipo F (120 °C), los valores se recogen a continuación.

Potencia asignada (kVA)	CRGO, F (120 °C)								
	Grado 3			Grado 2			Grado 1		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
30	190	710	97.55	150	710	97.82	135	640	98.03
50	270	1000	97.92	215	1000	98.14	195	900	98.32
80	370	1380	98.21	295	1380	98.40	265	1240	98.56
100	400	1570	98.42	320	1570	98.58	290	1415	98.71
125	470	1850	98.51	375	1850	98.66	340	1665	98.79
160	540	2130	98.66	430	2130	98.80	385	1915	98.92
200	620	2530	98.75	495	2530	98.87	445	2275	98.99
250	720	2760	98.87	575	2760	98.99	515	2485	99.09
315	880	3470	98.89	705	3470	99.00	635	3125	99.10
400	980	3990	99.01	785	3990	99.11	705	3590	99.20
500	1160	4880	99.05	930	4880	99.14	835	4390	99.23
630	1340	5880	99.11	1070	5880	99.19	965	5290	99.27
800	1520	6960	99.19	1215	6960	99.26	1095	6265	99.33
1000	1770	8130	99.24	1415	8130	99.31	1275	7315	99.28
1250	2090	9690	99.28	1670	9690	99.35	1505	8720	99.41
1600	2450	11730	99.33	1960	11730	99.39	1765	10555	99.45
2000	3050	14450	99.33	2440	14450	99.39	2195	13005	99.46
2500	3600	17170	99.37	2880	17170	99.43	2590	15455	99.48

Tabla 23. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración seca CRGO F (120 °C) en China.

A continuación, se recoge la eficiencia para transformadores de distribución trifásicos de refrigeración seca, con material amorfo en el núcleo, para un aumento de temperatura de tipo F (120 °C).

Amorfo, F (120 °C)						
Potencia asignada (kVA)	Grado 2			Grado 1		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas carga (W)	Eficiencia CIE (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas carga (W)	Eficiencia CIE (%)
30	70	710	98.35	70	675	98.41
50	90	1000	98.64	90	950	98.69
80	120	1380	98.84	120	1310	98.88
100	130	1570	98.96	130	1490	99.00
125	150	1850	99.02	150	1760	99.06
160	170	2130	99.12	170	2025	99.15
200	200	2530	99.17	200	2405	99.20
250	230	2760	99.26	230	2620	99.29
315	280	3470	99.27	280	3295	99.30
400	310	3990	99.35	310	3790	99.37
500	360	4880	99.37	360	4635	99.39
630	420	5880	99.4	420	5585	99.42
800	480	6960	99.45	480	6610	99.47
1000	550	8130	99.48	550	7725	99.50
1250	650	9690	99.51	650	9205	99.53
1600	760	11730	99.54	760	11145	99.56
2000	1000	14450	99.54	1000	13725	99.56
2500	1200	17170	99.56	1200	16310	99.58

Tabla 24. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración seca Amorfo F (120 °C) en China.

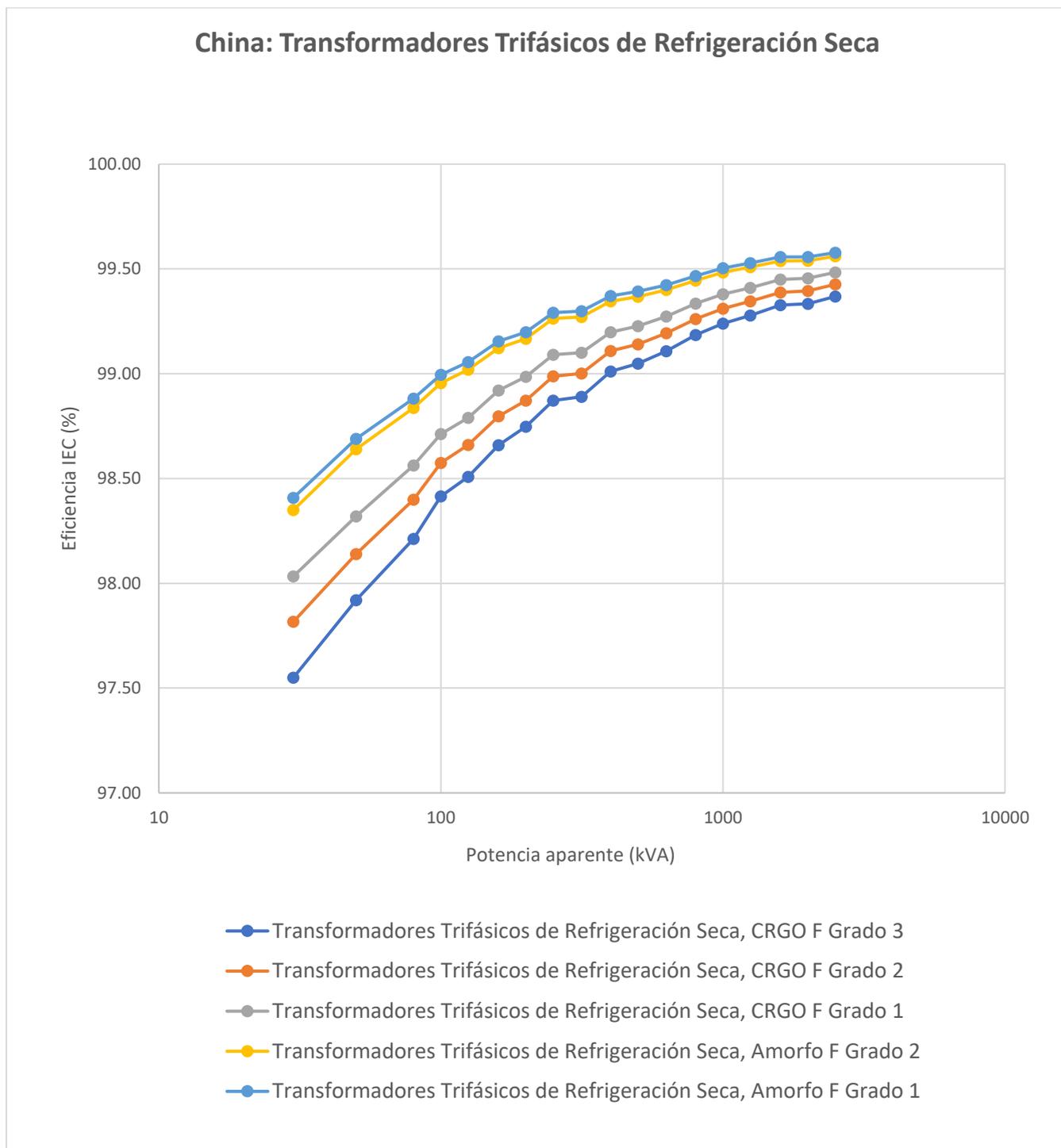


Ilustración 26. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración seca en China.

China posee una normativa de carácter industrial o profesional que establece las pérdidas máximas para transformadores de distribución monofásicos de refrigeración líquida.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
5	35	145	97.15
10	55	260	97.60
16	65	365	98.05
20	80	430	98.13
30	100	625	98.29
40	125	775	98.41
50	150	950	98.45
63	180	1135	98.53
80	200	1400	98.63
100	240	1650	98.70
125	285	1950	98.76
160	365	2365	98.80

Tabla 25. Eficiencia transformadores monofásicos de refrigeración líquida en China.

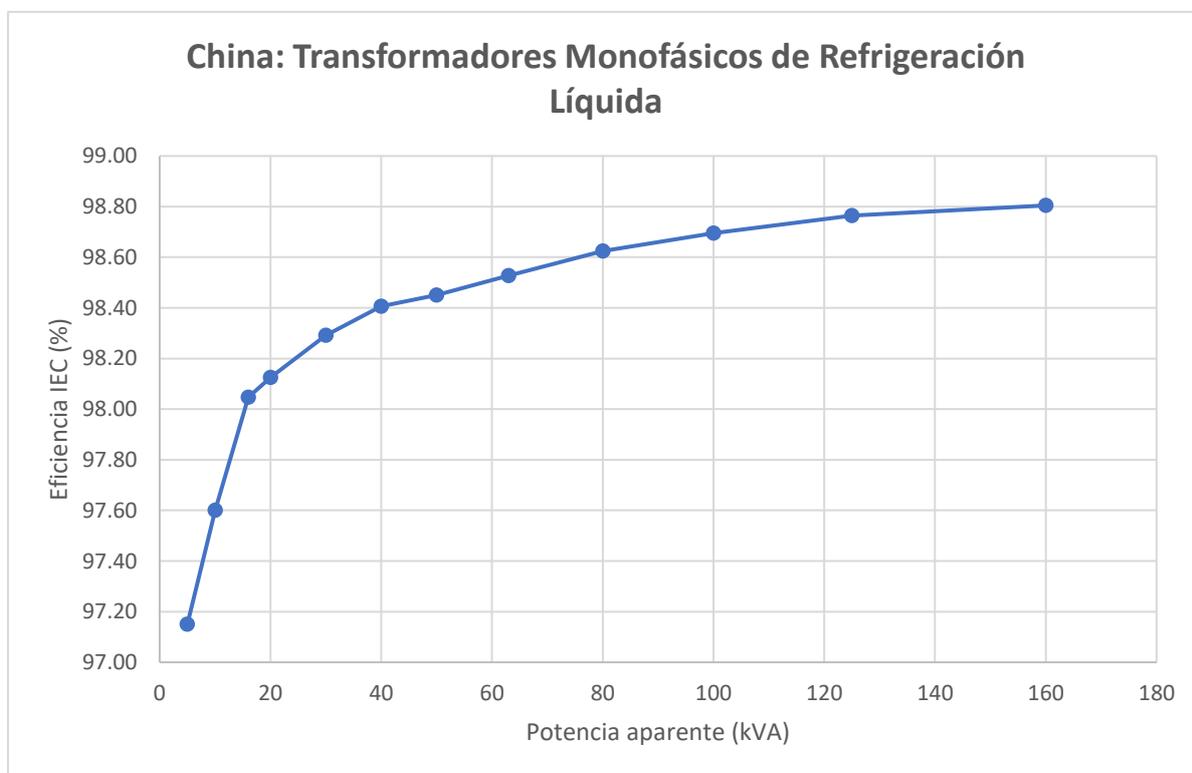


Ilustración 27. Eficiencia transformadores monofásicos de refrigeración líquida en China.

3.2.6 República de Colombia

Colombia presenta una normativa de carácter voluntario para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos entre 5 y 167.5 kVA y trifásicos entre 15 y 10000 kVA.

El estándar de prueba colombiano para transformadores de distribución se define en Norma Técnica Colombiana NTC 380, que hace referencia al método de prueba IEC, IEC 60076-1.

El Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), define el nivel máximo de pérdidas para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos (NTC 818) y trifásicos (NTC 819). La regulación también define la corriente permitida sin carga (es decir, circuito abierto) y en condiciones de cortocircuito.

Todos los datos que se muestran a continuación son para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 60 Hz.

A continuación, se recogen los valores de máximas pérdidas permisibles para transformadores de distribución monofásicos de refrigeración líquida.

Potencia asignada (kVA)	≤ 15 kV Primario ≤ 1.2 kV Secundario			≤ 34.5 kV Primario ≤ 1.2 kV Secundario		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
5	30	90	97.90	-	-	-
10	50	140	98.30	-	-	-
15	70	195	98.42	-	-	-
25	100	290	98.62	185	360	97.80
37.5	135	405	98.74	230	490	98.12
50	160	510	98.85	265	605	98.36
75	210	710	98.97	330	820	98.57
100	260	900	99.03	385	1020	98.72
167.5	375	1365	99.14	510	1500	98.94

Tabla 26. Eficiencia transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Colombia.

En la siguiente tabla se muestran los valores de máximas pérdidas permisibles para transformadores de distribución trifásicos de refrigeración líquida.

Potencia asignada (kVA)	<15 kV Primario ≤ 1.2 kV Secundario			≤ 46 kV Primario ≤ 1.2 kV Secundario		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
15	80	310	97.90	-	-	-
30	135	515	98.24	-	-	-
45	180	710	98.41	-	-	-
75	265	1090	98.57	390	1370	98.05
112.5	365	1540	98.67	500	1890	98.27
150	450	1960	98.75	610	2400	98.39
225	615	2890	98.81	790	3330	98.56
300	765	3575	98.89	950	4210	98.67
400	930	4730	98.94	1150	5320	98.76
500	1090	5780	98.99	1330	6370	98.83
630	1285	7140	99.02	1540	7690	98.90
750	1450	8380	99.05	1730	8860	98.95
800	1520	8900	99.06	1800	9330	98.97
1000	1780	11100	99.09	1980	12000	99.00
1250	2090	13500	99.13	2370	14300	99.05
1600	2520	16700	99.16	2880	17400	99.10
2000	3010	20400	99.19	3430	20900	99.13
2500	3620	25000	99.21	4100	25000	99.17
3000	4230	29700	99.22	4740	29000	99.20
3750	5160	36600	99.24	5650	34400	99.24
4000	-	-	-	5950	36100	99.25
5000	-	-	-	7100	42600	99.29
6000	-	-	-	8200	48200	99.32
7500	-	-	-	9790	55100	99.37
10000	-	-	-	12300	61000	99.45

Tabla 27. Eficiencia transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Colombia.

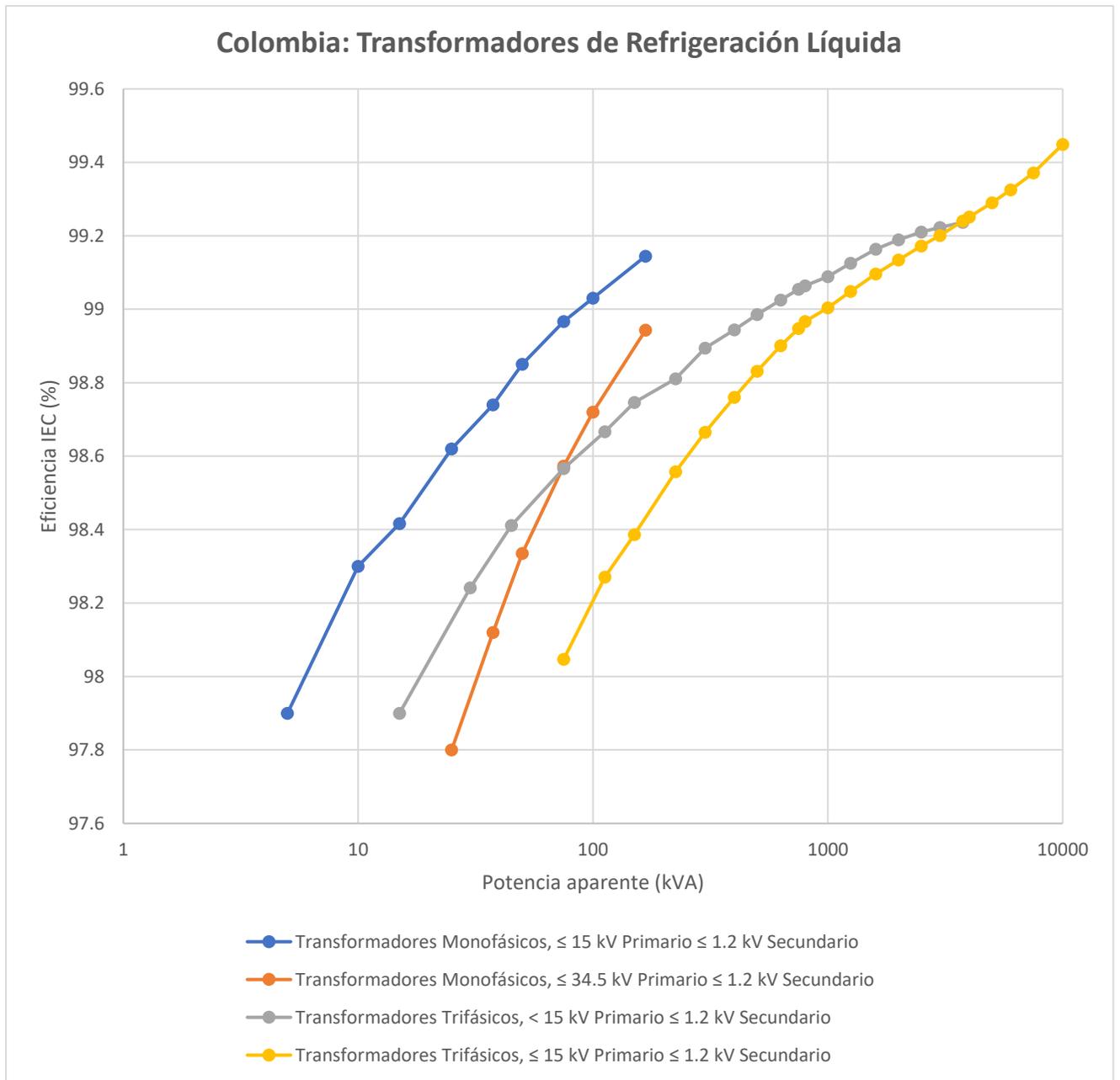


Ilustración 28. Eficiencia transformadores de refrigeración líquida en Colombia.

3.2.7 República de Corea

En el año 2012, Corea adoptó unas normativas de eficiencia de carácter obligatorio para transformadores de distribución de refrigeración líquida y seca. De manera similar a la normativa australiana, en Corea se definen unos valores mínimos de eficiencia energética (*Minimum Performance Efficiency Requirements*). Al mismo tiempo, se establecen unos valores superiores de eficiencia y se exige a los fabricantes alcanzar ese nivel de eficiencia si desean comercializar su producto como altamente eficiente (*High Efficiency Performance Levels, HEPL*).

En el año 2015 se produce una actualización de estas normativas con la finalidad de aumentar los niveles de eficiencia.

Los estándares nacionales coreanos (“KS”) utilizados para las pruebas de transformadores de distribución en Corea, KS C 4306, KS C 4311, KS C 4316, KS C 4317, hacen referencia a los estándares IEC 60076.

La regulación de eficiencia energética establece un MEPS y el rendimiento de objetivo (*Target Energy Performance Standard, TEPS*) con un factor de carga del 50% para tres tipos diferentes de combinación de tensión primaria con respecto a la secundaria. El sistema eléctrico coreano opera a 60 Hz.

A continuación, se recogen los valores de eficiencia MEPS y TEPS (*Target Energy Performance Standard*) para *Single Bushing Transformers* (monofásicos), con una tensión de primario de 13.2 kV y una de secundario de 230 V. El estándar de testeo utilizado es el KS C 4306.

Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
	MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
10	98.3	98.7	98.70	98.75
20	98.5	98.8	98.80	98.95
30	98.7	98.9	98.90	99.05
50	98.8	99.1	99.10	99.20
75	98.8	99.1	99.10	99.20
100	98.9	99.2	99.10	99.25

Tabla 28. Eficiencia *Single Bushing Transformers* (monofásicos) en Corea, MEPS y TEPS.

En la siguiente tabla se muestran los valores de eficiencia MEPS y TEPS para transformadores de distribución de refrigeración seca, con una tensión de 3.3÷6.6 kV en el primario y Baja Tensión en el secundario. El estándar de testeo utilizado es el KS C 4311.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	50	97.70	98.70	97.90	98.70
	75	97.80	98.80	98.00	98.80
	100	98.00	98.90	98.10	98.90
	150	98.20	99.00	98.30	99.00
	200	98.40	99.00	98.50	99.05
	300	98.50	99.10	98.60	99.15
	400	98.60	99.20	98.70	99.20
	500	98.70	99.30	98.80	99.30
	600	98.70	99.30	98.80	99.30
	750	98.80	99.30	98.90	99.30
	1000	99.00	99.40	99.00	99.40
	1250	99.10	99.50	99.10	99.50
	1500	99.10	99.50	99.10	99.50
	2000	99.20	99.50	99.20	99.50
	2500	99.30	99.50	99.30	99.50
3000	99.40	99.50	99.40	99.50	
Trifásicos	50	99.70	98.70	97.90	98.70
	75	97.80	98.80	98.00	98.80
	100	98.00	98.90	98.10	98.90
	150	98.20	99.00	98.30	99.00
	200	98.4	99.00	98.50	99.00
	300	98.50	99.10	98.60	99.10
	400	98.60	99.20	98.70	99.20
	500	98.70	99.30	98.90	99.30
	600	98.70	99.30	98.80	99.30
	750	98.80	99.30	98.90	99.30
	1000	98.90	99.40	99.00	99.40
	1250	99.00	99.50	99.10	99.50

Tabla 29. Eficiencia transformadores refrigeración seca (Primario 3.3 - 6.6 kV, Secundario B.T.) en Corea, MEPS y TEPS.

La tabla que se muestra a continuación recoge los valores MEPS y TEPS para transformadores de distribución de refrigeración seca, con una tensión de 22.9 kV en el primario y Baja Tensión en el secundario. El estándar de testeo utilizado es el KS C 4311.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	50	97.60	98.70	97.80	98.70
	75	97.70	98.80	97.90	98.80
	100	97.90	98.80	98.00	98.90
	150	98.10	98.90	98.10	99.00
	200	98.30	99.00	98.30	99.05
	300	98.40	99.10	98.50	99.15
	400	98.50	99.20	98.60	99.25
	500	98.70	99.20	98.80	99.25
	600	98.70	99.30	98.90	99.30
	750	98.80	99.30	98.90	99.30
	1000	98.90	99.40	99.00	99.40
	1250	99.00	99.40	99.00	99.40
	1500	99.00	99.50	99.10	99.50
	2000	99.10	99.50	99.10	99.50
	2500	99.20	99.50	99.20	99.50
3000	99.30	99.50	99.30	99.50	
Trifásicos	50	97.60	98.70	97.80	98.70
	75	97.70	98.80	97.90	98.90
	100	97.80	98.80	98.00	99.00
	150	98.00	98.90	98.10	99.00
	200	98.20	99.00	98.30	99.10
	300	98.40	99.10	98.50	99.20
	400	98.50	99.20	98.60	99.20
	500	98.70	99.20	98.80	99.30
	600	98.70	99.30	98.80	99.30
	750	98.80	99.30	98.90	99.40
	1000	98.90	99.40	99.00	99.40
	1250	98.90	99.40	99.00	99.50
	1500	99.00	99.50	99.10	99.50
	2000	99.10	99.50	99.10	99.50
	2500	99.20	99.50	99.20	99.50
3000	99.20	99.50	99.20	99.50	

Tabla 30. Eficiencia transformadores refrigeración seca (Primario 22.9 kV, Secundario B.T.) en Corea, MEPS y TEPS.

La tabla que se muestra a continuación recoge los valores MEPS y TEPS para transformadores de distribución de refrigeración seca, con una tensión de 22.9 kV en el primario y una tensión de 3.3 ÷ 6.6 kV en el secundario. El estándar de testeo utilizado es el KS C 4311.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	50	97.6	98.7	97.80	98.70
	75	97.7	98.8	97.90	98.80
	100	97.8	98.8	98.00	98.80
	150	98.0	98.9	98.10	98.90
	200	98.2	99.0	98.30	99.00
	300	98.4	99.0	98.50	99.00
	400	98.5	99.1	98.60	99.20
	500	98.7	99.2	98.80	99.20
	600	98.7	99.3	98.80	99.30
	750	98.8	99.3	98.90	99.40
	1000	98.9	99.4	99.00	99.40
	1250	98.9	99.4	99.00	99.50
	1500	99.0	99.5	99.10	99.50
	2000	99.1	99.5	99.20	99.50
	2500	99.2	99.5	99.30	99.50
3000	99.2	99.5	99.30	99.50	
Trifásicos	50	97.6	98.7	97.80	98.70
	75	97.7	98.8	97.80	98.80
	100	97.8	98.8	97.90	98.90
	150	98.0	98.9	98.10	99.00
	200	98.2	99.0	98.30	99.05
	300	98.4	99.0	98.50	99.10
	400	98.5	99.1	98.60	99.20
	500	98.7	99.2	98.70	99.25
	600	98.7	99.3	98.80	99.30
	750	98.8	99.3	98.80	99.30
	1000	98.9	99.4	98.90	99.40
	1250	98.9	99.4	98.90	99.40
	1500	99.0	99.5	99.00	99.50
	2000	99.1	99.5	99.20	99.50
	2500	99.2	99.5	99.30	99.50
3000	99.2	99.5	99.30	99.50	

Tabla 31. Eficiencia transformadores refrigeración seca (Primario 22.9 kV, Secundario 3.3 – 6.6. kV) en Corea, MEPS y TEPS.

En la siguiente tabla se muestran los valores de eficiencia MEPS y TEPS para transformadores de distribución de refrigeración en aceite, con una tensión de 3.3 ÷ 6.6 kV en el primario y Baja Tensión en el secundario. Los estándares de testeo utilizados son KS C 4316 y KS C 4317.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	100	98.4	99.0	98.70	99.20
	150	98.4	99.0	98.70	99.20
	200	98.4	99.0	98.70	99.25
	250	98.5	99.1	98.80	99.30
	300	98.5	99.1	98.80	99.35
	400	98.6	99.2	98.90	99.35
	500	98.6	99.2	98.90	99.40
	600	98.6	99.2	98.90	99.40
	750	98.7	99.3	99.00	99.45
	1000	98.8	99.3	99.00	99.50
	1250	98.8	99.4	99.10	99.50
	1500	98.9	99.4	99.10	99.50
	2000	99.0	99.4	99.20	99.50
	2500	99.0	99.4	99.20	99.50
	3000	99.1	99.4	99.20	99.50
Trifásicos	100	98.0	99.0	98.50	99.00
	150	98.1	99.0	98.50	99.05
	200	98.2	99.0	98.60	99.10
	250	98.3	99.1	98.70	99.15
	300	98.4	99.1	98.70	99.20
	400	98.4	99.2	98.80	99.25
	500	98.5	99.2	98.80	99.25
	600	98.5	99.2	98.80	99.30
	750	98.6	99.3	98.90	99.30
	1000	98.7	99.3	99.00	99.35
	1250	98.8	99.4	99.10	99.40
	1500	98.8	99.4	99.10	99.45
	2000	98.9	99.4	99.10	99.45
	2500	99.0	99.4	99.20	99.50
	3000	99.1	99.4	99.20	99.50

Tabla 32. Eficiencia transformadores refrigeración seca (3.3 – 6.6 kV) en Corea, MEPS y TEPS.

A continuación, se recogen los valores MEPS y TEPS para transformadores de distribución líquida, con una tensión de 22.9 kV en el primario y Baja Tensión en el secundario. Los estándares de testeo utilizados son KS C 4316 y KS C 4317

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	10	97.4	98.6	98.00	98.65
	15	97.7	98.6	98.20	98.75
	20	97.9	98.7	98.30	98.75
	30	98.1	98.8	98.40	98.95
	50	98.4	98.8	98.60	99.05
	75	98.6	98.9	98.70	99.10
	100	98.7	99.0	98.80	99.15
	150	98.4	99.0	98.70	99.20
	200	98.4	99.0	98.70	99.30
	250	98.5	99.1	98.70	99.30
	300	98.5	99.1	98.80	99.35
	400	98.6	99.2	98.90	99.40
	500	98.6	99.2	98.90	99.45
	600	98.6	99.2	98.90	99.45
	750	98.7	99.3	99.00	99.50
	1000	98.8	99.3	99.00	99.50
	1250	98.8	99.4	99.10	99.50
	1500	98.9	99.4	99.10	99.50
	2000	99.0	99.4	99.20	99.50
	2500	99.1	99.4	99.20	99.50
3000	99.2	99.4	99.30	99.50	
Trifásicos	100	98.0	99.0	98.50	99.00
	150	98.1	99.0	98.50	99.05
	200	98.2	99.0	98.60	99.10
	250	98.3	99.1	98.70	99.20
	300	98.4	99.1	98.70	99.20
	400	98.4	99.1	98.70	99.25
	500	98.5	99.1	98.80	99.25
	600	98.5	99.2	98.80	99.30
	750	98.6	99.2	98.90	99.30
	1000	98.7	99.3	99.00	99.35
	1250	98.8	99.3	99.00	99.40
	1500	98.8	99.3	99.00	99.45
	2000	98.9	99.3	99.10	99.45
	2500	99.0	99.4	99.20	99.50
	3000	99.1	99.4	99.20	99.50

Tabla 33. Eficiencia transformadores refrigeración líquida (Primario 22.9 kV) en Corea.

La tabla que se muestra a continuación recoge los valores MEPS y TEPS para transformadores de distribución de refrigeración en aceite, con una tensión de 22.9 kV en el primario y una tensión de 3.3 ÷ 6.6 kV en el secundario. Los estándares de testeo utilizados son KS C 4316 y KS C 4317.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	Desde el 1 de julio de 2012		Desde el 1 de octubre de 2016	
		MEPS (%)	TEPS (%)	MEPS (%)	TEPS (%)
Monofásicos	100	98.4	99.0	98.70	99.15
	150	98.5	99.0	98.70	99.20
	200	98.5	99.0	98.70	99.30
	250	98.6	99.1	98.80	99.30
	300	98.6	99.1	98.80	99.30
	400	98.7	99.2	98.90	99.35
	500	98.8	99.2	99.00	99.40
	600	98.8	99.2	99.00	99.45
	750	98.9	99.3	99.10	99.50
	1000	98.9	99.3	99.10	99.50
	1250	99.0	99.4	99.20	99.50
	1500	99.0	99.4	99.20	99.50
	2000	99.1	99.4	99.20	99.50
	2500	99.1	99.4	99.20	99.50
	3000	99.2	99.4	99.20	99.50
Trifásicos	100	98.1	99.0	98.50	99.00
	150	98.2	99.0	98.60	99.05
	200	98.2	99.0	98.60	99.10
	250	98.3	99.1	98.70	99.20
	300	98.4	99.1	98.70	99.20
	400	98.5	99.2	98.80	99.25
	500	98.6	99.2	98.90	99.25
	600	98.6	99.2	98.90	99.25
	750	98.6	99.3	98.90	99.30
	1000	98.7	99.3	99.00	99.35
	1250	98.8	99.4	99.10	99.40
	1500	98.9	99.4	99.10	99.45
	2000	99.0	99.4	99.20	99.45
	2500	99.1	99.4	99.20	99.50
	3000	99.2	99.4	99.30	99.50

Tabla 34. Eficiencia transformadores de refrigeración líquida (Primario 22.9 kV, 3.3 – 6.6 kV Secundario) en Corea, MEPS y TEPS.

3.2.8 Estados Unidos de América

Los Estados Unidos de América comenzaron a trabajar en la eficiencia en transformadores de distribución en la década de los noventa a través de la Ley de Política Energética (*Energy Policy Act*, 1992). El Departamento de Energía de los Estados Unidos (*US Department of Energy*, DOE) inició un proceso para revisar y establecer los criterios de eficiencia para transformadores de distribución. Además, la *National Electrical Manufacturer's Association* (NEMA) preparó una normativa de carácter voluntario (NEMA TP-1, 1996) que fue actualizada posteriormente en el año 2002.

En el año 2000 el DOE comienza el proceso de desarrollo de normativas para la conservación de la energía para transformadores de refrigeración líquida y seca. El DOE publica en 2007 una normativa que establece que todos los transformadores de distribución fabricados o importados a los Estados Unidos de América deben cumplir con los valores de mínima eficiencia para un factor de carga del cincuenta por ciento, a partir del 1 de enero de 2010.

El DOE adoptó su estándar de medición de la eficiencia de transformadores de distribución en abril de 2006. El estándar de medición del DOE se basa en el estándar contenido en NEMA TP 21998 y en los Estándares IEEE C57.12.90-1999 y C57.12.91-2001. El estándar de medición del DOE determina el porcentaje de eficiencia energética de los transformadores de distribución a través de la medición de pérdidas de carga y sin carga. El estándar de prueba también proporciona la ecuación para calcular la eficiencia energética.

Además, se estableció que la eficiencia para transformadores de refrigeración seca de baja tensión, fabricados a partir del 1 de enero de 2007, debía seguir los valores establecidos en la tabla 4-2 de la “Guía para Determinar la Eficiencia Energética en Transformadores de Distribución”, publicada por el NEMA (NEMA TP-1-2002). Se establecieron estos valores como mandatorios para transformadores de distribución de refrigeración seca de baja tensión.

Durante el transcurso del año 2011 el DOE revisa las normativas referentes a transformadores de distribución para los grupos de refrigeración líquida, refrigeración seca de baja tensión y refrigeración seca de media tensión. Finalmente, en el año 2013 publica las normativas que entrarían en funcionamiento durante el año 2016.

En Estados Unidos los transformadores de distribución que están sujetos a normativas regulatorias que son los siguientes:

- Tienen una tensión de entrada de 34.5 kV o menor.
- Tienen una tensión de salida de 600 V o menor.
- Operan a una frecuencia de 60 Hz.
- Tienen unos valores de potencia aparente que oscilan entre 10 ÷ 2500 kVA para transformadores de refrigeración líquida y entre 15 ÷ 2500 kVA para transformadores de refrigeración seca.

Los valores de eficiencia que se muestran a continuación son para un factor de carga del cincuenta por ciento para transformadores de distribución de refrigeración líquida y de refrigeración seca de media tensión, mientras que un factor de carga del treinta y cinco por ciento para transformadores de distribución de refrigeración seca de baja tensión. La frecuencia de red del sistema estadounidense es 60 Hz.

Potencia asignada (kVA)	Monofásicos		Potencia asignada (kVA)	Trifásicos	
	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)		Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)
10	98.62	98.70	15	98.36	98.65
15	98.76	98.82	30	98.62	98.83
25	98.91	98.95	45	98.76	98.92
37.5	99.01	99.05	75	98.91	99.03
50	99.08	99.11	112.5	99.01	99.11
75	99.17	99.19	150	99.08	99.16
100	99.23	99.25	225	99.17	99.23
167	99.25	99.33	300	99.23	99.27
250	99.32	99.39	500	99.25	99.35
333	99.36	99.43	750	99.32	99.4
500	99.42	99.49	1000	99.36	99.43
667	99.46	99.52	1500	99.42	99.48
833	99.49	99.55	2000	99.46	99.51
-	-	-	2500	99.49	99.53

Tabla 35. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en USA, MEPS (c = 50%).

En las tablas que aparecen a continuación se recogen los valores de eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración seca. Los valores de eficiencia para transformadores monofásicos no se incrementaron en el año 2016.

Potencia asignada (kVA)	Monofásicos		Potencia asignada (kVA)	Trifásicos	
	Eficiencia 2007 (%)	Eficiencia 2016 (%)		Eficiencia 2007 (%)	Eficiencia 2016 (%)
15	97.7	97.70	15	97.0	97.89
25	98.0	98.00	30	97.5	98.23
37.5	98.2	98.20	45	97.7	98.40
50	98.3	98.30	75	98.0	98.60
75	98.5	98.50	112.5	98.2	98.74
100	98.6	98.60	150	98.3	98.83
167	98.7	98.70	225	98.5	98.94
250	98.8	98.80	300	98.6	99.02
333	98.9	98.90	500	98.7	99.14
-	-	-	750	98.8	99.23
-	-	-	1000	98.9	99.28

Tabla 36. Eficiencia para transformadores de refrigeración seca de baja tensión en USA, MEPS (c = 35 %).

Potencia asignada (kVA)	20 ÷ 45 kV BIL		45 ÷ 95 kV BIL		≥ 96 kV BIL	
	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)
15	98.10	98.10	97.86	97.86	-	-
25	98.33	98.33	98.12	98.12	-	-
37.5	98.49	98.49	98.30	98.30	-	-
50	98.60	98.60	98.42	98.42	-	-
75	98.73	98.73	98.57	98.57	98.53	98.53
100	98.82	98.82	98.67	98.67	98.63	98.63
167	98.96	98.96	98.83	98.83	98.80	98.80
250	99.07	99.07	98.95	98.95	98.91	98.91
333	99.14	99.14	99.03	99.03	98.99	98.99
500	99.22	99.22	99.12	99.12	99.09	99.09
667	99.27	99.27	99.18	99.18	99.15	99.15
833	99.31	99.31	99.23	99.23	99.20	99.20

Tabla 37. Eficiencia para transformadores de refrigeración seca monofásicos de media tensión en USA, MEPS (c = 50%).

Potencia asignada (kVA)	20 ÷ 45 kV BIL		45 ÷ 95 kV BIL		≥ 96 kV BIL	
	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)	Eficiencia 2010 (%)	Eficiencia 2016 (%)
15	97.50	97.50	97.18	97.18	-	-
30	97.90	97.90	97.63	97.63	-	-
45	98.10	98.10	97.86	97.86	-	-
75	98.33	98.33	98.12	98.13	-	-
112.5	98.49	98.52	98.3	98.36	-	-
150	98.60	98.65	98.42	98.51	-	-
225	98.73	98.82	98.57	98.69	98.53	98.57
300	98.82	98.93	98.67	98.81	98.63	98.69
500	98.96	99.09	98.83	98.99	98.80	98.89
750	99.07	99.21	98.95	99.12	98.91	99.02
1000	99.14	99.28	99.03	99.20	98.99	99.11
1500	99.22	99.37	99.12	99.30	99.09	99.21
2000	99.27	99.43	99.18	99.36	99.15	99.28
2500	99.31	99.47	99.23	99.41	99.20	99.33

Tabla 38. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración seca de media tensión en USA, MEPS (c = 50%).

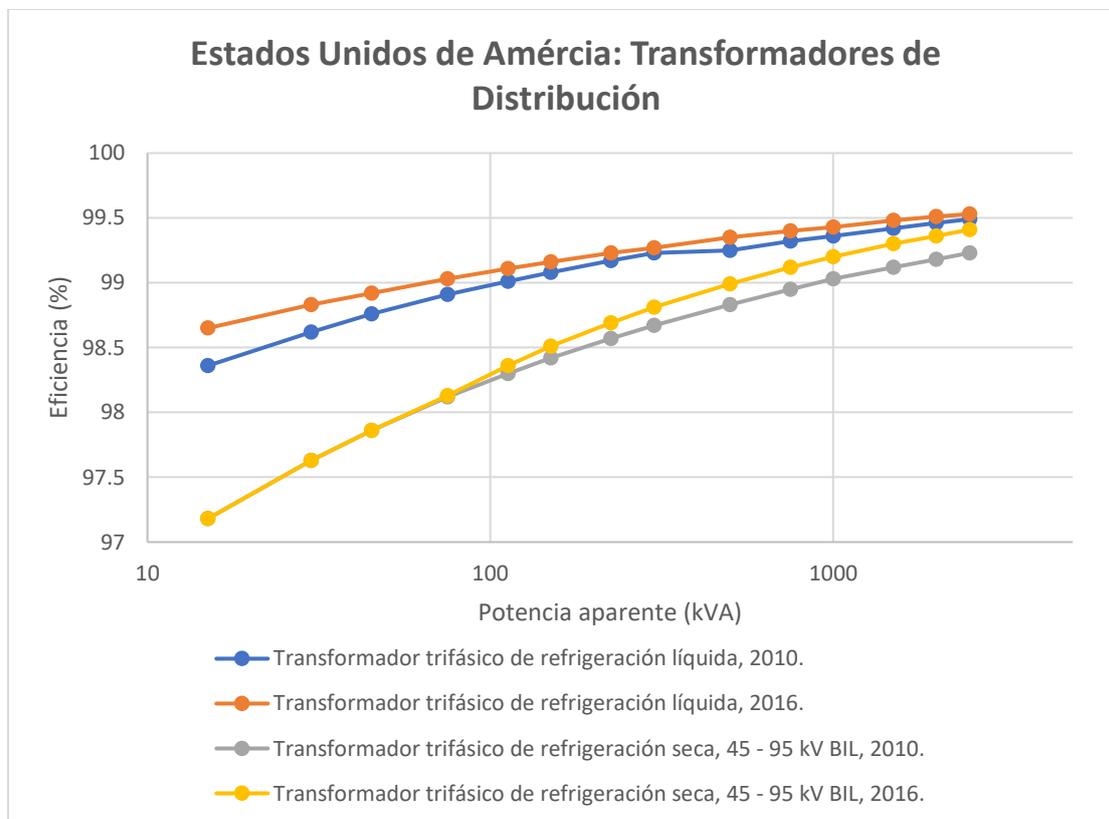


Ilustración 29. Eficiencia en transformadores de distribución en USA.

3.2.9 República de la India

India adoptó un programa de etiquetado obligatorio para tipos específicos de transformadores de distribución trifásicos, de refrigeración líquida, convección natural por aire (2010). La normativa india, IS 1180 (parte I), hace referencia a estos transformadores y cubre las potencias de 16, 25, 63, 100, 160 y 200 kVA.

Esta normativa fue posteriormente revisada por la Oficina de Normas Indias (*Bureau of Indian Standards*, BIS) y la Oficina de Eficiencia Energética (*Bureau of Energy Efficiency*, BEE). En el año 2013 se redacta un documento que extiende la normativa desde los 200 hasta los 2500 kVA, para una tensión de 33 kV. Esta ampliación en la normativa supone que los requisitos para transformadores en India se encuentren más alineados con grandes economías como la australiana, la china y la estadounidense.

La normativa india recoge el valor de pérdidas máximas totales admisibles para un factor de carga del cincuenta por ciento y también del ciento por cien. Estas pérdidas máximas totales suponen la suma de las pérdidas en núcleo y en devanados.

En India se realiza una clasificación de los transformadores de distribución en cinco grupos, siendo los que presentan mayores pérdidas los denominados de “1 Estrella” y los de menor pérdidas los denominados de “5 Estrellas”. Los demás rangos se corresponden con estados intermedios.

Cabe destacar que desde agosto de 2010 la *Central Electricity Authority* (CEA) de la India impuso que todas las empresas de servicios públicos en la India debían adquirir transformadores con la calificación mínima de “3 Estrellas”.

1 Estrella	Práctica de compra actual
2 Estrellas	Algunas especificaciones de compra de servicios públicos
3 Estrellas	Pérdidas del diseño de costo total de propiedad
4 Estrellas	Pérdidas mínimas del diseño de costo total de propiedad
5 Estrellas	Diseño de alta eficiencia

Tabla 39. Clasificación del etiquetado de estrellas en transformadores en la India.

La normativa india trabaja con dos factores de carga, sin embargo, para nuestro estudio utilizaremos únicamente el del cincuenta por ciento. La frecuencia de red en la India es de 50 Hz.

A continuación, se recoge en forma de tablas la normativa para transformadores de distribución de refrigeración líquida en la India. Se presentan las pérdidas totales (W), para los dos factores de carga, para los cinco grupos de transformadores. Se observa como los transformadores de “5 Estrellas” son los que presentan las menores pérdidas.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas totales (W)									
	1 Estrella		2 Estrellas		3 Estrellas		4 Estrellas		5 Estrellas	
	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%	50%	100%
16	200	555	165	520	150	480	135	440	120	400
25	290	785	235	740	210	695	190	635	175	595
63	490	1415	430	1335	380	1250	340	1140	300	1050
100	700	2020	610	1910	520	1800	475	1650	435	1500
160	1000	2800	880	2550	770	2200	670	1950	570	1700
200	1130	3300	1010	3000	890	2700	780	2300	670	2100

Tabla 40. Pérdidas máximas para transformadores de distribución de refrigeración líquida en la India.

A través de las pérdidas definidas para un factor de carga del 50 % es posible obtener los valores de eficiencia utilizando la fórmula IEC, de manera similar a lo realizado para otros países.

Potencia asignada (kVA)	1 Estrella		2 Estrellas		3 Estrellas		4 Estrellas		5 Estrellas	
	Pérdidas totales (W)	Eficiencia IEC (%)								
16	200	97.50	165	97.94	150	98.13	135	98.31	120	98.50
25	290	97.68	235	98.12	210	98.32	190	98.48	175	98.60
63	490	98.44	430	98.63	380	98.79	340	98.92	300	99.05
100	700	98.60	610	98.78	520	98.96	475	99.05	435	99.13
160	1000	98.75	880	98.90	770	99.04	670	99.16	570	99.29
200	1130	98.87	1010	98.99	890	99.11	780	99.22	670	99.33

Tabla 41. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en la India.

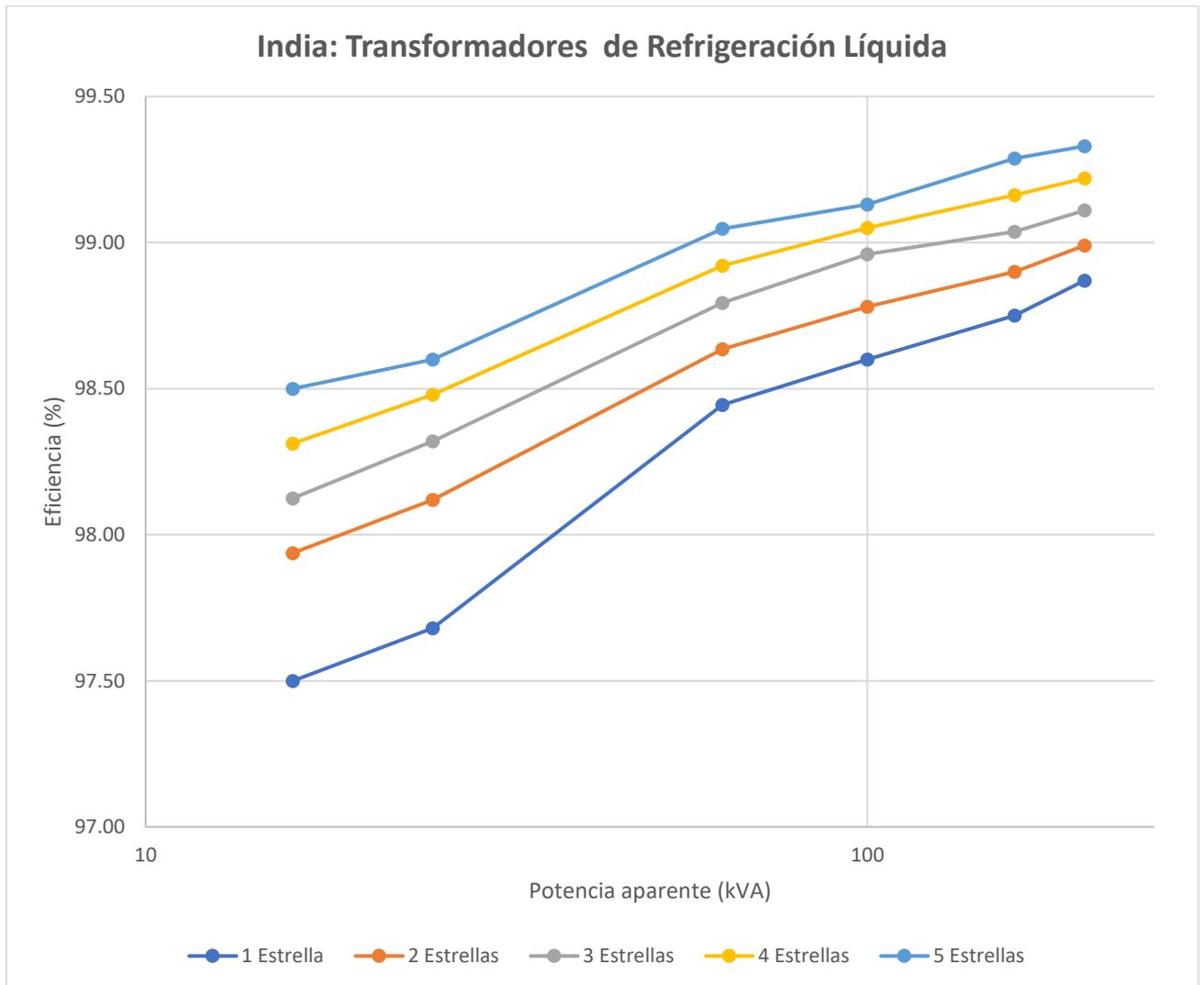


Ilustración 30. Eficiencia de los transformadores de refrigeración líquida en India.

3.2.10 República de Indonesia

En Indonesia la Empresa Estatal de Electricidad (*Perusahaan Listrik Negara*, PLN) desarrolló en 2007 unos estándares obligatorios para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos y trifásicos, de entre 22 y 24 kV. Esta normativa entró en vigor durante el año 2011.

Los datos que se recogen a continuación se corresponden a los valores de eficiencia de transformadores de distribución para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

A continuación, se muestran los valores de eficiencia establecidos por la PLN para transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas para 22 ÷ 24kV		Eficiencia IEC (%)
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	
1	2	3	99.45
10	40	185	98.28
16	50	265	98.55
25	70	370	98.70
50	120	585	98.94

Tabla 42. Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Indonesia.

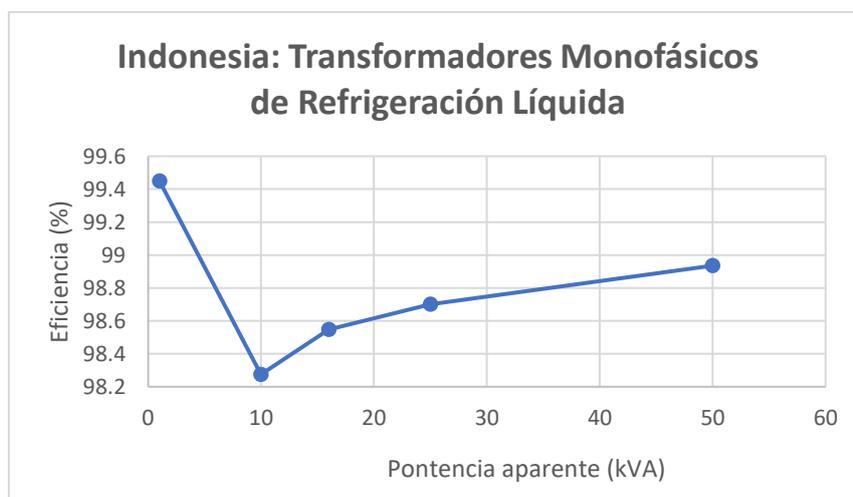


Ilustración 31. Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Indonesia.

En la siguiente tabla aparecen los valores de eficiencia establecidos en Indonesia para transformadores de distribución de refrigeración líquida trifásicos.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas para 22 ÷ 24kV		Eficiencia IEC (%)
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	
1	2	3	99.45
25	75	425	98.55
50	125	800	98.70
100	210	1420	98.87
160	300	2000	99.00
200	355	2350	99.06
250	420	2750	99.11
315	500	3250	99.17
400	595	3850	99.22
500	700	4550	99.27
630	835	5400	99.31
800	1000	6850	99.32
1000	1100	8550	99.35
1250	1400	10600	99.35
1600	1680	13550	99.37
2000	1990	16900	99.38
2500	2350	21000	99.39

Tabla 43. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Indonesia.

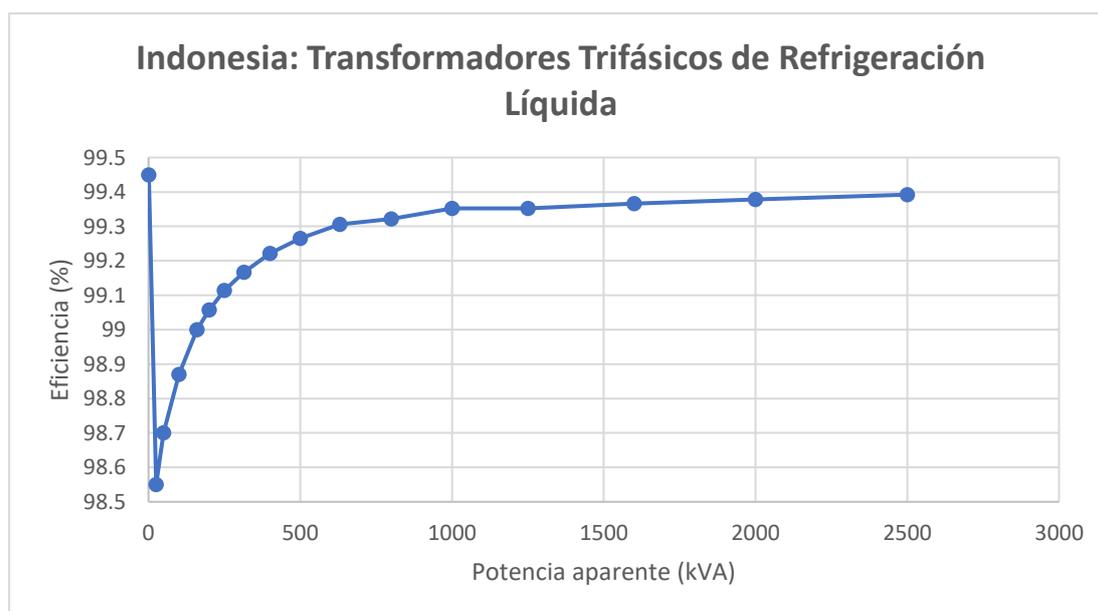


Ilustración 32. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Indonesia.

3.2.11 Estado de Israel

Israel adoptó normativas de mínimo nivel de eficiencia a nivel nacional para transformadores de distribución, además de implementar un programa de etiquetado. La normativa se denomina “*Israeli Standard (IS) 5484, Distribution Transformers – Energy Efficiency Requirements and Marking*”, aplicándose a transformadores de distribución con una tensión nominal de entrada de 22 o 33 kV y una tensión nominal de salida de 400 V, con potencias que llegan hasta los 2500 kVA. La normativa israelí sigue los criterios IEC.

La normativa es aplicable a transformadores de refrigeración líquida y seca. De manera similar a la normativa australiana, en Israel se propone un valor del MEPS y un valor de alta eficiencia (*high efficiency performance level, HEPL*), proporcionando los valores de pérdidas máximas admisibles.

Todos los valores de pérdidas se han medido a un factor de carga del 100 % y una frecuencia de 50 Hz.

Potencia asignada (kVA)	≤ 22 kV Tensión Primaria			≤ 33 kV Tensión Primaria		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
100	230	1760	98.66	240	1700	98.67
160	300	2330	98.90	300	2470	98.85
250	450	3330	98.97	450	3410	98.96
400	650	4670	99.09	650	4830	99.07
630	900	5460	99.28	950	5780	99.24
800	1180	8320	99.19	1450	7950	99.14
1000	1300	9700	99.26	1560	9450	99.22
1250	1500	11300	99.31	1810	10950	99.27
1600	1800	14500	99.32	2160	14250	99.28
2000	2150	16150	99.38	2580	16320	99.33
2500	2540	19100	99.41	2950	19850	99.37

Tabla 44. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Israel, MEPS.

Potencia asignada (kVA)	≤ 22 kV Tensión Primaria			≤ 33 kV Tensión Primaria		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
100	190	1670	98.79	230	1410	98.84
160	260	2170	99.00	330	2075	98.94
250	380	2250	99.25	410	2960	99.19
400	550	3020	99.35	590	4120	99.37
630	690	4520	99.42	870	4520	99.34
800	790	6820	99.38	1040	6470	99.37
1000	930	7650	99.43	1250	7520	99.37
1250	1100	9550	99.44	1520	9570	99.37
1600	1320	11850	99.46	1870	11840	99.40
2000	1700	14240	99.47	2210	14900	99.41
2500	2000	17520	99.49	2650	17800	99.43

Tabla 45. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Israel, HEPL.

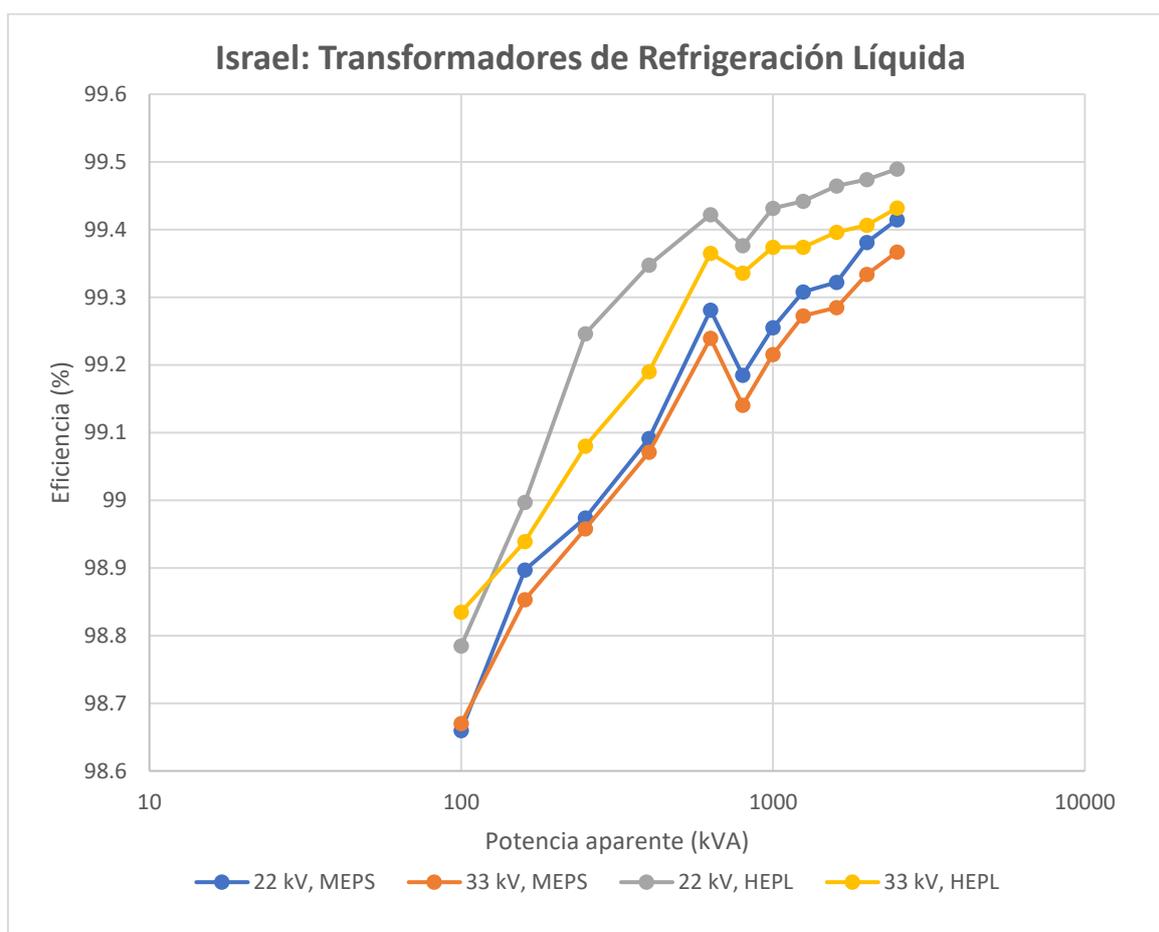


Ilustración 33. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Israel.

Potencia asignada (kVA)	≤ 22 kV Tensión Primaria MEPS			≤ 22 kV Tensión Primaria HEPS		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
100	550	1700	98.05	300	1700	97.70
160	750	2300	98.34	390	2300	98.08
250	1020	3300	98.52	550	3000	98.36
400	1380	4800	98.71	870	4700	98.39
630	1900	6930	98.85	1100	6300	98.65
800	2250	7800	98.95	1400	7500	98.71
1000	2650	9100	99.02	1550	8700	98.82
1250	3050	11000	99.07	2000	10600	98.83
1600	3600	13500	99.13	2250	13000	98.91
2000	4620	14500	99.18	2950	13000	99.06
2500	5750	17000	99.20	3400	14000	99.17

Tabla 46. Eficiencia para transformadores de refrigeración seca en Israel, MEPS y HEPL.

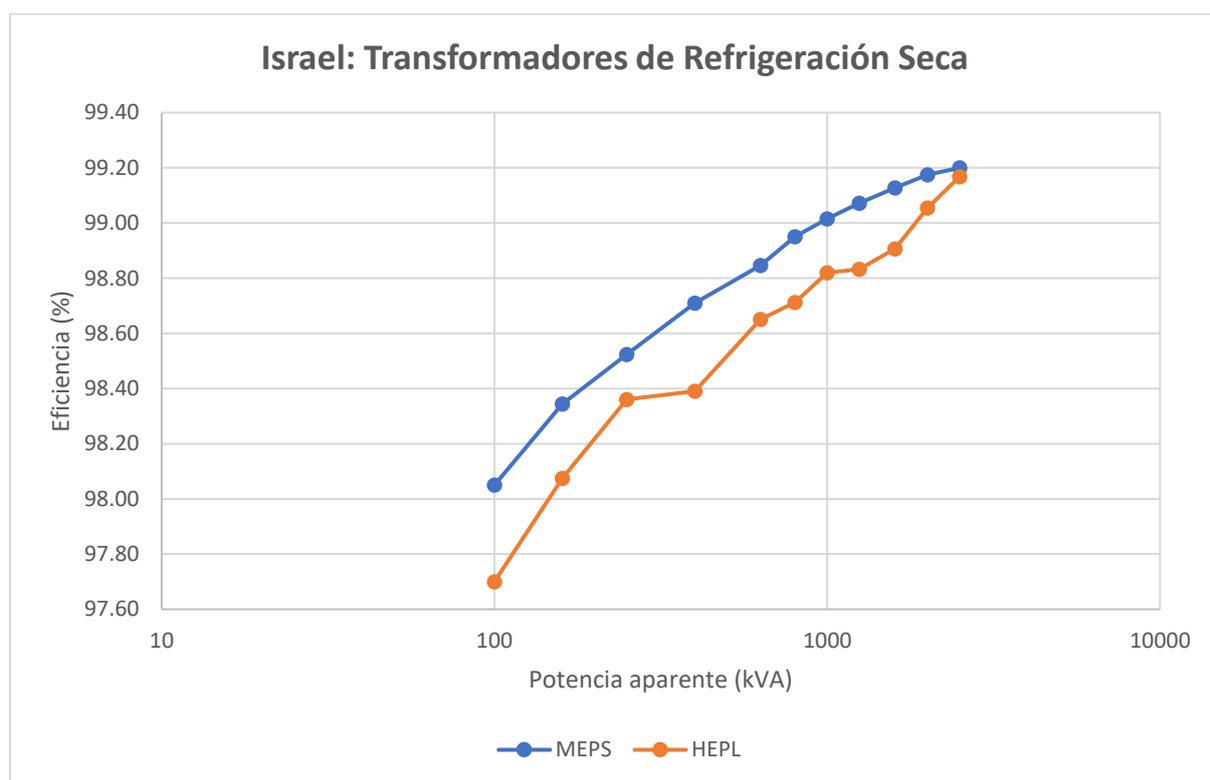


Ilustración 34. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Israel, MEPS y HEPL.

3.2.12 Estado del Japón

En Japón existe el programa de eficiencia energética “*Top Runner*” (1999), que proporciona los niveles máximos de eficiencia para diferentes equipos y aparatación eléctrica, incluido transformadores de potencia. La eficiencia es determinada al establecer el máximo nivel (expresado en vatios) de consumo para determinados niveles de carga. Los niveles máximos de pérdidas se determinan a través de una ecuación, que requiere conocer la potencia aparente, expresada en kVA, del transformador.

La normativa recoge transformadores monofásicos (de 5 ÷ 500 kVA) y trifásicos (de 10 ÷ 2000 kVA), de refrigeración líquida y seca. También se distingue entre dos frecuencias, ya que en Japón existen sistemas eléctricos de distribución de 50 y 60 Hz. La ecuación que utilizar en cada caso dependerá del tipo de refrigeración, el número de fases, la frecuencia, así como el valor de la potencia aparente del transformador. El factor de carga que debe utilizarse es del 40 % para valores menores o iguales a 500 kVA y del 50% para más de 500 kVA.

Tipo	Categoría			Eficiencia de consumo energético (W)
	Número de fases	Frecuencia (Hz)	Potencia asignada (kVA)	
Refrigeración líquida	Monofásico	50	-	$15.3 \cdot S^{0.696}$
		60	-	$14.4 \cdot S^{0.698}$
	Trifásico	50	≤ 500 kVA	$23.8 \cdot S^{0.653}$
			> 500 kVA	$9.84 \cdot S^{0.842}$
		60	≤ 500 kVA	$22.6 \cdot S^{0.651}$
			> 500 kVA	$18.6 \cdot S^{0.745}$
Refrigeración seca	Monofásico	50	-	$22.9 \cdot S^{0.647}$
		60	-	$23.4 \cdot S^{0.643}$
	Trifásico	50	≤ 500 kVA	$33.6 \cdot S^{0.626}$
			> 500 kVA	$24.0 \cdot S^{0.727}$
		60	≤ 500 kVA	$32.0 \cdot S^{0.641}$
			> 500 kVA	$26.1 \cdot S^{0.716}$

Tabla 47. Ecuaciones del programa Top Runner que permiten calcular la eficiencia en transformadores de distribución en Japón.

Aplicando las ecuaciones y factores de carga correspondientes podemos obtener el valor porcentual de la eficiencia para transformadores de distribución.

A continuación, se muestra una tabla que recoge los valores porcentuales de la eficiencia para transformadores de refrigeración líquida monofásicos y trifásicos, obtenidos a partir de las ecuaciones del programa Top Runner para una frecuencia de 50 Hz.

Monofásico			Trifásico		
Potencia asignada (kVA)	$E_{m\acute{a}x}$ (W)	Eficiencia (%)	Potencia asignada (kVA)	$E_{m\acute{a}x}$ (W)	Eficiencia (%)
10	76	98.10	15	139	97.68
15	101	98.32	30	219	98.17
25	144	98.56	45	286	98.41
37.5	191	98.73	75	399	98.67
50	233	98.84	112.5	520	98.84
75	309	98.97	150	627	98.95
100	377	99.06	225	818	99.09
167	539	99.19	300	987	99.18
250	714	99.29	500	1377	99.31
333	872	99.35	750	2593	99.31
500	1157	99.42	1000	3304	99.34
-	-	-	1500	4648	99.38
-	-	-	2000	5922	99.41

Tabla 48. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Japón (50 Hz).

De manera similar podemos proceder con los transformadores de refrigeración seca monofásicos y trifásicos, a una frecuencia de 50 Hz.

Monofásico			Trifásico		
Potencia asignada (kVA)	$E_{\text{máx}}$ (W)	Eficiencia (%)	Potencia asignada (kVA)	$E_{\text{máx}}$ (W)	Eficiencia (%)
10	102	97.46	15	183	96.95
15	132	97.80	30	282	97.65
25	184	98.16	45	364	97.98
37.5	239	98.41	75	501	98.33
50	288	98.56	100	600	98.50
75	374	98.75	112.5	646	98.56
100	451	98.87	150	774	98.71
167	628	99.06	225	997	98.89
250	815	99.18	300	1194	99.00
333	981	99.26	500	1644	99.34
500	1277	99.36	750	2954	99.21
-	-	-	1000	3641	99.27
-	-	-	1500	4889	99.35
-	-	-	2000	6026	99.40
-	-	-	2500	7088	99.43

Tabla 49. Eficiencia para transformadores de refrigeración seca en Japón (50 Hz).

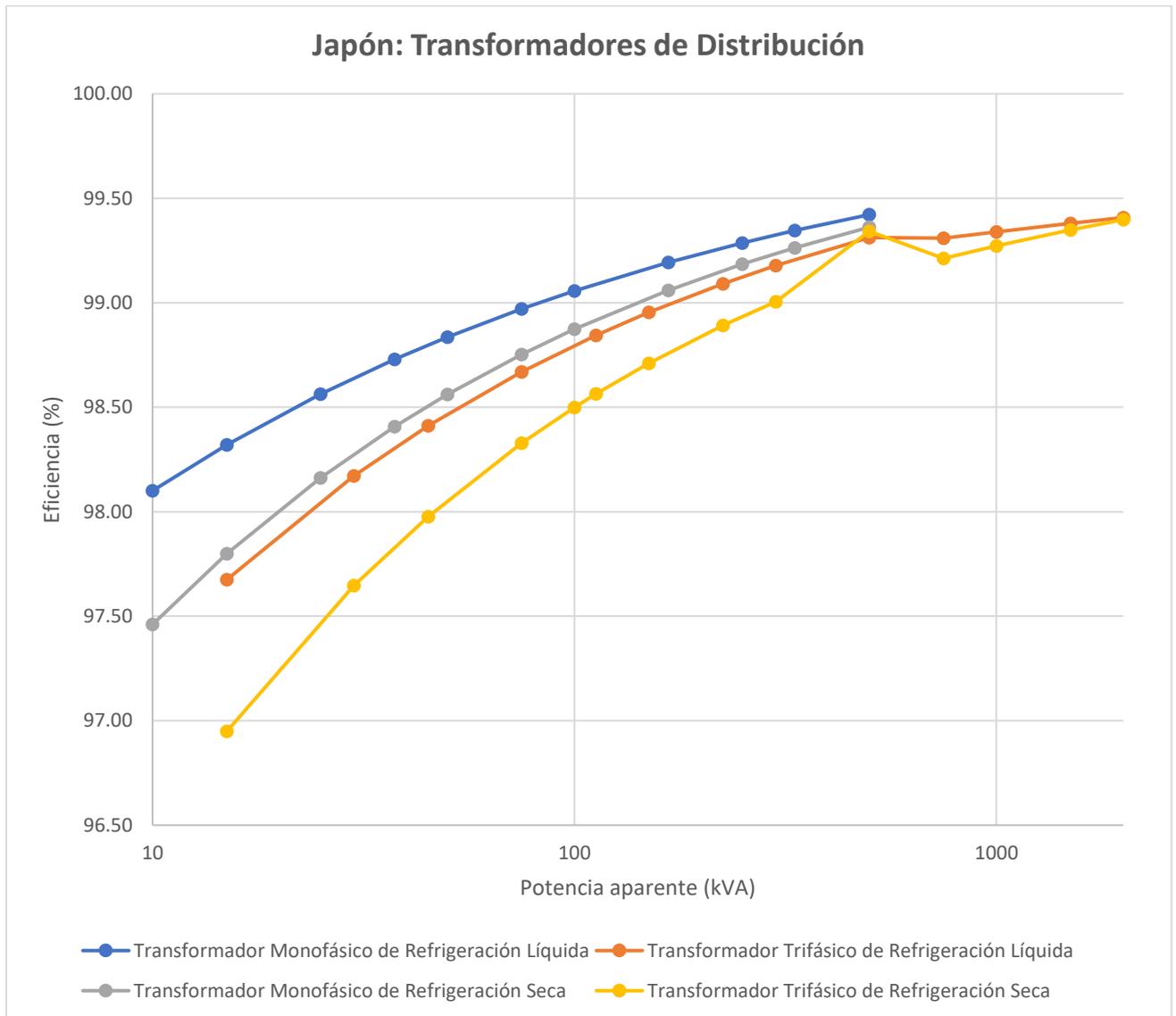


Ilustración 35. Eficiencia en transformadores de distribución en Japón (Top Runner, 50 Hz).

3.2.13 Estados Unidos Mexicanos

México comenzó el proceso de regulación de carácter obligatorio de la eficiencia energética de los transformadores de distribución a través de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) – J116, en el año 1977. Sin embargo, en el año 1989 a través de un decreto presidencial estas normas adquirieron un carácter voluntario (NMX – J116). Durante el año 1992 la “Ley Federal sobre Metrología y Normalización” reinstauró nuevamente el carácter mandatorio de esta ley. En 1994, apareció una nueva normativa obligatoria, NOM-001-SEMP-1994 para regular los niveles de eficiencia y seguridad de los transformadores de distribución. En el año 1999 se volvieron a producir modificaciones bajo la normativa NOM-002-SEDE-1997. En 2014 la NOM fue actualizada cuando NOM-002-SEDE-2014 fue revisada para cambiar algunos aspectos de la normativa. Los valores del MEPS en México muestran las pérdidas máximas admisibles, a un factor de carga del 80 %. Se realiza una división en tres grupos en función de la tensión primaria.

La normativa afecta a transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos de 5 a 167 kVA y trifásicos de 15 a 500 kVA. Los transformadores incluidos presentan una tensión de hasta 34.5 kV en primario y de hasta 15 kV en el secundario. La normativa afecta a transformadores nuevos, así como a aquellos que sean reparados o modificados. Las normativas que afectan a transformadores de refrigeración seca no son comunes en México y no se ha comenzado a regular de forma obligatoria.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	≤ 95 kV BIL (15 kV)	≤ 150 kV BIL (18 ÷ 25 kV)	≤ 200 kV BIL (34.5 kV)
Monofásico	10	98.61	98.49	98.28
	15	98.75	98.63	98.43
	25	98.90	98.79	98.63
	37.5	98.99	98.90	98.75
	50	99.08	98.99	98.86
	75	99.21	99.12	99.00
	100	99.26	99.16	99.06
	167	99.30	99.21	99.13
Trifásico	15	98.32	98.18	98.03
	30	98.62	98.50	98.35
	45	98.72	98.60	98.48
	75	98.86	98.75	98.64
	112.5	98.95	98.85	98.76
	150	99.03	98.94	98.86
	225	99.06	98.96	98.87
	300	99.11	99.02	98.92
500	99.20	99.11	99.03	

Tabla 50. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en México.

Número de fases	Potencia asignada (kVA)	≤ 95 kV BIL (15 kV)	≤ 150 kV BIL (18 ÷ 25 kV)	≤ 200 kV BIL (34.5 kV)
Monofásico	10	113	123	140
	15	152	167	191
	25	222	245	278
	37.5	306	334	380
	50	371	408	461
	75	478	533	606
	100	596	678	759
	167	942	1064	1173
Trifásico	15	205	222	241
	30	336	365	403
	45	467	511	556
	75	692	759	827
	112.5	955	1047	1130
	150	1175	1286	1384
	225	1708	1892	2057
	300	2155	2375	2620
500	3226	3592	3918	

Tabla 51. Pérdidas máximas admisibles para transformadores de refrigeración líquida en México.

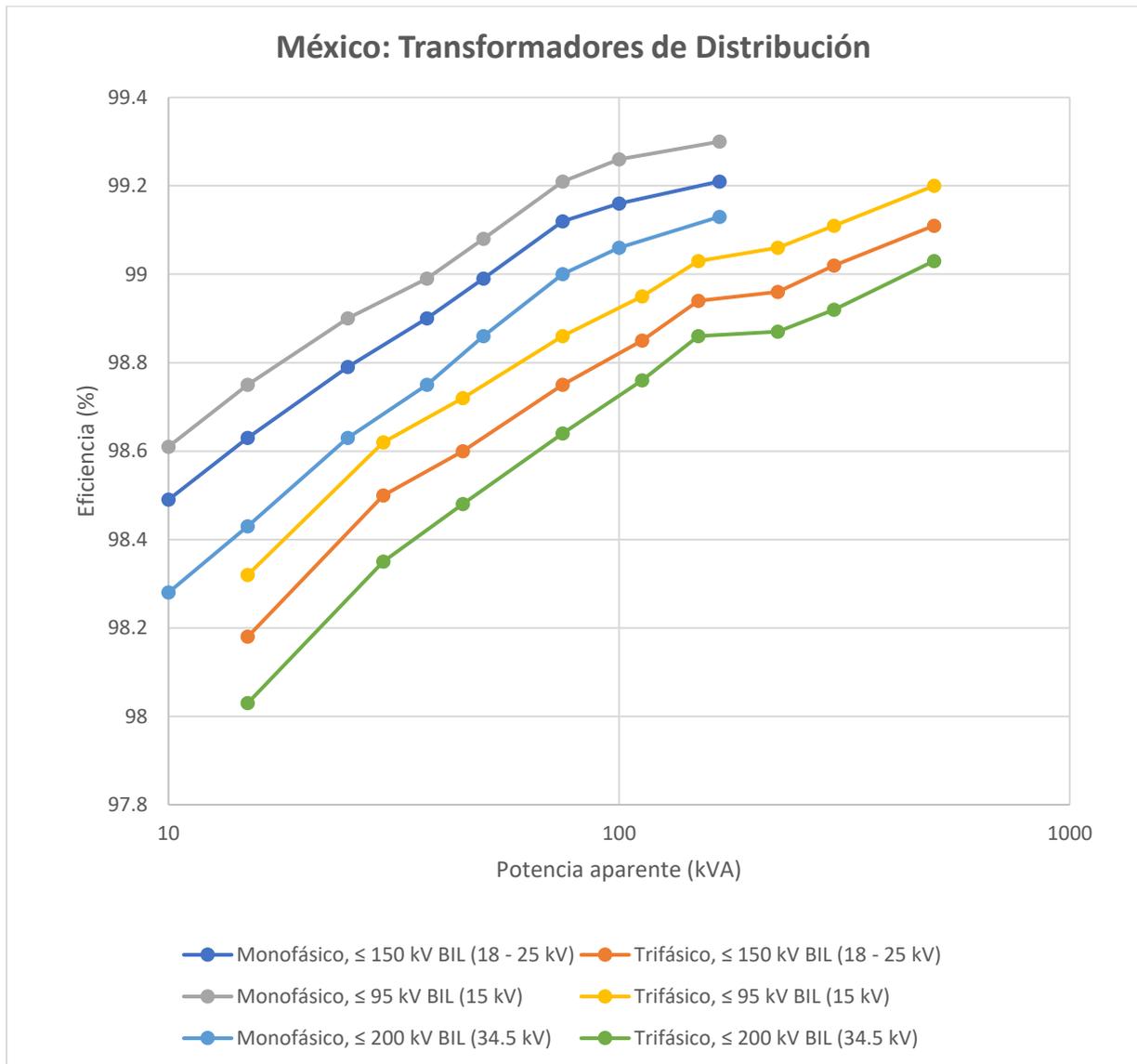


Ilustración 36. Eficiencia en transformadores de distribución en México.

3.2.14 República de Perú

Los requerimientos de eficiencia para transformadores de distribución de refrigeración líquida se recogen en la Norma Técnica Peruana NTP 370.002. La normativa NTP, de carácter voluntario, cubre transformadores de distribución de refrigeración líquida monofásicos de 5 a 50 kVA y trifásicos de 15 a 630 kVA. El estándar de prueba definido en NTP 370.002 se basa en los estándares de prueba internacionales para transformadores, IEC 60076-1.

En la siguiente tabla se recogen los valores de máximas pérdidas voluntarios a 60 Hz para transformadores de distribución monofásicos de refrigeración líquida en Perú.

Potencia asignada (kVA)	Baja Tensión			Media Tensión		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
5	49	142	96.62	62	144	96.08
10	68	211	98.73	81	233	98.53
15	86	278	97.93	101	319	97.59
20	103	342	98.12	125	388	97.78
25	120	410	98.22	150	469	97.86
37.5	165	608	98.31	196	629	98.12
50	199	776	98.43	240	793	98.25

Tabla 52. Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Perú.

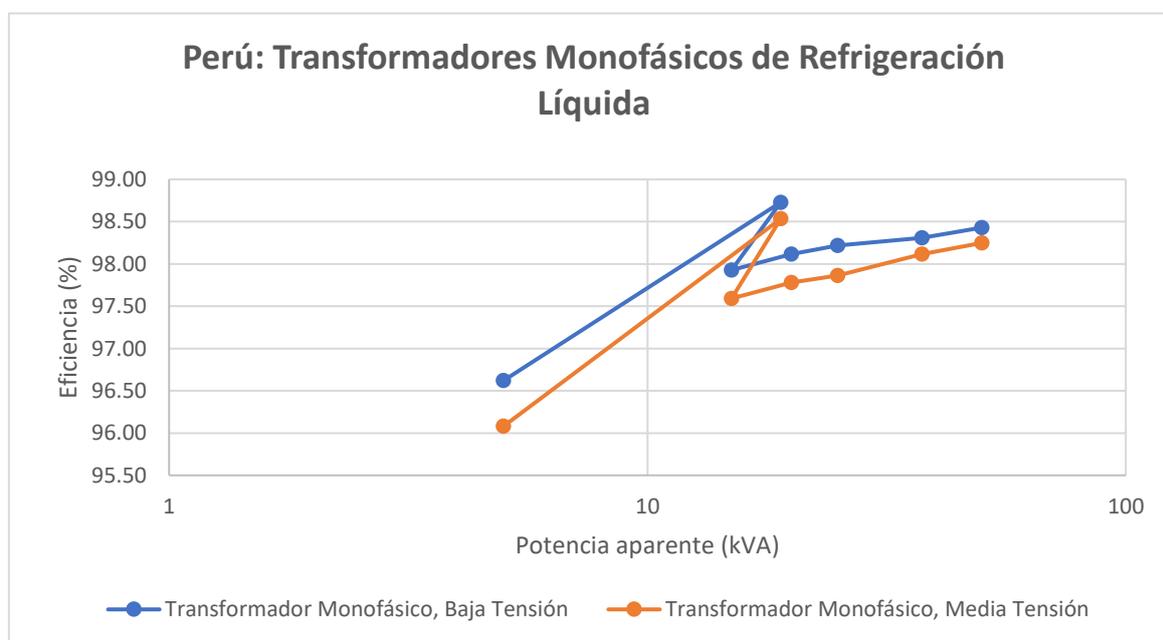


Ilustración 37. Eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Perú.

A continuación, se muestran los valores de máximas pérdidas voluntarios a 60 Hz para transformadores de distribución trifásicos de refrigeración líquida en Perú.

Potencia asignada (kVA)	Baja Tensión			Media Tensión		
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)
15	106	451	97.08	135	452	96.69
25	146	595	97.64	174	653	97.30
37.5	188	866	97.84	210	900	97.68
50	232	1120	97.95	248	1135	97.87
75	300	1521	98.19	327	1551	98.09
100	374	1920	98.29	417	1975	98.18
125	442	2239	98.40	483	2317	98.30
160	537	2775	98.46	571	2843	98.40
200	606	3375	98.55	648	3257	98.54
250	734	3804	98.65	771	3737	98.64
315	837	4533	98.75	866	4500	98.74
400	968	5550	98.82	1050	5429	98.80
500	1179	6540	98.87	1221	6464	98.87
630	1411	8136	98.91	1486	8144	98.88

Tabla 53. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Perú.

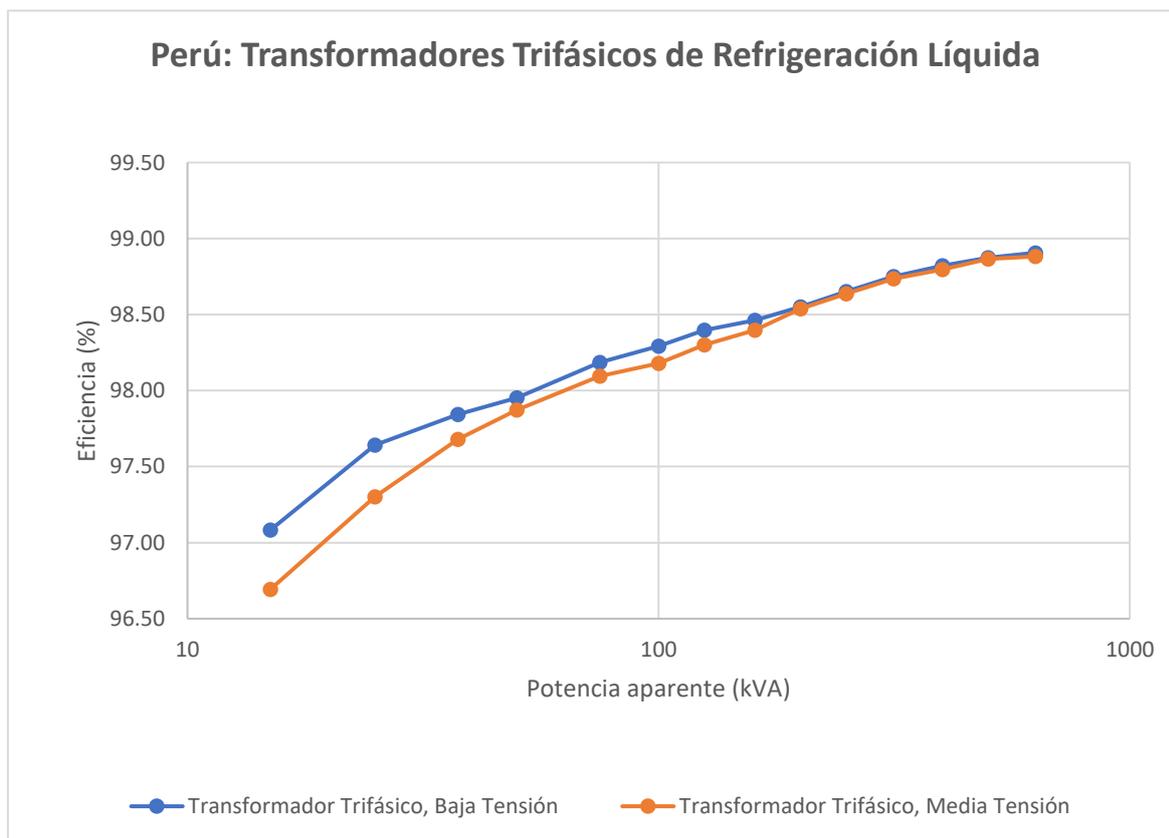


Ilustración 38. Eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Perú.

3.2.15 República de Singapur

En Singapur el Consejo de Construcción Ecológica emitió el documento TFEL-04 / 14-022011 que establece los valores mínimos de eficiencia para transformadores de distribución para las empresas de servicios públicos, así como para los edificios que se califiquen bajo el Certificado de Construcción Ecológica (*Green Building Certification*, SGBC 2010).

Los datos que se recogen a continuación se corresponden a las mínimas eficiencias para transformadores de distribución de refrigeración líquida, para una frecuencia de 50 Hz y un factor de carga del cincuenta por ciento.

Monofásico		Trifásico	
Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)	Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)
10	98.4	15	98.1
15	98.6	30	98.4
25	98.7	45	98.6
50	98.9	75	98.7
75	99.0	150	98.9
100	99.0	225	99.0
250	99.2	300	99.0
500	99.3	500	99.1
-	-	750	99.2
-	-	1000	99.2
-	-	2000	99.4
-	-	2500	99.4

Tabla 54. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Singapur, MEPS.

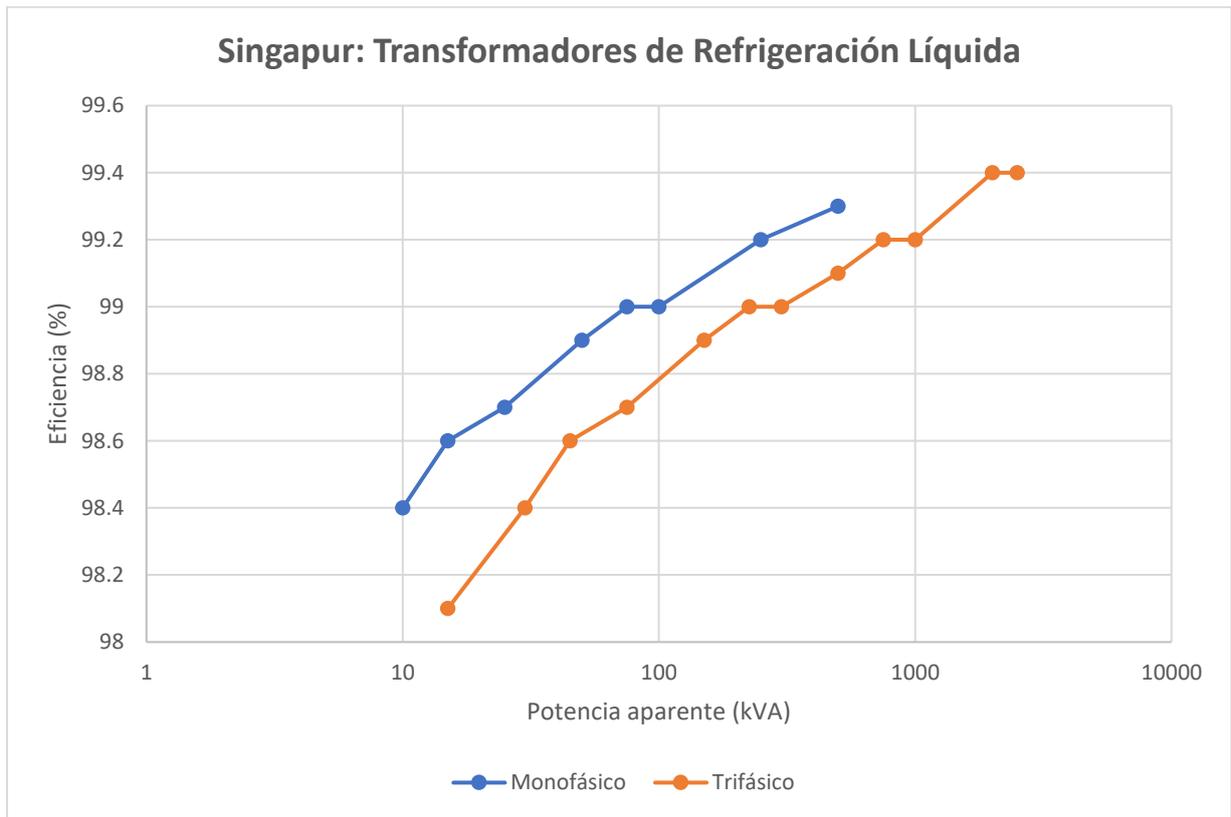


Ilustración 39. Eficiencia para transformadores de refrigeración líquida en Singapur, MEPS.

3.2.16 Reino de Tailandia

En Tailandia, las empresas públicas *Provincial Electricity Authority* (PEA) y *Metropolitan Electricity Authority* (MEA) definieron la normativa obligatoria de eficiencia HEPS (*High Energy Performance Standard*) para transformadores de distribución trifásicos y monofásicos de refrigeración líquida.

En el caso de transformadores trifásicos de refrigeración líquida el PEA y el MEA presentan diferentes valores del HEPs, afectando a rangos de potencia aparente (kVA) distintos.

Las normativas afectan a transformadores monofásicos de 10 a 50 kVA y trifásicos de 15 a 2000 kVA, para una tensión de 22 a 24 kV.

A continuación, se recogen los valores de eficiencia calculados para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

En la primera tabla se muestran los valores de eficiencia para transformadores de distribución monofásicos.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas para 22 ÷ 24 kV		Eficiencia IEC (%)
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	
10	60	145	98.08
20	90	300	98.35
30	120	430	98.48
50	150	670	98.73

Tabla 55. Eficiencia de transformadores monofásicos de refrigeración líquida en Tailandia, HEPS (PEA).

En las siguientes tablas aparecen los valores de eficiencia para transformadores de distribución trifásicos según el PEA y el MEA.

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas para 22 ÷ 24 kV		Eficiencia IEC (%)
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	
50	160	950	98.41
100	250	1550	98.73
160	360	2100	98.89
250	500	2950	99.01
315	600	3500	99.06
400	720	4150	99.12
500	860	4950	99.16
630	1010	5850	99.22
800	1200	9900	99.08
1000	1270	12150	99.14
1250	1500	14750	99.17
1500	1820	17850	99.16
2000	2110	21600	99.25

Tabla 56. Eficiencia de transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Tailandia, HEPS (PEA).

Potencia asignada (kVA)	Pérdidas para 22 ÷ 24 kV		Eficiencia IEC (%)
	Pérdidas vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	
15	70	160	98.53
45	160	360	98.89
75	220	580	99.03
112.5	255	840	99.17
150	300	1000	99.27
225	420	1530	99.29
300	480	1860	99.37
500	670	3030	99.43
750	840	4370	99.48
1000	1000	6400	99.48
1500	1200	10000	99.51

Tabla 57. Eficiencia de transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Tailandia, HEPS (MEA).

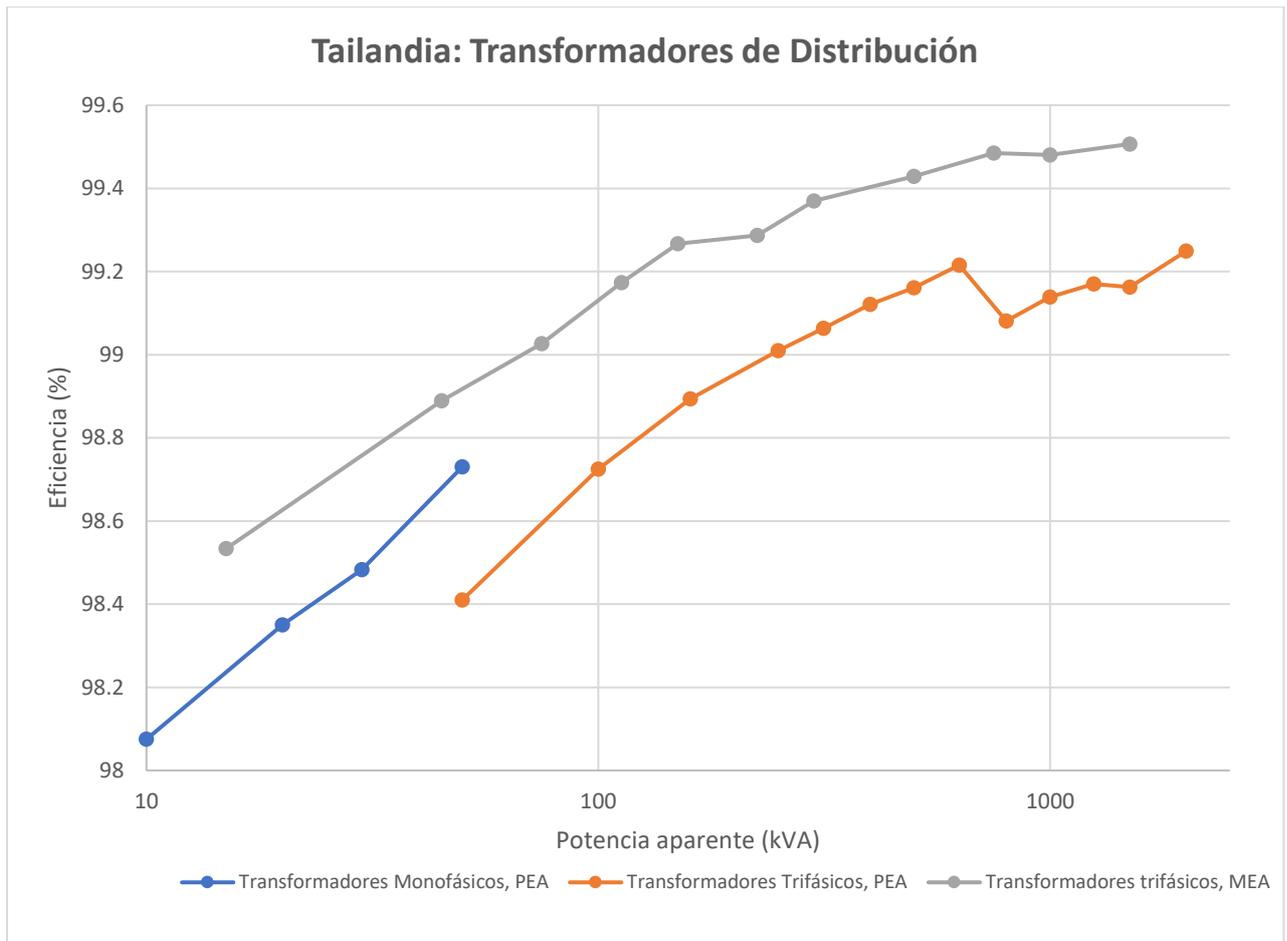


Ilustración 40. Eficiencia transformadores de distribución en Tailandia, HEPS.

3.2.17 República socialista de Vietnam

Vietnam presenta un programa nacional promoviendo la eficiencia energética para diversas aplicaciones y equipos. Algunos aspectos del programa tienen un carácter mandatorio, mientras que otros son voluntarios. Los transformadores de distribución se encuentran incluidos en el programa, estableciendo unos valores mínimos de eficiencia que fueron publicados en 2011 y entraron en vigor en 2013.

Los métodos de medición de eficiencia energética se detallan en el Estándar Nacional de Vietnam (TCVN 8525:2010, “Distribution Transformers: *Minimum Energy Performance and Method for Determination of Energy Efficiency*”). Este estándar se basa en los métodos de IEC 60076.

La normativa vietnamita se aplica a transformadores de distribución de refrigeración líquida, trifásicos, para una frecuencia de 50 Hz y una potencia aparente de 25÷2500 kVA, y una tensión nominal de 0.4÷35 kV.

Potencia asignada (kVA)	Eficiencia (%)
25	98.28
32	98.34
50	98.50
63	98.62
100	98.76
125	98.80
160	98.87
200	98.94
250	98.98
315	99.04
400	99.08
500	99.13
630	99.17
750	99.21
800	99.22
1000	99.27
1,250	99.31
1500	99.35
1600	99.36
2000	99.39
2500	99.40

Tabla 58. Eficiencia de transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Vietnam.

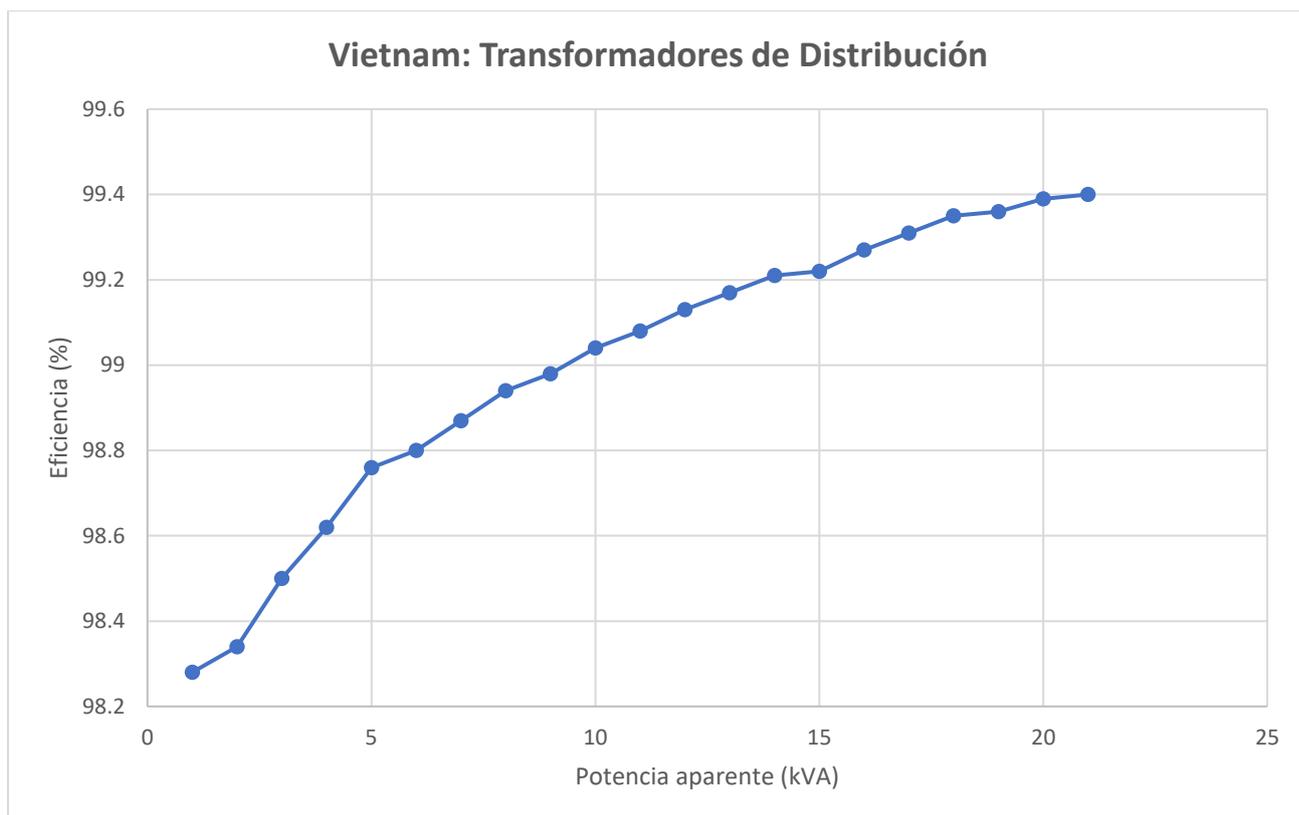


Ilustración 41. Eficiencia de transformadores trifásicos de refrigeración líquida en Vietnam.

3.3 NORMATIVA EN LA UNIÓN EUROPEA

En el año 2010 la Comisión Europea inicia un estudio preparatorio para establecer unos requerimientos mínimos de eficiencia (MEPS) en transformadores de distribución, bajo la supervisión de la Directiva Ecodiseño. Este tipo de transformadores es considerado como uno de los grupos prioritarios para centrarse en la mejora de la eficiencia, debido a su enorme potencial de ahorro energético. Además, a esto último hay que añadirle que la sustitución de los transformadores es más simple que la de los cables o líneas [22]. Durante el periodo de ausencia de normativas de carácter obligatorio el mercado europeo se rige por normativas voluntarias adoptadas por fabricantes y empresas de servicio público [30].

El 21 de mayo de 2014, la Comisión Europea implementa el Reglamento (UE) N.º 548/2014 que afecta a transformadores potencia pequeños, medianos y grandes, estableciendo el MEPS para estos equipos. El principal objetivo es evitar la introducción de máquinas poco eficientes en el mercado europeo [22]. Esta normativa afecta a transformadores en redes de transmisión y distribución, en instalaciones industriales y comerciales con una potencia aparente mínima de 1 kVA. Las normativas establecen el valor máximo de las pérdidas en carga y en vacío para transformadores trifásicos de refrigeración seca y líquida. Sin embargo, se excluye de la normativa, entre otros, el siguiente tipo de transformadores:

- Transformadores de medida, diseñados para la alimentación de instrumentos de medición, relés, contadores y aparatos similares.
- Transformadores con bobinas de baja tensión diseñados para ser utilizados con rectificadores, suministrando corriente continua.
- Transformadores que se conectan directamente a un horno.
- Transformadores de tracción utilizados en material rodante ferroviario.
- Transformadores de arranque, destinados al arranque de motores de inducción trifásicos.
- Transformadores destinados a instalaciones de emergencia.
- Transformadores de ensayo.
- Transformadores para aplicaciones sumergidas en aguas profundas.

- Transformadores de potencia grandes si, para una aplicación determinada, no existe una alternativa viable para cumplir con los requisitos de eficiencia mínima.
- Transformadores para aplicaciones marítimas y en plataformas flotantes. [32]

En el Artículo 7 del Reglamento se puntualiza que transcurridos tres años de la entrada en vigor se deben realizar nuevos estudios y revisar los límites propuestos para la eficiencia de los transformadores.

El método de cálculo del índice de eficiencia máxima (PEI) de los transformadores medianos y grandes se basa en la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador.

$$PEI = 1 - \frac{2 \cdot (P_o + P_{c0})}{S_r \cdot \sqrt{\frac{P_o + P_{c0}}{P_k}}}$$

Donde:

- P_o , son las pérdidas en vacío del transformador.
- P_{c0} , es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración en vacío.
- P_k , es la pérdida en carga.
- S_r , es la potencia asignada del transformador sobre cuya base se calcula P_k .

La normativa europea establece dos hitos, que fijan dos niveles de índice de eficiencia mínima (PEI) distintos. El primer hito (*Tier 1*, T1) establece los valores del PEI que entraron en vigor el 1 de julio de 2015. El segundo hito (*Tier 2*, T2), más exigente, fija los valores de eficiencia que se establecerán el 1 de julio de 2021 en la Unión Europea. A continuación, se presentan las tablas que recogen las eficiencias para transformadores medianos, medianos de montaje en poste y grandes.

3.3.1 Transformadores trifásicos medianos con $S_r \leq 3150$ kVA

Potencia asignada (kVA)	T1 (desde 1 julio 2015)				T2 (desde 1 julio 2021)			
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)
≤ 25	70	900	97.640	97.992	63	600	98.296	98.445
50	90	1100	98.540	98.741	81	750	98.926	99.014
100	145	1750	98.835	98.993	130	1250	99.115	99.194
160	210	2350	99.003	99.122	189	1750	99.217	99.281
250	300	3250	99.110	99.210	270	2350	99.314	99.363
315	360	3900	99.152	99.248	324	2800	99.350	99.395
400	430	4600	99.210	99.297	387	3250	99.400	99.439
500	510	5500	99.246	99.330	459	3900	99.426	99.465
630	600	6500	99.294	99.373	540	4600	99.463	99.500
800	650	8400	99.313	99.416	585	6000	99.479	99.532
1000	770	10500	99.321	99.431	693	7600	99.481	99.541
1250	950	11000	99.408	99.483	855	9500	99.483	99.544
1600	1200	14000	99.413	99.488	1080	12000	99.490	99.550
2000	1450	18000	98.164	99.489	1305	15000	99.495	99.558
2500	1750	22000	99.420	99.504	1575	18500	99.504	99.568
3150	2200	27500	99.424	99.506	1980	23000	99.509	99.572

Tabla 59. Eficiencia para transformadores de potencia trifásicos medianos sumergidos con una bobina de $U_m \leq 24$ kV y otra de $U_m \leq 1.1$ kV en la Unión Europea.

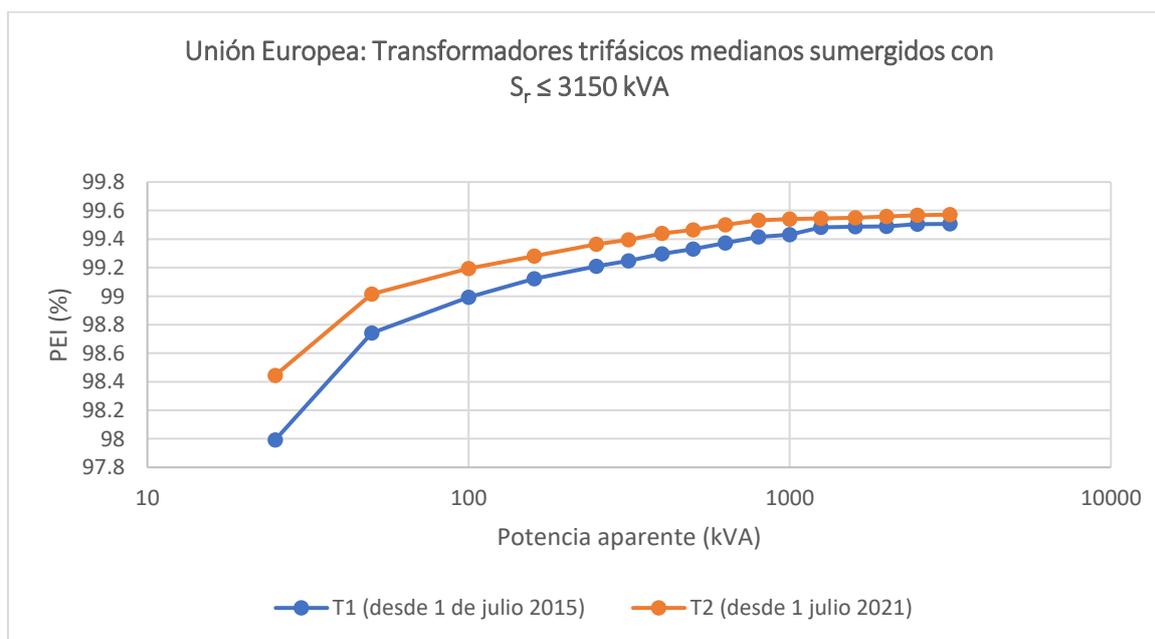


Ilustración 42. Eficiencia transformadores trifásicos medianos sumergidos con $S_n \leq 3150$ kVA.

Potencia asignada (kVA)	T1 (desde 1 julio 2015)				T2 (desde 1 julio 2021)			
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)
≤ 50	200	1700	97.500	97.668	180	1500	97.780	97.922
100	280	2050	98.415	98.485	252	1800	98.596	98.653
160	400	2900	98.594	98.654	360	2600	98.738	98.791
250	520	3800	98.824	98.875	468	3400	98.946	98.991
400	750	5500	98.938	98.984	675	4500	99.100	99.129
630	1100	7600	99.048	99.082	990	7100	99.122	99.158
800	1300	8000	99.175	99.194	1170	8000	99.208	99.235
1000	1550	9000	99.240	99.253	1395	9000	99.271	99.291
1250	1800	11000	99.272	99.288	1620	11000	99.301	99.325
1600	2200	13000	99.319	99.332	1980	13000	99.346	99.366
2000	2600	16000	99.340	99.355	2340	16000	99.366	99.388
2500	3100	19000	99.372	99.386	2790	19000	99.397	99.418
3150	3800	22000	99.410	99.419	3420	22000	99.434	99.449

Tabla 60. Eficiencia para transformadores de potencia trifásicos medianos secos con una bobina de $U_m \leq 24$ kV y otra de $U_m \leq 1.1$ kV en la Unión Europea.

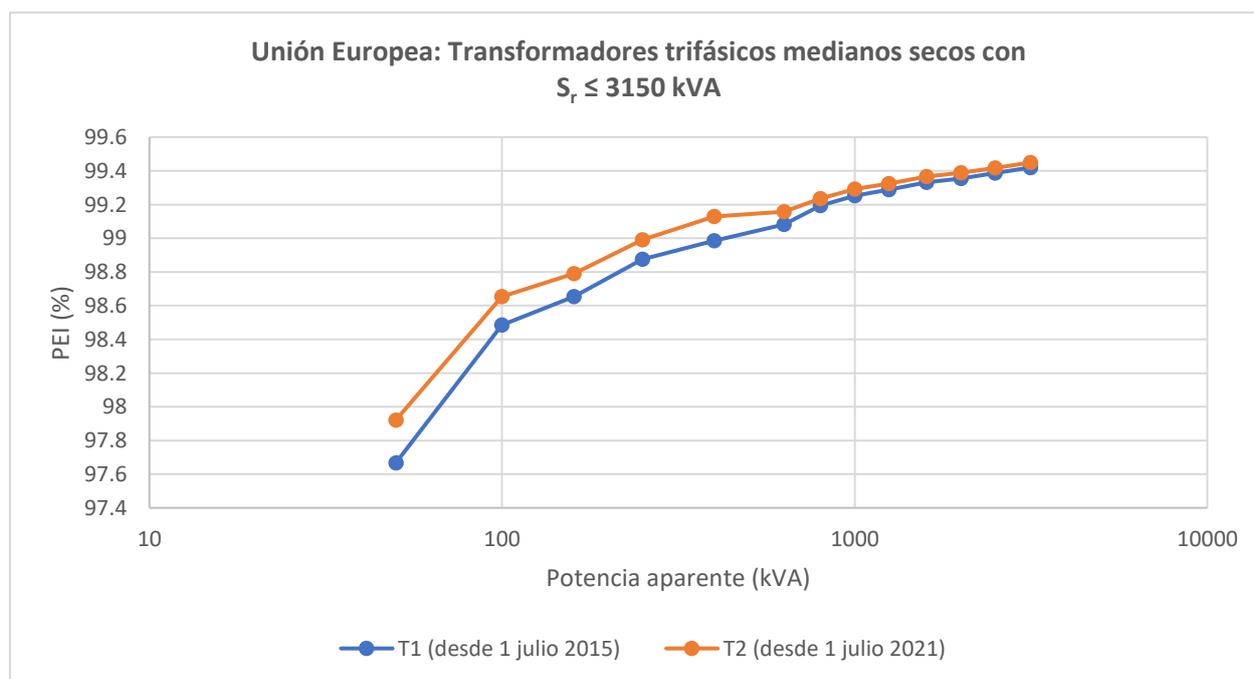


Ilustración 43. Eficiencia transformadores trifásicos medianos secos con $S_r \leq 3150$ kVA.

3.3.2 Transformadores medianos con $S_r \geq 3150$ kVA

Potencia asignada (kVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
≤ 4000	99.465	99.532
5000	99.483	99.548
6300	99.510	99.571
8000	99.535	99.593
10000	99.560	99.615
12500	99.588	99.640
16000	99.615	99.663
20000	99.639	99.684
25000	99.671	99.712
31500	99.671	99.712
40000	99.684	99.724

Tabla 61. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia medianos sumergidos en la Unión Europea.

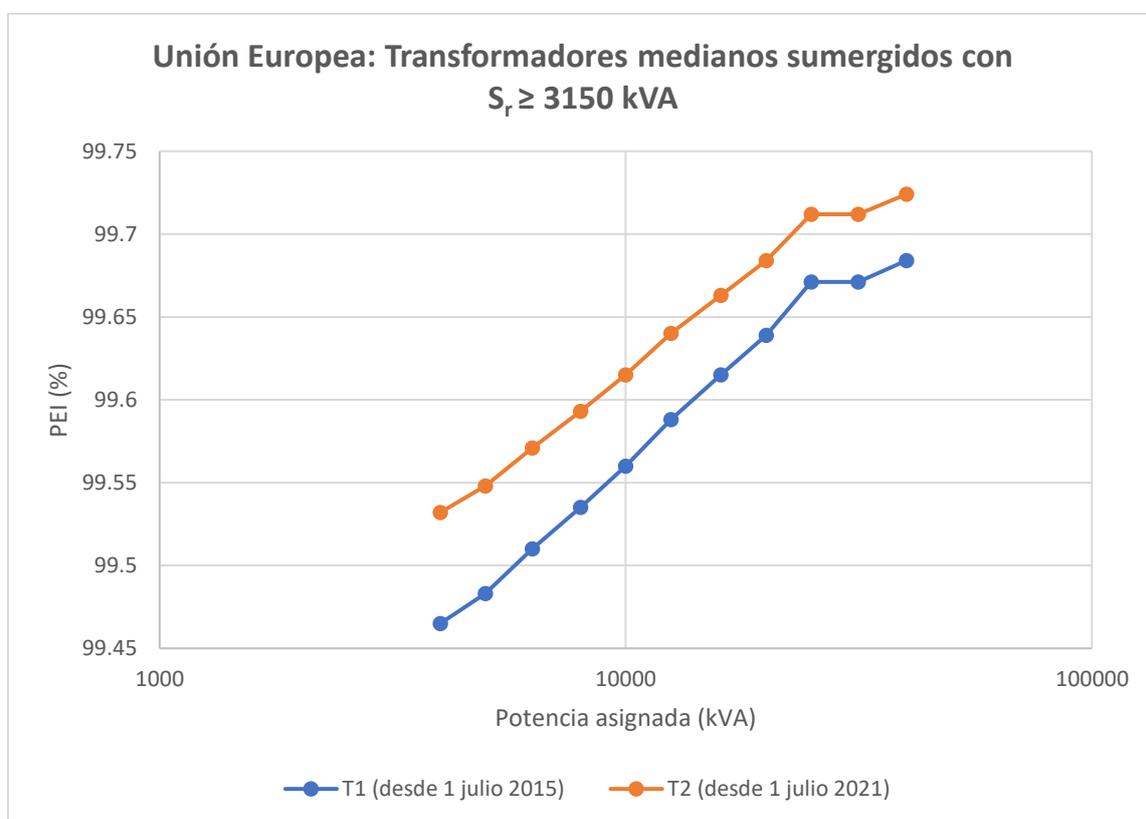


Ilustración 44. Eficiencia transformadores medianos sumergidos con $S_r \geq 3150$ kVA.

Potencia asignada (kVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
≤ 4000	99.348	99.382
5000	99.354	99.387
6300	99.356	99.389
8000	99.357	99.390
≥ 10000	99.357	99.390

Tabla 62. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia medianos secos en la Unión Europea.

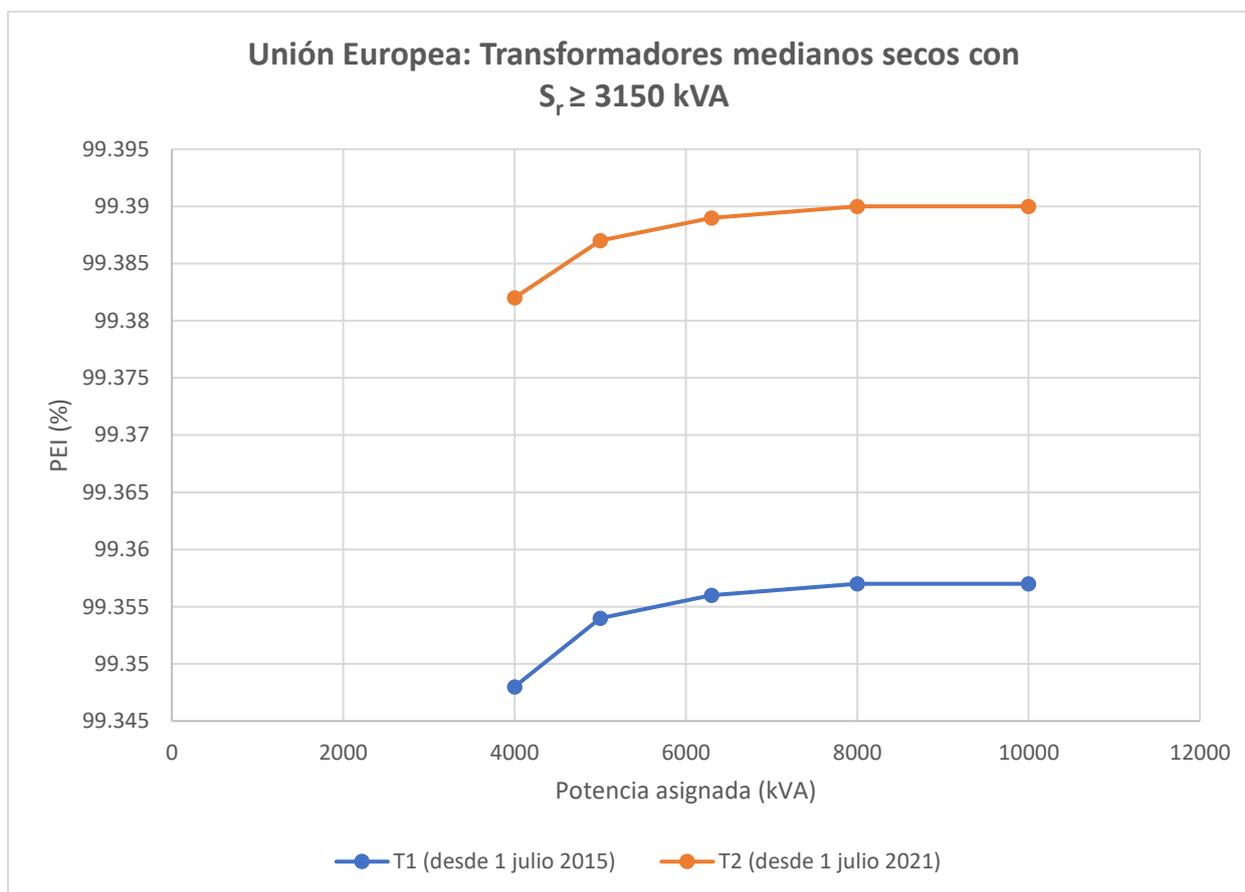


Ilustración 45. Eficiencia transformadores medianos secos con $S_r \geq 3150$ kVA.

3.3.3 Transformadores de potencia medianos de montaje en postes

Potencia asignada (kVA)	T1 (desde 1 julio 2015)				T2 (desde 1 julio 2021)			
	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)	Pérdidas en vacío (W)	Pérdidas en carga (W)	Eficiencia IEC (%)	Valor PEI (%)
25	70	900	95.840	97.992	70	725	96.540	98.726
50	90	1100	97.440	98.741	90	875	97.890	99.206
100	145	1750	97.960	98.993	145	1475	98.235	99.346
160	300	3102	97.686	98.794	270	3102	97.724	99.191
200	356	2750	98.269	99.011	310	2333	98.524	99.399
250	425	3250	98.360	99.060	360	2750	98.612	99.437
315	520	3900	98.432	99.096	440	3250	98.689	99.463

Tabla 63. Eficiencia para transformadores de potencia medianos sumergidos de montaje en postes en la Unión Europea.

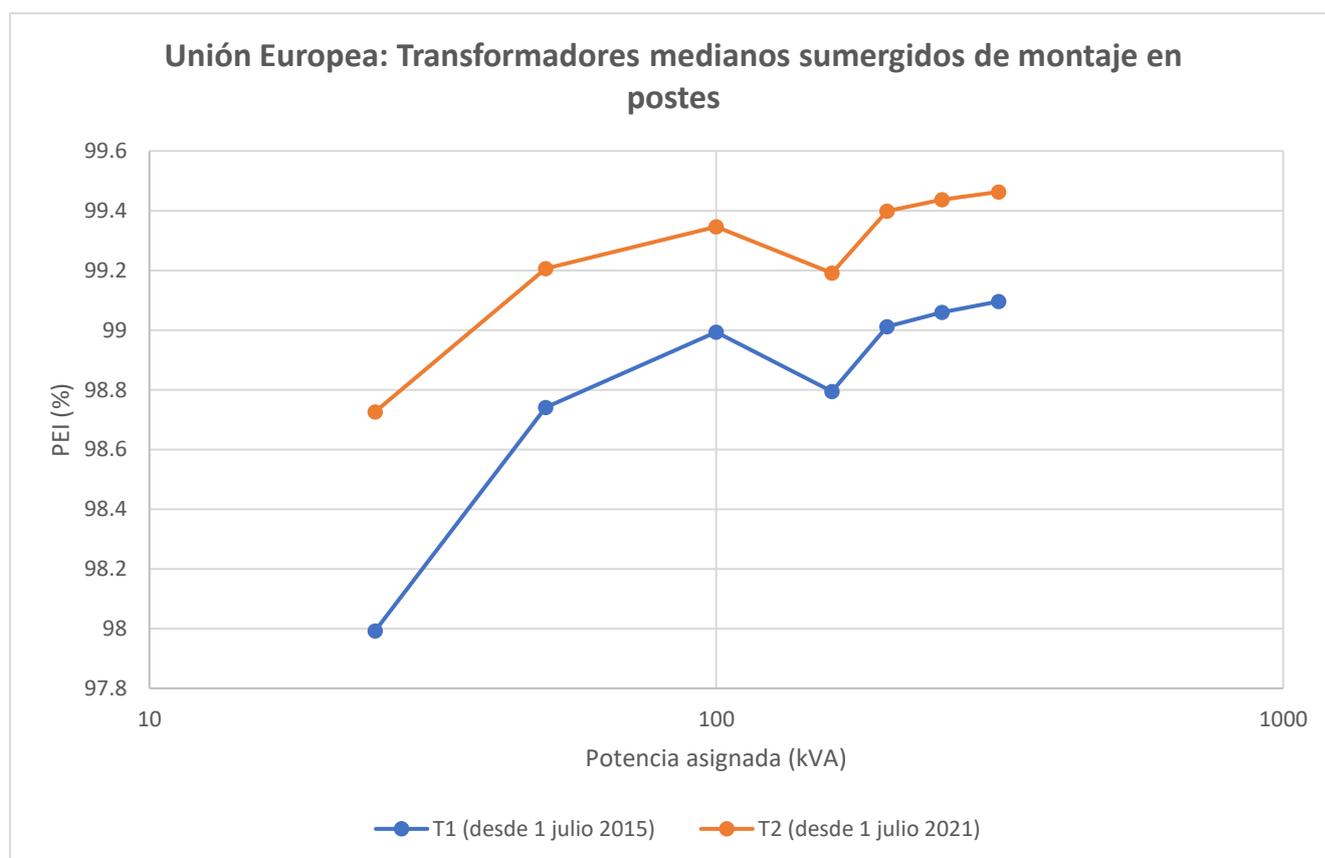


Ilustración 46. Eficiencia para transformadores medianos de montaje en postes.

3.3.4 Transformadores de potencia grandes

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
≤ 4	99.465	99.532
5	99.483	99.548
6.3	99.510	99.571
8	99.535	99.593
10	99.560	99.615
12.5	99.588	99.640
16	99.615	99.663
20	99.639	99.684
25	99.657	99.700
31.5	99.671	99.712
40	99.684	99.724
50	99.696	99.734
63	99.709	99.745
80	99.723	99.758
≥ 100	99.737	99.770

Tabla 64. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia grandes sumergidos en la Unión Europea.

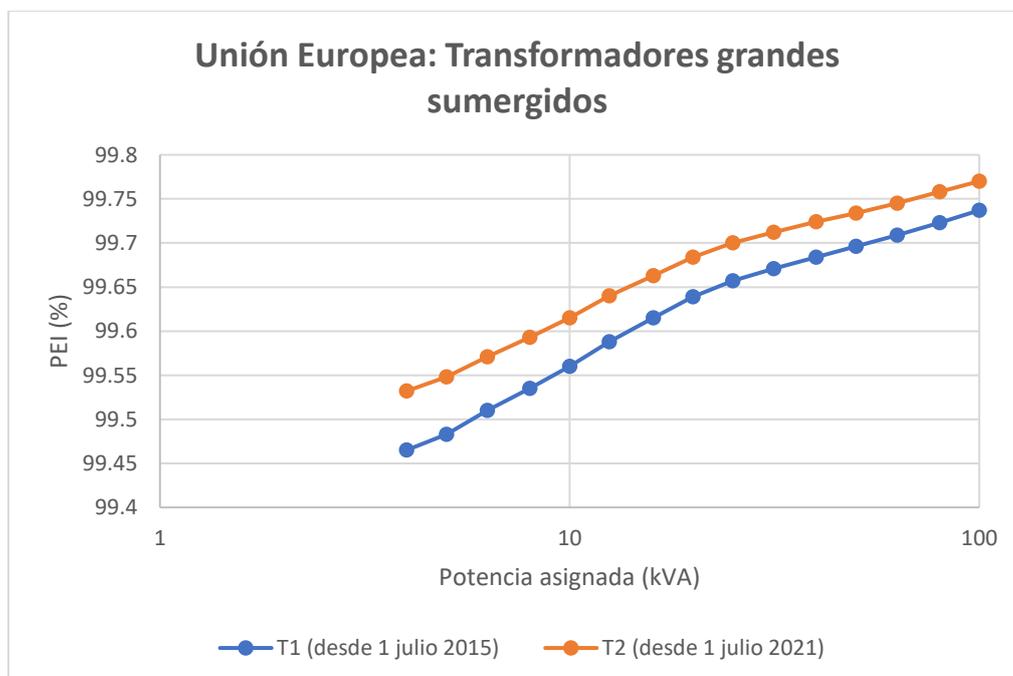


Ilustración 47. Eficiencia transformadores grandes sumergidos.

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
≤ 4	99.158	99.225
5	99.200	99.265
6.3	99.242	99.303
8	99.298	99.356
10	99.330	99.385
12.5	99.370	99.422
16	99.416	99.464
20	99.468	99.513
25	99.521	99.564
31.5	99.551	99.592
40	99.567	99.607
50	99.585	99.623
≥ 63	99.590	99.626

Tabla 65. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia grandes secos.

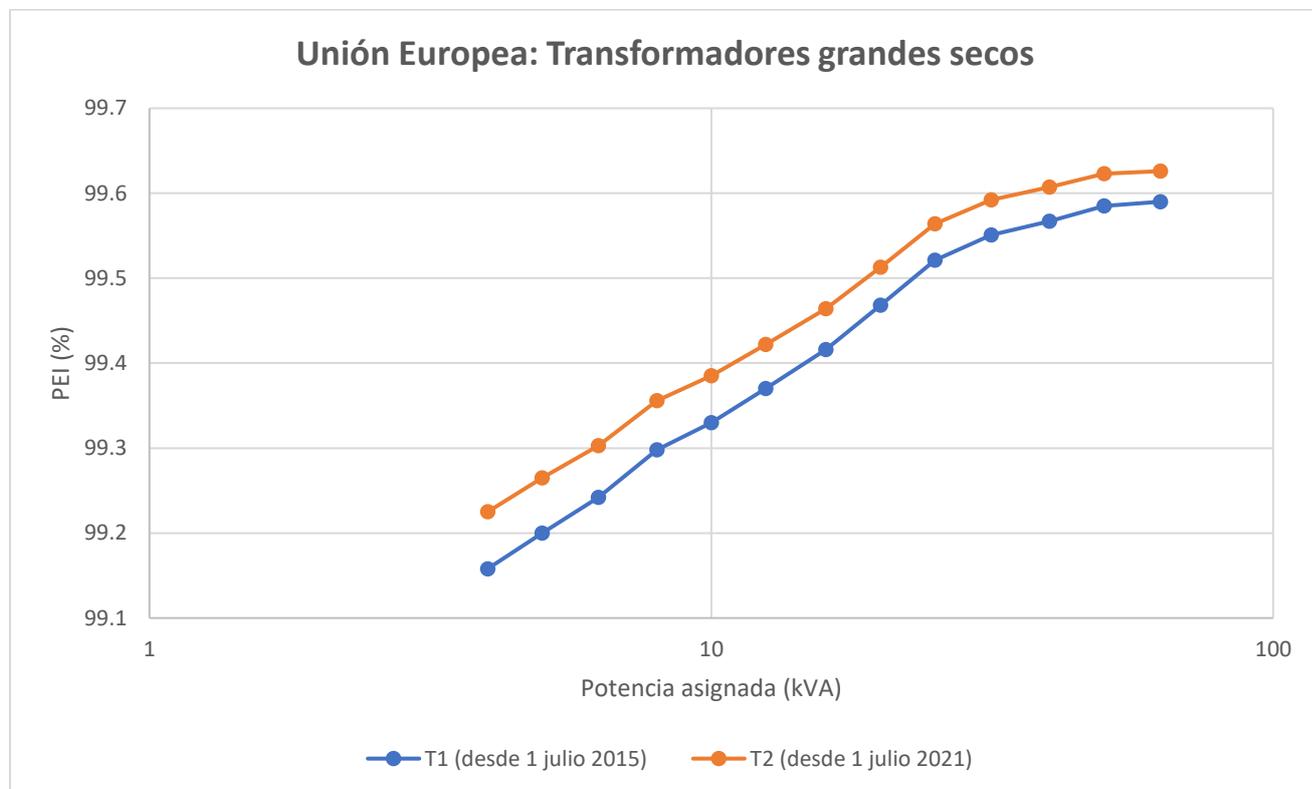


Ilustración 48. Eficiencia para transformadores de potencia grandes secos.

3.4 COMPARATIVA ENTRE PAÍSES

En este apartado se procede a comparar las normativas de eficiencia en transformadores de los países que han sido expuestos anteriormente. Con el objetivo de unificar criterios, se han realizado las siguientes transformaciones (en los casos que sea aplicable):

- Factor de carga del 50 %
- Frecuencia de 50 Hz. Frecuencia de la red

Sin embargo, en esta parte del estudio se ha obviado la influencia de:

- Definición de potencia asignada según IEC o IEEE.
- Factor de corrección de la temperatura.

Esta decisión se ha tomado en base de la falta de información sobre temperaturas de ensayo en algunos países y la menor repercusión sobre los resultados finales de eficiencia. Los resultados analíticos de eficiencias son, por tanto, aproximaciones, debido principalmente a las simplificaciones que se han realizado. Sin embargo, las representaciones gráficas nos aportan una información de gran interés, principalmente a modo comparativo entre los diferentes países. Se utiliza el código estándar “ISO 3166-1 alfa-2” para designar los países de este estudio:

País	ISO 3166-1 alfa-2
Australia	AU
Brasil	BR
Canadá	CA
Chile	CL
China	CN
Colombia	CO
Corea	KR
Estados Unidos de América	US
India	IN
Indonesia	ID
Israel	IL
Japón	JP
México	MX
Nueva Zelanda	NZ
Perú	PE
Singapur	SG
Tailandia	TH
Vietnam	VN

Tabla 66. Código ISO 3166-1 alfa-2 para los países del estudio.

3.4.1 Transformadores trifásicos de refrigeración líquida.

A continuación, se recogen los valores de eficiencia que establece cada país para sus transformadores trifásicos de refrigeración líquida. Esta parte del estudio abarca potencias aparentes desde los 15 a los 3000 kVA.

Los resultados han sido normalizados para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

kVA	AU	BR	CA	CL	CN	CO	KR	US	IN	ID	IL	JP	MX	PE	SG	TH	VN
15	-	97.13	97.85	98.1	-	97.86	-	98.61	-	-	-	98.14	97.99	96.65	98.1	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	98.13	-	-	-	-	-	-	-	-
25	98.28	-	-	-	-	-	-	-	98.32	98.55	-	-	-	97.26	-	-	98.28
30	-	97.58	98.16	98.4	98.33	98.20	-	98.79	-	-	-	98.54	98.31	-	98.4	-	-
45	-	97.83	98.37	98.6	-	98.37	-	98.88	-	-	-	98.73	98.44	-	98.6	-	-
50	-	-	-	-	98.61	98.53	-	-	-	98.7	-	-	-	97.83	-	98.41	98.5
63	98.62	-	-	-	98.7	-	-	-	98.79	-	-	-	-	-	-	-	98.62
75	-	98.08	98.59	98.7	-	98.53	-	98.99	-	-	-	98.94	98.60	98.05	98.7	-	-
80	-	-	-	-	98.77	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	98.76	-	-	-	98.85	-	98.46	-	98.96	98.87	98.66	-	-	98.14	-	98.73	98.76
112.5	-	98.28	-	98.8	-	98.63	-	99.07	-	-	-	99.08	98.72	-	-	-	-
125	-	-	-	-	98.9	-	-	-	-	-	-	-	-	98.26	-	-	98.8
150	-	98.40	98.80	98.9	-	98.71	98.56	99.12	-	-	-	99.16	98.82	-	98.9	-	-
160	-	-	-	-	98.96	-	-	-	99.04	99	98.9	-	-	98.36	-	98.89	98.87
200	98.94	-	-	-	99.01	-	98.56	-	99.11	99.06	-	-	-	98.50	-	-	98.94
225	-	98.51	98.90	99	-	98.77	-	99.19	-	-	-	99.27	98.83	-	99	-	-
250	-	-	-	-	99.07	-	98.66	-	-	99.11	98.97	-	-	98.60	-	99.01	98.98
300	-	98.66	99.01	99	-	98.85	98.66	99.23	-	-	-	99.34	98.88	98.70	99	-	-
315	99.04	-	-	-	99.12	-	-	-	-	99.17	-	-	-	-	-	99.06	99.04
400	-	-	-	-	99.18	98.90	98.76	-	-	99.22	99.09	-	-	98.76	-	99.12	99.08
500	99.13	-	99.11	99.1	99.21	98.95	98.86	99.31	-	99.27	-	99.45	98.99	98.83	99.1	99.16	99.13
600	-	-	-	-	-	-	98.86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
630	-	-	-	-	99.25	98.98	-	-	-	99.31	99.28	-	-	98.84	-	99.22	99.17
750	99.21	-	99.02	99.2	-	99.01	98.86	99.36	-	-	-	99.31	-	-	99.2	-	99.21
800	-	-	-	-	99.29	99.02	-	-	-	99.32	99.19	-	-	-	-	99.08	99.22
1000	99.27	-	99.11	99.2	99.26	-	98.96	99.39	-	99.35	-	99.34	-	-	99.2	99.14	99.27
1250	-	-	-	-	99.3	99.09	99.06	-	-	99.35	99.31	-	-	-	-	99.17	99.31
1500	99.35	-	-	99.3	-	-	99.06	99.44	-	-	-	99.38	-	-	-	99.16	99.35
1600	-	-	-	-	-	99.12	-	-	-	99.37	99.32	-	-	-	-	-	99.36
2000	99.39	-	-	99.4	-	99.15	99.16	99.47	-	99.38	99.38	99.41	-	-	99.4	99.25	99.39
2500	99.4	-	-	99.4	-	99.17	-	99.49	-	99.39	99.41	99.43	-	-	99.4	-	99.4
3000	-	-	-	-	-	99.18	99.26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 67. Eficiencia en transformadores trifásicos de refrigeración líquida en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

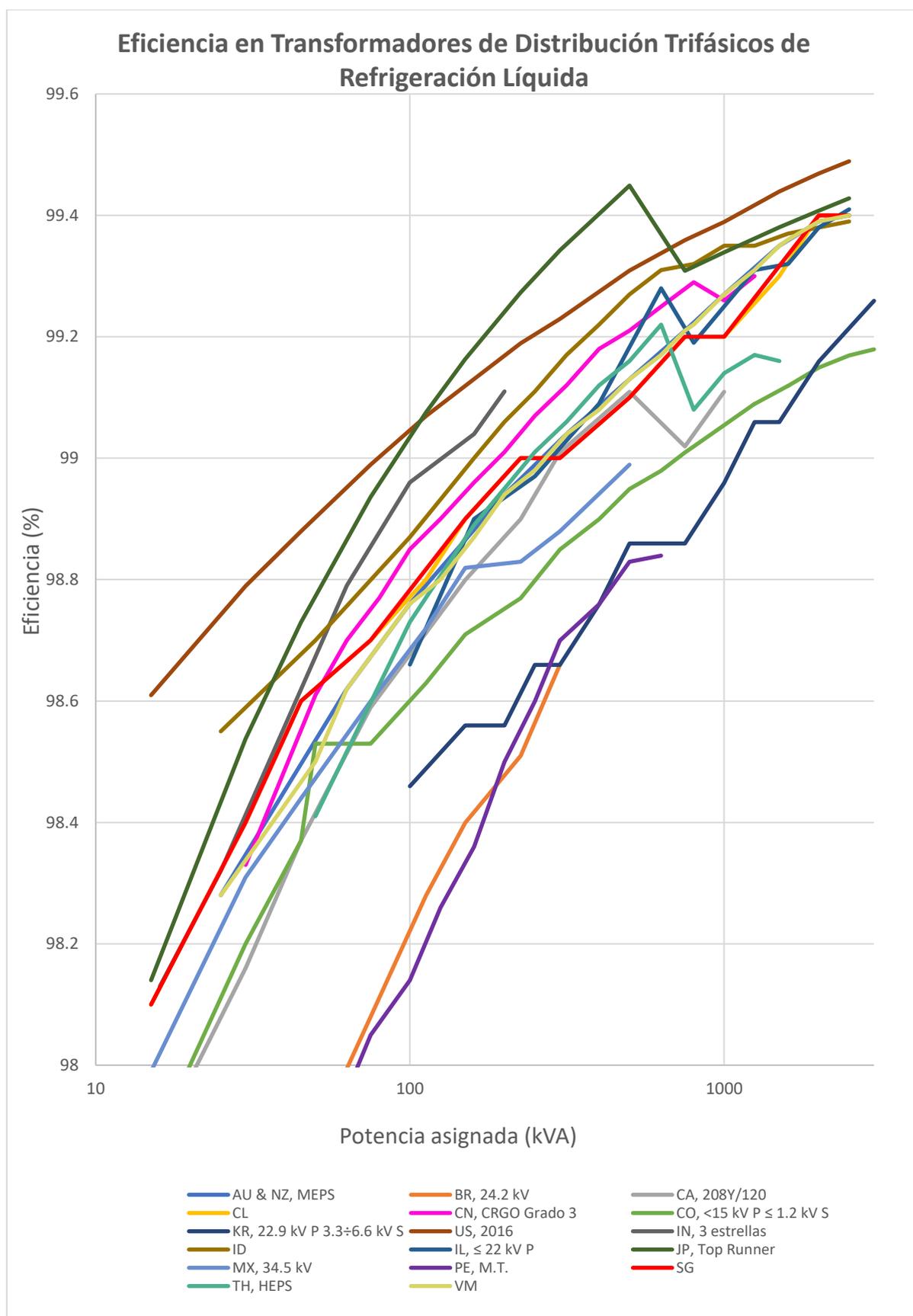


Ilustración 49. Comparativa de normativas de eficiencia en transformadores trifásicos sumergidos en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

Todas las curvas representan la eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración líquida. Sin embargo, dentro de esta categoría de transformadores, algunos países realizan un conjunto de clasificaciones extra. Para que quede totalmente claro cuáles son los valores de eficiencia que se han usado, en aquellos lugares que realizan subclasificaciones dentro de los transformadores trifásicos sumergidos, se especifica en la leyenda del gráfico.

Para los países del estudio, los valores más altos de eficiencia a potencias más bajas son los de Estados Unidos (US, 2016). Estos valores son bastante más elevados que los del resto de países, lo que nos hace pensar que Estados Unidos podría haber prestado especial atención en la eficiencia de los equipos que trabajan con bajos valores de potencia asignada. Para valores superiores de potencia asignada el programa de eficiencia japonés *Top Runner* presenta unos valores ligeramente superiores a los estadounidenses, aunque vuelve a situarse ligeramente por debajo a partir de los 750 kVA.

Los valores más bajos de eficiencia son los de Perú, Brasil y Corea. Por ejemplo, para una potencia asignada de 300 kVA la eficiencia en Perú es de 98.70 % y la de Brasil y Corea es de 98.66 %, cuando el valor medio de eficiencia se encuentra en torno al 99 %.

El resto de países se encuentra más cercano al comportamiento de la media. Dentro de esta categoría destacan la India, Indonesia y China por presentar unos valores ligeramente superiores. Por el contrario, con un comportamiento ligeramente inferior a la media se encuentran Colombia, Canadá y México. En el caso de Colombia y Canadá, las normativas que rigen la eficiencia de transformadores no son de obligado cumplimiento, lo que podría explicar un comportamiento más laxo por parte de estos países. Sin embargo, en México estas normativas si son obligatorias desde 1999.

Como norma general, para un mismo valor de potencia asignada, las curvas se encuentran comprendidas dentro de un margen del ± 0.5 % en puntos porcentuales de eficiencia. La tendencia general es, como era de esperar, de aumento de la eficiencia conforme aumenta la potencia nominal. La diferencia entre el valor máximo de eficiencia y el mínimo, correspondientes al valor mínimo y máximo de potencia, toma un valor medio de aproximadamente 1.3 % puntos porcentuales de eficiencia.

Seguidamente, se muestra un análisis de la eficiencia para valores concretos de potencia asignada (100 y 1000 kVA). Se recogen únicamente aquellos países para los que la normativa se encuentra definida explícitamente, por lo que no se realiza ningún tipo de interpolación o extrapolación en este apartado.

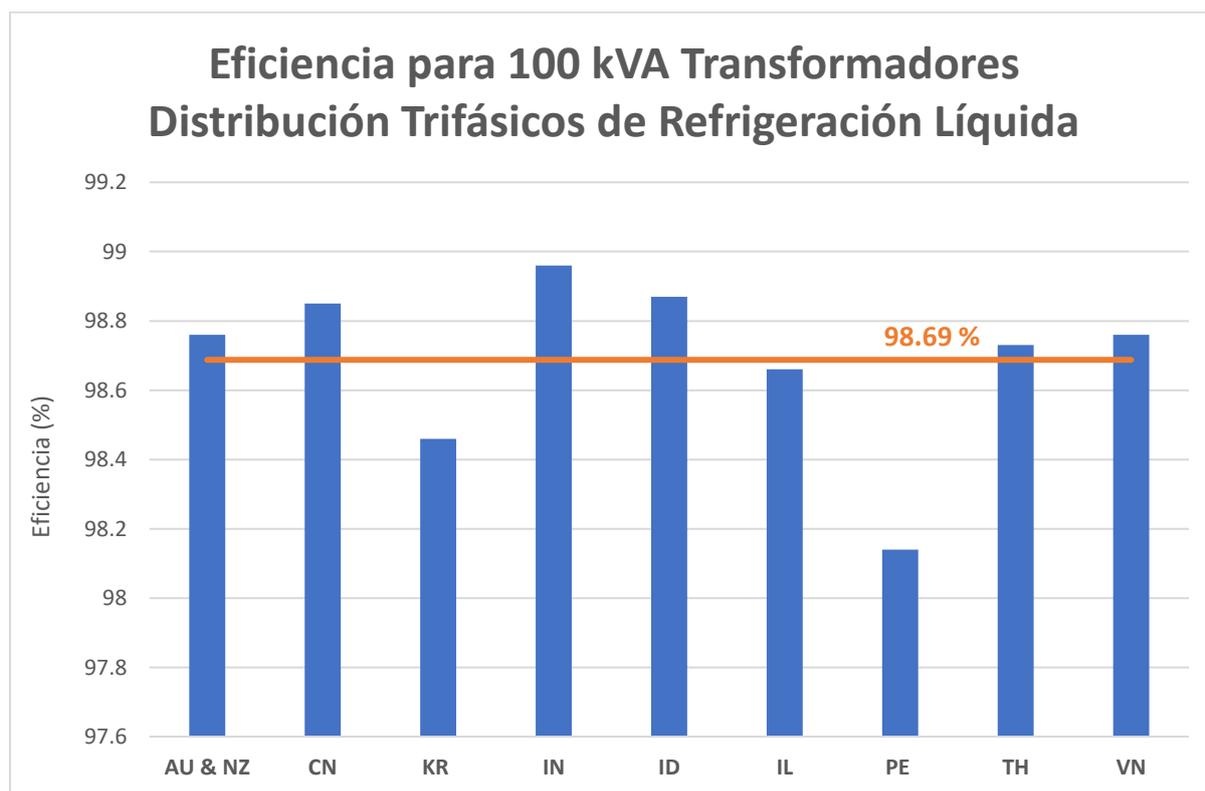


Ilustración 50. Eficiencia y valor medio (%) para 100 kVA en transformadores trifásicos de refrigeración líquida.

Observamos un comportamiento muy inferior respecto al resto de países en Perú y Corea, lo que se corresponde con la tendencia general de bajos niveles de eficiencia en estos países con respecto a la media. Israel también presenta una eficiencia ligeramente inferior a la media, aunque esto no es significativo como en el caso de los otros dos países. Por encima del valor medio de eficiencia para 100 kVA (98.69 %) se encuentran Australia y Nueva Zelanda, China, India, Indonesia, Tailandia y Vietnam. Destacan los elevados rendimientos de India, Indonesia y China sobre el resto de los países, ya que estos países presentan unas normativas más restrictivas que la media. La diferencia entre el país más eficiente para esta potencia asignada, India, y el menos, Perú, es de 0.82 % (puntos porcentuales de eficiencia).

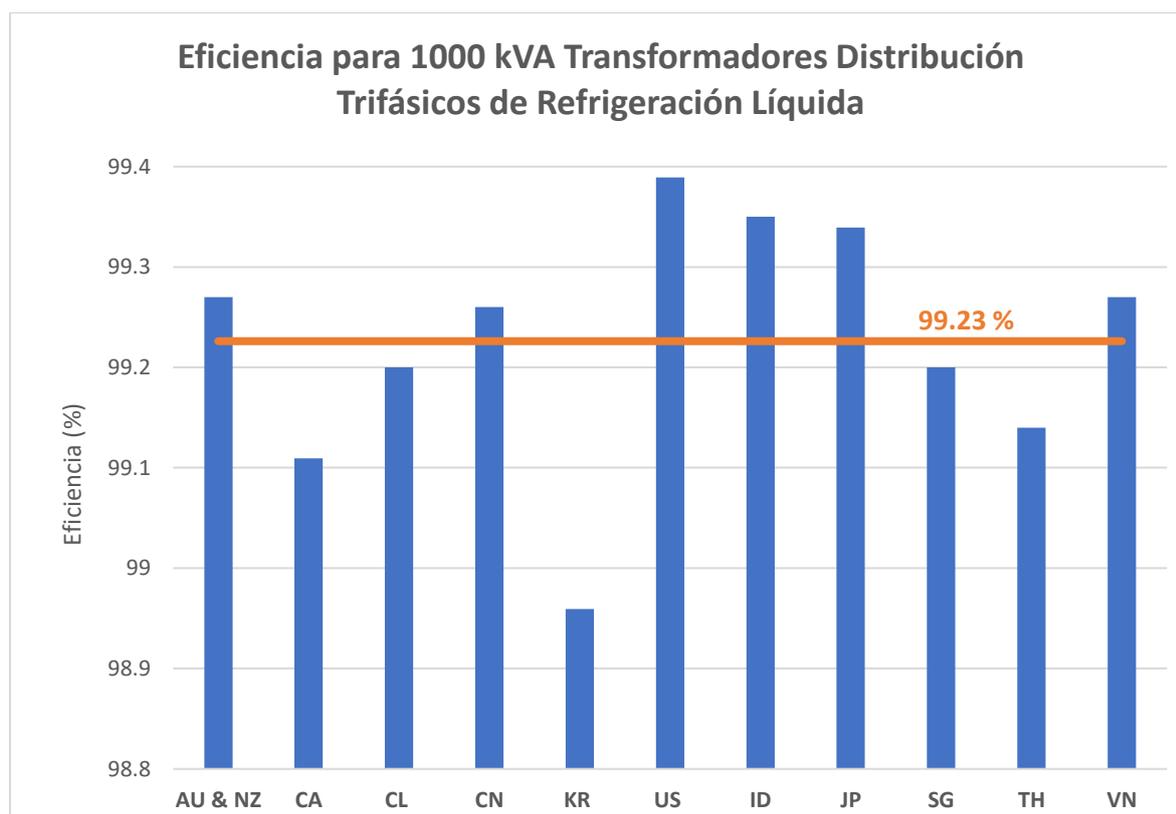


Ilustración 51. Eficiencia y valor medio (%) para 1000 kVA en transformadores trifásicos de refrigeración líquida.

Si comparamos con los valores de eficiencia para 100 kVA observamos que han aumentado, el valor medio asciende hasta 99.23 %. Para 1000 kVA, el país que se encuentra más alejado de la media es Corea, seguido de Canadá, Tailandia, Chile y Singapur, que también se encuentran por debajo del valor de eficiencia medio, aunque no tanto como el primer país. Por el contrario, observamos un rendimiento extraordinario para Estados Unidos, Indonesia y Japón, y es que estos son los países más eficientes de nuestro estudio. La diferencia entre el país más eficiente para esta potencia asignada, Estados Unidos, y el menos, Corea, es de 0.43 % (puntos porcentuales de eficiencia).

Tras este análisis queda reforzada la idea de que las potencias asignadas altas están relacionadas con mayores valores de eficiencia, debido principalmente al ahorro energético que esto supone. También se aprecia que la desviación con respecto a la media es inferior para potencias asignadas más elevadas. Es decir, aquellos países que establecen unos criterios de eficiencia menos estrictos se acercan más a la media para potencias asignadas superiores.

3.4.2 Transformadores monofásicos de refrigeración líquida

A continuación, se recogen los valores de eficiencia que establece cada país para sus transformadores monofásicos de refrigeración líquida. Esta parte del estudio abarca potencias aparentes desde los 5 a los 3000 kVA.

Los resultados han sido normalizados para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

kVA	AU	BR	CL	CN	CO	KR	US	ID	JP	MX	PE	SG	TH
5	-	96.81	-	97.15	97.86	-	-	-	-	-	96.04	-	-
10	98.3	97.54	98.4	97.6	98.26	-	98.66	98.28	98.48	98.24	98.49	98.4	98.08
15	-	97.74	98.6	-	98.38	-	98.78	-	98.66	98.39	97.55	98.6	-
16	98.52	-	-	98.05	-	-	-	98.55	-	-	-	-	-
20	-	-	-	98.13	-	-	-	-	-	-	97.74	-	98.35
25	98.7	98.12	98.7	-	98.58	-	98.91	98.7	98.85	98.59	97.82	98.7	-
30	-	-	-	98.29	-	-	-	-	-	-	-	-	98.48
37.5	-	98.20	-	-	98.70	-	99.01	-	98.98	98.71	98.08	-	-
40	-	-	-	98.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-
50	98.9	98.28	98.9	98.45	98.81	-	99.07	98.94	99.07	-	98.21	98.9	98.73
63	-	-	-	98.53	-	-	-	-	-	-	-	-	-
75	-	98.55	99	-	98.93	-	99.15	-	99.18	98.96	-	99	-
80	-	-	-	98.63	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	-	98.66	-	98.7	98.99	98.66	99.21	-	99.25	99.02	-	99	-
125	-	-	-	98.76	-	-	-	-	-	-	-	-	-
150	-	-	-	-	-	98.66	-	-	-	-	-	-	-
160	-	-	-	98.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-
167	-	-	-	-	-	-	99.29	-	99.35	99.09	-	-	-
200	-	-	-	-	-	98.66	-	-	-	-	-	-	-
250	-	-	-	-	-	-	99.35	-	99.43	-	-	99.2	-
300	-	-	-	-	-	98.76	-	-	-	-	-	-	-
333	-	-	-	-	-	-	99.39	-	99.48	-	-	-	-
400	-	-	-	-	-	98.86	-	-	-	-	-	-	-
500	-	-	-	-	-	98.86	99.45	-	99.54	-	-	99.3	-
750	-	-	-	-	-	98.96	-	-	-	-	-	-	-
1000	-	-	-	-	-	98.96	-	-	-	-	-	-	-
1250	-	-	-	-	-	99.06	-	-	-	-	-	-	-
1500	-	-	-	-	-	99.06	-	-	-	-	-	-	-
2000	-	-	-	-	-	99.16	-	-	-	-	-	-	-
2500	-	-	-	-	-	99.16	-	-	-	-	-	-	-
3000	-	-	-	-	-	99.16	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 68. Eficiencia en transformadores monofásicos de refrigeración líquida en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

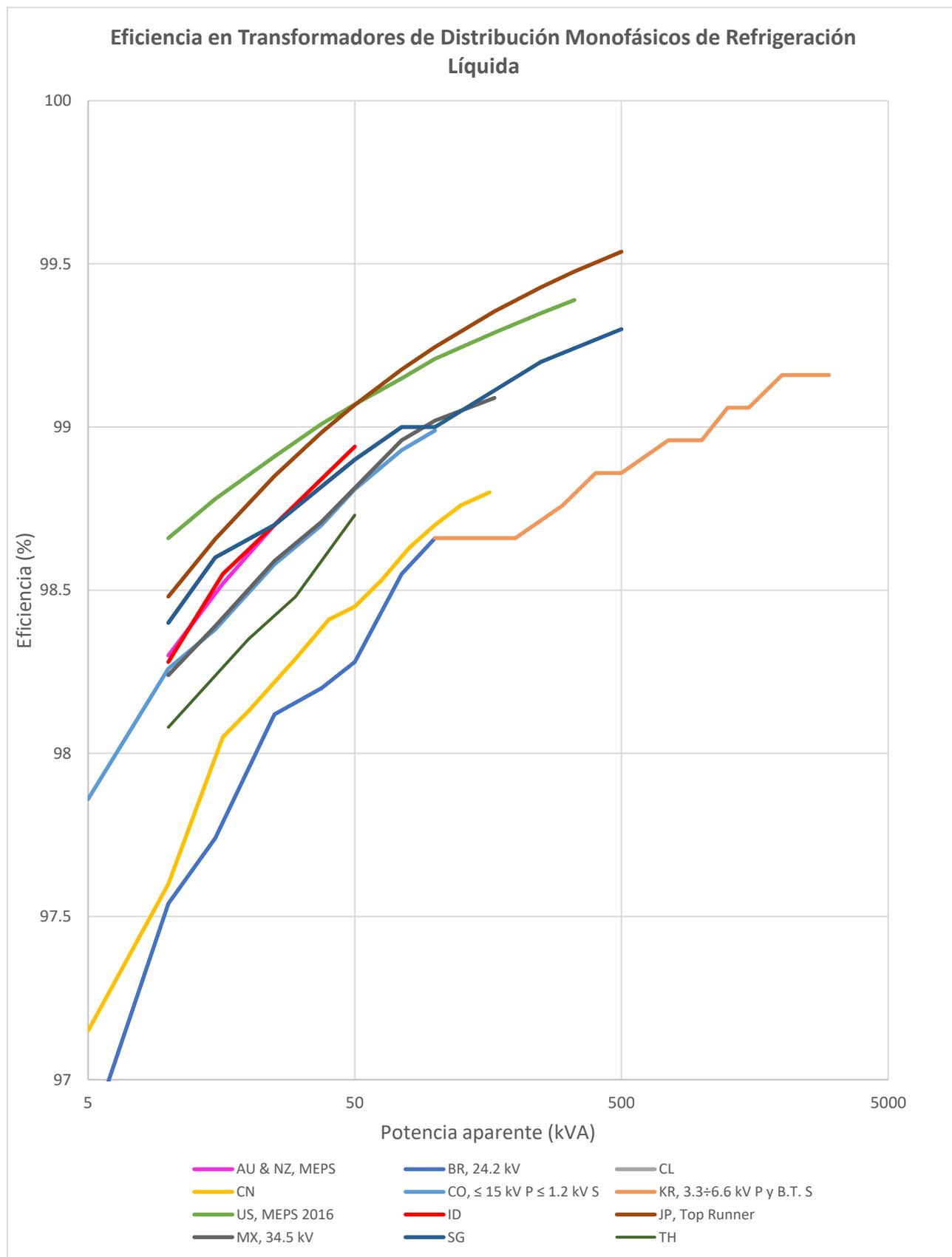


Ilustración 52. Comparativa de normativas de eficiencia en transformadores monofásicos sumergidos en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

Todas las curvas representan la eficiencia para transformadores monofásicos de refrigeración líquida. Al igual que para los transformadores trifásicos sumergidos, las subcategorías que se han seleccionado se especifican en la leyenda del gráfico.

Para los países del estudio, los valores más altos de eficiencia a potencias más bajas son los de Estados Unidos (MEPS 2016). Sin embargo, desde los 50 kVA en adelante el programa de eficiencia japonés *Top Runner* presenta unos valores ligeramente superiores a los estadounidenses, de manera similar a lo que ocurre para transformadores trifásicos sumergidos.

Los criterios más bajos de eficiencia son los de Brasil y Corea. No es posible realizar comparaciones entre estos países, ya que la normativa de Brasil está definida para potencias inferiores a 100 kVA y la de Corea para valores superiores a este mismo valor. China también presenta unos requisitos de eficiencia menos restrictivos que la media. Esto contrasta con lo que se podría esperar de este país ya que, por norma general, los criterios de eficiencia chinos tienden a encontrarse entre los más restrictivos. Esto podría deberse a que el potencial de ahorro de estos transformadores es inferior respecto al de otras categorías, por lo que las normativas chinas no habrían hecho tanto hincapié en imponer valores muy elevados de rendimiento. El rango de potencias asignadas en transformadores monofásicos sumergidos chinos es de 5 a 160 kVA, pero si comparamos con los trifásicos del mismo tipo de refrigeración observamos un rango más amplio de 30 a 1250 kVA.

El resto de los países se encuentra más cercano al comportamiento de la media, como Australia y Nueva Zelanda. Dentro de esta categoría destacan Singapur e Indonesia, por presentar unos valores ligeramente superiores. Por el contrario, con un comportamiento ligeramente inferior a la media se encuentran Tailandia, Colombia y México. Como norma general, para un mismo valor de potencia asignada, si exceptuamos los países con un rendimiento más alto o más bajo respecto a la media, las curvas se encuentran comprendidas dentro de un margen del ± 0.5 % (puntos porcentuales de eficiencia). Nuevamente, la tendencia general es de aumento de la eficiencia conforme aumenta la potencia nominal. La diferencia entre el valor máximo de eficiencia y el mínimo, correspondientes al valor mínimo y máximo de potencia, toma un valor medio de aproximadamente 1.2 % puntos porcentuales de eficiencia.

Seguidamente, se muestra un análisis de la eficiencia para un valor concreto de potencia asignada, 50 kVA. Se recogen únicamente aquellos países para los que la normativa se encuentra definida explícitamente para este valor de potencia asignada, por lo que no se realiza ningún tipo de interpolación o extrapolación en este apartado.

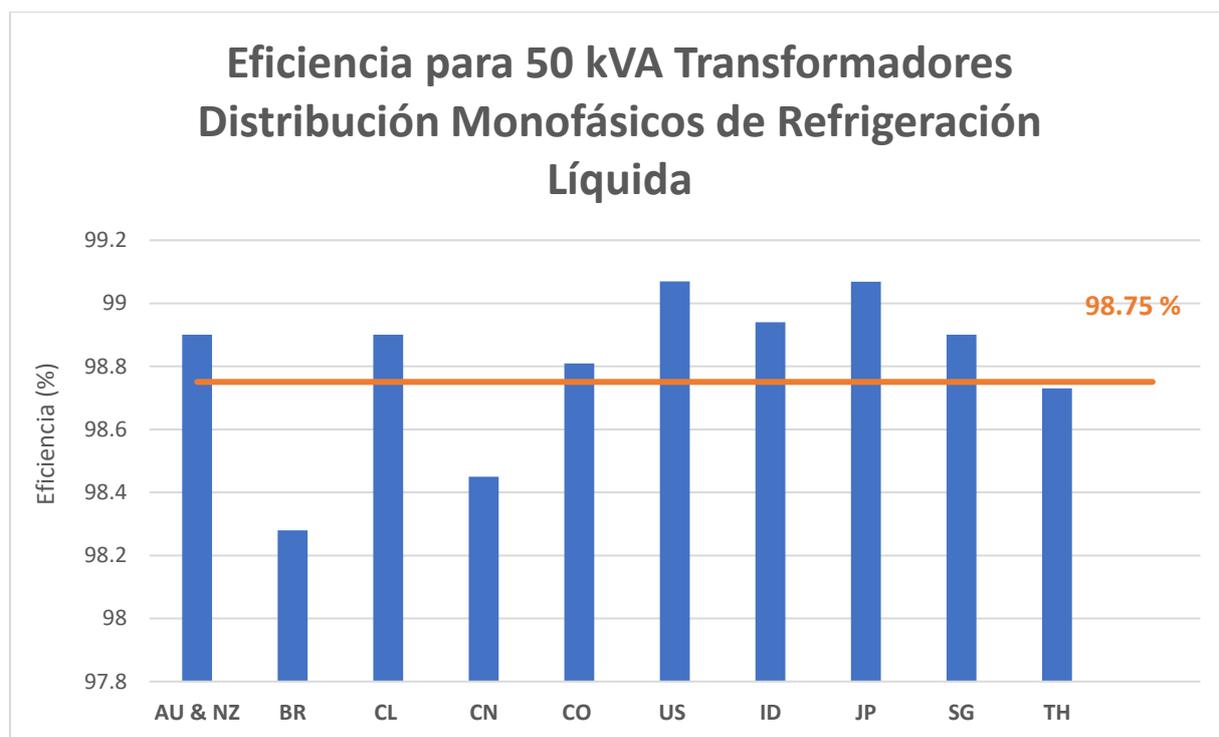


Ilustración 53. Eficiencia y valor medio (%) para 50 kVA en transformadores monofásicos de refrigeración líquida.

Observamos un comportamiento muy inferior respecto a la media en Brasil y China. En el caso de Brasil, estos resultados se corresponden con la tendencia general de presentar valores de eficiencia menos restrictivos que el resto. Sin embargo, China tiende a encontrarse entre los países más eficientes.

Por encima del valor medio de eficiencia para 50 kVA se encuentran Australia y Nueva Zelanda, Chile, Colombia, Estados Unidos, Indonesia, Japón y Singapur. Destaca la elevada similitud entre los requisitos chilenos y los singapurenses, ya que son exactamente iguales en el intervalo de 10 a 75 kVA. La diferencia entre el programa de eficiencia más restrictivo (Japón y Estados Unidos) y el que menos (Brasil) es de 0.79 % (puntos porcentuales de eficiencia).

3.4.3 Transformadores trifásicos de refrigeración seca

A continuación, se recogen los valores de eficiencia que establece cada país para sus transformadores trifásicos de refrigeración seca. Esta parte del estudio abarca potencias aparentes desde los 15 a los 3000 kVA.

Los resultados han sido normalizados para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

kVA	AU	CA	CL	CN	KR	US	IL	JP
15	-	97.18	96.8	-	-	97.18	-	96.95
25	97.17	-	-	-	-	-	-	-
30	-	97.63	97.3	97.82	-	97.63	-	97.65
45	-	97.86	97.6	-	-	97.86	-	97.98
50	-	-	-	98.14	97.90	-	-	-
63	97.78	-	-	-	-	-	-	-
75	-	98.12	97.9	-	98.00	98.13	-	98.33
80	-	-	-	98.4	-	-	-	-
100	98.07	-	-	98.58	98.10	-	98.05	98.50
113	-	-	-	-	-	-	-	98.57
125	-	-	-	98.66	-	-	-	-
150	-	98.42	98.2	98.75	98.30	98.51	-	98.71
160	-	-	-	-	-	-	98.34	-
200	98.42	-	-	98.87	98.50	-	-	-
225	-	98.57	98.4	-	-	98.69	-	98.89
250	-	-	-	98.99	-	-	98.52	-
300	-	98.67	98.6	-	98.60	98.81	-	99.00
315	98.59	-	-	99	-	-	-	-
400	-	-	-	99.11	98.70	-	98.71	-
500	98.74	98.83	98.8	99.14	98.90	98.99	-	99.18
600	-	-	-	-	98.80	-	-	-
630	-	-	-	99.19	-	-	98.85	-
750	98.85	98.95	98.9	-	98.90	99.12	-	99.21
800	-	-	-	99.26	-	-	98.95	-
1000	98.92	99.03	99	99.31	99.00	99.20	99.02	99.27
1250	-	-	-	99.35	99.10	-	99.07	-
1500	99.01	99.12	99.1	-	-	99.30	-	99.35
1600	-	-	-	99.39	-	-	99.13	-
2000	99.06	99.18	99.2	99.39	-	99.36	99.18	99.40
2500	99.09	99.23	99.2	99.43	-	99.41	99.2	99.43
3000	-	99.26	-	-	-	-	-	-

Tabla 69. Eficiencia en transformadores trifásicos de refrigeración seca en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

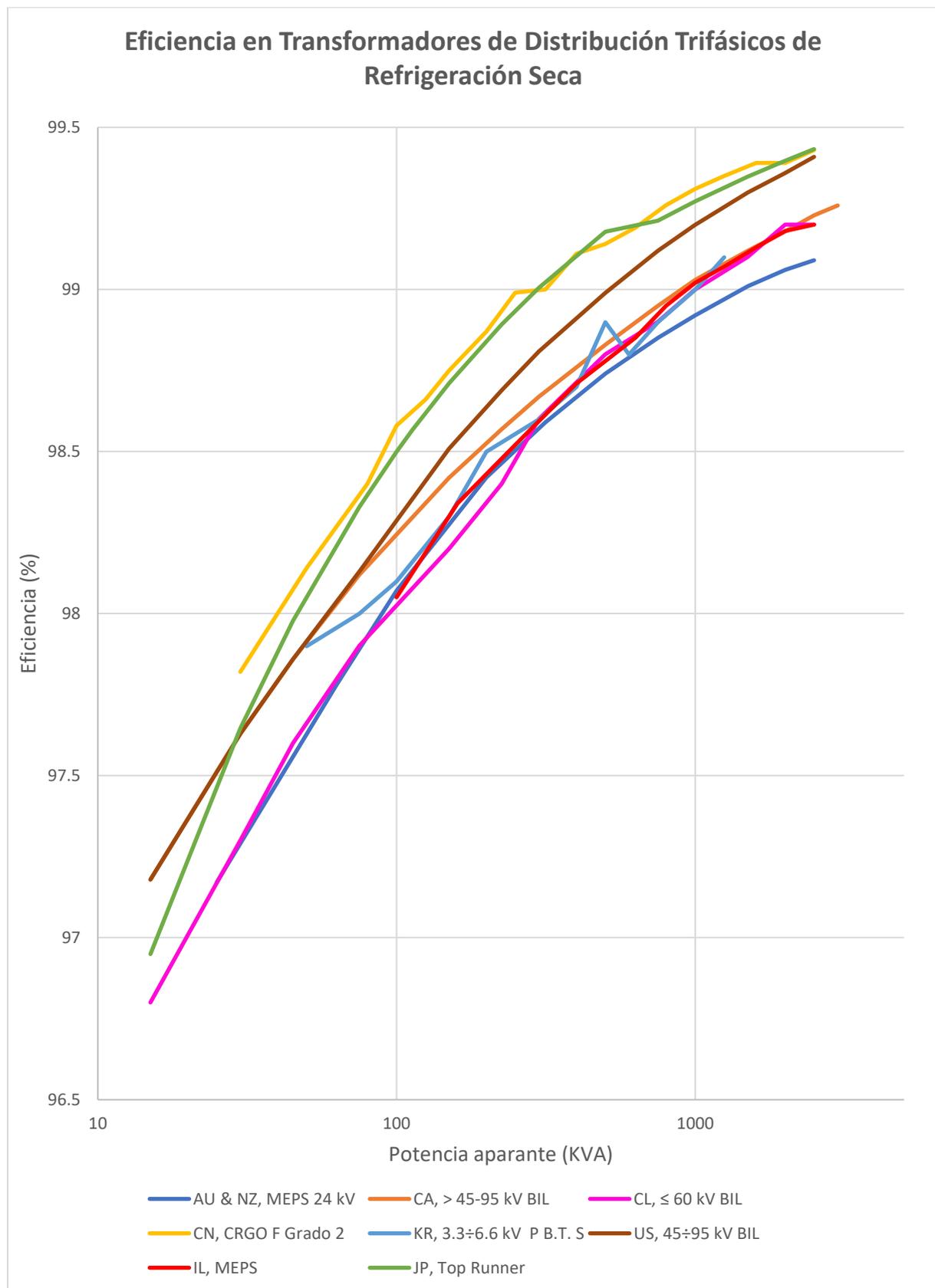


Ilustración 54. Comparativa de normativas de eficiencia en transformadores trifásicos secos en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

Las curvas representan la eficiencia para transformadores trifásicos de refrigeración seca. Al igual que para los casos anteriores, las subcategorías que se han seleccionado se especifican en la leyenda del gráfico.

De las normativas que aparecen en el gráfico, los criterios de eficiencia más restrictivos son los que impone la normativa China para transformadores trifásicos secos construidos con acero eléctrico convencional laminado en frío de grano orientado (*cold-rolled grain oriented*, CRGO) de Grado 2. Cabe destacar que, para esta misma categoría, los transformadores chinos de Grado 1 son bastante más eficientes, aunque no se muestren en este gráfico. Los valores de eficiencia japoneses establecidos en la normativa *Top Runner* son los segundos más elevados, aunque son ligeramente superiores a los chinos en el intervalo de 300 a 750 kVA aproximadamente.

Los criterios más bajos de eficiencia son los de Chile y Australia y Nueva Zelanda. Estas normativas son relativamente menos restrictivas que el resto, principalmente para potencias asignadas inferiores a los 100 kVA. Sin embargo, a partir de los 100 kVA estos países presentan unos requerimientos de eficiencia más parecidos a los de la media, aunque ligeramente inferiores.

El resto de los países se encuentra más cercano al comportamiento de la media, como Estados Unidos, Canadá e incluso Corea.

Como norma general, para un mismo valor de potencia asignada, las curvas se encuentran comprendidas dentro de un rango del ± 0.5 % (puntos porcentuales de eficiencia). Nuevamente, la tendencia general es de aumento de la eficiencia conforme aumenta la potencia nominal. La diferencia entre el valor máximo de eficiencia y el mínimo, correspondientes al valor mínimo y máximo de potencia, toma un valor medio de aproximadamente 2.5 % puntos porcentuales de eficiencia.

Observamos que, según los datos de los disponemos en nuestro estudio, hay menos países que regulen los transformadores trifásicos secos que los de refrigeración líquida, aunque el rango de potencias que abarcan estas categorías es el mismo, de 15 a 3000 kVA.

Seguidamente, se muestra un análisis de la eficiencia para valores concretos de potencia asignada (100 y 1000 kVA). Se recogen únicamente aquellos países para los que la normativa se encuentra definida explícitamente, por lo que no se realiza ningún tipo de interpolación o extrapolación en este apartado.

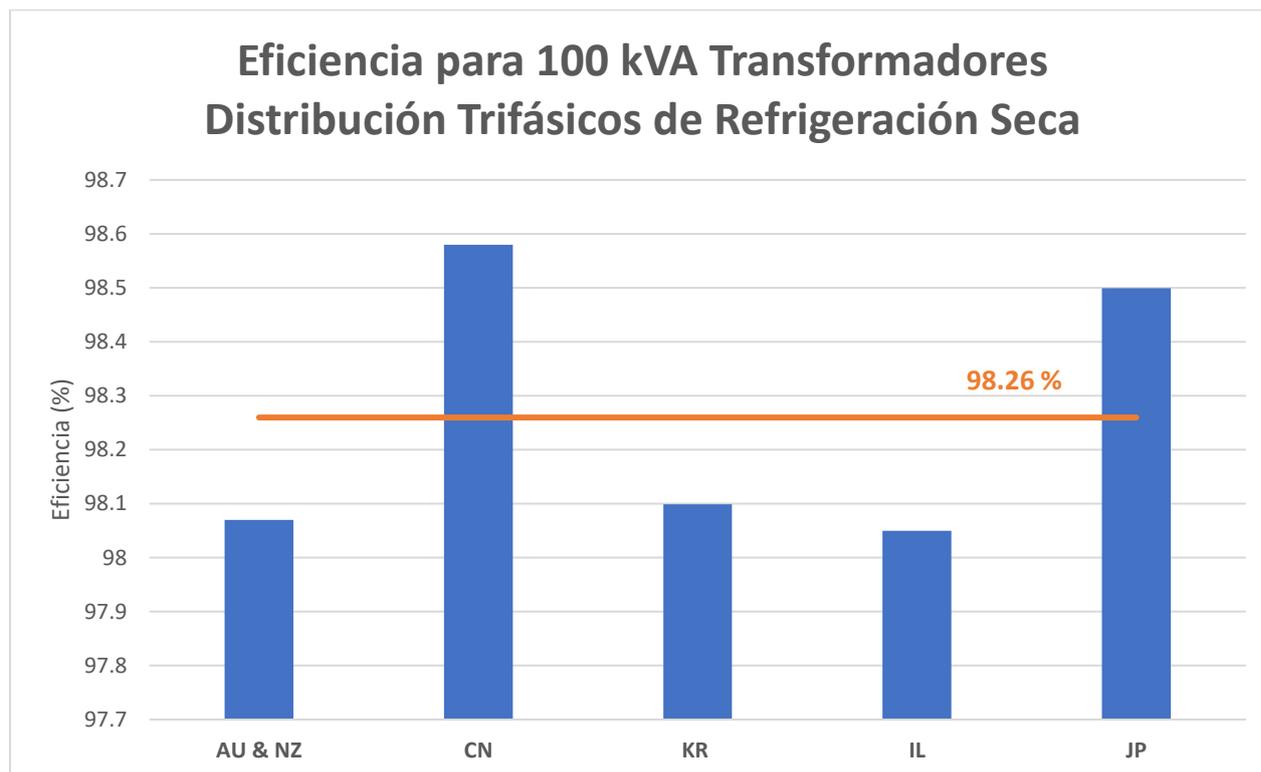


Ilustración 55. Eficiencia y valor medio (%) para 100 kVA en transformadores trifásicos secos.

Observamos un comportamiento inferior respecto al valor medio por parte de Australia, Nueva Zelanda, Corea e Israel. Por encima del valor medio de eficiencia para 100 kVA se encuentran China y Japón. Estos dos países presentan rendimientos superiores al resto, lo que origina que el valor medio ascienda considerablemente, lo es por esto por lo que el resto de los países se encuentra por debajo de la media. De hecho, la diferencia entre el país más eficiente para 100 kVA, China, y el menos, Israel, es de 0.53 % (puntos porcentuales de eficiencia).

Si comparamos el valor medio de eficiencia para transformadores trifásicos de la misma potencia asignada, observamos que es bastante superior, 98.69 %.

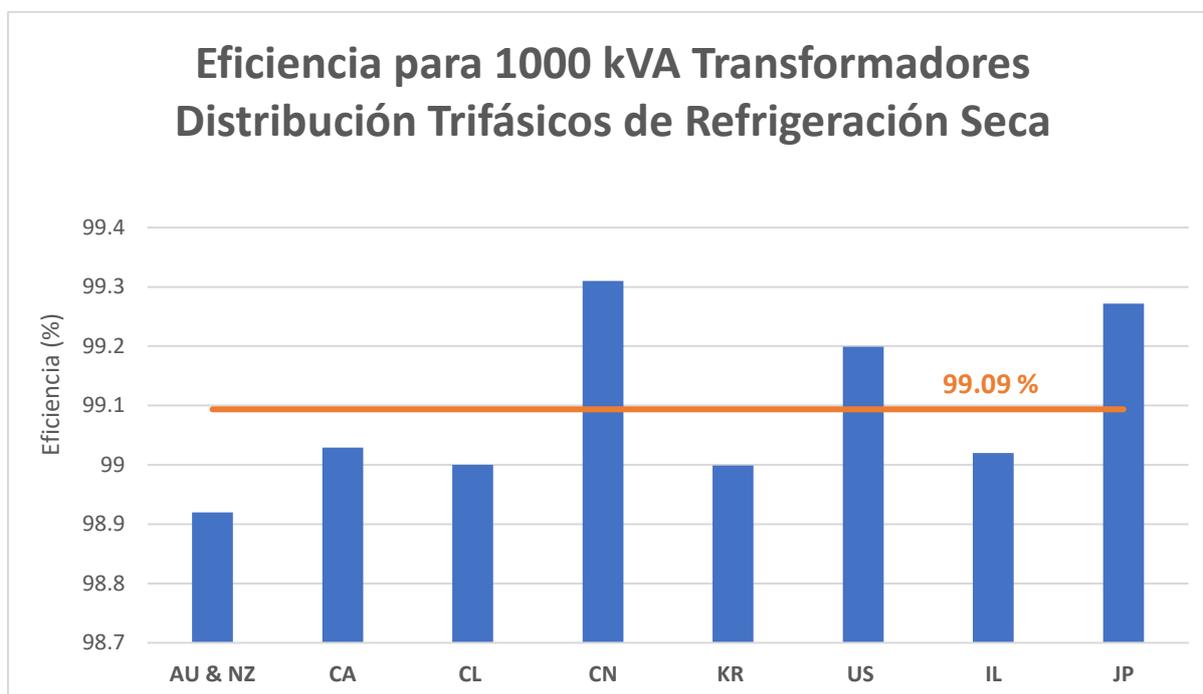


Ilustración 56. Eficiencia y valor medio (%) para 1000 kVA en transformadores trifásicos secos.

Si comparamos con los valores de eficiencia para 100 kVA observamos que han aumentado, el valor medio asciende hasta 99.09 %, lo que supone 0.83 % más. Para 1000 kVA, los países que se encuentran más alejados de la media son Australia y Nueva Zelanda, seguido de Corea, Chile, Israel y Canadá.

Considerablemente por encima de la media se encuentran China, Japón y Estados Unidos.

La diferencia entre el país más eficiente para esta potencia asignada, China, y el menos, Australia y Nueva Zelanda, es de 0.39 % (puntos porcentuales de eficiencia).

Nuevamente se aprecia que las potencias asignadas altas están relacionadas con mayores valores de eficiencia, debido principalmente al ahorro energético que esto supone. También se aprecia que la desviación con respecto a la media es inferior para potencias asignadas más elevadas. Es decir, aquellos países que establecen unos criterios de eficiencia menos estrictos se acercan más a la media para potencias asignadas superiores.

3.4.4 Transformadores monofásicos de refrigeración seca

A continuación, se recogen los valores de eficiencia que establece cada país para sus transformadores monofásicos de refrigeración seca. Esta parte del estudio abarca potencias aparentes desde los 10 a los 3000 kVA.

Los resultados han sido normalizados para un factor de carga del cincuenta por ciento y una frecuencia de 50 Hz.

kVA	AU	CA	CL	KR	US	JP
10	97.01	-	-	-	-	97.97
15	-	97.86	97.6	-	97.86	98.24
16	97.27	-	-	-		-
25	97.53	98.12	97.9	-	98.12	98.53
37.5	-	98.3	98.1	-	98.30	98.73
50	97.91	98.42	98.2	97.9	98.42	98.85
75	-	98.57	98.4	98	98.57	99.00
100	-	98.67	98.5	98.1	98.67	99.10
150	-	-	-	98.3		-
167	-	98.83	98.8	-	98.83	99.25
200	-	-	-	98.5		-
250	-	98.95	98.9	-	98.95	99.35
300	-	-	-	98.6		-
333	-	99.03	99	-	99.03	99.41
400	-	-	-	98.7		-
500	-	99.12	99.1	98.8	99.12	99.49
600	-	-	-	98.8		-
667	-	99.18	99.2	-	99.18	-
750	-	-	-	98.9		-
833	-	99.23	99.2	-	99.23	-
1000	-	-	-	99		-
1250	-	-	-	99.1		-
1500	-	-	-	99.1		-
2000	-	-	-	99.2		-
2500	-	-	-	99.3		-
3000	-	-	-	99.4		-

Tabla 70. Eficiencia en transformadores monofásicos de refrigeración seca en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

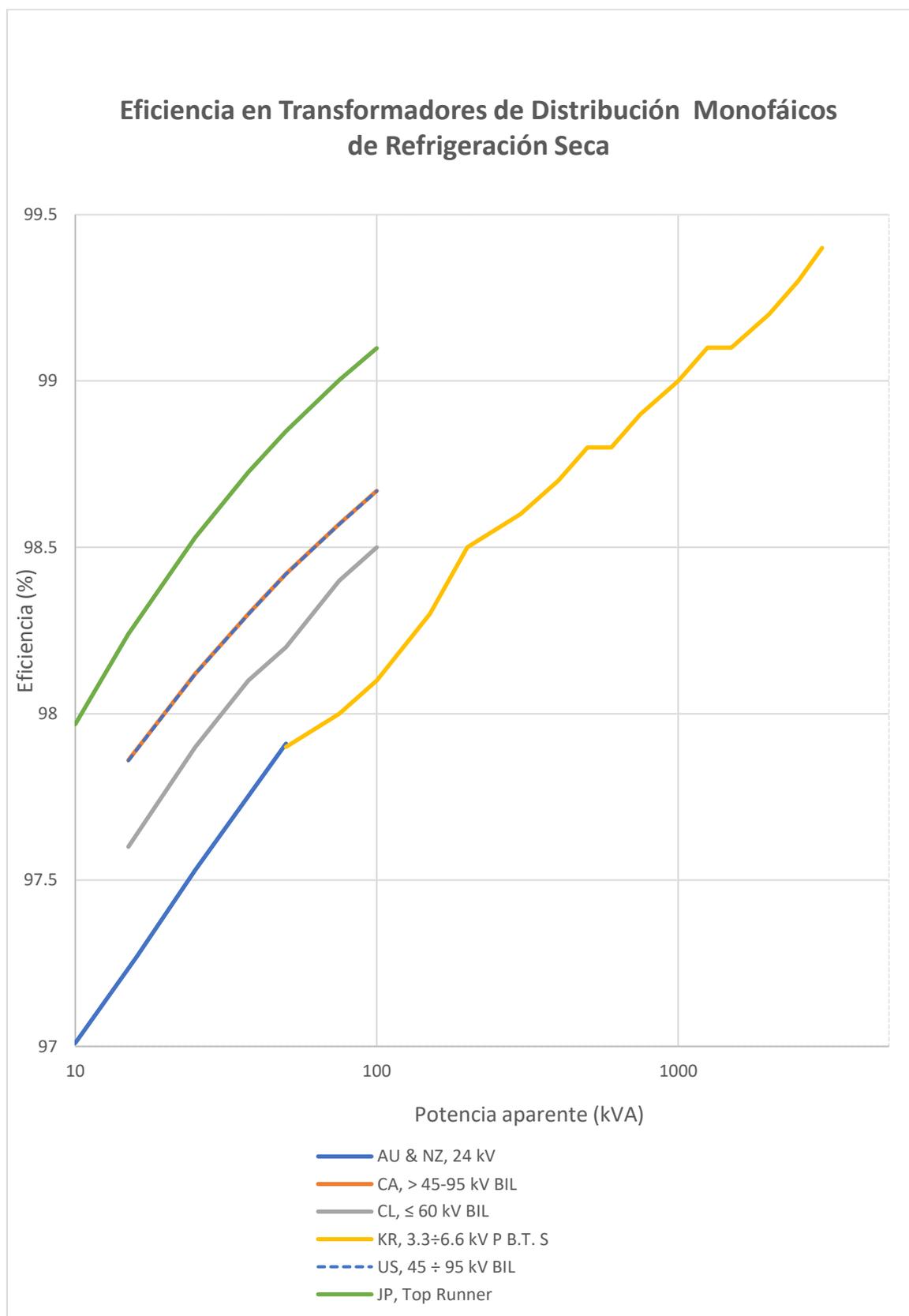


Ilustración 57. Comparativa de normativas de eficiencia en transformadores trifásicos secos en los países de nuestro estudio (frecuencia 50 Hz, factor de carga 50 %).

Seguidamente, se muestra un análisis de la eficiencia para un valor concreto de potencia asignada, 50 kVA. Se recogen únicamente aquellos países para los que la normativa se encuentra definida explícitamente para este valor de potencia asignada, por lo que no se realiza ningún tipo de interpolación o extrapolación en este apartado.

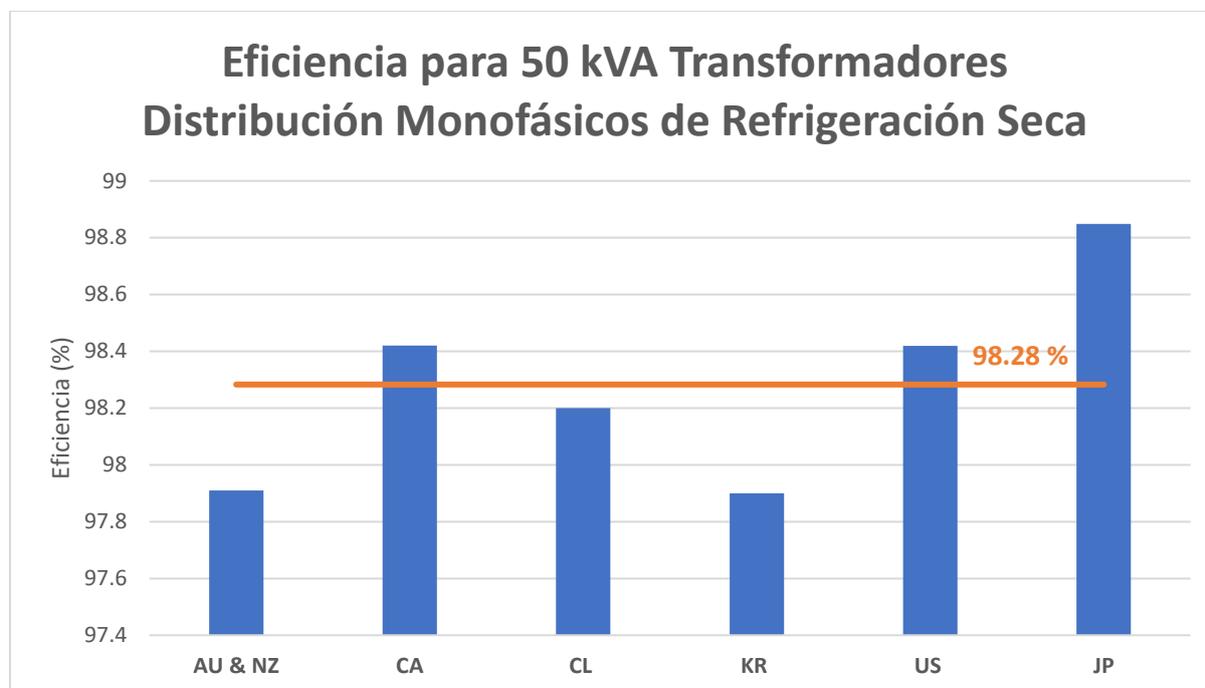


Ilustración 58. Eficiencia y valor medio (%) para 50 kVA en transformadores monofásicos de refrigeración seca.

Observamos un comportamiento inferior respecto a la media en Australia, Nueva Zelanda, Corea y Chile. Para 50 kVA Corea, Australia y Nueva Zelanda presentan prácticamente el mismo valor de eficiencia. De hecho, si observamos en el gráfico, la curva que representa la normativa coreana parece continuar la curva de eficiencia australiana a partir de los 50 kVA.

Por el contrario, por encima del valor medio de eficiencia se encuentran Canadá, Estados Unidos y Japón. Estados Unidos y Canadá presentan la misma curva de valores, lo que puede estar relacionado con un intento por unificar criterios entre ambos países. Destaca la normativa japonesa por ser considerablemente más elevada que la del resto de países.

La diferencia entre el programa de eficiencia más restrictivo (Japón) y el que menos (Corea) es de 0.95 % (puntos porcentuales de eficiencia).

3.4.5 Conclusión

Observamos que las normativas de eficiencia más restrictivas son las de los países que se encuentran más desarrollados energéticamente e industrialmente. Entre estos países destaca Estados Unidos, Japón y China. Si comparamos el Reglamento (UE) N.º 548/2014 con las normativas de estos tres países, observamos que no existen diferencias tan significativas como ocurre para otros territorios. Para poder realizar esta comparación será necesario utilizar la definición de eficiencia del IEC y aplicarla sobre los valores de pérdidas en carga y en vacío que establece la normativa europea.

Las normativas se distinguen más para potencias aparentes inferiores a 100 kVA, siendo los requerimientos del T1 y del programa Top Runner ligeramente inferiores a los del T2 y del programa de eficiencia estadounidense. A partir de los 1000 kVA las normativas establecen unos requisitos muy similares y las diferencias son del orden de 0.8 puntos porcentuales de eficiencia.

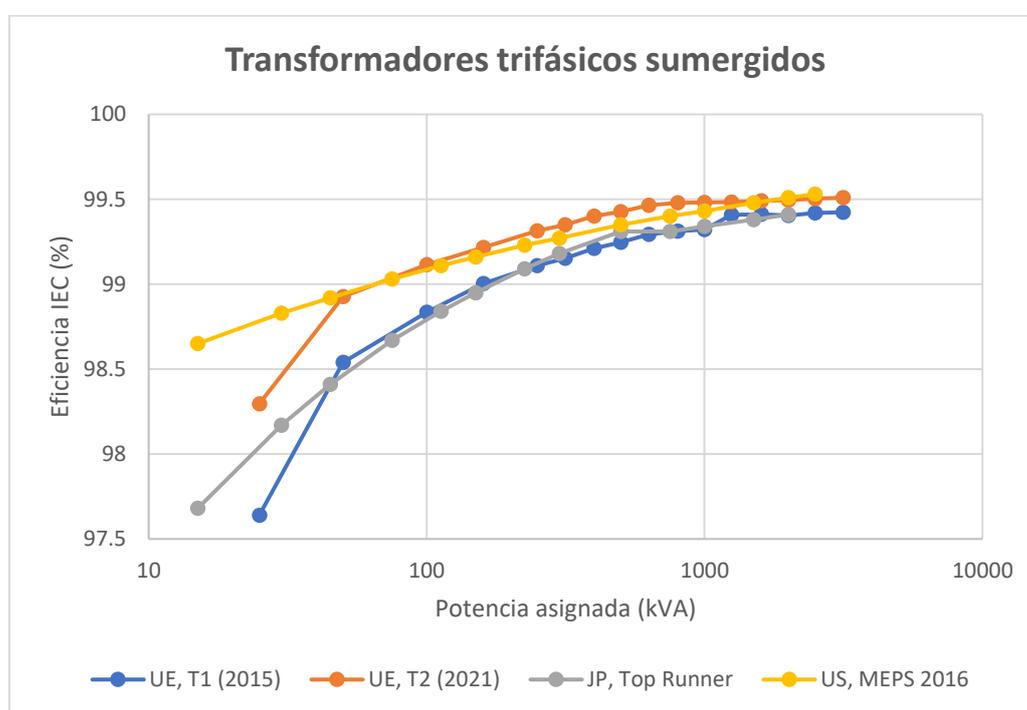


Ilustración 59. Comparación de normativas transformadores trifásicos sumergidos de UE, JP y US.

4 ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4 ANÁLISIS DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Analizamos una flota de transformadores de potencia haciendo uso de una base de datos que recoge información sobre un conjunto de 7191 transformadores, de distintos países, categorías y niveles de potencia asignada.

4.1 CATEGORIZACIÓN DE LA FLOTA DE TRANSFORMADORES

4.1.1 Clasificación de la flota por países

A continuación, se recogen los países que aparecen en nuestra base de datos, junto con el número de transformadores de los que tenemos información.

País	N.º de transformadores en la flota	Porcentaje (%)
CROATIA	6	0
FRANCE	1136	16
ITALY	3405	47
NORWAY	23	0
POLLAND	203	3
PORTUGAL	17	0
ROMANIA	15	0
SPAIN	2360	33
SWEDEN	22	0
UK	4	0
TOTAL	7191	100

Tabla 71. Número de transformadores en la flota catalogados por país de pertenencia.

Observamos que los únicos países que son significativos, debido a que su número de transformadores no es despreciable frente a la flota total, son Francia, Italia, Polonia y España. Todos estos países pertenecen a la Unión Europea, por lo que las normativas de eficiencia, en lo que respecta a sus transformadores, se rigen por el Reglamento (UE) N.º 548/2014. Esta clasificación nos facilitará visualizar en qué medida están cumpliendo con los criterios de eficiencia establecidos por la Unión Europea estos cuatro países.

4.1.2 Clasificación de la flota por categorías

A continuación, se recogen las categorías que aparecen en nuestra base de datos, junto con el número de transformadores de los que tenemos información.

Categoría	N.º de transformadores en la flota	Porcentaje (%)
GSU	386	5
Distribution	5864	82
Network	791	11
Traction	150	2
TOTAL	7191	100

Tabla 72. Número de transformadores en la flota catalogados por categorías.

Observamos que la categoría predominante en nuestra base de datos es los transformadores de distribución, seguido de los de transmisión (*network*). Los transformadores de distribución son considerados como uno de los grupos prioritarios para centrarse en la mejora de la eficiencia debido a su enorme potencial de ahorro energético.

4.1.3 Clasificación de la flota por edad

La base de datos recoge el número de transformadores de potencia que tienen menos de diez años. Podemos observar el número de transformadores que tienen menos de diez años respecto al total en cada una de las categorías, y ver el porcentaje que representa sobre el total.

Categoría	N.º transformadores en la flota	N.º transformadores <10 años	Porcentaje <10 años (%)
GSU	386	249	65
Distribution	5864	1601	27
Network	791	263	33
Traction	150	115	77
TOTAL	7191	2228	31

Tabla 73. Número de transformadores en la flota con menos de diez años por categorías.

El 31 % de los transformadores de la flota tiene menos de diez años, siendo la categoría de tracción la que tiene más transformadores jóvenes en relación con el total. Los transformadores nuevos deben cumplir con las normativas de eficiencia que en ese momento se encuentren vigentes. Como cada vez las normativas tienen un carácter más restrictivo y exigen una mejor eficiencia a los transformadores, el grupo de transformadores de menos de diez años deberá ser relativamente más eficiente que el de transformadores con más de esa edad.

4.1.4 Clasificación de la flota por potencia asignada

La base de datos recoge la potencia asignada (MVA) de los transformadores de la flota. Las potencias asignadas en nuestra flota toman un valor mínimo de 5.1 MVA y uno máximo de 760 MVA. Esta clasificación nos es de utilidad para posteriormente determinar si existe alguna relación entre la potencia asignada y la eficiencia de los transformadores de la flota.

Potencia asignada (MVA)	N.º transformadores en la flota	Porcentaje (%)
≤ 10	168	2
(10,20]	1597	22
(20,50]	3753	52
(50,100]	1162	16
(100,200]	289	4
(200,390]	218	3
760	4	0
TOTAL	7191	100

Tabla 74. Número de transformadores en la flota catalogados por rango de potencia asignada.

La mayor parte de los transformadores de la flota (90%) se encuentra en el rango de potencia asignada que va de 10 a 100 MVA. Concretamente, entre 20 y 50 MVA se encuentra el 52 % de los transformadores de potencia de la flota.

4.2 ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO N.º (UE) 548/2014

La normativa de eficiencia europea en transformadores sumergidos queda definida a través de las tablas que se muestran a continuación. Se distinguen dos columnas de valores de eficiencia, unos valores relativamente más bajos impuestos a partir del primer hito (*Tier 1*, T1) y otros más altos impuestos en el segundo hito (*Tier 2*, T2), que sustituirían a los primeros a partir del 1 de julio de 2021.

Los valores de eficiencia presentan tres cifras significativas y siguen el criterio definido como PEI. El método para calcular el índice de eficiencia máxima (PEI) de los transformadores de potencia medianos y grandes se basa en la relación entre la potencia transmitida aparente de un transformador menos sus pérdidas eléctricas y la potencia transmitida aparente del transformador [33]. La expresión de cálculo del PEI es, en tanto por uno, la siguiente:

$$PEI = 1 - \frac{2(P_0 + P_{c0})}{S_r \sqrt{\frac{P_0 + P_{c0}}{P_k}}}$$

Donde:

- P_0 , son las pérdidas en vacío a la tensión y frecuencia asignadas, sobre la toma en cuestión.
- P_{c0} , es la potencia eléctrica requerida por el sistema de refrigeración para el funcionamiento en vacío.
- P_k , es la pérdida debida a la carga medida a la corriente y frecuencia asignadas sobre la toma en cuestión, corregida por la temperatura de referencia.
- S_r , es la potencia asignada del transformador o autotransformador sobre cuya base se calcula P_k [33].

Nuestra flota cuenta con transformadores sumergidos medianos y grandes, por lo que nos deberemos centrar en la parte de la normativa que hace referencia a ese tipo de transformadores de potencia.

4.2.1 (UE) N.º 548/2014: Transformadores de Potencia Medianos

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
≤ 4	99.465	99.532
5	99.483	99.548
6.3	99.510	99.571
8	99.535	99.593
10	99.560	99.615
12.5	99.588	99.640
16	99.615	99.663
20	99.639	99.684
25	99.671	99.712
31.5	99.671	99.712
40	99.684	99.724

Tabla 75. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia medianos sumergidos en la Unión Europea [33].

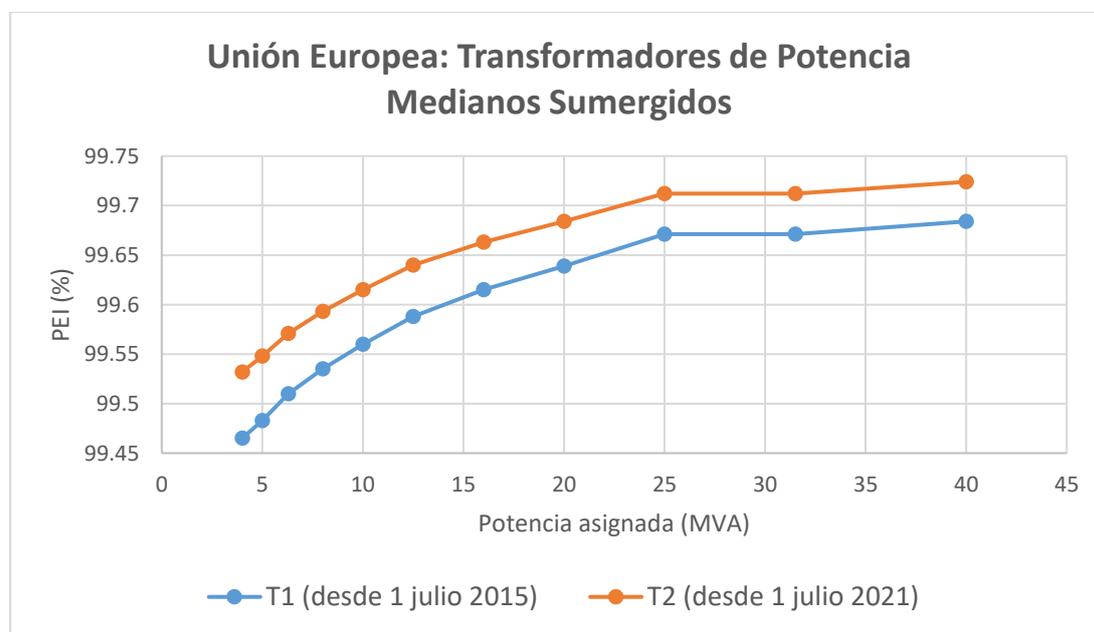


Ilustración 60. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia medianos sumergidos en la Unión Europea [33].

4.2.2 (UE) N.º 548/2014: Transformadores de Potencia Grandes

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
50	99.696	99.734
63	99.709	99.745
80	99.723	99.758
≥ 100	99.737	99.770

Tabla 76. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia grandes sumergidos en la Unión Europea [33].

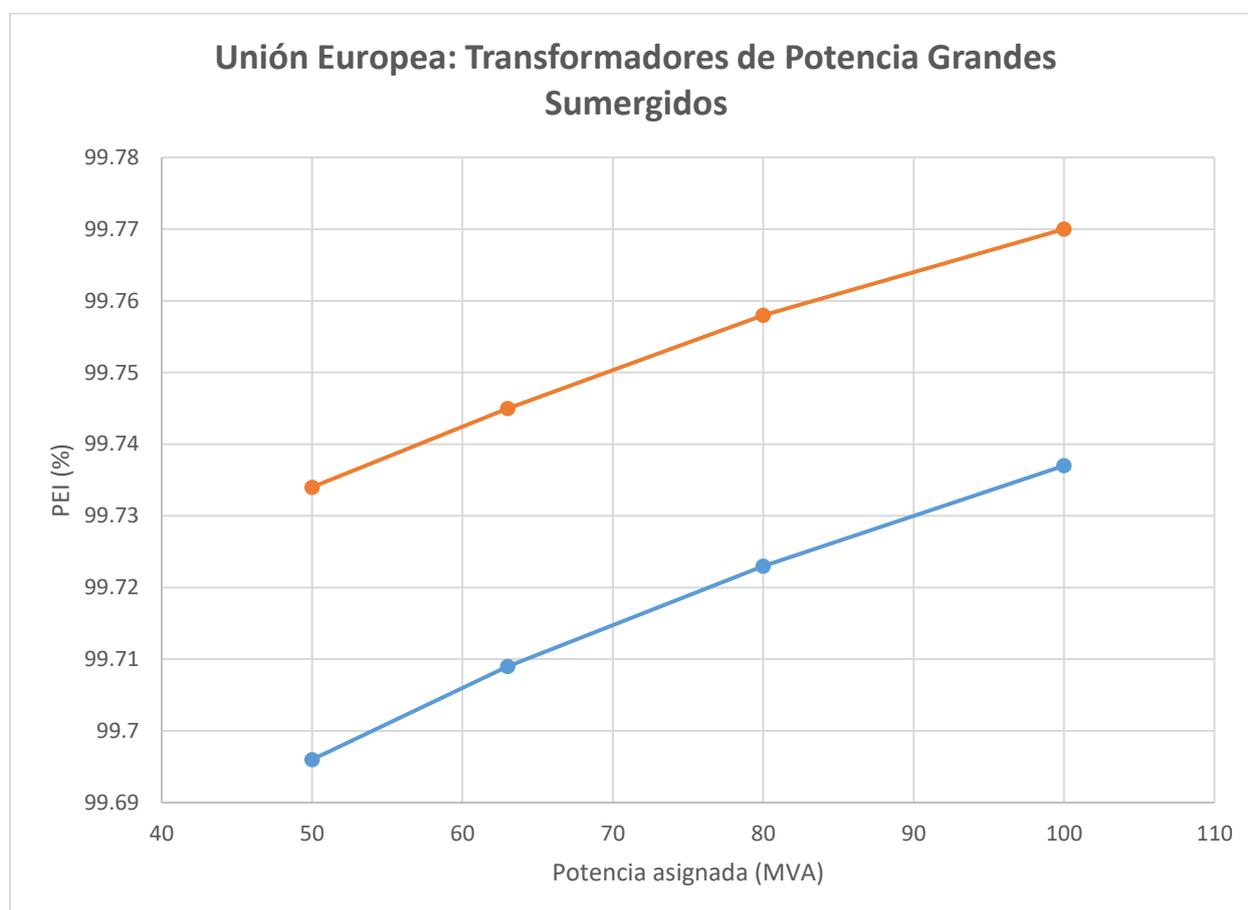


Ilustración 61. Valores mínimos del PEI para transformadores de potencia grandes sumergidos en la Unión Europea (≤ 100 MVA) [33].

4.2.3 (UE) N.º 548/2014: Interpolación de datos del Reglamento

Las potencias asignadas de nuestra flota de transformadores se encuentran comprendidas entre 5.1 MVA y 760 MVA. El Reglamento (UE) N.º 548/2014 viene definido de manera discreta (valores concretos de eficiencia para valores concretos de potencia asignada). La eficiencia para potencias asignadas que no están incluidas en el Reglamento debe obtenerse a través de la interpolación lineal. Por tanto, el primer paso será calcular los valores que tomaría la normativa europea para los valores de potencia asignada de nuestra flota en los que no se encuentra explícitamente definida.

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
5.1	99.485	99.532
6.3	99.510	99.571
7	99.519	99.582
7.3	99.523	99.589
9	99.548	99.604
10	99.560	99.615
11	99.571	99.625
12	99.581	99.635
12.50	99.588	99.640
13	99.590	99.643
15	99.606	99.656
16	99.615	99.663
20	99.639	99.684
20.5	99.637	99.686
22.5	99.645	99.692
23.5	99.648	99.695
25	99.657	99.700
26	99.656	99.702
26.7	99.658	99.703
30	99.667	99.709
31.5	99.671	99.712
32	99.672	99.713
33	99.674	99.715
34	99.676	99.716
36	99.678	99.718
38	99.681	99.721
40	99.684	99.724
48.4	99.694	99.732
50	99.696	99.734

Tabla 77. Interpolación del reglamento para potencias asignadas ≤ 50 MVA.

Para potencias superiores a 100 MVA la normativa europea que afecta a transformadores sumergidos grandes no recoge explícitamente más valores de potencia asignada. Se establece que la eficiencia debe ser constante para ambos hitos.

Potencia asignada (MVA)	T1 (desde 1 julio 2015)	T2 (desde 1 julio 2021)
	Valor mínimo PEI (%)	
50	99.696	99.734
53	99.699	99.736
53.5	99.700	99.737
60.00	99.706	99.742
63	99.709	99.745
70	99.715	99.750
75	99.719	99.754
80	99.723	99.758
96	99.734	99.768
100	99.737	99.770
120	99.737	99.770
125	99.737	99.770
130	99.737	99.770
150	99.737	99.770
160	99.737	99.770
170	99.737	99.770
180	99.737	99.770
190	99.737	99.770
200	99.737	99.770
240	99.737	99.770
250	99.737	99.770
290	99.737	99.770
300	99.737	99.770
315	99.737	99.770
340	99.737	99.770
370	99.737	99.770
390	99.737	99.770
760	99.737	99.770

Tabla 78. Interpolación del reglamento para potencias asignadas ≥ 50 MVA.

4.2.4 Resultados del cumplimiento de la normativa Europa

En este apartado comprobaremos de forma analítica y gráfica cómo se encuentran los niveles de eficiencia de todas las unidades que componen nuestra flota de transformadores de potencia con respecto al Reglamento (UE) 548/2014. Las clasificaciones que hemos realizado anteriormente nos ayudarán a deducir posibles patrones que puedan tener relevancia sobre la eficiencia de estos equipos. A continuación, se muestra, a modo de ejemplo, un extracto de la tabla que corresponde a los “Resultados por categorías”, para entender qué es lo que significan los datos que esta contiene.

Potencia asignada (MVA)	Categoría		
	Distribución		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)
5.1	0	-	-
6.3	1	100	0
7	0	-	-
7.3	0	-	-
9	1	0	0
10	11	18	0
...
TOTAL	5219	36 %	13 %

Tabla 79. Extracto de la tabla de Resultados por categorías.

La columna gris (N.º) indica el número de unidades para una categoría y potencia asignada. Por ejemplo, existen once transformadores de distribución de 10 MVA en nuestra flota, pero no hay ningún transformador de distribución de 5.1 MVA. Las columnas T1 y T2 (%) reflejan el porcentaje que cumple tener una eficiencia igual o superior a la establecida por el primer y segundo hito, respectivamente. En nuestro caso, de 11 transformadores de distribución de 10 MVA que hay en nuestra flota, solo el 18 % cumple con el primer hito, mientras que ninguno de ellos cumple con el segundo. En el caso de no existir transformadores con una determinada potencia asignada, como por ejemplo 7 MVA, se indica con un guion que las columnas T1 y T2 (%) no se aplican. En la fila gris final, aparece la suma de la columna “N.º”, así como el porcentaje final de transformadores que cumplen los hitos. Por ejemplo, el 36 % de los transformadores de distribución cumplen la eficiencia establecida en el primer hito y el 13 % la del segundo.

Resultados por categorías

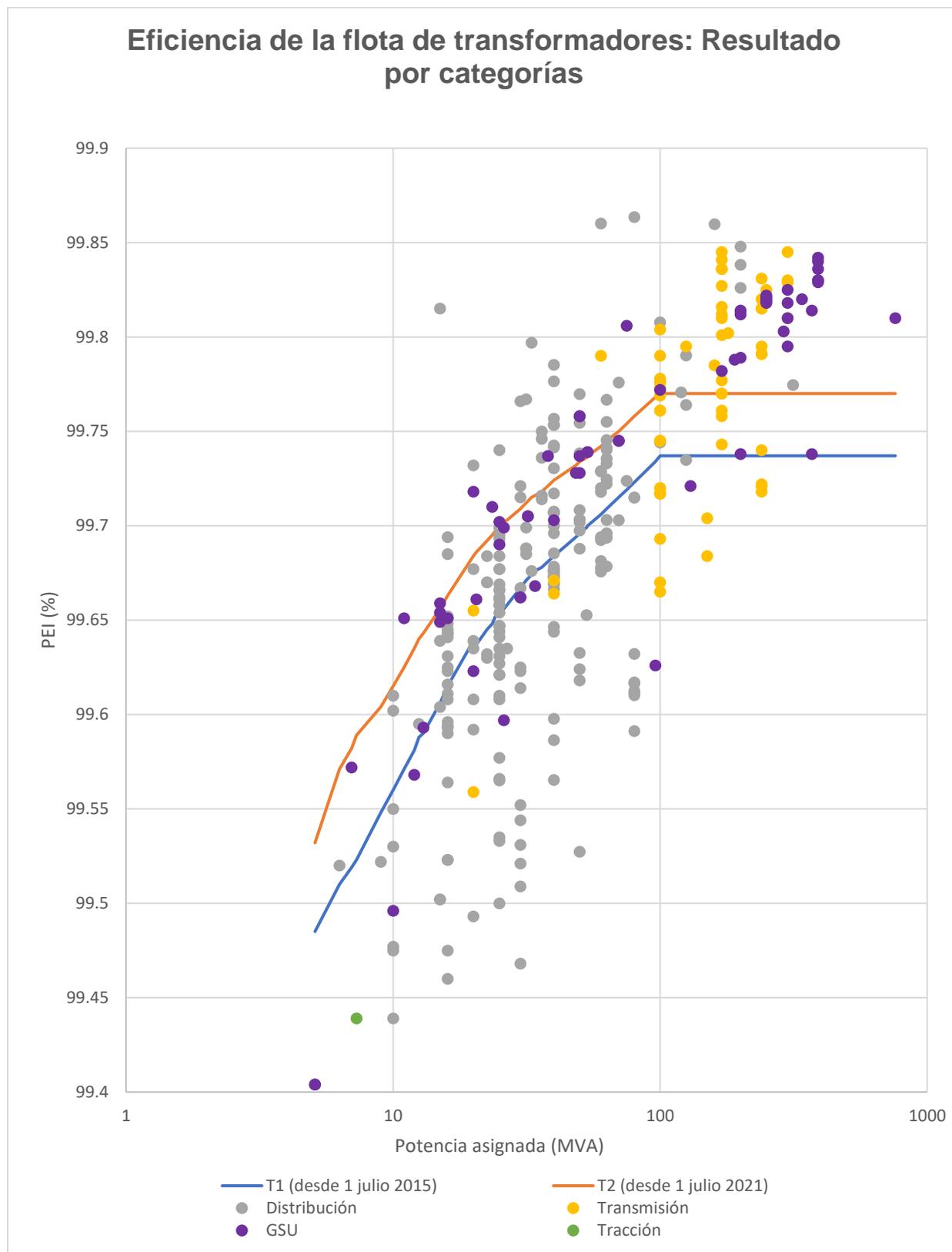


Ilustración 62. Eficiencia de la flota de transformadores por categorías frente a la normativa europea.

Potencia asignada (MVA)	Categoría											
	Distribución			Transmisión			GSU			Tracción		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)
5.1	0	-	-	0	-	-	2	0	0	0	-	-
6.3	1	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
7	0	-	-	0	-	-	1	100	0	0	-	-
7.3	0	-	-	0	-	-	0	-	-	150	0	0
9	1	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
10	11	18	0	0	-	-	2	0	0	0	-	-
11	0	-	-	0	-	-	1	100	100	0	-	-
12	0	-	-	0	-	-	1	0	0	0	-	-
12.50	2	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
13	0	-	-	0	-	-	1	100	0	0	-	-
15	14	50	7	0	-	-	8	100	13	0	-	-
16	480	3	0	0	-	-	1	100	0	0	-	-
20	1084	99	0	3	33	0	2	50	50	0	-	-
20.5	0	-	-	0	-	-	1	100	0	0	-	-
22.5	11	55	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
23.5	0	-	-	0	-	-	2	100	100	0	-	-
25	1842	1	0	0	-	-	50	100	98	0	-	-
26	0	-	-	0	-	-	4	25	0	0	-	-
26.7	8	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
30	61	5	5	0	-	-	2	0	0	0	-	-
31.5	23	100	39	0	-	-	0	-	-	0	-	-
32	0	-	-	0	-	-	4	100	0	0	-	-
33	2	100	50	0	-	-	0	-	-	0	-	-
34	0	-	-	0	-	-	3	0	0	0	-	-
36	88	100	64	0	-	-	0	-	-	0	-	-
38	0	-	-	0	-	-	43	100	100	0	-	-
40	1322	31	31	2	0	0	1	100	0	0	-	-
48.4	0	-	-	0	-	-	1	100	0	0	-	-
50	269	84	69	0	-	-	5	100	80	0	-	-
TOTAL	5219	36 %	13 %	5	20 %	0 %	135	90 %	75 %	150	0 %	0 %

Tabla 80. Porcentaje de transformadores de potencia medianos (≤ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por categoría.

Potencia asignada (MVA)	Categoría											
	Distribución			Trasmisión			GSU			Tracción		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)
53	9	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
53.5	0	-	-	0	-	-	2	100	100	0	-	-
60	59	46	2	1	100	100	0	-	-	0	-	-
63	230	49	38	0	-	-	0	-	-	0	-	-
70	30	83	83	0	-	-	2	100	0	0	-	-
75	5	100	0	0	-	-	5	100	100	0	-	-
80	166	46	46	0	-	-	0	-	-	0	-	-
96	0	-	-	0	-	-	1	0	0	0	-	-
100	64	100	98	581	12	6	1	100	100	0	-	-
120	4	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
125	58	98	97	1	100	100	0	-	-	0	-	-
130	0	-	-	0	-	-	8	0	0	0	-	-
150	0	-	-	20	0	0	0	-	-	0	-	-
160	1	100	100	1	100	100	0	-	-	0	-	-
170	0	-	-	125	100	71	37	100	100	0	-	-
180	0	-	-	2	100	100	0	-	-	0	-	-
190	0	-	-	0	-	-	24	100	100	0	-	-
200	3	100	100	1	100	100	4	75	0	0	-	-
240	0	-	-	45	24	20	0	-	-	0	-	-
250	0	-	-	1	100	100	5	100	100	0	-	-
290	0	-	-	0	-	-	1	100	100	0	-	-
300	0	-	-	8	100	100	49	100	100	0	-	-
315	1	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
340	0	-	-	0	-	-	5	100	100	0	-	-
370	0	-	-	0	-	-	97	100	14	0	-	-
390	0	-	-	0	-	-	6	100	100	0	-	-
760	0	-	-	0	-	-	4	100	100	0	-	-
TOTAL	630	60 %	50 %	786	28 %	19 %	251	96 %	61 %	0	-	-

Tabla 81. Porcentaje de transformadores de potencia grandes (≥ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por categoría.

Resumen	Categoría											
	Distribución			Trasmisión			GSU			Tracción		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)
TOTAL	5849	39	17	791	28	19	386	94	66	150	0	0

Tabla 82. Resumen del porcentaje de transformadores de potencia de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por categoría.

Los resultados obtenidos nos sirven para reiterar un conjunto de conclusiones que ya habíamos mencionado en apartados previos, así como deducir una serie de tendencias relacionadas con la eficiencia de nuestra flota que no conocíamos. En las consideraciones que se describen a continuación los transformadores de potencia medianos y grandes se consideran conjuntamente, a no ser que se indique lo contrario.

La representación gráfica nos demuestra que existe una cantidad considerable de transformadores de distribución en nuestra flota incumplen los requisitos establecidos por el Reglamento (UE) N.º 548/2014. Esto refuerza la idea, ya mencionada con anterioridad, de que los transformadores de distribución son uno de los grupos prioritarios para centrarse en la mejora de la eficiencia debido a su enorme potencial de ahorro energético. El elevado incumplimiento de la normativa europea por parte de este tipo de transformadores puede deberse a que la mayor parte de estos equipos (73 %) tiene una edad superior a diez años (Tabla 73). También debemos tener en cuenta que nuestra flota está compuesta en un 82 % por transformadores de distribución (Tabla 72), por lo que la mayor parte de la información de la que disponemos es sobre esta categoría.

A través de la nube de puntos observamos que, como norma general, la eficiencia de las unidades que componen nuestra flota oscila aproximadamente entre el 99.45 y el 99.85 %. Existen algunas anomalías que se encuentran fuera de este rango, pero no son significativas. Esto coincide con lo esperado, ya que los transformadores de potencia son máquinas que presentan un elevado rendimiento (en muchos casos superior al 99 %). En el gráfico queda reflejada la tendencia de aumento de la eficiencia con el aumento de la potencia asignada.

Por otro lado, los resultados analíticos nos permiten ver que el 39 % de los transformadores de nuestra flota cumplen con los objetivos de eficiencia establecidos por el primer hito (T1, 1 de julio de 2015). Sin embargo, estos datos se reducen hasta el 19 % cuando hablamos de las unidades que cumplen actualmente con el segundo hito (T2, 1 de julio de 2021).

Si nos centramos en la categoría que más cumple con el Reglamento, observamos que es la GSU (transformadores elevadores de generación). Se trata de la categoría que cumple en un mayor porcentaje con el primer y segundo hito, tanto para transformadores medianos como para grandes. Los transformadores medianos GSU cumplen en un 90 % con la normativa T1 y en un 75 % con la T2. Los transformadores grandes GSU son relativamente más eficientes que los medianos, ya que el porcentaje que cumple con T1 se eleva hasta el 96 % y el que actualmente cumpliría los requisitos T2 sería del 61 %. Nuevamente, podemos encontrar la explicación de este fenómeno en el hecho de que el 65 % de los transformadores GSU de nuestra flota tiene una edad inferior a 10 años. Se trata, por tanto, de unidades que han sido fabricadas recientemente, siguiendo unos criterios de eficiencia más estrictos.

En lo que respecta a los transformadores de tracción, observamos que ninguna de las unidades de nuestra flota cumple con los requisitos establecidos en T1 y en T2, demostrando ser la categoría que más incumple con la normativa. Los transformadores de tracción representan únicamente el 2 % de nuestra flota, por lo que los resultados obtenidos no son significativos del comportamiento general de esta categoría. Sin embargo, puede parecer poco coherente el hecho de que sean los transformadores relativamente más jóvenes de nuestra flota (el 77 % de las unidades pertenecientes a esta categoría tiene menos de diez años) y que no cumplan con ningún hito. La explicación principal a este suceso se encuentra en que el Reglamento (UE) N.º 548/2014 excluye a los transformadores de tracción:

“El presente Reglamento no se aplicará a los transformadores diseñados y utilizados especialmente para las siguientes aplicaciones: [...]”

- *transformadores de tracción montados en material rodante, es decir, transformadores conectados a una línea de contacto de corriente alterna o continua, directamente o a través de un convertidor, utilizados en instalaciones fijas de aplicaciones ferroviarias” [33].*

La principal explicación que podemos dar al hecho de que la normativa europea no se centre en legislar la eficiencia de los transformadores de tracción puede deberse a dos motivos:

- Bajo potencial de ahorro energético en esta categoría, aunque el incumplimiento de la normativa sea muy elevado. Principalmente debido a que presentan potencias asignadas relativamente más bajas que otras categorías (para nuestra flota todas las unidades de tracción tienen una potencia nominal de 7.3 MVA) y un porcentaje de unidades despreciable frente al total de la flota.
- Transformadores que desempeñan una función concreta. Necesitan de unas condiciones muy específicas durante su operación, por lo que es más complicado compaginar dichas condiciones con los requerimientos de eficiencia que afectan a otras categorías de transformadores.

Sin embargo, la categoría de tracción se considera a lo largo de todo el documento, aunque solo sea con la intención de demostrar que el potencial de ahorro de esta categoría es despreciable frente al resto.

Los transformadores de transmisión presentan, prácticamente en su totalidad, una potencia asignada de 100 MVA o superior y suponen el 11 % de nuestra flota. El porcentaje de transformadores de esta categoría que cumple con T1 es del 28 % y desciende al 19 % si hablamos del T2. Se trata de unos porcentajes de incumplimiento muy elevados. Sin embargo, cabe destacar que es la segunda categoría, tras GSU, en la más ocurre que los transformadores que satisfacen T1 cumplen con T2 también. Una tercera parte los transformadores de transmisión de nuestra flota son menores de diez años.

Resultados por países

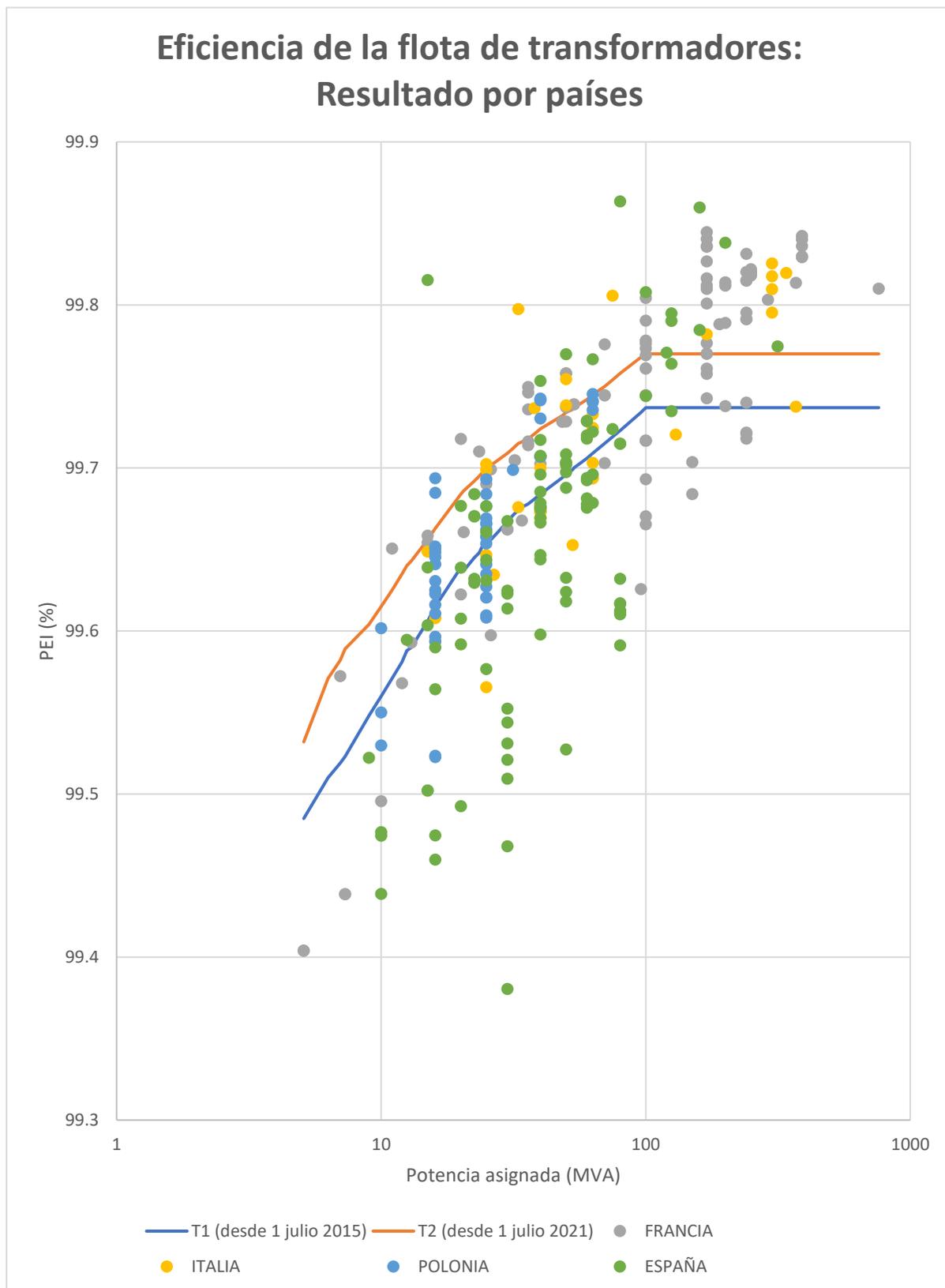


Ilustración 63. Eficiencia de la flota de transformadores por categorías frente a la normativa europea.

Potencia asignada (MVA)	Países											
	Francia			Italia			Polonia			España		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)
5.1	2	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
6.3	0	-	-	0	-	-	0	-	-	0	-	-
7	1	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
7.3	150	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
9	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	0	0
10	2	0	0	0	-	-	3	33	0	5	0	0
11	1	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
12	1	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
12.5	0	-	-	0	-	-	0	-	-	2	100	0
13	1	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
15	2	100	50	6	100	0	0	-	-	14	50	7
16	1	100	0	441	0	0	22	50	9	12	0	0
20	2	50	50	0	-	-	0	-	-	1082	39	0
20.5	1	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
22.5	0	-	-	0	-	-	0	-	-	11	54	0
23.5	2	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
25	1	100	0	1707	3	3	161	6	0	15	80	0
26	4	25	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
26.7	0	-	-	8	0	0	0	-	-	0	-	-
30	2	0	0	0	-	-	0	-	-	58	3	0
31.5	0	-	-	0	-	-	7	100	0	0	-	-
32	4	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
33	0	-	-	2	100	50	0	-	-	0	-	-
34	3	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
36	88	100	64	0	-	-	0	-	-	0	-	-
38	0	-	-	43	100	100	0	-	-	0	-	-
40	1	100	0	860	0	0	6	100	50	448	90	89
48.4	1	100	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
50	5	100	80	5	100	100	0	-	-	264	84	69
TOTAL	275	41 %	24 %	3072	3 %	3 %	199	17 %	3 %	1912	56 %	30 %

Tabla 83. Porcentaje de transformadores de potencia medianos (≤ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por países.

Potencia asignada (MVA)	Países											
	Francia			Italia			Polonia			España		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)
53	0	-	-	9	0	0	0	-	-	0	-	-
53.5	2	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
60	0	-	-	0	-	-	0	-	-	58	45	0
63	0	-	-	137	16	0	4	100	25	88	98	97
70	32	84	78	0	-	-	0	-	-	0	-	-
75	0	-	-	5	100	100	0	-	-	5	100	0
80	0	-	-	0	-	-	0	-	-	166	46	46
96	1	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
100	578	12	6	0	-	-	0	-	-	64	100	98
120	0	-	-	0	-	-	0	-	-	4	100	100
125	0	-	-	0	-	-	0	-	-	59	98	97
130	0	-	-	8	0	0	0	-	-	0	-	-
150	20	0	0	0	-	-	0	-	-	0	-	-
160	0	-	-	0	-	-	0	-	-	2	100	100
170	125	100	71	37	100	100	0	-	-	0	-	-
180	0	-	-	0	-	-	0	-	-	0	-	-
190	24	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
200	4	100	75	0	-	-	0	-	-	1	100	100
240	45	24	20	0	-	-	0	-	-	0	-	-
250	5	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
290	1	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
300	0	-	-	49	100	100	0	-	-	0	-	-
315	0	-	-	0	-	-	0	-	-	1	100	100
340	0	-	-	5	100	100	0	-	-	0	-	-
370	14	100	100	83	100	0	0	-	-	0	-	-
390	6	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
760	4	100	100	0	-	-	0	-	-	0	-	-
TOTAL	861	34 %	25 %	333	60 %	29 %	4	100 %	25 %	448	72 %	65 %

Tabla 84. Porcentaje de transformadores de potencia grandes (≥ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por países.

Resumen	País											
	Francia			Italia			Polonia			España		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)	N.º	T1 (%)	T2 (%)
TOTAL	1136	35	25	3405	9	6	203	19	3	2360	59	37

Tabla 85. Resumen del porcentaje de transformadores de potencia de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por países.

Nuestra flota cuenta con transformadores de Croacia, Francia, Italia, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, España, Suiza y Reino Unido. Sin embargo, únicamente trabajaremos con aquellos países que representan un porcentaje significativo de transformadores frente a la flota total: Francia (16 %), Italia (47 %), Polonia (3 %) y España (33 %). El resto de los países son despreciados en esta parte del estudio.

A priori, la representación gráfica nos informa de que existe una cantidad considerable de transformadores que no están satisfaciendo los requisitos de eficiencia europeos, por lo que estarían incumpliendo con lo impuesto en el actual “*Tier 1*” (2015). Otra tendencia que podemos inferir del gráfico es un mayor incumplimiento para potencias asignadas relativamente bajas, realizándose una corrección del valor de eficiencia conforme aumenta la potencia. Por lo que respecta a los países del estudio, si solo nos fijamos en la Ilustración 64, puede parecer que España es el país con transformadores menos eficientes. Sin embargo, debemos tener en cuenta que esta conclusión no se puede extraer utilizando el gráfico, ya que cada punto de este puede representar una cantidad diferente de transformadores.

Si nos centramos en los transformadores medianos de nuestra flota observamos que los españoles son los más eficientes (56 % cumple con T1 y 30 % con T2), seguidos de los franceses (41 % cumple con T1 y 24 % con T2). Muy por detrás se encontrarían los transformadores polacos (17 % cumple con T1 y 3 % con T2) y los italianos (3 % cumple con T1 y T2).

Para los transformadores de potencia grandes de nuestra flota España se encuentra en el primer puesto de eficiencia (72 % cumple con T1 y 65 % con T2), seguido de Francia (34 % cumple con T1 y 25 % con T2). Aunque los porcentajes de cumplimiento en transformadores grandes parecen subir con respecto a los medianos para Polonia e Italia, en el caso del primer país la muestra no es significativa (solo el 2 % de los transformadores polacos de nuestra flota pertenece a esta categoría) y para Italia los transformadores de potencia grandes solo representan el 10 %.

Si bien es cierto que no es correcto otorgar a los datos anteriormente mencionados un carácter representativo de cada país, debido al reducido tamaño de la muestra, podemos deducir una serie de tendencias que son verdaderas para nuestra flota.

Los resultados obtenidos nos indican que los dos países más eficientes son Francia y España. Sin embargo, los porcentajes de incumplimiento del T1 para estos dos países son demasiado elevados, lo que se puede considerar como preocupante ya que el primer hito de eficiencia a nivel europeo (T1) impuesto por el Reglamento (UE) N.º 548/2014 data del año 2015, lo que significa que ha transcurrido más tiempo desde que se puso en marcha (4 años, actualmente) que el tiempo que queda para que entre en vigor T2 (2 años).

Por lo que respecta a Italia, observamos un elevado incumplimiento en lo que respecta a transformadores de potencia medianos. Sin embargo, los transformadores grandes cumplen en un porcentaje considerable (60 %) con el primer hito. No ocurre así con lo impuesto por el segundo hito, reduciéndose la cantidad de transformadores que lo satisfacen a prácticamente la mitad de los que cumplen T1.

La información de la que disponemos sobre los transformadores polacos no es lo suficientemente completa como para extraer conclusiones relevantes.

Como ya hemos mencionado anteriormente, nuestra flota no es lo suficientemente representativa como para concluir cuál es la situación actual real, en lo que respecta a eficiencia energética en transformadores, de los países que se tratan en este estudio. Sin embargo, podemos asegurar que:

- Francia y España no cumplen totalmente con los criterios de eficiencia impuestos en el *Tier 1* del Reglamento (UE) N.º 548/2014 de la Comisión Europea.
- Algunos transformadores eléctricos de potencia en Francia y España cumplen actualmente con los requisitos del *Tier 2* que entrarán en vigor en 2021, por lo que estos países podrían estar tomando medidas ya para adaptarse a los criterios de este nuevo hito.
- En Italia la puesta en práctica de normativas de eficiencia energética en transformadores podría estar priorizándose para las unidades de mayor potencia, lo que supone un mayor potencial de ahorro.

Resultados por potencia

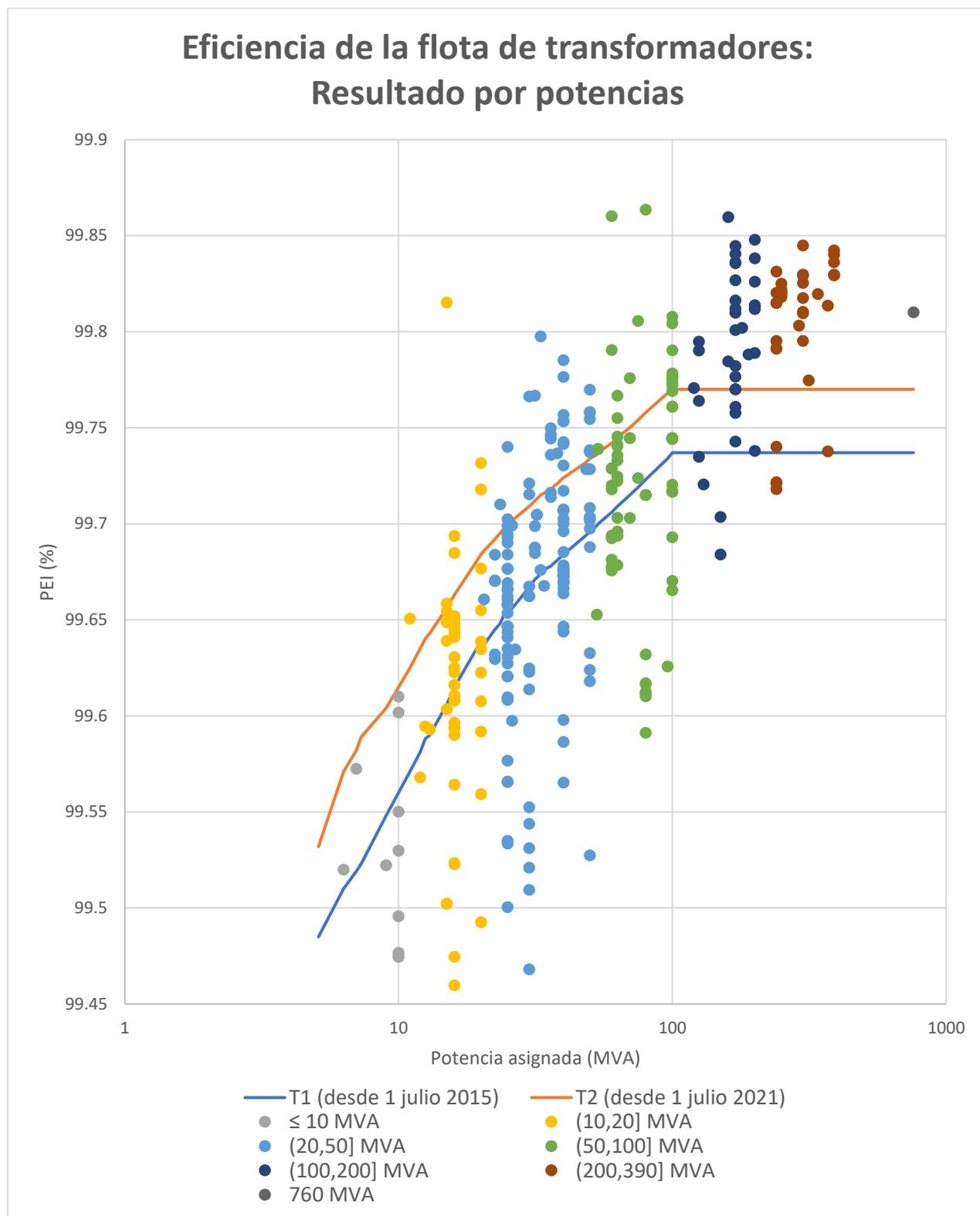


Ilustración 64. Eficiencia de la flota de transformadores por rangos de potencia frente a la normativa europea.

Potencia asignada (MVA)	Transformadores de potencia medianos		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)
5.1	2	0	0
6.3	1	100	0
7	1	100	0
7.3	150	0	0
9	1	0	0
10	13	15	0
11	1	100	100
12	1	0	0
12.5	2	100	0
13	1	100	0
15	22	68	9
16	481	3	0
20	1089	99	0
20.5	1	100	0
22.5	11	55	0
23.5	2	100	100
25	1892	4	3
26	4	25	0
26.7	8	0	0
30	63	5	5
31.5	23	100	39
32	4	100	0
33	2	100	50
34	3	0	0
36	88	100	64
38	43	100	100
40	1325	31	31
48.4	1	100	0
50	274	84	69
TOTAL	5509	36 %	14 %

Tabla 86. Porcentaje de transformadores de potencia medianos (≤ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por potencia.

Potencia asignada (MVA)	Transformadores de potencia grandes		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)
50	274	84	69
53	9	0	0
53.5	2	100	100
60	60	47	4
63	230	49	38
70	32	84	78
75	10	100	50
80	166	46	46
96	1	0	0
100	646	21	15
120	4	100	100
125	59	98	97
130	8	0	0
150	20	0	0
160	2	100	100
170	162	100	78
180	2	100	100
190	24	100	100
200	8	88	50
240	45	24	20
250	6	100	100
290	1	100	100
300	57	100	100
315	1	100	100
340	5	100	100
370	97	100	14
390	6	100	100
760	4	100	100
TOTAL	1941	55 %	42 %

Tabla 87. Porcentaje de transformadores de potencia grandes (≥ 50 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por potencia.

Potencia asignada (MVA)	N.º transformadores en la flota	T1 (%)	T2 (%)
≤ 10	168	2	0
(10,20]	1597	29	0
(20,50]	3753	24	20
(50,100]	1162	33	26
(100,200]	289	90	77
(200,390]	218	84	45
760	4	100	100
TOTAL	7191	31 %	19 %

Tabla 88. Porcentaje de transformadores de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por rango de potencia.

De estos resultados podemos obtener una serie de conclusiones muy significativas sobre nuestra flota. Podemos realizar una clasificación más, utilizando la Tabla 88 que nos ayude a entender mejor los resultados. Un primer grupo formado por transformadores de potencia asignada igual o inferior a 10 MVA, que representan un 2 % del total de la flota. Un segundo grupo con aquellos que se encuentran en el rango de potencia que va de 10 hasta 100 MVA y suponen el 90 % de la flota total. Un tercer grupo que representa el 7 %, y que va de 100 a 760 MVA. Es obvio, que el grupo que más repercusión tiene sobre la flota total es el segundo. Si nos centramos en los porcentajes de cumplimiento de T1 y T2 de este grupo observamos que son mucho inferiores que los que presenta el tercer grupo. Es por esto, que existe un potencial de mejora considerable en la eficiencia de estos equipos, con el consecuente ahorro energético que esto supone. La categoría que tiene más unidades que pertenecen a este segundo grupo de elevado potencial de ahorro energético es, como era de esperar, la de los transformadores de distribución. Resumiendo:

- Los transformadores ≤ 10 MVA no presentan un gran potencial de ahorro debido a su bajo número y menor potencia asignada.
- Los transformadores (10,100] MVA requieren de una mejora de eficiencia.
- Los transformadores (100,760] MVA cuentan actualmente con unos valores de eficiencia mucho mejores al resto.

4.3 CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE LA FLOTA

4.3.1 Influencia de la edad de los equipos que componen la flota

El progreso en el diseño y en la fabricación de máquinas eléctricas ha llevado a un aumento generalizado en la eficiencia de estos equipos con el paso del tiempo. Los transformadores no son una excepción, por lo que su eficiencia ha sufrido una mejora con el transcurso de los años. Sin embargo, existe un porcentaje elevado (69 %) de transformadores en nuestra flota que tiene más de una década. Eso implica que su manufacturación se produjo antes de la entrada en vigor de las normativas de eficiencia que rigen los transformadores de potencia en la Unión Europea (2014).

El transformador de media y gran potencia es una máquina cuya vida útil oscila los 20÷50 años, es por eso por lo que su sustitución no se realiza de manera frecuente. Debido a esto, actualmente existen en España algunos transformadores que se encuentran en funcionamiento con una edad que puede llegar a los cuarenta años o ser incluso superior. Por ejemplo, en nuestra flota tenemos constancia de un transformador de distribución fabricado en 1962 que, como es de esperar, incumple con la normativa actual.

Categoría	Porcentaje <10 años (%)
GSU	65
Distribution	27
Network	33
Traction	77
TOTAL	31

Tabla 89. Porcentaje de transformadores fabricados hace menos de diez años.

Teniendo en cuenta todo lo mencionado, para evitar un futuro incumplimiento del *Tier* 2 (1 de julio de 2021) parece necesario que se ponga en marcha un procedimiento de sustitución de las unidades menos eficientes, que en muchos casos son las más antiguas.

4.3.2 Influencia de la potencia asignada

Como ha quedado demostrado varias veces, los transformadores grandes son, por norma general, más eficientes que los medianos. El potencial de ahorro energético en un transformador cuya operación involucra un flujo de potencia elevado es mucho mayor que el de un transformador de media potencia. Es por esto por lo que los criterios de eficiencia mínima en estos equipos son más exigentes. Por este motivo, la inmensa mayoría de los transformadores grandes cumplen con los requisitos de eficiencia establecidos por la Unión Europea, aunque hayan sido fabricados antes de la entrada en vigor de estas normativas.

Si analizamos los resultados obtenidos para nuestra flota, observamos que el 55 % de los transformadores de potencia grandes cumple con el primer hito. La cantidad de transformadores que cumple en la actualidad con el segundo es considerable, un 42 %.

El Reglamento (UE) N.º 548/2014 otorga un valor de eficiencia distinto para cada valor de potencia asignada, hasta los 100 MVA. A partir de esa potencia, y en adelante, se establece un valor constante del PEI para ambos hitos. Si nos centramos en los transformadores de potencia asignada superior a 100 MVA observamos que los porcentajes de cumplimiento de la normativa ascienden considerablemente al 87 % para T1 y hasta el 61 % para T2. Para transformadores de potencia asignada superior a 250 MVA el cumplimiento del primer hito es total. Es por esto por lo que la normativa europea no hace hincapié en los transformadores grandes, ya que existe un potencial de mejora mucho superior para rangos de potencia inferiores. De análisis previos, dedujimos que el rango sobre el que más interesa actuar es el que va de 10 hasta 100 MVA, y es ahí donde se encuentran la mayor parte de los transformadores de distribución de nuestra flota.

Todas estas consideraciones refuerzan la idea de que en los transformadores grandes ya se han tomado medidas bastante exigentes para evitar pérdidas elevadas. Sin embargo, los transformadores de potencias relativamente menores presentan aún un potencial de mejora sustancial.

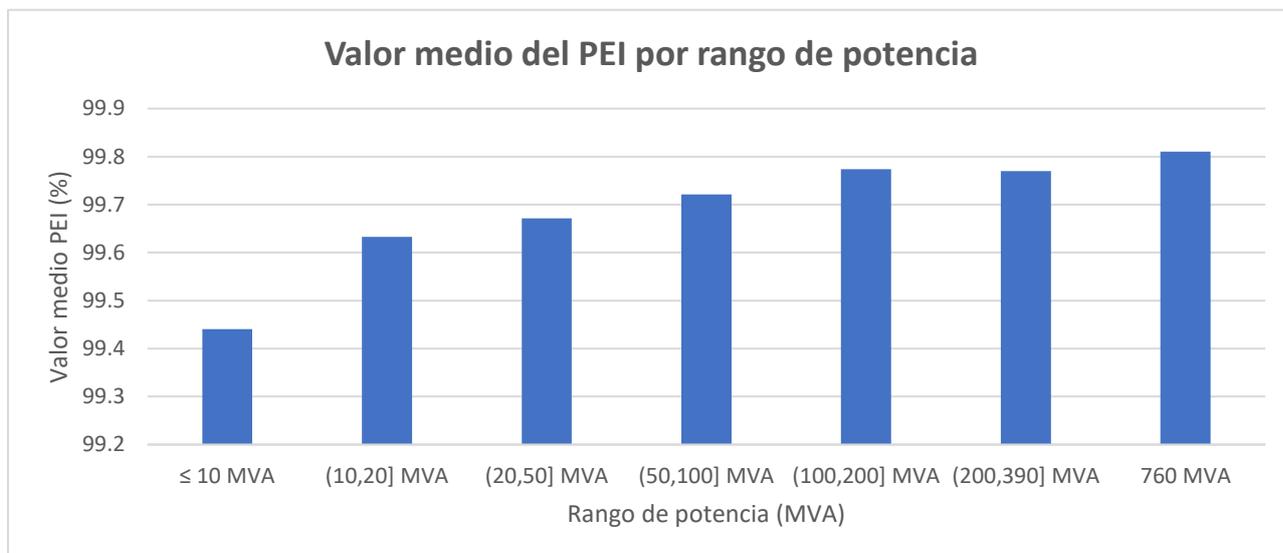


Ilustración 65. Valor medio del PEI por rango de potencia.

Potencia asignada (MVA)	N.º	T1 (%)	T2 (%)
120	4	100	100
125	59	98	97
130	8	0	0
150	20	0	0
160	2	100	100
170	162	100	78
180	2	100	100
190	24	100	100
200	8	88	50
240	45	24	20
250	6	100	100
290	1	100	100
300	57	100	100
315	1	100	100
340	5	100	100
370	97	100	14
390	6	100	100
760	4	100	100
TOTAL	511	87 %	61 %

Tabla 90. Porcentaje de transformadores de potencia grandes (> 100 MVA) de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por potencia.

Potencia asignada (MVA)	N.º transformadores en la flota	T1 (%)	T2 (%)
≤ 10	168	2	0
(10,20]	1597	29	0
(20,50]	3753	24	20
(50,100]	1162	33	26
(100,200]	289	90	77
(200,390]	218	84	45
760	4	100	100
TOTAL	7191	31 %	19 %

Tabla 91. Porcentaje de transformadores de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por rango de potencia.

4.3.3 Influencia del tipo de refrigeración

La corriente que circula por los conductores de cobre de un transformador de potencia es la principal causa de generación de calor. Una generación de calor excesiva puede llevar a que la temperatura supere los límites establecidos y puede ponerse en riesgo la integridad del transformador, deteriorándose su aislamiento. Para mantener la temperatura en unos niveles de seguridad y garantizar la vida útil del transformador se utilizan sistemas de refrigeración, que ya se han comentado en apartados previos. Estos sistemas son primordiales, ya que su buen funcionamiento determina la vida útil y correcto funcionamiento de los transformadores.

El tipo de refrigeración en todos los transformadores que componen nuestra flota es líquido o en aceite. No hay, por tanto, transformadores con refrigeración seca. Sin embargo, no todos los transformadores presentan el mismo tipo exacto de refrigeración, ya que presentan diferente naturaleza de circulación del refrigerante.

El tipo de refrigeración de las unidades que componen nuestra flota está designado en nuestra base de datos siguiendo las Normas IEC, un código compuesto por cuatro letras. Esta normativa describe a través de las dos primeras letras el refrigerante y el tipo de naturaleza de la circulación en la zona de contacto con los arrollamientos. Las otras dos letras describen el refrigerante y naturaleza de circulación con el sistema de refrigeración exterior [13].

Naturaleza del refrigerante	Símbolo	Naturaleza de la circulación	Símbolo
Aceite mineral	O	Natural	N
Pyraleno	L	Forzada	F
Gas	G	Dirigida	D
Agua	W	-	-
Aislante sólido	S	-	-
Aire	A	-	-

Tabla 92. Nomenclatura para designar el refrigerante y su naturaleza de circulación en transformadores de potencia [22].

Todos los transformadores de nuestra flota se encuentran en baño de aceite y presentan una tensión superior a 36 kV.

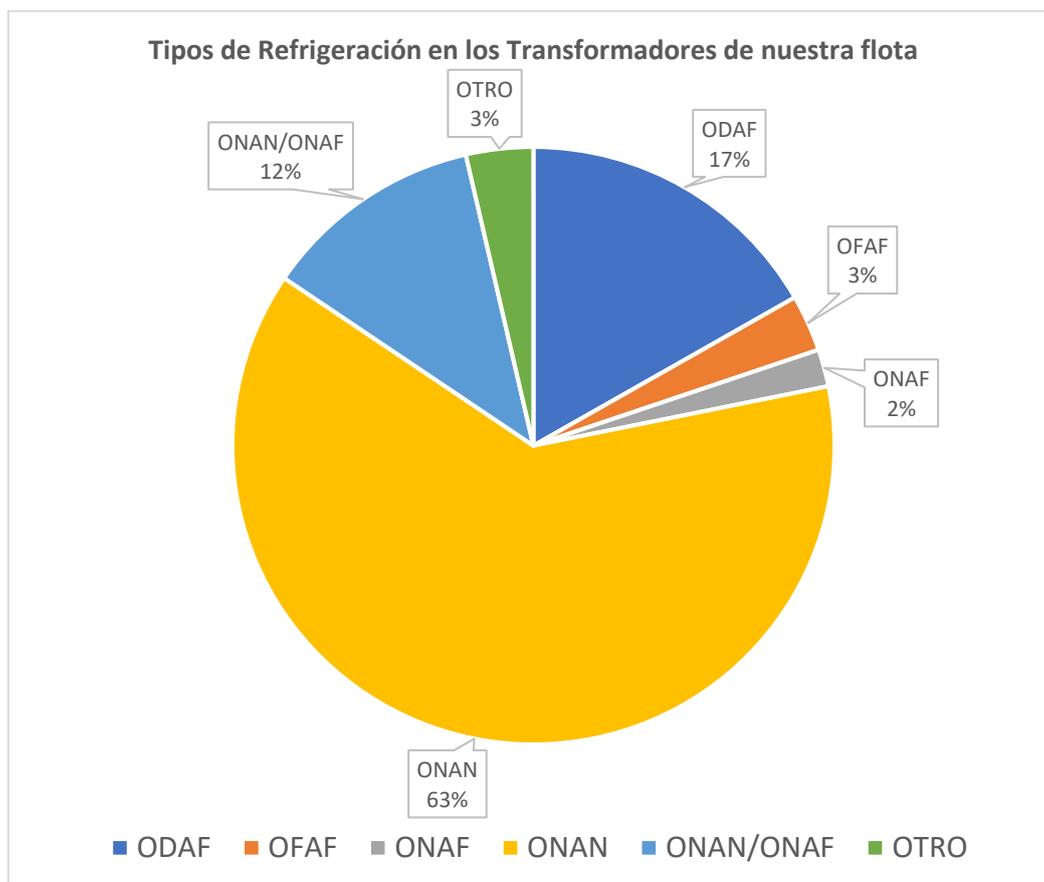


Ilustración 66. Porcentaje de los tipos de refrigeración en los transformadores de la flota.

La mayoría de las unidades analizadas en nuestra flota presentan refrigeración tipo ONAN (Aceite-Natural, Aire-Natural). El siguiente tipo de refrigeración más representativo, aunque muy por detrás del primero, es el ODAF (Aceite-Dirigido, Aire-Forzado). Algunos transformadores combinan dos o tres tipos de refrigeración, siendo ONAN/ONAF (Aceite-Natural, Aire-Natural / Aceite-Natural, Aire-Forzado) la combinación más común. Otras configuraciones menos representativas en nuestra flota son las que utilizan los sistemas ONAF, OFAF. En la categoría “OTRO” se agrupan aquellas unidades que presentan combinaciones muy poco significativas como ONAN/ONAF/ODAF o ONAN (70%) / ONAF (100%) y los transformadores cuyo tipo de refrigeración es desconocido.

Para intentar comprobar si existe una relación entre el tipo de refrigeración y la eficiencia de nuestros transformadores calculamos el valor medio del PEI para cada sistema de refrigeración. Debemos tener en cuenta que cada tipo de refrigeración cuenta con un número de unidades distinto, por lo que el valor de la eficiencia media tendrá mayor interés cuanto mayor sea el tamaño de la muestra que representa a un tipo de refrigeración concreto.

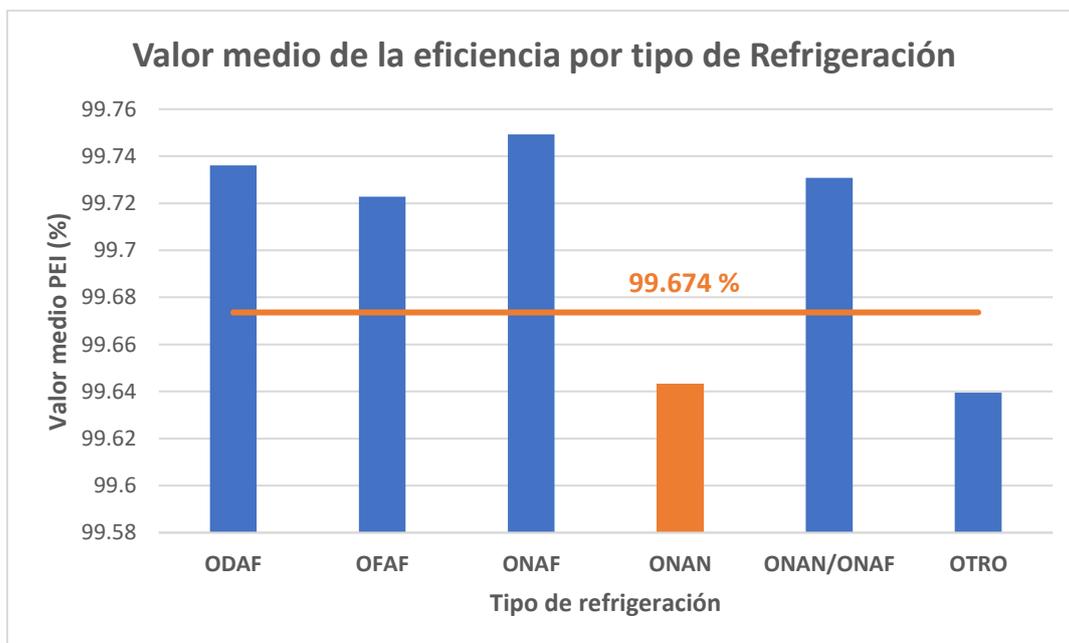


Ilustración 67. Valor medio del PEI (%) para los diferentes sistemas de refrigeración que componen nuestra flota.

La principal conclusión que podemos extraer de este gráfico se encuentra íntimamente relacionada con el hecho de que los transformadores con refrigeración tipo ONAN, aun suponiendo el 63 % del total, presentan una eficiencia inferior a la media. Esto se debe a que el 34 % restante de la flota (ODAF, OFAF, ONAF y ONAN/ONAF) presentan un valor medio del PEI relativamente superior.

Aunque los niveles de eficiencia media de OFAF, ONAF son muy superiores a la media esto no nos permite concluir que estos tipos de refrigeración sean más eficientes que el resto, ya que la muestra es muy reducida.

4.3.4 Excepciones

Si bien las excepciones no son de interés para extraer conclusiones o tendencias de carácter general, pueden ser interesantes para descubrir cuál es la causa que se encuentra detrás de un comportamiento anómalo. El rendimiento de las unidades de nuestra flota se encuentra comprendido, prácticamente en su totalidad, en valores que oscilan entre 99.45 y 99.85 %.

Sin embargo, existen algunas anomalías como un transformador español de rendimiento muy inferior al resto de unidades, concretamente 98.609 %, cuya manufacturación data del 1987. Se trata de un equipo perteneciente a la categoría de distribución, cuya potencia asignada es 15 MVA y refrigeración tipo ONAN. Este transformador presenta unas pérdidas en vacío y en carga mucho superiores a los de su misma categoría y rango de potencia.

5 POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA FLOTA

5 POTENCIAL DE AHORRO ENERGÉTICO EN LA FLOTA

5.1 CONSIDERACIONES PREVIAS

5.1.1 Cálculo de la potencia ahorrada al cumplir con los hitos

Cualquier transformador de potencia de nuestra flota que tenga un valor de eficiencia inferior a los niveles impuestos por la normativa europea presenta un potencial de mejora y consecuentemente de ahorro energético. Calcularemos por separado los kilovatios de ahorro que supondría que las unidades de nuestra flota que incumplen Reglamento N.º 548/2014 pasaran a satisfacer T1 y T2. La expresión para el cálculo es la siguiente:

$$P_{\text{Tier } i} = \left| \frac{\text{Eficiencia}(\%) - \text{Eficiencia}_{\text{Tier } i}(\%)}{100} \right| \cdot C'_{\text{opt}} \cdot N \cdot 1000, \quad i = 1,2 \quad (45)$$

Donde:

- $P_{\text{Tier } i}$, es el ahorro expresado en kilovatios que se consigue si un transformador que incumple con la normativa pasa a tomar el valor de eficiencia impuesto por el “Tier i ” ($i = 1,2$).
- $\text{Eficiencia}(\%)$, es el valor real del PEI expresado en tanto por ciento del transformador cuyo potencial ahorro se está estudiando.
- $\text{Eficiencia}_{\text{Tier } i}(\%)$, es la eficiencia que impone el Reglamento N.º 548/2014 en el “Tier i ” ($i = 1,2$) expresada en tanto por ciento. Si el valor de potencia asignada del transformador que se está estudiando no se recoge de forma explícita en las tablas de la normativa europea se debe recurrir a la interpolación lineal.
- N , es el número de transformadores que presentan las mismas características.

- C'_{opt} , es el factor de carga óptimo expresado en tanto por uno (c_{opt}), multiplicado por la potencia asignada del transformador (S_N) en MVA.

$$C'_{opt} = \left(\sqrt{\frac{P_0 + P_{R0}}{P_{cc}}} \right) \cdot S_N = c_{opt} \cdot S_N \quad (46)$$

Donde:

- P_0 , son las pérdidas fijas o en vacío del transformador (*no-load losses*, NLL).
- P_{R0} , son las pérdidas en el sistema de refrigeración en vacío.
- P_{cc} , son las pérdidas variables o en carga del transformador (*load-losses*, LL).
- S_N , es la potencia asignada del transformador en MVA.

A modo de ejemplo, se recoge la aplicación práctica de las expresiones de cálculo de ahorro energético en transformadores de potencia para un caso concreto:

Información de la base de datos de la flota de transformadores								(kW)	
N	S_N (MVA)	Eficiencia (%)	Eficiencia T1 (%)	Eficiencia T2 (%)	P_0 (kW)	P_{R0} (kW)	P_{cc} (kW)	T1	T2
440	16	99.594	99.615	99.663	12	0	88	546	1794

Tabla 93. Ejemplo del cálculo de ahorro expresado en kilovatios al cumplir T1 y T2 a través de la información de la base de datos.

5.2 RESULTADOS DEL AHORRO ENERGÉTICO

5.2.1 Introducción

En este apartado se muestran los resultados de ahorro de potencia (kW) que supondría el cumplimiento de los hitos de eficiencia europeos por parte de los transformadores de potencia que constituyen nuestra flota. Es decir, se calcula el ahorro energético que tendría lugar si todos los transformadores que incumplen la normativa pasaran a tener el rendimiento, correspondiente a su nivel de potencia asignada, que aparece en las tablas del Reglamento (UE) N.º 548/2014.

El método de cálculo empleado en esta parte del estudio es exactamente idéntico al presentado en apartados previos. Únicamente se recogen los resultados finales y no se muestran los pasos intermedios.

A continuación, se presentan los resultados de ahorro desde tres enfoques diferentes: por categoría, por rangos de potencia y por países. Estas clasificaciones nos permiten determinar las características que definen a los transformadores con mayor potencial de ahorro. El valor de potencia ahorrada se expresa en kilovatios, con dos cifras significativas.

La potencia ahorrada en kilovatios puede ser expresada en kW·h por año, lo que sirve para estimar la reducción total de emisiones de dióxido de carbono.

5.2.2 Resultados del ahorro energético por categorías

A continuación, se presenta el ahorro, en términos de potencia, por categorías funcionales:

Categoría	Potencial de ahorro (kW)	
	T1	T2
Distribución	12000	32000
GSU	190	7000
<i>Network</i>	11000	22000
Tracción	310	600
TOTAL	23000	62000

Tabla 94. Resultados de ahorro energético al cumplir con T1 y T2, clasificación por categorías.

La categoría en la que se produce un mayor ahorro de potencia al satisfacer con la normativa europea es la de distribución. Este resultado es coherente con lo que esperábamos, si tenemos en cuenta que cuanto mayor es el número de transformadores que incumplen con la normativa, mayor es el potencial de ahorro. La categoría de distribución es la más común en nuestra flota, supone el 82 % del total. A esto último hay que sumarle el hecho de que solo el 39 % de estos transformadores cumple el primer hito, cantidad que se reduce hasta el 17 % si hablamos del segundo hito de eficiencia. La diferencia en la cantidad de energía que es posible ahorrar entre T1 (12 MW) y T2 (32 MW) es considerable, siendo el potencial de ahorro más de 2.5 veces superior para el *Tier 2*. Por lo que respecta a la categoría GSU, queda reforzada la idea de que en nuestra flota este tipo de transformadores cumple de manera casi total con los criterios T1, ya que el 94 % de las unidades de esta categoría cumplen con *Tier 1*, por lo que el potencial de ahorro para este hito es de solo 190 kW. Sin embargo, ocurre algo muy significativo que no habíamos detectado *a priori*, y es que, si estas unidades cumplieren con los requisitos del segundo hito de eficiencia (T2), el ahorro energético ascendería notablemente, siendo prácticamente 37 veces superior al conseguido a través del cumplimiento del primer hito. La segunda categoría de mayor ahorro energético es la de transmisión (*network*). La potencia ahorrada a través del cumplimiento de T1 es muy similar a la de los transformadores de distribución, 11 MW. El ahorro para el segundo hito es de 22 MW, bastante inferior al conseguido a través de los transformadores de distribución. En conclusión, existe un potencial de ahorro muy interesante para los transformadores de transmisión, sobre todo si tenemos en cuenta que suponen el 11 % de la flota total. Es decir, mejorar la eficiencia de las unidades de transmisión que incumplen el primer hito (570) tendría el mismo efecto a nivel de ahorro energético que actuar sobre todas las de distribución que incumplen dicho hito (3568). Esto se debe a que el valor de potencia media asignada de los transformadores tipo *network* es 100 MVA frente a 33 MVA de los de distribución, lo que compensa la diferencia de unidades de uno frente al otro. En cuanto a los transformadores de tracción, el ahorro energético no es significativo, debido a que estos equipos solo representan el 2 % de la flota total. No debemos olvidar que el Reglamento (UE) N.º 548/2014 no se aplica a esta categoría.

5.2.3 Resultados del ahorro energético por rangos de potencia

A continuación, se muestra el ahorro, expresado en términos de potencia, por rangos de potencia:

Potencia asignada (MVA)	Potencial de ahorro (kW)	
	T1	T2
≤ 10	390	680
(10,20]	1000	5000
(20,50]	6800	20000
(50,100]	14000	26000
(100,200]	650	1800
(200,390]	590	8300
760	0	0
TOTAL	23000	62000

Tabla 95. Resultados de ahorro energético al cumplir con T1 y T2, clasificación por rango de potencia.

Nuevamente queda demostrado que los transformadores de potencia asignada superior a 100 MVA no presentan un potencial de ahorro energético significativo, debido principalmente a su alto rendimiento y a que únicamente suponen el 7 % de la flota total. Para las unidades de menos de 20 MVA ocurre algo similar, aunque el rendimiento sea más bajo.

En esta tabla queda reflejado nuevamente el rango de potencia que presenta un mayor potencial de ahorro energético. Se trata de los transformadores cuya potencia asignada se encuentra entre 50 y 100 MVA, y es que este grupo acumula más del 60 % del ahorro total para el primer hito y del 40 % para el segundo. Si este rango es ampliado desde los 20 a los 100 MVA, observamos que el potencial de ahorro significativo se encuentra prácticamente en su totalidad en dicho rango.

Los resultados que hemos obtenido por categorías nos demuestran que son dos los transformadores de transmisión y los de distribución los dos principales objetivos sobre los que actuar. Para identificar cuáles son las categorías de transformadores más representativas en este rango que va de los 20 a los 100 MVA hacemos uso de la Tabla 80 y la Tabla 81:

Potencia asignada (MVA)	Categoría								
	Distribución			Trasmisión			GSU		
	N.º	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)	Nº	T1 (%)	T2 (%)
20	1084	99	0	3	33	0	2	50	50
20.5	0	-	-	0	-	-	1	100	0
22.5	11	55	0	0	-	-	0	-	-
23.5	0	-	-	0	-	-	2	100	100
25	1842	1	0	0	-	-	50	100	98
26	0	-	-	0	-	-	4	25	0
26.7	8	0	0	0	-	-	0	-	-
30	61	5	5	0	-	-	2	0	0
31.5	23	100	39	0	-	-	0	-	-
32	0	-	-	0	-	-	4	100	0
33	2	100	50	0	-	-	0	-	-
34	0	-	-	0	-	-	3	0	0
36	88	100	64	0	-	-	0	-	-
38	0	-	-	0	-	-	43	100	100
40	1322	31	31	2	0	0	1	100	0
48.4	0	-	-	0	-	-	1	100	0
50	269	84	69	0	-	-	5	100	80
53	9	0	0	0	-	-	0	-	-
53.5	0	-	-	0	-	-	2	100	100
60	59	46	2	1	100	100	0	-	-
63	230	49	38	0	-	-	0	-	-
70	30	83	83	0	-	-	2	100	0
75	5	100	0	0	-	-	5	100	100
80	166	46	46	0	-	-	0	-	-
96	0	-	-	0	-	-	1	0	0
100	64	100	98	581	12	6	1	100	100
TOTAL	5273	39 %	17 %	587	12 %	6 %	129	92 %	83 %

Tabla 96. Composición por categorías del rango de mayor potencial de ahorro energético.

Como queda recogido en esta tabla, el rango de potencia que va desde los 20 a los 100 MVA está compuesto principalmente por transformadores de distribución. Son exactamente 5273 unidades, lo que representa aproximadamente el 90 % de los transformadores de distribución que hay en nuestra flota. También cabe destacar que no existe ningún transformador de tracción en este rango de potencia.

Como era de esperar el rango de mayor potencial de ahorro energético se encuentra prácticamente en su totalidad compuesto por transformadores de distribución, 88 %. El 10 % restante corresponde a transformadores de transmisión, que presentan también un elevado potencial de ahorro energético.

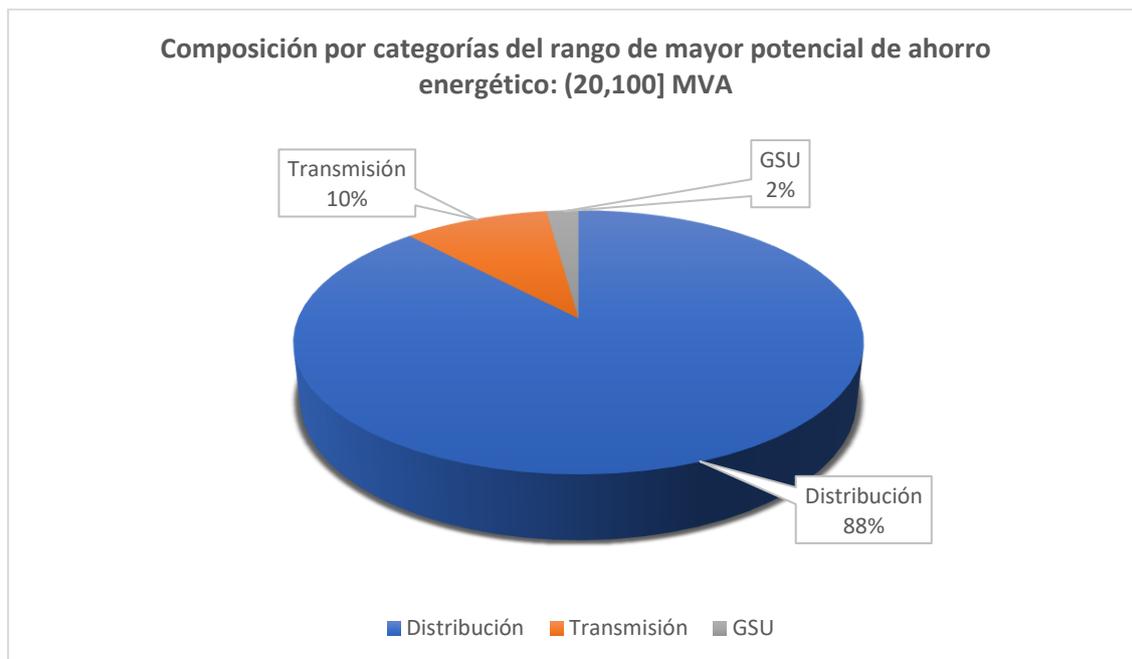


Ilustración 68. Composición por categorías del rango de mayor potencial de ahorro energético.

5.2.4 Resultados del ahorro energético por países

A continuación, se recogen los resultados del ahorro, expresado en términos de potencia, para los países que componen los países de nuestra flota:

País	Potencial de ahorro (kW)	
	T1	T2
Francia	12000	23000
Italia	4100	24000
Polonia	570	1300
España	7100	13000
TOTAL	23000	62000

Tabla 97. Resultados de ahorro energético al cumplir con T1 y T2, clasificación por países.

El ahorro total que implica el *Tier 1* es de 23 MW y el del *Tier 2* asciende hasta 62 MW. Si bien es cierto que a través de la Tabla 85. Resumen del porcentaje de transformadores de potencia de la flota que cumplen con T1 y T2, clasificados por países. se realizó un análisis similar al que se muestra a continuación, podemos añadir un conjunto de conclusiones nuevas gracias a los resultados que se muestran en la Tabla 97.

Por lo que respecta al primer hito, comprobamos que el mayor potencial de mejora se encuentra en Francia, que representa el 16 % de la flota, ya que este país acumula más de la mitad de los kilovatios de ahorro. España se encuentra en segundo puesto, con 7.1 MW, lo que supone más del 30 % del ahorro energético total. Estos resultados contrastan con el análisis previo sobre el cumplimiento de los hitos (Tabla 79), ya que el país que menos satisfacía con T1 y T2 era Italia, país que además representa el 48 % de la flota. Era por tanto de esperar que, al ser los transformadores italianos más numerosos e incumplir más con la normativa, Italia presentase un mayor potencial de ahorro que Francia o España. El ahorro potencial en Polonia es despreciable frente al del resto de países, como era de esperar ya que únicamente el 3 % de los transformadores de la flota pertenecen a este país.

En cuanto al segundo hito de eficiencia, observamos que para Francia, Polonia y España el potencial de ahorro prácticamente se duplica. Sin embargo, en el caso de Italia hay una excepción, ya que este valor es seis veces más grande. Esto sitúa a Italia, junto con Francia, como el país más importante sobre el que actuar en el hipotético caso de querer reducir notablemente las pérdidas energéticas de cara al cumplimiento del *Tier 2* (2021).

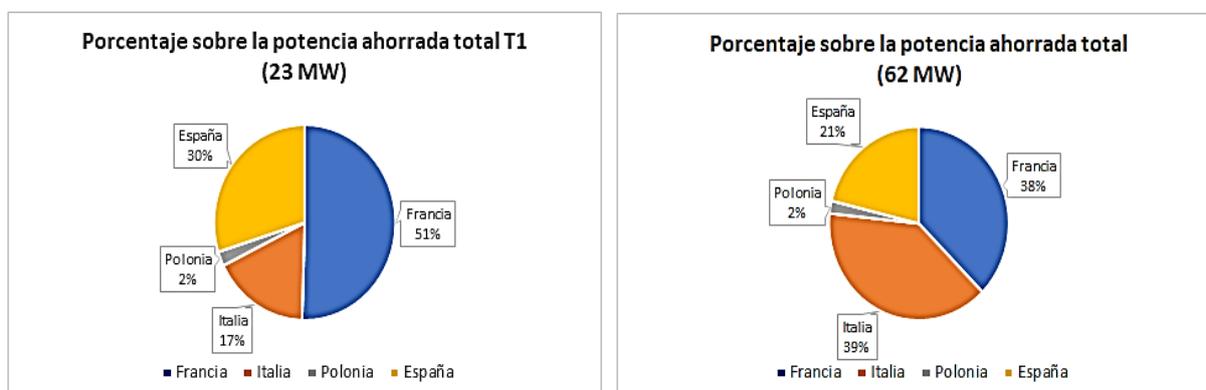


Ilustración 69. Porcentajes del ahorro potencial total por países para T1 y T2.

5.3 REDUCCIÓN EN EMISIONES DE DIÓXIDO DE CARBONO

5.3.1 Ahorro energético potencial en la flota de transformadores

Los resultados del ahorro hasta ahora obtenidos han venido expresados en términos de potencia activa (vatios, W). A través del cálculo individual de pérdidas, para cada unidad que incumple con la normativa europea, hemos determinado que el potencial de ahorro del Tier 1 es de 23 MW, mientras que el del Tier 2 es de 62 MW.

Potencial de ahorro (kW)	
T1	T2
23000	62000

Tabla 98. Ahorro total expresado en forma de potencia si se cumple con T1 y T2 en nuestra flota.

Como norma general, este tipo de ahorro suele ser representado en unidades de energía para un periodo de tiempo determinado. A través de la potencia activa ahorrada (kW) podemos calcular el valor de kW·h ahorrados, para un periodo de un año (supuesto funcionamiento ininterrumpido), multiplicando por el número de horas que conforman un año (8760 h / año). Los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Potencial de ahorro en un año (kW·h)	
T1	T2
$2 \cdot 10^8$	$5.4 \cdot 10^8$

Tabla 99. Ahorro total que se produce en un año expresado en kW·h.

De manera similar podemos expresar en estas unidades los ahorros por categoría, país o rango de potencia. Debido a que el ahorro expresado en kW·h en un año puede ser una cantidad muy grande, en lugar de utilizar la notación científica, podemos usar el múltiplo GW·h en un año ($1\text{GW} = 10^3\text{MW} = 10^6\text{kW}$).

5.3.2 Determinación de las emisiones de dióxido de carbono por producción de kilovatio-hora de energía eléctrica

La producción de energía eléctrica implica emisiones de dióxido de carbono. Estas emisiones, para un país determinado, dependen de la cantidad de electricidad producida y del *mix de generación*. La variedad de fuentes utilizadas en un país (mix energético) determina la intensidad de la emisión de carbono, que es la cantidad de CO₂ emitida por unidad de electricidad. Es por esto, por lo que cada uno de los países que aparecen en nuestro estudio presenta un nivel de emisiones de CO₂ distinto. Los países con altas cuotas de electricidad renovable, como la hidroeléctrica en Brasil y Canadá o la nuclear en Francia, emiten menos dióxido de carbono que los que tienen una mayor diversidad de cartera (por ejemplo, Alemania) o una alta dependencia de los combustibles fósiles, como es el caso del carbón en el caso de China y la India [34].

Para el estudio de nuestra flota será necesario determinar la cantidad de gramos de dióxido de carbono que se emiten por kW·h eléctrico. A través de la información que se publica en la página web de la EEA (*European Environment Agency*) sobre intensidad de emisión de dióxido de carbono, podemos determinar, teniendo en cuenta el porcentaje que representa cada país sobre el total de la flota, el valor de gramos de CO₂ por kilovatio-hora emitidos al año.

País	Porcentaje sobre la flota total (%)	Emisiones de CO ₂ (g /kW·h)
Francia	16	58.5
Italia	48	256.2
Polonia	3	773.3
España	33	265.4
TOTAL	100	243.1

Tabla 100. Estimación de las emisiones de CO₂ (g /kW·h) para nuestra flota de transformadores.

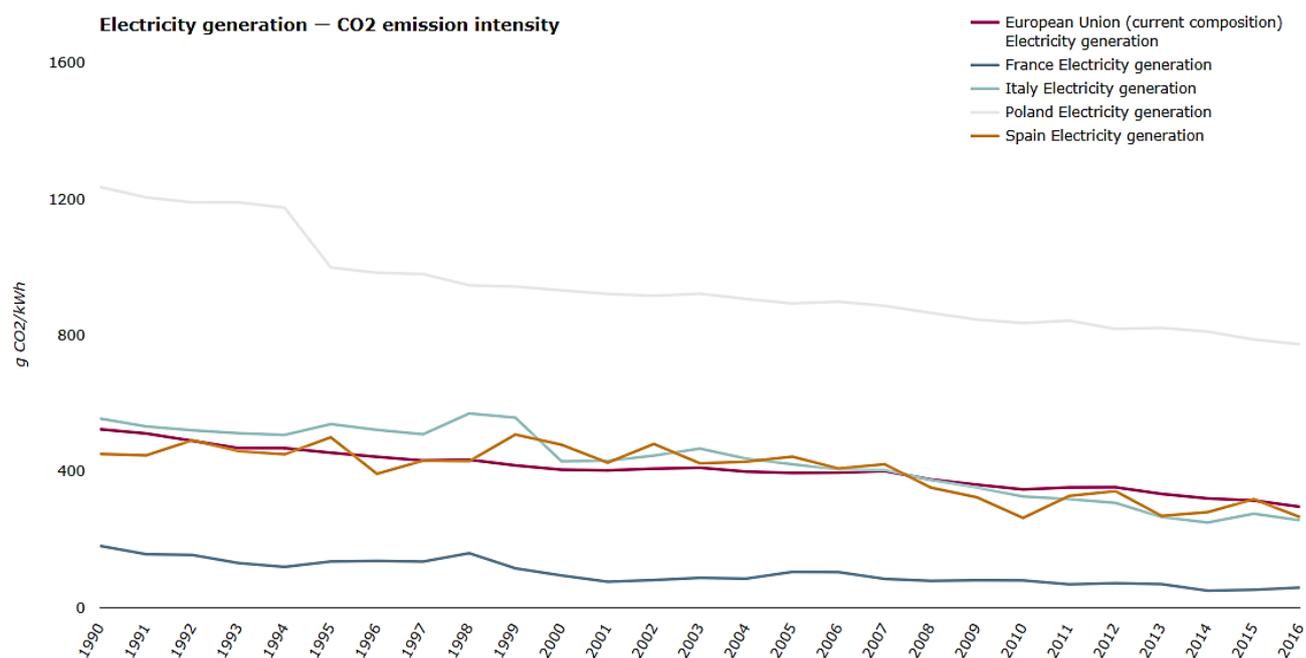


Ilustración 70. Intensidad de emisión de CO₂ de los países de nuestra flota, EEA (2016) [35].

Por tanto, teniendo en cuenta la composición de nuestra flota y cuánto dióxido de carbono se emite por kilovatio-hora eléctrico producido en los cuatro países significativos en nuestro estudio, determinamos que la intensidad de emisión de CO₂ de nuestra flota es de 243 g / kW·h. Este resultado se trata de una estimación aproximada y debemos tener en cuenta que los datos que aporta el EEA son del año 2016.

5.3.3 Reducción en las emisiones de dióxido de carbono

Las pérdidas que tienen lugar en el sistema eléctrico suponen una necesidad de generación extra de energía para ser compensadas, con la consecuente emisión de CO₂ que esto implica. Es decir, parte de la energía que se produce está destinada a suplir con las pérdidas eléctricas. Esta parte de la generación “no útil” produce la misma cantidad emisiones por unidad de energía que aquella parte de la generación que si lo es.

El cumplimiento de los hitos de eficiencia en transformadores de potencia supone un ahorro energético, que se puede traducir en una gran reducción de emisiones de dióxido de carbono al año. Esta reducción anual en emisiones es del orden de miles de toneladas de CO₂. A continuación, se recogen los resultados obtenidos por categorías:

Categoría	Potencial de ahorro en un año (miles de toneladas de CO ₂)	
	T1	T2
Distribución	26	68
GSU	0.4	15
<i>Network</i>	23	47
Tracción	0.7	1.3
TOTAL	50	131

Tabla 101. Resultado del ahorro en emisiones de dióxido de carbono por categorías.

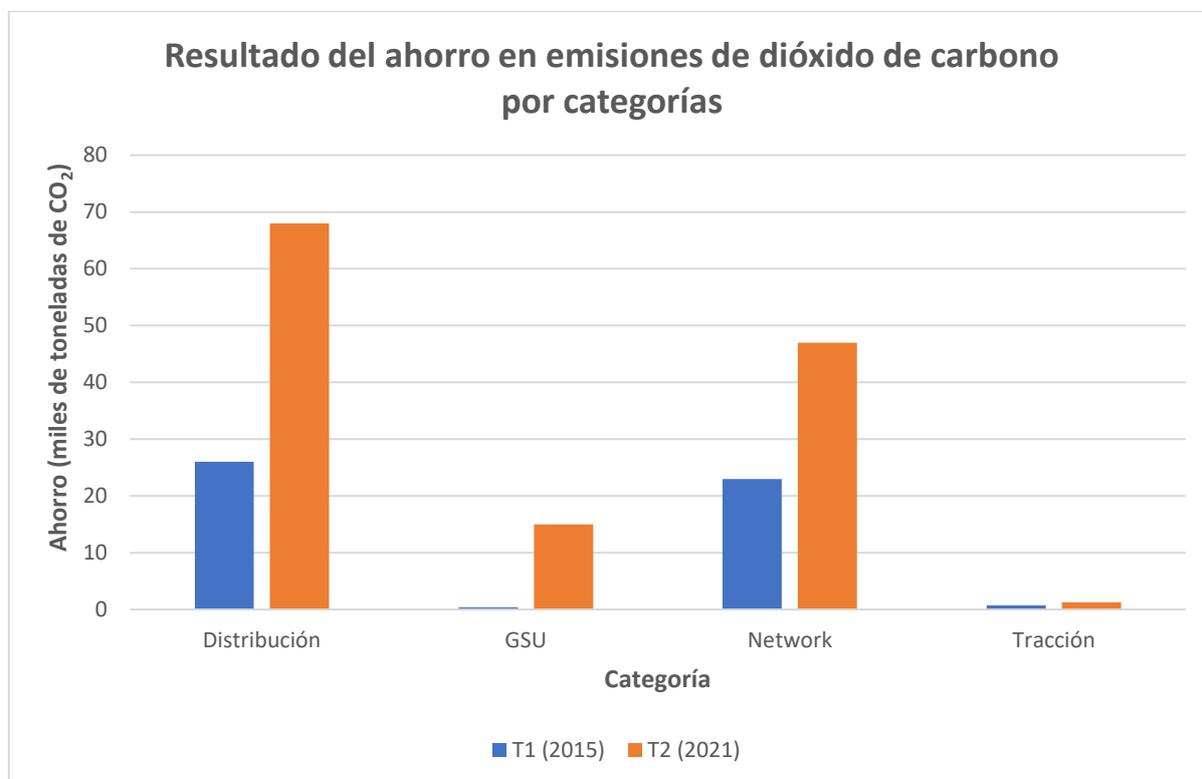


Ilustración 71. Resultado del ahorro en emisiones de dióxido de carbono por categorías.

Nuevamente queda retratado el enorme potencial de ahorro que presentan los transformadores de distribución respecto al resto de categorías. Si bien es cierto que el ahorro para el T1 de este tipo de transformadores es similar al de la categoría de transmisión (*network*), para el segundo hito T2 esta reducción en la emisión de CO₂ es mucho más grande para la categoría de distribución.

5.3.4 Conclusiones

Como es de esperar, el ahorro energético y en emisiones que se obtiene si las unidades que incumplen la normativa actualmente pasasen a cumplir con T2 es mayor que con T1. Esto es lógico, ya que los criterios de eficiencia que impone el segundo hito son relativamente más elevados que los del primero.

Queda también demostrado que, en lo que respecta a las categorías, los transformadores de distribución son los que presentan un mayor potencial de ahorro, seguida de la categoría de transmisión. El potencial de ahorro para transformadores GSU y de tracción es, en comparación, depreciable, como puede observarse en la Ilustración 71. Esta es la explicación principal a que el Reglamento (UE) N.º 548/2014 no esté enfocado a estas categorías de transformadores, ya que el potencial de ahorro energético no es comparable al de la categoría de distribución.

En lo que respecta a los países de nuestro estudio, el mayor ahorro, expresado en términos de potencia, para el primer hito se conseguiría en Francia (12 MW), seguido de España (7.1 MW) e Italia (4.1 MW). Sin embargo, para el segundo hito de eficiencia el país de mayor ahorro es Italia (24 MW), seguido de Francia (23 MW) y por último España (13 MW). El ahorro energético en Polonia es despreciable con respecto al resto de países. Debemos tener en cuenta solo el 3 % de los transformadores de nuestra flota son polacos.

Para expresar la reducción de emisiones de dióxido de carbono por categorías hemos estimado previamente la intensidad de emisión de CO₂ de nuestra flota. Para ello hemos utilizado los datos que proporciona la EEA del año 2016 de las intensidades de emisión en los países que conforman nuestra flota. En función del porcentaje que representa cada país sobre la total de la flota hemos estimado un valor de intensidad de emisiones medio. Todos los resultados de ahorro en emisiones son obtenidos bajo la suposición de funcionamiento de los transformadores las 8760 horas del año.

Sin embargo, el orden que se ha presentado previamente para el ahorro en forma de potencia no coincide con el de reducción de emisiones. Esto se debe a que cada país emite una cantidad de dióxido de carbono por kW-h diferente. Si hacemos uso de los valores de intensidad de emisión propios de cada país podemos estimar el ahorro en reducción de dióxido de carbono para cada uno de estos.

País	Emisiones de CO ₂ (g /kW-h)	Potencial de ahorro en un año (miles de toneladas de CO ₂)	
		T1	T2
Francia	58.5	6	12
Italia	256.2	9	54
Polonia	773.3	4	9
España	265.4	17	30
TOTAL	-	36	105

Tabla 102. Resultados de la reducción en emisiones de dióxido de carbono por países.

Observamos que, para el primer hito de eficiencia europeo, el país que conseguiría un mayor ahorro a través de la mejora de los transformadores en nuestra flota es España (17 mil toneladas de CO₂). Sin embargo, si hablamos del segundo hito el país que conseguiría un mayor ahorro es Italia (54 mil toneladas de CO₂). Si calculamos, a través de estos resultados, las reducciones totales obtenidas por hito observamos que los resultados no coinciden con los presentados en Tabla 101. Esto se debe a que los resultados por categorías han sido calculados en base a una estimación media de la intensidad de emisión, y no el valor propio de cada país.

Como ya se ha mencionado anteriormente, el ahorro obtenido en nuestra flota por país no es representativo de la reducción en emisiones total que ocurriría en un determinado país si todos sus transformadores pasasen a cumplir con los requisitos de eficiencia europeos. Sin embargo, la intensidad de emisión de dióxido de carbono si es un dato de gran interés, ya que en el caso de dos países que presenten las mismas pérdidas en energía este valor determina cuál emite más CO₂.

6 AUMENTO DE LA EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES

6 AUMENTO DE LA EFICIENCIA DE TRANSFORMADORES

6.1 EL FUTURO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

A lo largo de este documento, hemos podido observar que existen muchos países en los que se están tomando medidas para la mejora del rendimiento en los transformadores eléctricos. Y es que el transformador, como todos los equipos eléctricos y electrónicos, se encuentra sometido a un proceso de constante modernización y mejora.

6.1.1 Evolución tecnológica y nuevos materiales

La investigación con respecto al transformador de potencia está centrada en el desarrollo de nuevos materiales para la construcción del núcleo y los devanados, con el objetivo de aumentar la eficiencia del dispositivo y reducir su tamaño. Al mismo tiempo que se trabaja en la mejora de las propiedades de los metales que se usan en su fabricación, también se trabaja con superconductores, materiales compuestos y cerámicos [12].

En lo que respecta a las bobinas se trabaja con diferentes tipos, como las de sección rectangular o conductores continuamente transpuestos (C.T.C.). Los C.T.C. presentan un conjunto de ventajas y desventajas de acuerdo con la aplicación, dependiendo de factores como la potencia y la tensión. Los fabricantes sostienen que este tipo de conductores presenta varias ventajas sobre los conductores convencionales, como la reducción de pérdidas y una distribución de temperatura más uniforme. Uno de los grandes potenciales de evolución del transformador, a medio plazo, está relacionado con el uso de superconductores para los devanados. Los superconductores son materiales cuya resistividad cae bruscamente, llegando a ser despreciable, cuando el material es enfriado a temperaturas suficientemente bajas. A finales de 1986 se anunció el descubrimiento de un óxido superconductor a 30 K, iniciando la era de los denominados "superconductores de alta temperatura" (HTS). Más tarde en 1987, se descubrió el YBCO, un superconductor a 95 K, temperatura que puede ser alcanzada utilizando nitrógeno líquido, un refrigerante industrial común.

Un transformador HTS podría tener unas dimensiones más reducidas y ser más ligero. Además, podría soportar sobrecargas sin que esto implique la pérdida de vida útil debido al tipo de aislamiento. El uso de materiales superconductores de alta temperatura implicaría un aumento en la eficiencia sobre transformadores convencionales, debido a la resistencia nula de los superconductores, eliminando la componente de pérdidas de carga. Sin embargo, el reemplazo del cobre por superconductores (HTS), representaría una desviación significativa en las temperaturas de operación de los transformadores convencionales y, por tanto, se requiere de avances en la tecnología de refrigeración específicamente dirigidos a su uso en transformadores [36].

Por lo que respecta al núcleo de los transformadores, donde también existe un elevado potencial de mejora (principalmente en alta tensión), entre las mejoras realizadas en los últimos 50 años se encuentran la optimización de las propiedades mecánicas de las láminas de grano orientado, el perfeccionamiento de los procesos metalúrgicos en los aceros, la mejora en la orientación del grano y una reducción en el espesor de las láminas, con el objetivo de reducir considerablemente las pérdidas por corrientes parásitas. El desarrollo de metales amorfos sin estructura cristalina parece presentar propiedades magnéticas de gran interés. Sin embargo, su uso se encuentra limitado por su elevado coste de producción [12].

El uso de transformadores en aparatos electrónicos pequeños (equipos de sonido y video, radios...) se ha ido reducido e incluso eliminando, debido al desarrollo de la circuitería de estado sólido. Para aplicaciones mayores, los dispositivos de estado sólido han demostrado ser útiles para la transmisión en corriente continua, pero aún se requieren de transformadores durante el proceso. El desarrollo de superconductores a alta temperatura abre la posibilidad de que se encuentren materiales que mantengan esas propiedades a temperatura ambiente. Si esto fuese posible y viable económicamente, la transmisión en corriente directa resultaría muy práctica [12].

En la industria dedicada a la fabricación de transformadores, se suele realizar un balance del tamaño, eficiencia y coste de producción. El uso de arrollamientos de diferentes materiales y formas, las diferentes configuraciones de núcleo posibles, el

uso de diferentes materiales aislantes, son algunas de las consideraciones que se realizan antes de fabricar de un transformador [12].

Observamos que, aun siendo el transformador eléctrico una máquina que apareció hace ya más de un siglo, existe un gran potencial de desarrollo y mejora.

6.1.2 Reducción de pérdidas en transformadores de distribución

Como ya hemos mencionado anteriormente, las técnicas utilizadas para la mejora de la eficiencia en transformadores de distribución se basan en el uso de mejores materiales de construcción (devanados y núcleo) y en la modificación de la configuración espacial del montaje de núcleo y arrollamientos. Sin embargo, existen limitaciones tecnológicas y de diseño que impiden alcanzar el rendimiento máximo.

Las pérdidas del núcleo y de los devanados generan un calentamiento durante la operación del transformador. El límite superior de temperatura admisible es una restricción de diseño, basada en la práctica y en los estándares de la industria. Si se supera este límite de temperatura, el exceso de calor acelerará el envejecimiento del aislamiento del devanado y acortará el período de servicio del transformador [27].

Existen otros elementos del transformador que pueden restringir su diseño, como son el aislamiento eléctrico, el sistema de refrigeración, así como el cercado de acero que alberga el transformador. Cuando se establecen los criterios de aislamiento que debe cumplir el equipo, el diseño del transformador puede modificarse en dimensiones y materiales para reducir las pérdidas [27].

Hacer que un transformador de distribución sea más eficiente, desde el punto de vista energético, supone un balance de diseño entre el uso de mejores materiales y diseños más caros, y el valor que el cliente atribuye a esas pérdidas. Para un nivel de eficiencia dado, las pérdidas del magnéticas y eléctricas están relacionadas de manera inversa, de modo que la reducción de un tipo de pérdidas generalmente aumenta las del otro tipo. En la siguiente tabla, se presenta a modo de resumen los efectos que presenta la modificación de determinados parámetros para la obtención de transformadores de potencia más eficientes [27]:

Objetivo	Modificación	Pérdidas en vacío	Pérdidas en carga	Efecto sobre el precio
Disminuir pérdidas en vacío (núcleo)	Uso de materiales de menores pérdidas en el núcleo	Disminuyen	No cambian	Aumenta
	Disminuir la densidad del flujo aumentando la sección transversal del núcleo	Disminuyen	Aumentan	Aumenta
	Disminuir la densidad de flujo disminuyendo la relación voltios / vuelta	Disminuyen	Aumentan	Aumenta
	Disminuir la longitud del camino del flujo disminuyendo la sección transversal del conductor	Disminuyen	Aumentan	Disminuye
Disminuir pérdidas en carga (devanados)	Uso de materiales de menores pérdidas en los conductores	No cambia	Disminuyen	Aumenta
	Disminuir la densidad de corriente aumentando la sección transversal del conductor	Aumentan	Disminuyen	Aumenta
	Disminuir la longitud del camino de la corriente incrementando la relación voltios / vuelta	Aumentan	Disminuyen	Disminuye
	Disminuir la longitud del camino de la corriente disminuyendo la sección transversal del núcleo	Aumentan	Disminuyen	Disminuye

Tabla 103. Métodos para el aumento de eficiencia en transformadores y sus repercusiones [27].

6.1.3 Consideraciones ecológicas en transformadores

En las últimas décadas, se viene observando una preocupación generalizada a nivel mundial por el impacto que tiene el ser humano sobre el medio ambiente. Si bien es cierto que

Los sistemas eléctricos de transmisión y distribución suponen una emisión anual de más de 700 millones de toneladas de gases de efecto invernadero. Hay que tener en cuenta que, como ya se ha comentado anteriormente, se estima que en torno a un tercio de las pérdidas en las redes de transmisión y distribución se atribuyen a los transformadores de potencia [8].

Es por esto por lo que debemos tener en cuenta que en los transformadores eléctricos existe un potencial de ahorro considerable. Y es que en la actualidad ya se están tomando medidas para aumentar el nivel de rendimiento de estos equipos (disminuyendo las pérdidas) y para sustituir los elementos y sustancias que conforman los transformadores y son nocivos para el medio ambiente. Parece que actualmente es tendencia, a nivel global, un comprometimiento por parte de todos los agentes involucrados en la creación de estos equipos el especificar, proyectar y fabricar transformadores considerando aspectos cada vez más ecológicos. Un ejemplo sería la prohibición, ya ocurrida en la década de 1980, de algunos líquidos incombustibles especiales utilizados como refrigerante denominados *askarel* (nombres comerciales: “*pyraleno*”, “*clophen*” ...), debido a su impacto ecológico [13]. Otro claro ejemplo sería la preocupación de minimizar o eliminar los impactos ambientales, introduciendo nuevos fluidos aislantes como el aceite vegetal, en alternativa al aceite mineral, ya que es biodegradable y no inflamable. Este tipo de aislantes son denominados como “fluidos ecológicamente correctos” [36].

7 CONCLUSIÓN

7 CONCLUSIÓN

A lo largo del documento ha quedado demostrado el gran potencial de ahorro energético que existe en los transformadores de potencia. A través de un ejemplo práctico, una flota de transformadores real, hemos cuantificado el potencial de ahorro que se obtendría a través del cumplimiento de los requerimientos de eficiencia europeos:

Ahorro anual (GW·h)	
T1	T2
200	540

Tabla 104. Ahorro anual al cumplir con los hitos de eficiencia europeos en la flota.

Este ahorro energético puede ser traducido en una reducción de emisiones de dióxido de carbono, gracias al valor de intensidad de emisión de CO₂ de la flota. Se estima que el potencial de ahorro (kt) es aproximadamente el siguiente:

Categoría	Potencial de ahorro en un año (miles de toneladas de CO₂)	
	T1	T2
TOTAL	40	120

Tabla 105. Reducción de emisiones al cumplir con los hitos de eficiencia europeos en la flota.

A través de la flota de transformadores queda nuevamente demostrado que la categoría de mayor potencial de ahorro energético es la de distribución (aproximadamente el 50 % del ahorro total para T1 y T2). El rango de potencia de mayor ahorro es del de los 10 a los 100 MVA. Por lo que respecta a los transformadores de potencia superior a los 100 MVA se observa una eficiencia relativamente superior al resto y muchas unidades cumplirían actualmente con los niveles de eficiencia que entrarán en vigor con T2 (1 de julio de 2021). Los transformadores de potencias inferiores a 10 MVA presentan un potencial de ahorro significativamente menor.

Se observa que, a pesar del reducido tamaño de la flota (7191 unidades), el potencial de reducción de emisiones es considerable. De hecho, se estima que el Reglamento (UE) N.º 548/2014, que afecta a transformadores de potencia, supondría un ahorro total, a nivel europeo, de unos 16.2 TW·h por año con previsiones para el 2025, lo que corresponde a 3.7 Mt de emisiones en dióxido de carbono [9]. Por otro lado, si tenemos en cuenta que las emisiones de CO₂ alcanzaron aproximadamente las 3.2 Gt en la UE (2014) [37], el ahorro energético que se puede obtener en transformadores de potencia puede parecer insignificante. Sin embargo, no debemos olvidar que el aumento del rendimiento en transformadores de potencia no es más que una de las muchas medidas que se están tomando a nivel mundial y europeo en materia de eficiencia energética. Los beneficios del aumento en la eficiencia en transformadores, siguiendo los criterios MEPS, han sido cuantificados en otros estudios:

País	Beneficios acumulativos (2016-2030)	
	Ahorro en emisiones de CO ₂ (Mt)	Beneficios económicos netos (Millones USD)
Australia	18.1	1982
Canadá	2.1	463
Chile	3.8	732
Indonesia	5.1	686
Japón	8.6	1330
Corea	5.8	460
México	4.9	833
Nueva Zelanda	0.2	152
Perú	0.9	145
Singapur	1.0	188
Tailandia	3.7	674
Estados Unidos	12.9	2604
Vietnam	3.3	458

Tabla 106. Beneficios acumulativos de la implantación del MEPS entre 2016 y 2030 [10].

Estos datos demuestran que el ahorro es muy relevante a medio-largo plazo a nivel mundial, ya sea en términos de reducción de emisiones o de ahorro económico. De entre los países de nuestro estudio, se observan beneficios sustanciales en Australia, Japón y Estados Unidos.

Según la EEA (*European Environment Agency*), los países europeos consumen menos energía que hace una década, sobre todo gracias al aumento de la eficiencia energética. Actualmente Europa dependería menos de los combustibles fósiles, principalmente debido al ahorro de energía y la utilización de energías renovables. En la década de 2005 a 2015, la proporción de energías renovables en el consumo de energía de la UE prácticamente se habría duplicado, de un 9 % a aproximadamente el 17 %. Sin embargo, a pesar de que la cuota de mercado de los combustibles fósiles se está reduciendo, siguen siendo la fuente de energía dominante en Europa [38].

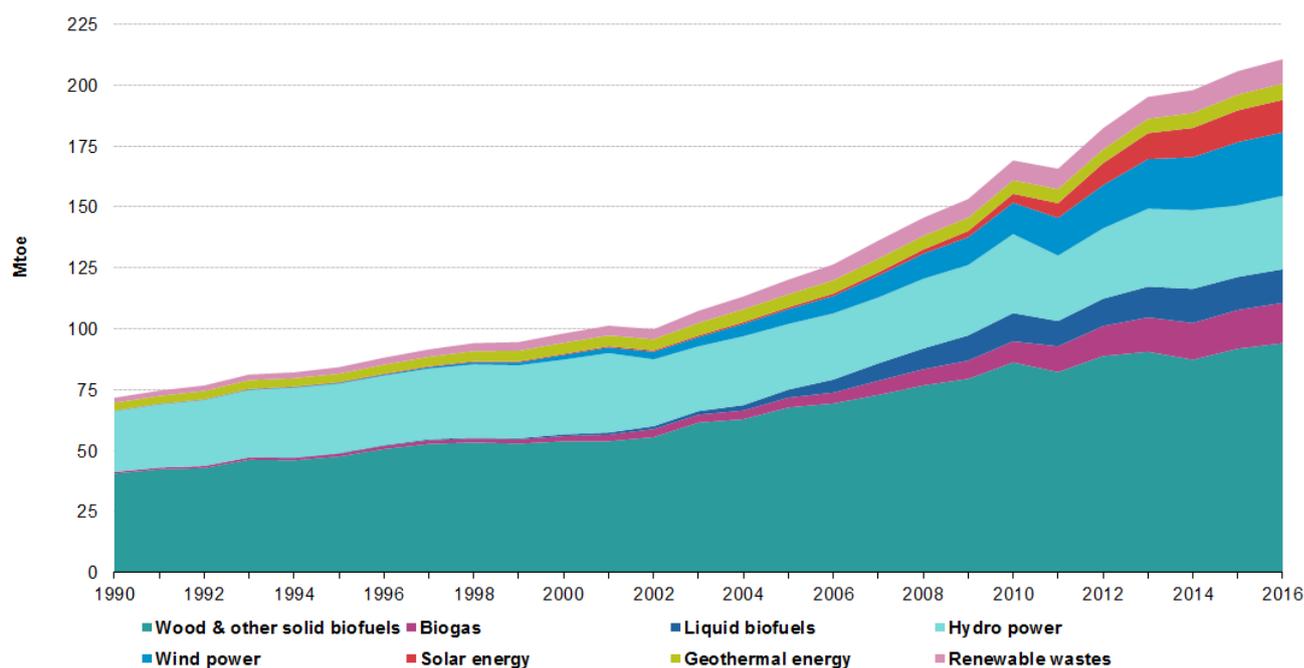


Ilustración 72. Producción primaria de energía procedente de fuentes renovables [39].

A través del análisis de las normativas que rigen la eficiencia en transformadores de potencia en distintos lugares del mundo, llegamos a la conclusión que los países más desarrollados energética e industrialmente son los que establecen unos requisitos más restrictivos. Las normativas más exigentes, de entre los territorios que se tratan

en este estudio, son las de Japón, Estados Unidos y China. Los países menos avanzados en materia energética deben ir adoptando criterios cada vez más exigentes, para acabar estando a la altura de los territorios más pioneros.

Es cierto que, tan importante como puede ser disminuir las pérdidas que tienen lugar en los transformadores eléctricos, es imprescindible que la generación de energía eléctrica evolucione hacia un enfoque más sostenible y se disminuya, en la medida de lo posible, la cantidad de CO₂ emitido por kilovatio-hora de energía producida. En la actualidad observamos que aquellos países que se decantan por las energías limpias presentan una intensidad de emisión de CO₂ mucho inferior. Y es que, en aquellos países en cuyo mix energético cuenta con una participación considerable de energías renovables o energía nuclear (que presenta otros inconvenientes relacionados con la gestión de residuos, no con la emisión de GEI), se producen menos emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, Francia presenta una intensidad de emisión de unos 64 g de CO₂ eq/kW·h, mientras que en Polonia esta cantidad aumenta hasta aproximadamente 681 g de CO₂ eq/kW·h, lo que supone once veces más. La principal explicación a este fenómeno se encuentra en que en torno al 70 % de la electricidad en Francia proviene de la energía nuclear y en Polonia aproximadamente el 75 % proviene del carbón. Otros países como Suecia presentan unas intensidades de emisión de dióxido de carbono muy reducidas, 40 g CO₂ eq/kW·h, ya que tienen un mix energético basado en la energía hidráulica (54 %) y la nuclear (32 %) [40]. Si se consigue reducir la intensidad de emisión en la Unión Europea a través del uso y consolidación de energías más limpias conseguiremos disminuir nuestro impacto sobre el medio ambiente en gran medida.

Queda todavía un amplio camino que recorrer en materia de eficiencia energética. Sin embargo, hay países que se encuentran a la cabeza de la innovación tecnológica y energética, y que ya están tomando medidas que suponen cambios reales, demostrando un alto comprometimiento con el medio ambiente y un comportamiento ejemplar. En nuestras manos se encuentra la posibilidad de seguir los pasos de estos países, para conseguir alternativas sostenibles a los métodos convencionales de producción y transporte de energía eléctrica. Debemos tener siempre en cuenta cuáles son las repercusiones de nuestros actos y considerar si, realmente, merecen la pena. Tal vez así, consigamos encaminarnos hacia un futuro mejor para todos.

8 BIBLIOGRAFÍA

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] W. F. (William F. . Ruddiman and W. F. Ruddiman, *Plows, plagues, and petroleum : how humans took control of climate*. Nueva Jersey: Princeton University Press, 2005.
- [2] R. T. Watson, D. L. (Daniel L. Albritton, Intergovernmental Panel on Climate Change. Working Group I., Intergovernmental Panel on Climate Change. Working Group II., and Intergovernmental Panel on Climate Change. Working Group III., *Climate change 2001 : synthesis report*. Cambridge University Press, 2001.
- [3] “El cambio climático. Gobierno de Aragón.” [Online]. Available: <https://www.aragon.es/el-cambio-climatico>. [Accessed: 31-Aug-2019].
- [4] J. Olivier, Jos GJ and Schure, KM and Peters, “TRENDS IN GLOBAL CO2 AND TOTAL GREENHOUSE GAS 2017 Report,” *PBL Netherlands Environ. Assess. Agency*, no. December, p. 5, 2017.
- [5] “CH4 (Metano) | PRTR España.” [Online]. Available: <http://www.prtr-es.es/CH4-metano,15588,11,2007.html>. [Accessed: 29-Aug-2019].
- [6] “N2O (Óxido nitroso) | PRTR España.” [Online]. Available: <http://www.prtr-es.es/N2O-oxido-nitroso,15592,11,2007.html>. [Accessed: 29-Aug-2019].
- [7] “Gases fluorados.” [Online]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/prob-amb/gases_fluorados.aspx. [Accessed: 29-Aug-2019].
- [8] “SEAD Distribution Transformers Report Part 1 : Comparison of Efficiency Programs SEAD Standards & Labelling Working Group Distribution Transformers Collaboration Part 1 : Comparison of Efficiency Programmes for Distribution Transformers,” 2013.
- [9] F. Bua, A. Marra, and A. Baggini, “Power transformer energy performance: Landscape of market surveillance testing avenues: Worldwide and EU Technical standard and legislative framework,” in *2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2016, pp. 1–6.
- [10] V. Letschert, “Energy Efficiency Potential for Distribution Transformers in the APEC Economies,” no. December, 2013.
- [11] “El Transformador Electrico Historia y perspectiva.” [Online]. Available: <https://rte.mx/el-transformador-electrico-historia-y-perspectiva>. [Accessed: 21-Aug-2019].
- [12] J. O. Galván *et al.*, “La Historia del Transformador,” pp. 1–6, 2003.
- [13] J. F. Mora, *Máquinas Eléctricas*, 7ª Edición. 2015.
- [14] “Transformadores de Potencia (tironi.com).” [Online]. Available: <https://www.tironi.com/es/productos/transformadores-de-potencia>. [Accessed: 21-Aug-2019].

- [15] “What is a traction transformer? - Quora.” [Online]. Available: <https://www.quora.com/What-is-a-traction-transformer>. [Accessed: 21-Aug-2019].
- [16] “Traction transformers - Special application transformers (Transformers) | ABB.” [Online]. Available: <https://new.abb.com/products/transformers/special-application/traction-transformers>. [Accessed: 21-Aug-2019].
- [17] A. Di Gerlando, R. Perini, and M. Elettriche, “Appunti di Macchine Elettriche Maurizio Bisceglia.pdf.”
- [18] L. F. M. Peñalba, *Fundamentos de Transformadores Eléctricos y Máquinas Eléctricas Rotativas*. 2016.
- [19] E. Ras i Oliva, *Transformadores de potencia, de medida y de protección*. Marcombo Boixareu, 1988.
- [20] P. Avelino Pérez, *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*. Reverté, 2001.
- [21] “Classification of Transformers (With Diagram) | Electrical Engineering.” [Online]. Available: <http://www.engineeringenotes.com/electrical-engineering/transformer/classification-of-transformers-with-diagram-electrical-engineering/27938>. [Accessed: 07-Aug-2019].
- [22] D. E. Ce, “transformadores de potencia europeos,” pp. 55–79, 2015.
- [23] Ingeniería Eléctrica Explicada, “Transformadores secos,” 2010.
- [24] “Relé Buchholz: principio de funcionamiento - GlobeCore.” [Online]. Available: <https://globecore.com/es/buchholz-relay-found-only-on-transformers-with.html>. [Accessed: 11-Aug-2019].
- [25] “Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: Componentes auxiliares de Transformadores (Parte 1ª).” [Online]. Available: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/03/componentes-auxiliares-de.html>. [Accessed: 07-Aug-2019].
- [26] “SEAD Distribution Transformers Report Part 2 : Test Method Review SEAD Standards & Labelling Working Group Distribution Transformers Collaboration Part 2: Test Method Review Report,” 2013.
- [27] Super-efficient Equipment and Appliance Deployment, “Internationally Comparable Test Methods and Efficiency Class Definitions - Part 3 - Energy Efficiency Class Definitions,” 2013.
- [28] W. Flores, E. E. Mombello, G. Rattá, and J. A. Jardini, “Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura,” *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 5, no. 1, pp. 50–54, 2007.
- [29] J. Manuel and D. Torre, “Trabajo Fin De Grado Título :,” 2016.
- [30] Super-efficient Equipment and Appliance Deployment, “SEAD Distribution

-
- Transformers Report Part 4 : Country Profiles SEAD Standards & Labelling Working Group Distribution Transformers Collaboration Part 4: Country Profiles for Internationally-Comparable Test Methods and Efficiency Class Definitions for Dis,” p. 78, 2013.
- [31] F. Bua, A. Marra, and A. Baggini, “Power transformer energy performance: Landscape of market surveillance testing avenues: Worldwide and EU Technical standard and legislative framework,” in *2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)*, 2016, pp. 1–6.
- [32] Supe-efficient Equipment and Appliance Deployment, “International Review of Standards and Labeling Programs for Distribution Transformers,” no. March, pp. 1–80, 2016.
- [33] R. Ue and N. D. E. La, “Reglamento (UE) N° 548/2014,” no. 2, pp. 1–15, 2014.
- [34] “Los 10 países que más CO2 emiten por su producción eléctrica – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.” [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/los-10-paises-que-mas-co2-emiten-por-su-produccion-electrica/>. [Accessed: 20-Aug-2019].
- [35] EEA, “CO2 emission intensity.”
- [36] E. Velázquez Castillo, M. Sc Ing Nora Díaz Mora, and D. Ing, “Avances en la aplicación de nuevos materiales en transformadores de potencia.”
- [37] “Emisiones de CO2 (kt) | Data.” [Online]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.KT>. [Accessed: 08-Sep-2019].
- [38] “La energía en Europa: situación actual — Agencia Europea de Medio Ambiente.” [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/es/senales/senales-2017-configuracion-del-futuro/articulos/la-energia-en-europa-situacion-actual>. [Accessed: 31-Aug-2019].
- [39] “Estadísticas de energía renovable - Statistics Explained.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/es. [Accessed: 31-Aug-2019].
- [40] “electricityMap | Emisiones de CO2 del consumo eléctrico en tiempo real.” [Online]. Available: <https://www.electricitymap.org/?page=country&solar=false&remote=true&wind=false&countryCode=SE>. [Accessed: 09-Sep-2019].
-

