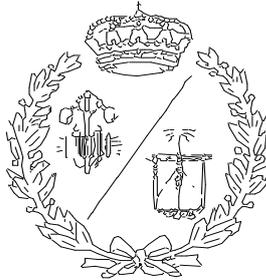


**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

**UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**



***Trabajo Fin de Grado***

**Análisis de la salud de una flota de  
transformadores industriales**  
(Analysis of the health of a fleet of industrial  
transformers)

Para acceder al Título de

**GRUADO EN INGENIERÍA EN  
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES**

Autor: Rubén Ruiz Saiz

07 - 2017

# Índice

1	Objeto del proyecto .....	11
2	Introducción al transformador .....	12
	2.1 Aspectos constructivos .....	12
	2.1.1 Elementos.....	12
	2.1.2 Aceite mineral.....	13
	2.2 Defectos típicos .....	16
	2.3 Principio de funcionamiento de un transformador ideal .....	18
3	Flota de transformadores .....	21
	3.1 Descripción.....	21
	3.2 Clasificación.....	24
4	Furanos .....	25
	4.1 Introducción .....	25
	4.2 Análisis .....	28
5	Gases disueltos .....	32
	5.1 Motivos de su aparición.....	32
	5.2 Análisis.....	35
6	Propiedades dieléctricas .....	58
	6.1 Introducción.....	58
	6.2 Análisis .....	62
7	Índices de salud.....	78
	7.1 Origen.....	78
	7.2 Objetivo.....	79
8	Índice 1.....	81
	8.1 Introducción.....	81
	8.2 Aplicación.....	84
9	Índice 2 .....	87
	9.1 Introducción.....	87
	9.2 Aplicación .....	94
10	Comparación y conclusiones sobre los índices de salud.....	108
11	Estado de salud de la flota.....	111
12	Bibliografía .....	114

---

## ÍNDICE DE TABLAS.

**Tabla 1.** Composición de la flota de transformadores a estudiar.

**Tabla 2.** Agrupación de la flota.

**Tabla 3.** Furanos del transformador SLV-635.

**Tabla 4.** Furanos del transformador SLV-636.

**Tabla 5.** Furanos del transformador SLV-410.

**Tabla 6.** Furanos del transformador SLV-412.

**Tabla 7.** Furanos del transformador SLV-413.

**Tabla 8.** Furanos del transformador SLV-411.

**Tabla 9.** Furanos del transformador Testen1.

**Tabla 10.** Furanos del transformador Testen2.

**Tabla 11.** Furanos del transformador SLV-473.

**Tabla 12.** Furanos del transformador TOesten1.

**Tabla 13.** Furanos del transformador TOesten2.

**Tabla 14.** Furanos del transformador TTA0.

**Tabla 15.** Furanos del transformador TTA4.

**Tabla 16.** Concentraciones típicas de gases disueltos.

**Tabla 17.** Relaciones de gases del grupo de 8000 a 13000 kVAs.

**Tabla 18.** Valores de etileno y acetileno del transformador SLV-473.

**Tabla 19.** Propiedades recomendadas para aceites nuevos.

**Tabla 20.** Propiedades recomendadas para aceites nuevos de más de 230 kV.

**Tabla 21.** Propiedades recomendadas para aceites de transformadores en funcionamiento.

**Tabla 22.** Parámetros para el cálculo del subíndice 1 del primer índice de salud.

**Tabla 23.** Parámetros para el cálculo del subíndice 2 del primer índice de salud.

**Tabla 24.** Valores del subíndice 3 del índice 1.

**Tabla 25.** Parámetros para el cálculo del subíndice relacionado con el carbono del índice 2.

**Tabla 26.** Parámetros para el cálculo del subíndice 2 del segundo índice de salud.

**Tabla 27.** Pesos de cada uno de los gases disueltos para el índice 2.

**Tabla 28.** Tabla de acidez para el tercer subíndice del índice 2.

**Tabla 29.** Tabla de rigidez dieléctrica para el tercer subíndice del índice 2.

**Tabla 30.** Tabla de humedad para el tercer subíndice del índice 2.

**Tabla 31.** Tabla del factor de pérdidas para el tercer subíndice del índice 2.

**Tabla 32.** Pesos de las propiedades del tercer subíndice del índice 2

**Tabla 33.** Factor de carga en función de la carga del transformador.

**Tabla 34.** Acciones recomendadas para la flota.

## **ÍNDICE DE GRÁFICAS.**

**Gráfica 1.** Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 2.** Concentración de metano de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 3.** Concentración de etano de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 4.** Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 5.** Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 6.** Concentración de etileno de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 7.** Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 8.** Concentración de metano de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 9.** Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 10.** Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 11.** Concentración de etileno de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 12.** Concentración de etano de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 13.** Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 14.** Concentración de metano de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 15.** Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 16.** Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 17.** Concentración de etileno de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 18.** Concentración de etano de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 19.** Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 20.** Concentración de metano de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 21.** Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 22.** Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 23.** Concentración de etileno de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 24.** Concentración de etano de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 25.** Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 26.** Concentración de metano de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 27.** Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 28.** Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 29.** Concentración de etileno de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 30.** Concentración de etano de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 31.** Humedad de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 32.** Acidez de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 33.** Factor de pérdidas de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 34.** Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 35.** Tensión interfacial de transformadores del grupo 1.

**Gráfica 36.** Humedad de transformadores de 800 kVAs.

**Gráfica 37.** Acidez de transformadores de 800 kVAs.

**Gráfica 38.** Factor de pérdidas de transformadores de 800 kVAs.

**Gráfica 39.** Rigidez dieléctrica de transformadores de 800 kVAs.

**Gráfica 40.** Tensión interfacial de transformadores de 800 kVAs.

**Gráfica 41.** Humedad de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 42.** Acidez de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 43.** Factor de pérdidas de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 44.** Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 45.** Tensión interfacial de transformadores del grupo 2.

**Gráfica 46.** Humedad de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 47.** Acidez de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 48.** Factor de pérdidas de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 49.** Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 50.** Tensión interfacial de transformadores del grupo 3.

**Gráfica 51.** Humedad de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 52.** Acidez de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 53.** Factor de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 54.** Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 55.** Tensión interfacial de transformadores del grupo 4.

**Gráfica 56.** Humedad de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 57.** Acidez de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 58.** Factor de pérdidas de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 59.** Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 60.** Tensión de transformadores del grupo 5.

**Gráfica 61.** Índice de salud 1 de transformadores menores de 10 años.

**Gráfica 62.** Índice de salud 1 de transformadores entre 10 y 20 años.

**Gráfica 63.** Índice de salud 1 de transformadores entre 20 y 30 años.

**Gráfica 64.** Índice de salud 1 de transformadores entre 40 y 50 años.

**Gráfica 65.** Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga inferior al 40%.

**Gráfica 66.** Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 40 y 60%.

**Gráfica 67.** Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 60 y el 70% de carga.

**Gráfica 68.** Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 70 y 80%.

**Gráfica 69.** Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga superior al 80%.

**Gráfica 70.** Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga inferior al 40%.

**Gráfica 71.** Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 40 y el 60 %.

**Gráfica 72.** Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 60 y el 70%.

**Gráfica 73.** Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 70 y el 80%.

**Gráfica 74.** Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga superior al 80%.

**Gráfica 75.** Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga inferior al 40%.

**Gráfica 76.** Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 40 y el 60%.

**Gráfica 77.** Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 60 y el 70%.

**Gráfica 78.** Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 70 y el 80%.

**Gráfica 79.** Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga superior al 80%.

**Gráfica 80.** Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga inferior al 40%.

**Gráfica 81.** Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 40 y el 60%.

**Gráfica 82.** Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 60 y el 70%.

**Gráfica 83.** Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 70 y el 80%.

**Gráfica 84.** Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga superior al 80%.

**Gráfica 85.** Media por edades del índice de salud 1.

**Gráfica 86.** Media por edades del índice de salud 2.

## **ÍNDICE DE IMÁGENES.**

**Imagen 1.** Estructura acorazada. (Fuente: [16])

**Imagen 2.** Transformador con depósito de expansión. (Fuente: [17])

**Imagen 3.** Espira y representación del flujo y tensión inducida. (Fuente: [2])

**Imagen 4.** Circuito para demostración. (Fuente: [2])

# 1 OBJETO DEL PROYECTO

Los transformadores son uno de los elementos más importantes a la hora de transmitir la energía desde las centrales hasta los usuarios. Nos permiten adecuar la tensión e intensidad a nuestras necesidades, y así podemos transmitir la energía de una forma eficiente, y posteriormente utilizarla de forma segura.

Económicamente, los transformadores se tratan de uno de los activos más caros de la red eléctrica y eso supone que debemos realizar nuestra planificación económica teniéndolos muy presentes. Los transformadores recientes tienen una esperanza de vida de 40 años, pero las condiciones de funcionamiento del transformador, así como el mantenimiento que reciban causará una variación de la vida útil del transformador.

Por tanto, no podemos saber con exactitud el momento en el que debemos sustituir un transformador. Realizar un vaciado del aceite en la cuba para comprobar el estado de los componentes del transformador resulta muy laborioso y costoso, pero están surgiendo nuevos métodos para estimar la salud de los transformadores a través de un análisis del aceite mineral de la cuba.

Con los datos que nos proporciona este análisis, ciertos detalles constructivos y una inspección visual, podemos hacer un cálculo sobre la salud del transformador, así como detectar fallos incipientes o ya existentes en el transformador.

Esta información es de gran utilidad, nos permitirá realizar las correcciones necesarias en los transformadores con problemas identificados y planificar el presupuesto destinado al mantenimiento de la red de una forma más fiable.

## **2 INTRODUCCIÓN A LOS TRANSFORMADORES**

### **2.1 ASPECTOS CONSTRUCTIVOS**

#### **2.1 Elementos**

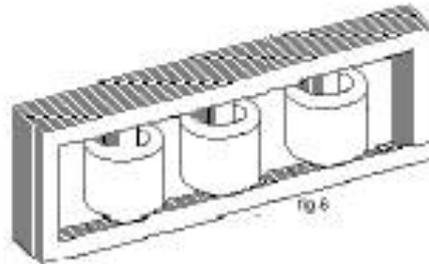
Los transformadores son unos dispositivos de enorme importancia. Su función principal es la de transformar energía eléctrica con unos valores  $V-I$  a otros diferentes. Gracias a esto podemos distribuir energía a lo largo de grandes distancias de forma eficiente y segura. Pero, además, nos permite aislar circuitos eléctricamente y variar los valores aparentes de capacitores, inductores o resistores.

Las centrales eléctricas no suelen generar a tensiones superiores a 30 kV, pero para transportar la energía resulta más conveniente aumentar la tensión, reduciendo la corriente y las pérdidas, así como la sección de conductor necesaria. Una vez transportada hasta el lugar de consumo, reducimos a una tensión adecuada en función del usuario.

Los siguientes detalles constructivos acerca de los transformadores están referidos a transformadores trifásicos de potencias elevadas, ya que nuestro estudio es acerca de transformadores industriales.

El núcleo de los transformadores sirve para formar un circuito magnético. El núcleo no se trata de una pieza maciza si no que está formado por finas chapas de material ferromagnético apiladas y aisladas eléctricamente para reducir las pérdidas.

Las chapas se apilan de tal manera que las columnas tengan una sección lo más circular posible para aprovechar mejor la sección y necesitar de menos material para el mismo flujo magnético.

**Imagen 1. Estructura acorazada. (Fuente: [16])**

Los transformadores de tensiones elevadas suelen tener una estructura acorazada, que es la mostrada en la fotografía anterior. El motivo por el que se utiliza dicha estructura es porque reduce el aislamiento necesario y por tanto los costes.

El transformador está formado por dos arrollamientos, uno llamado devanado de alta tensión y otro llamado devanado de baja tensión. Estos devanados están formados por conductores de cobre con forma de pletina, y aislados entre ellos mediante papel aislante. Ambos devanados se arrollan en la misma columna, estando el devanado de alta tensión arrollado en el exterior y el de baja en el interior.

**2.1.2 Aceite mineral**

Todos los transformadores que estudiaremos en este documento utilizan aceite mineral como líquido refrigerante. Las razones de su uso son que se trata de un líquido con buena capacidad para evacuar calor, una alta rigidez dieléctrica y un razonable coste económico. El aceite sufre un proceso de envejecimiento, el cual se puede ver acelerado en función de la temperatura, la humedad y el oxígeno. Aun así, el aceite requiere de poco mantenimiento a lo largo de los años.

La temperatura es el principal problema. Para reducirla, existen diferentes sistemas en función de la potencia del transformador. El calor generado durante la operación del transformador es transmitido por el aceite a la cuba mediante diferentes sistemas. Para bajas potencias, la convección natural entre el aceite y el aire exterior es suficiente. Según aumenta la potencia, se necesitarán ventiladores externos para poder evacuar mayor cantidad de calor, utilizar una circulación forzada del aceite mineral, y para transformadores de potencias muy elevadas se realiza el intercambio de calor entre el aceite y agua, la cual se encuentra en constante movimiento para enfriarse. Este último método es el proceso más efectivo para evacuar calor, pero solamente se utiliza para altas potencias por su cuantioso coste.

La humedad causa una reducción de las propiedades dieléctricas del aceite por lo que cuando hay demasiada humedad se deberá realizar una deshidratación del aceite. El oxígeno provoca ciertas reacciones en el aceite además de la oxidación del propio aceite. Este impacto se ve reducido en los transformadores que poseen un depósito en la parte superior llamado depósito de expansión, que limita la superficie del aceite en contacto con el oxígeno, aunque la principal función de este depósito es la de permitir la expansión del aceite cuando se dilate debido al calor. Para reducir la humedad que transporta el aire, se coloca un desecador en este depósito.

En el tubo que comunica la cuba con el depósito de expansión se coloca habitualmente un relé colector de gases, también llamado de Buckholz, que sirve para detectar descargas, fallos, sobrecargas... Consta de dos flotadores, uno que activa una alarma sonora para defectos menores, y otro que desconecta el transformador para defectos más severos. Su funcionamiento se explica porque los distintos defectos de los transformadores generan gases en el aceite mineral, que parte son disueltos en el aceite y parte no. El relé recoge estos últimos y actúa en consecuencia.

**Imagen 2. Transformador con depósito de expansión. (Fuente: [17])**

Las conexiones se llevan al exterior de la cuba a través de los pasatapas, que se tratan de unos aislantes cerámicos. Cuanto mayor sea la tensión, más grandes son, por eso nos permiten distinguir fácilmente los bornes del devanado de baja tensión y los del devanado de alta tensión. En la anterior fotografía se pueden ver claramente los pasatapas del devanado de alta.

## 2.2 DEFECTOS TÍPICOS

Las descargas de baja energía provocan la carbonización de la superficie del papel, partículas de carbón en suspensión en el aceite o perforaciones en el papel aislante.

Las descargas de alta energía tienen obviamente un mayor impacto en la salud del transformador. Provocan un gran deterioro en el papel aislante, carbonización del aceite, y pueden incluso llegar a provocar fusión de metales o que el equipo se desconecte, debido a las altas intensidades de descarga.

Las altas temperaturas también pueden ocasionar defectos en el transformador. El papel aislante se puede llegar a carbonizar a partir de los 300°C, y adquiere un color marrón incluso a menores temperaturas. Cuando se superan los 700°C, el aceite se empieza a carbonizar y a partir de los 1000°C se puede producir fusión de metales.

La vida útil es un término que nos sirve como una estimación del tiempo de funcionamiento de nuestro transformador, pero esta previsión se puede ver afectada en función de la carga a la que se somete el transformador, así como de las temperaturas ambiente dónde se encuentra el transformador.

Ahora vamos a comentar los efectos que causan las cargas en los transformadores. Cuanto mayor sea la carga, mayor será la temperatura y si se superan las cargas establecidas por el fabricante, el proceso de envejecimiento del transformador se acelerará, principalmente por cuatro motivos:

- Temperaturas elevadas en los aislamientos, aceite...
- Cambios en la humedad y en los gases disueltos debido a las altas temperaturas.
- Corrientes más altas de las esperadas por el fabricante causarán una densidad de flujo de dispersión mayor que a su vez por el efecto Foucault causan mayores temperaturas.
- Los cambiadores de tomas, terminaciones de cable... sufren esfuerzos muy elevados bajo cargas mayores que las de diseño.

Cuando estas sobrecargas son puntuales debidas a emergencias provocan puntos calientes en los conductores que a su vez conllevan una disminución de la resistencia. Uno de los riesgos de este tipo de sobrecargas es la reducción de la rigidez dieléctrica. Otro es el cambiador de tomas, el cual puede tener problemas a la hora de cortar corrientes elevadas. También se generan gases a grandes velocidades.

Si se tratan de sobrecargas que se alargan en el tiempo, los riesgos son mayores. Temperaturas más elevadas que para las que el transformador ha sido diseñado causará una degradación mucho más veloz, especialmente de los aislamientos, y ciertos materiales se pueden volver frágiles como causa de las altas temperaturas.

El tamaño del transformador influye en los efectos que las sobrecargas tienen. Cuanto mayor sea el transformador, mayor es el impacto de la sobrecarga en el estado del transformador debido a mayores fuerzas de

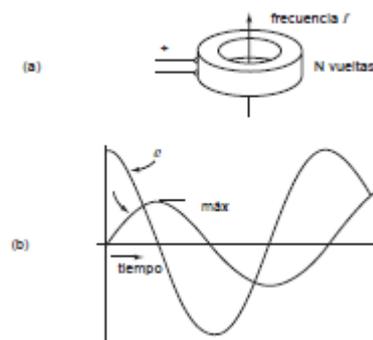
cortocircuito, densidades de flujo de dispersión y mayor dificultad para localizar los puntos calientes.

Si en vez de usar como papel aislante el clásico papel Kraft se utiliza papel Kraft mejorado térmicamente, tendremos menos problemas si se produce alguna sobrecarga. Este papel conserva mejor sus propiedades tras sufrir altas temperaturas.

## 2.3 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL TRANSFORMADOR IDEAL

El funcionamiento de los transformadores está basado en fenómenos electromagnéticos. Para simplificar la explicación, en vez de pensar en los devanados concéntricos que comentábamos en apartados anteriores vamos a pensar en una única bobina. Esta bobina es atravesada por un flujo que varía sinusoidalmente con una frecuencia  $f$  y una amplitud  $\phi_{max}$ .

**Imagen 3. Espira y representación del flujo y tensión inducida. (Fuente: [2])**



Este flujo variable induce una tensión en la bobina de valor:

$$E = 4.44 * N * f * \phi_{max} \quad (1)$$

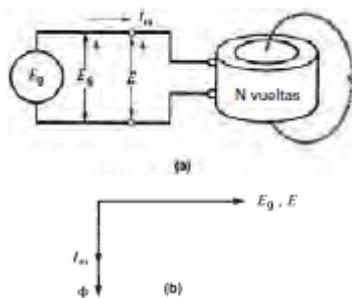
Donde  $E$  es la tensión inducida en la bobina, y  $N$  el número de vueltas del arrollamiento de la bobina. Esta fórmula la obtenemos a partir de la ley de Faraday:

$$E = N * \frac{\nabla\phi}{\nabla t} \quad (2)$$

Donde  $\nabla\phi/\nabla t$  es la variación del flujo respecto del tiempo, por eso en la gráfica anterior la tensión inducida toma tanto valores positivos como negativos, en función de la dirección del flujo magnético.

Ahora suponemos una bobina de  $N$  vueltas conectada a una fuente sinusoidal de valor  $E_g$ . Si la bobina tiene una reluctancia de valor  $X$ , la bobina será atravesada por una corriente  $I$  de valor  $E_g / X$  y retrasada  $90^\circ$  respecto a la tensión. Esta corriente que atraviesa las  $N$  espiras de la bobina crea una fuerza magnetomotriz  $N * I$  que a su vez produce un flujo magnético que se encontrará en fase con dicha corriente. Este flujo induce una tensión en la bobina adelantado  $90^\circ$  respecto al flujo. Como no tenemos más elementos en el circuito, la tensión de la fuente y la inducida por el flujo deben ser iguales.

**Imagen 4 .Circuito para demostración. (Fuente: [2])**



Libro de Mantilla.

Por tanto, tenemos que:

$$E_g = 4.44 * N * f * \phi_{max} \quad (3)$$

Gracias a esta ecuación tenemos una relación entre el flujo creado por la corriente que atraviesa la bobina y la tensión de la fuente sinusoidal. La tensión en la bobina y en la fuente coincidirán, pero la corriente magnetizante necesaria dependerá en función de la permeabilidad del material dentro de la bobina. Cuanto mayor sea su permeabilidad, más reducida será la corriente, y por tanto menor la potencia demandada a la fuente.

Si en el circuito anterior colocamos una bobina que embrace parte del flujo creado por la bobina conectada a la fuente, conseguiremos un voltaje inducido en esta nueva bobina. A este circuito se le denomina transformador. A la bobina conectada a la fuente la llamaremos primaria, y a la otra secundaria. La eficiencia será mayor cuanto mayor sea el porcentaje del flujo creado por la bobina primaria que atraviesa la secundaria. Por eso, en los núcleos que mostrábamos en el apartado de los elementos constructivos, teníamos un núcleo ferromagnético y los devanados estaban bobinados uno encima del otro.

Para hallar la relación entre las tensiones del primario y del secundario, suponiendo un transformador ideal en el que el flujo creado por el primario es igual al flujo del secundario (despreciamos el flujo de dispersión), operamos de la siguiente forma:

$$v_1 = N_1 * \frac{d\phi}{dt} \quad ; \quad v_2 = N_2 * \frac{d\phi}{dt} \quad (4)$$

Estamos utilizando una fuente sinusoidal, que creará una corriente retrasada 90° pero también sinusoidal y que a su vez originará un flujo en fase con la corriente, por tanto, el flujo tendrá también una expresión sinusoidal:

$$\phi = \phi_{max} * \text{sen } \omega t \quad (5)$$

Sustituyendo este valor de flujo en la ecuación anterior y derivando:

$$v_1 = N_1 * \phi_{max} * w * \cos wt \quad ; \quad v_2 = N_2 * \phi_{max} * w * \cos wt \quad (6)$$

En estas ecuaciones se ve como el flujo está retrasado 90° respecto a la tensión. Si ahora dividimos estas dos ecuaciones entre ellas:

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = m \quad (7)$$

La relación entre las tensiones es igual a la relación entre el número de espiras de cada devanado y es constante. A esta constante se la llama relación de transformación.

En los transformadores reales los cálculos son más complejos, ya que los núcleos no tienen permeabilidad infinita, por tanto, existe un flujo de dispersión y no tenemos el mismo flujo atravesando las dos bobinas. Además, las bobinas tienen un gran número de vueltas y tienen cierta resistencia, por lo que no coincide la tensión de la fuente con la de la bobina primaria.

## 3 FLOTA DE TRANSFORMADORES

### 3.1 DESCRIPCIÓN

Nuestra flota de transformadores está compuesta por 53 transformadores industriales, de diferentes marcas y potencias, todos ellos utilizan aceite mineral como líquido dieléctrico y no tienen cambiadores de tomas.

Estamos hablando de transformadores de potencias elevadas, que van desde los 800 kVA hasta los 55000 kVA, y cuanto mayor es su potencia mayor es la cantidad de aceite mineral que utilizan, porque una mayor potencia implica un mayor tamaño del transformador.

En la siguiente tabla se detalla la tensión y la potencia de los transformadores, además del rango de edades del que disponemos datos de los transformadores:

**Tabla 1. Composición de la flota de transformadores a estudiar.**

<b>Transformadores</b>	<b>Edades</b>	<b>Tensión</b>	<b>Potencia</b>
SLV-492	15-27 años	6,3 kV	1600 kVA
SLV-493	15-27 años	6,3 kV	1600 kVA
SLV-499	14-26 años	12 kV	1600 kVA
SLV-500	14-26 años	12 kV	1600 kVA
SLV-506	12-24 años	12 kV	1600 kVA
SLV-507	12-24 años	12 kV	1600 kVA
SLV-508	13-25 años	12 kV	1600 kVA
SLV-509	13-25 años	12 kV	1600 kVA
SLV-529	11-23 años	12 kV	1600 kVA
SLV-530	11-23 años	12 kV	1600 kVA
SLV-535	11-23 años	12 kV	1600 kVA
SLV-536	11-23 años	12 kV	1600 kVA
SLV-551	10-22 años	12 kV	1600 kVA
SLV-575	2-14 años	12 kV	1600 kVA
SLV-604		6,3 kV	1600 kVA
SLV-627		12 kV	1600 kVA
SLV-635	42-51 años	47 kV	1600 kVA
SLV-636	42-51 años	45 kV	10200kVA
SLV-410	37-49 años	12 kV	4600 kVA
SLV-411	37-49 años	12 kV	7260 kVA
SLV-412	39-51 años	46,9 kV	13000/18000 kVA
SLV-413	39-51 años	46,9 kV	13000/18000 kVA
SLV-461	12-24 años	12 kV	1250 kVA
SLV-462	12-24 años	12 kV	1250 kVA
SLV-133	35-47 años	55 kV	8000kVA
SLV-134		55 kV	8000kVA
SLV-293		55 kV	8000kVA
SLV-104	18-30 años	6,3 kV	400 kVA
TEsten1	3-9 años	58 kV	28000 kVA
TEsten2	3-9 años	58 kV	28000 kVA

SLV-194		12 kV	2000 kVA
SLV-473	18-28 años	49,5 kV	20000 kVA
TOesten1	2-8 años	52,7 kV	20000 kVA
TOesten2	2-8 años	52,7 kV	20000 kVA
SLV-452		12 kV	6000 kVA
SLV-638	2-6 años	12 kV	6000 kVA
SLV-639	3-6 años	12 kV	6000 kVA
TTA0	1-7 años	57 kV	23000 kVA
TTA4		57 kV	23000 kVA
SLV-176	26-38 años	6,3 kV	800 kVA
SLV-178	18-30 años	12 kV	800 kVA
SLV-179	18-30 años	12 kV	800 kVA
SLV-361		12 kV	800 kVA
SLV-387		12 kV	800 kVA
SLV-402		6,3 kV	800 kVA
SLV-403	17-25 años	12 kV	800 kVA
SLV-648	2-5 años	12,6 kV	800 kVA
RESERVA		55 kV	12000/16000 kVA
SOLAL		55 kV	55000 kVA
SLV-4	36-48 años	12 kV	600 kVA
SLV-6		12 kV	600 kVA
SLV-196		NO DATO	600 kVA
SLV-195		12 kV	4000 kVA

Hay unos pocos transformadores de los que desconocemos el tiempo que llevan en funcionamiento, ya que no disponemos de su fecha de puesta en servicio, pero ese detalle no nos supondrá un problema a la hora de estudiar el estado en el que se encuentran.

El amplio rango de edades de la flota nos permitirá demostrar la eficacia de los métodos que vamos a usar para analizar la salud de la flota ya que si los transformadores han tenido un envejecimiento normal se apreciará como su salud se reduce paulatinamente con la edad.

El rendimiento de los transformadores se ve afectado por su tamaño, cuanto mayor sea el transformador, mayor es su rendimiento. El análisis

de la flota que realizaremos son de transformadores de entre 400 y 28000 kVAs, por lo que cabe esperar rendimientos elevados.

### 3.2 CLASIFICACIÓN

Para los posteriores estudios de gases disueltos y de sus propiedades dieléctricas, agruparemos los transformadores en función de su potencia, quedando los grupos resultantes de la siguiente manera:

**Tabla 2. Agrupación de la flota.**

Grupo	Potencias englobadas
1	400,600,800,1250
2	1600
3	2000,4000,4600,6000,7260
4	8000,10200,12000,13000
5	20000,23000,28000,55000

## **4 FURANOS**

### **4.1 Introducción**

Los furanos son compuestos que aparecen en el aceite debido a la degradación del papel aislante. Su análisis nos permite determinar el estado en el que se encuentra el papel.

El aislamiento de papel está formado por cadenas de polímeros que se van descomponiendo en compuestos furánicos, agua y monóxido y dióxido de carbono a lo largo de la vida del transformador. Cuanto mayor sea la temperatura del aceite, mayor será la velocidad del proceso, empeorando el estado del papel aislante. Si se superan los 300°C el papel puede llegar a carbonizarse.

Estos compuestos son solubles en el aceite, factor muy importante, ya que nos permite determinar el grado de deterioro del papel aislante de forma sencilla, simplemente tomando una muestra del aceite a la que posteriormente se la realizara una cromatografía de líquidos de alta eficacia, existen otros métodos, pero son más caros y la cromatografía de líquidos nos aporta una precisión suficiente.

Para la extracción de la muestra se puede realizar una extracción líquido-sólido o líquido-líquido. La mayoría de laboratorios utilizan el método líquido-sólido para las extracciones. Los métodos a utilizar tanto para la extracción de la muestra como para la cromatografía son establecidos en la norma UNE-EN 61198. La calidad de la muestra se puede ver comprometida en casos de elevada acidez en el aceite.

Este análisis no es tan frecuente realizarlo como el de gases disueltos, aunque sí que es recomendable como complemento a los análisis de gases disueltos y de la calidad del aceite en los transformadores con una edad superior a 25 años y en los que aparecen altos niveles de monóxido y

dióxido de carbono, ya que es un indicio de sobrecalentamiento, el cual conlleva una mayor degradación del papel.

Son varios los compuestos que aparecen 2- furfural (2-FAL), 2-acetilfurano (2-ACF), 2-furfurilalcohol (2-FOL), 5-metil-2-furfural (5-MEF), 5-hidroximetil-2-furfural (5-HMF). De los diversos compuestos que surgen de dicha degradación, el que se origina en mayor cantidad y es más interesante su estudio, es el 2-furfuraldehído o 2-FAL.

Aunque nos vamos a centrar en este último compuesto, vamos a explicar las causas de la aparición de cada uno de los compuestos:

- Los principales motivos de la aparición del 2-FAL son el sobrecalentamiento y pequeñas faltas debidos al envejecimiento del transformador.
- Las concentraciones de 2-FOL aumentan debido a altos niveles de humedad.
- Las descargas son la principal causa de la aparición del compuesto 2-ACF.
- En el caso del 5M2F, se observa que sus niveles aumentan debido a la aparición de puntos calientes, o momentos de gran sobrecalentamiento.
- El envejecimiento y la oxidación son los responsables del incremento del 5H2F.

Una de las desventajas de este análisis es que puede haber puntos calientes que provoquen que alguna zona del papel aislante se carbonice, y al tratarse de únicamente una zona pequeña del papel, no provoca que se eleven prácticamente las concentraciones ya que estamos hablando de transformadores con muchos litros de aceite.

El 2-FAL generado se distribuye en parte impregnado en el papel aislante y en parte disuelto en el aceite. En condiciones normales hay una relación de cinco partes en el papel por una disuelta en el aceite. La producción de 2-FAL también se ve afectada en menor medida por otros factores a parte de la temperatura:

- El tipo de aceite del transformador influye en los niveles de 2-FAL. Si está pasivado las concentraciones se reducen hasta 10 veces respecto a los que no lo están.
- Una elevada humedad cambia el ratio de distribución del 2-FAL entre el papel y el aceite, motivo por el que varía la concentración disuelta en el aceite. Según aumente la humedad, la concentración de furanos en el aceite disminuirá. Si un transformador funcionando a una temperatura normal tiene mucha humedad, generará 2-FAL en mayores cantidades.
- El diseño del propio transformador, ya sean transformadores de tipo cerrado o con ventilación. El motivo es que la presencia de aire acelera la formación de compuestos furánicos.
- Además del clásico papel Kraft, hay transformadores que utilizan como papel aislante papel Kraft mejorado térmicamente, que ralentiza el proceso de degradación del papel y por tanto produce menos compuestos furánicos.

Cuando se trata de valores de referencia acerca del 2-FAL para saber el estado de deterioro del papel aislante, las normativas no dan unos límites como en otros casos, porque estos valores son dependientes del equipo, potencias, condiciones ambientales...

El grado de polimerización es una medida de la cantidad de moléculas de la celulosa, la cual constituye alrededor del 80% del papel aislante. Este parámetro es importante a la hora de determinar el estado de envejecimiento del papel aislante, ya que se usa como índice de la

degradación térmica del papel. La concentración de 2-FAL y el grado de polimerización están relacionados.

## 4.2 ANÁLISIS

Existen diferentes metodologías para estimar el grado de polimerización en función de la concentración de 2-FAL, en nuestro caso no será necesario ya que el laboratorio que ha realizado los análisis ya ha realizado la estimación del grado de polimerización del papel aislante.

Como ya hemos comentado, los análisis de furanos no se hacen con la frecuencia del análisis de gases disueltos, se suele realizar como análisis adicional en caso de que se detecte un fallo, o en transformadores al inicio o al final de su vida de funcionamiento, por tanto, no conocemos las concentraciones de furanos de todos nuestros transformadores. Los datos de los que disponemos son:

**Tabla 3. Furanos del transformador SLV-635.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	47	0,2	800
2013	48	0,1	800
2014	49	0,1	800
2015	50	0,1	800
2016	51	0,1	800

**Tabla 4. Furanos del transformador SLV-636.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	47	8,2	350
2013	48	10	400
2014	49	16	200
2015	50	18,4	280
2016	51	20,1	270

**Tabla 5. Furanos del transformador SLV-410.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	45	3,5	610
2013	46	3,8	570
2014	47	5,3	490
2015	48	5	500
2016	49	5,4	490

**Tabla 6. Furanos del transformador SLV-412.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	47	0,6	740
2013	48	0,1	800
2014	49	0,2	780
2015	50	0,1	800
2016	51	0,2	790

**Tabla 7. Furanos del transformador SLV-413.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	47	0,4	800
2013	48	1,1	730
2014	49	0,9	730
2015	50	0,9	710
2016	51	0,9	710

**Tabla 8. Furanos del transformador SLV-411.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	45	0,7	760
2013	46	0,6	780
2014	47	0,8	750
2015	48	0,8	720
2016	49	0,8	720

**Tabla 9. Furanos del transformador Testen1.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	5	0,1	800
2013	6	0,1	800
2014	7	0,1	800
2015	8	0,1	800
2016	9	0,1	800

**Tabla 10. Furanos del transformador Testen2.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	5	0,1	800
2013	6	0,1	800
2014	7	0,1	800
2015	8	0,1	800
2016	9	0,2	800

**Tabla 11. Furanos del transformador SLV-473.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	26	2,2	690
2013	27	2,8	620
2014	28	2,8	620

**Tabla 12. Furanos del transformador TOesten1.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	4	0,1	800
2013	5	0,1	800
2014	6	0,1	800
2015	7	0,1	800
2016	8	0,1	800

**Tabla 13. Furanos del transformador TOesten2.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	4	0,1	800
2013	5	0,1	800
2014	6	0,1	800
2015	7	0,1	800
2016	8	0,1	800

**Tabla 14. Furanos del transformador TTA0.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012	3	0,1	800
2013	4	0,1	800
2014	5	0,1	800
2015	6	0,1	800
2016	7	0,1	800

**Tabla 15. Furanos del transformador TTA4.**

Año muestra	Años trafo	2FAL	GP
2012		0,1	800
2013		0,1	800
2014		0,1	800
2015		0,1	800
2016		0,1	800

De toda esta información sobre el compuesto 2-FAL, deducimos que nuestros transformadores se encuentran en buen estado ya que tienen bajas concentraciones de 2-FAL y altos grados de polimerización, lo que implica un buen estado del papel aislante.

Los únicos transformadores que parecen tener algún tipo de problemas son el SLV-636 y el SLV-410. El SLV-410 tiene un contenido de 2-FAL algo elevado y un grado de polimerización algo más bajo del deseado, no es preocupante, pero se debería aumentar la frecuencia de los análisis.

Para el transformador SLV-636 los problemas parecen más graves, y lo normal sería consultar con el fabricante para considerar un rebobinado, pero como estamos hablando de un transformador al final de su esperanza de vida, lo más rentable sería sustituirlo por uno nuevo.

## **5 ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS**

### **5.1 MOTIVOS DE SU APARICIÓN**

La formación de gases durante la operación de funcionamiento del transformador se debe a motivos eléctricos y térmicos principalmente. Las pérdidas del conductor aumentan la temperatura y provocan una descomposición del aceite mineral y del papel aislante. Por otro lado, los arcos eléctricos también producen gases ya que se incrementa rápidamente la temperatura del aceite alrededor del arco.

Mediante este análisis, obtenemos las cantidades de ciertos gases disueltos de nuestro interés, la interpretación de las cantidades de gases disueltos, y de las relaciones entre ellos, nos pueden servir para identificar los posibles defectos de nuestro transformador.

A diferencia de otros análisis, su función principal no es la de estimar cuanto tiempo de funcionamiento le queda al transformador estudiado, o si está

teniendo un funcionamiento normal, si no estudiar cuales son las faltas ya existentes, y prever las que pueden surgir a corto plazo, para así actuar sobre ellas.

Otro detalle importante a destacar es que no sólo es relevante la cantidad de cada uno de los gases disueltos, si no la tasa de producción, porque aun si un cierto compuesto tiene un valor normal, una tasa de producción muy elevada nos sirve para identificar a un fallo reciente. Por tanto, el vigilar la tasa de producción nos puede revelar los fallos con mayor rapidez en determinados casos.

También hay que tener en cuenta la solubilidad de cada gas, ya que, si un gas de baja solubilidad tiene una alta tasa de producción, no se disolverá completamente en el aceite provocando que los análisis sean menos fiables. Por lo que una alta tasa de producción en uno de los gases menos solubles puede llegar a ser más alarmante de lo que parece, porque parte del gas generado ni siquiera se habrá disuelto, por lo que no aparece reflejado en los análisis.

Estas concentraciones no nos sirven para saber cuándo va a ocurrir el fallo, pero nos permiten hacer una estimación de cuán probable es que aparezca un fallo. Si no se superan los valores típicos (establecidos por varias normas), las posibilidades de fallo son reducidas, y aumentan según se incrementan las concentraciones.

Estas concentraciones que marcan como referencia las distintas normativas sirven para distinguir los transformadores en peor estado, para así conocer en qué transformadores hay que centrar las labores de mantenimiento. La norma IEEE que utilizaremos nosotros para nuestros transformadores, está diseñado para distinguir el 10% de transformadores de nuestra flota con mayor probabilidad de fallo.

En las compañías con flotas de transformadores muy grandes, ellas mismas son las que establecen los valores típicos, ya que tienen los suficientes

datos como para saber cuáles son los parámetros más indicados para cada modelo de transformador.

El aceite mineral está compuesto por distintos hidrocarburos, que debido a descargas y altas temperaturas principalmente, se descomponen formando gases que se disuelven en el aceite.

Ahora procedemos a explicar cuáles son los motivos de la aparición de cada uno de los gases:

- Las elevadas temperaturas son las causantes del aumento de varios gases. Hasta los 500°C se favorece la formación de metano y etano, a partir de los 500°C aumenta la tasa de producción de etileno.
- El acetileno es uno de los gases en menor proporción debido a que aparece debido a cambios muy bruscos de temperatura. Normalmente se tienen que superar los 800°C, y posteriormente una reducción brusca de temperatura. Estas temperaturas tan elevadas son debidas a la aparición de arcos de gran intensidad, que aumentan la temperatura del aceite alrededor del arco bruscamente. En condiciones normales, la tasa de producción del acetileno es muy reducida.
- Las descargas de baja energía provocan que aumente la cantidad de H<sub>2</sub> principalmente, y en menor medida metano, etano y etileno.
- La aparición de puntos calientes en el papel aislante conlleva un incremento de CO y CO<sub>2</sub>, también aumentará la concentración de estos gases la formación de arcos que aumenten la temperatura del aceite entorno al arco hasta por lo menos 500°C.
- La oxidación del aceite produce pequeñas cantidades de CO y CO<sub>2</sub>, pero que su acumulación a lo largo de toda la vida del transformador puede llegar a provocar altas concentraciones al final de su vida útil.

La tasa de producción de CO y CO<sub>2</sub> por oxidación aumenta cuanto mayor sea la humedad del papel y la cantidad de oxígeno en el aceite.

El proceso de descomposición del papel conlleva un incremento del H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO y CO<sub>2</sub>.

También se puede producir formación de gases debido a otro tipo de reacciones, relacionadas con los materiales. El principal gas que se genera en estas reacciones es el hidrógeno, que aparece debido a reacciones entre el aceite y el agua que se encuentra en el aceite, con los metales y pinturas protectoras del transformador y si por algún motivo el aceite está expuesto a la luz solar, también se formarán gases. Estas circunstancias pueden provocar que aparezcan gases disueltos en transformadores que nunca han llegado a estar en funcionamiento.

No hay que preocuparse por que aparezcan gases disueltos en nuestros transformadores, se formarán incluso en condiciones normales de funcionamiento, por eso hay normativa que establece unos límites a partir de los cuales sí que se pueden ser indicativos de alguna clase de defecto.

## **5.2 ANÁLISIS**

Estudiaremos las relaciones de gases en los casos de transformadores que tengan concentraciones elevadas de uno o varios gases, o en los casos en los que se observen tasas de crecimiento anormalmente elevadas. Para que las relaciones entre gases sean representativas, ambos gases deben superar unos ciertos valores mínimos. Cuando se producen cambios bruscos en las relaciones entre gases, suele ser debido a que un defecto de mayor impacto se impone sobre otros defectos menos importantes, o sobre las relaciones en estado de funcionamiento normal, ya que cuanto más energía se desprenda en el defecto, mayor será la velocidad a la que se forman los gases.

Para que la información proporcionada por las relaciones sea fiable, los gases a relacionar deben tener unos valores mínimos, por ejemplo, 500  $\mu\text{L/L}$  para el CO y 5000  $\mu\text{L/L}$  para el CO<sub>2</sub>, ya que, si sus concentraciones son bajas, los cálculos no serán precisos.

El acetileno, que como ya hemos comentado aparece por arcos de gran intensidad, es poco frecuente ya que no se forma durante el funcionamiento normal, y la causa del aumento de su concentración es un defecto grave. En las situaciones donde la concentración de acetileno sea elevada se requerirá atención urgente. Los análisis realizados a nuestra flota revelan unas concentraciones de acetileno nulas o despreciables en todos los transformadores, por lo que no mostraremos sus gráficas. Esto es un buen indicativo, porque el hecho de que no aparezca acetileno significa que no se producen arcos intensos.

En los casos en los que uno de los gases tenga una concentración elevada, lo más común es que se empiecen a realizar análisis más frecuentes. Si en estos análisis se observa que el valor, aun siendo elevado, no se ha incrementado de manera significativa, puede significar que el defecto que provocaba ese aumento de la concentración haya desaparecido.

En las situaciones en las que haya variaciones inconsistentes entre muestreos sucesivos, se despreciará el análisis que tenga la concentración anormal, ya que se deben a errores en el análisis o en la toma de la muestra.

Si todos los gases disueltos están por debajo de los valores establecidos por la norma, así como las tasas de incremento no se necesita realizar ninguna otra medida. Si alguna tasa de crecimiento o concentración supera los límites, calculamos las relaciones entre gases para tratar de identificar el problema.

Las medidas correctoras o de seguimiento habituales que se aplican normalmente son (ordenadas de menor a mayor gravedad del defecto):

1. Realizar análisis de gases disueltos con mayor frecuencia.
2. Realizar ensayos que nos importen información adicional sobre el defecto.
3. Realización de labores de mantenimiento en el transformador/  
Reducción de la carga
4. Retirada de servicio.

En el caso de nuestra flota, vamos a estudiar los gases disueltos en los transformadores agrupándolos por potencias y comparándolos con los valores típicos propuestos por la norma IEEE.

Los valores típicos con los que compararemos nuestras concentraciones son:

**Tabla 16. Concentraciones típicas de gases disueltos.**

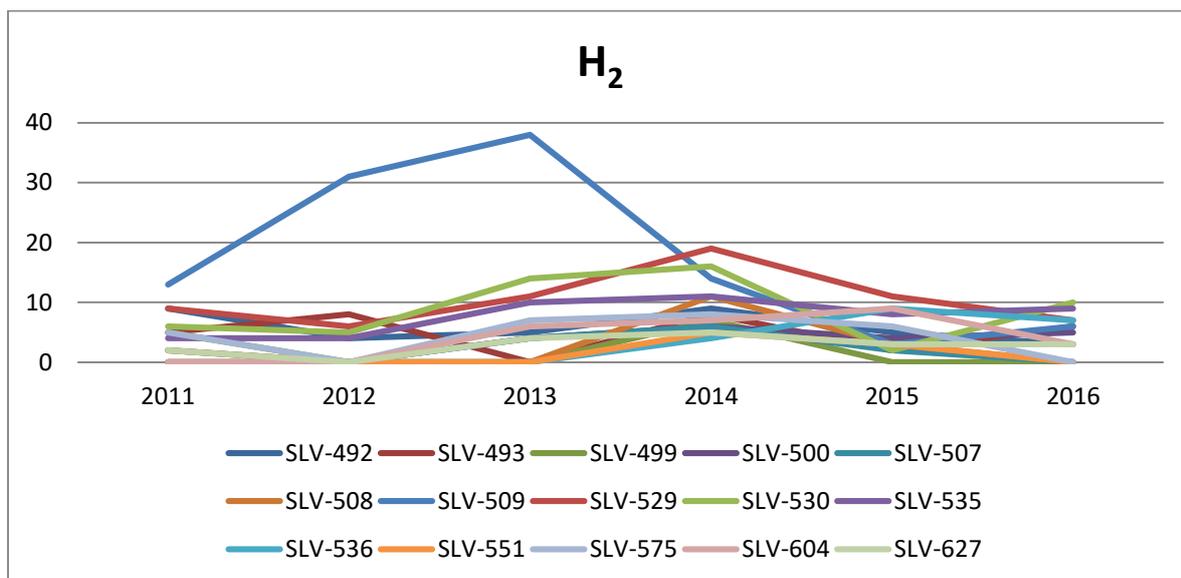
Gas	H2	CH4	C2H6	C2H4	CO	CO2
Concentración(ppm)	100	120	65	50	600	14000

Para los gases CO y CO<sub>2</sub>, los compararemos con la norma UNE, ya que la norma IEEE es demasiado restrictiva para estos gases, y no nos es útil para distinguir los defectos.

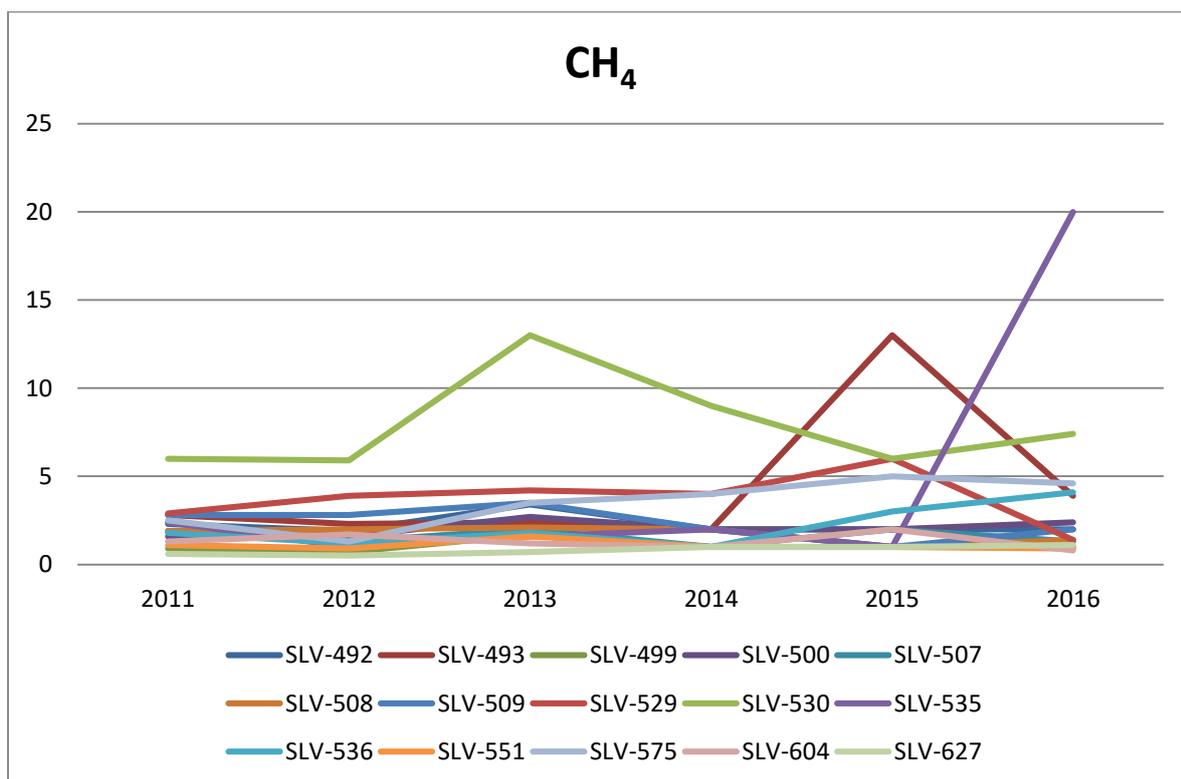
También estudiaremos las relaciones de gases entre CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, que nos permitirán distinguir entre los distintos tipos de defectos (Descargas clasificadas en parciales, de baja energía o de alta energía y defectos térmicos clasificados en temperaturas inferiores a 300°C, entre 300 y 700°C, y superiores a 700°C).

El procedimiento que vamos a utilizar para estudiar los gases viene detallado en la norma IEEE Std-104. Comenzaremos analizando los transformadores de 1600 kVA, que suponen un alto porcentaje del total de nuestra flota.

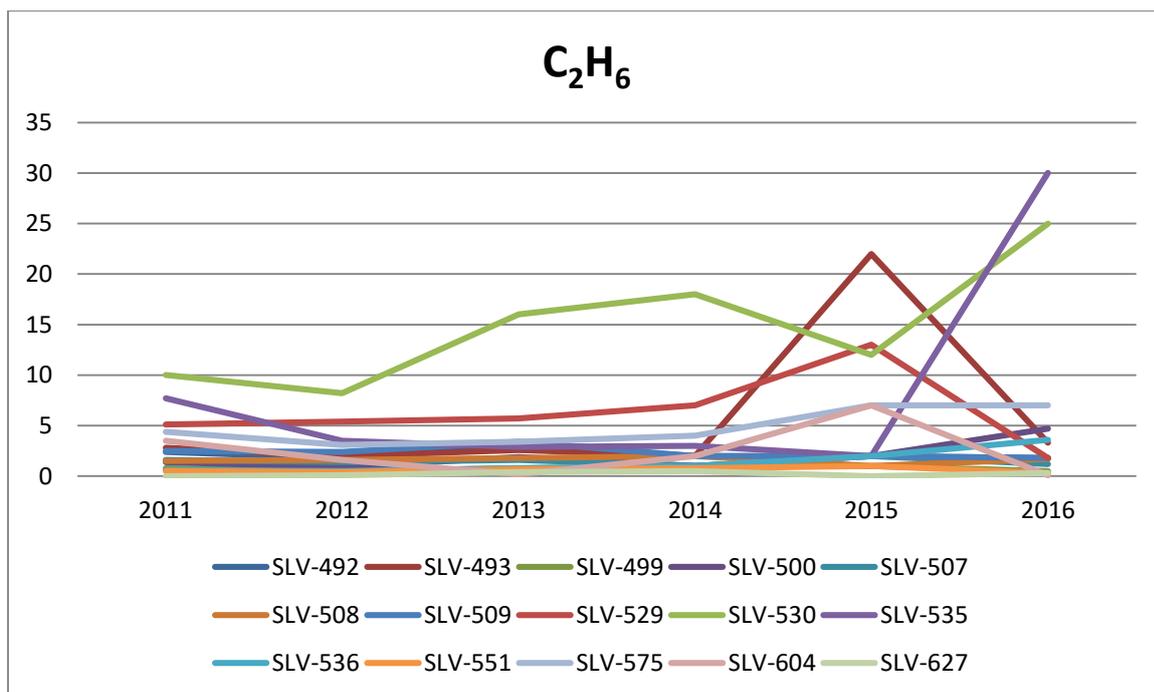
**Gráfica 1. Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 2.**



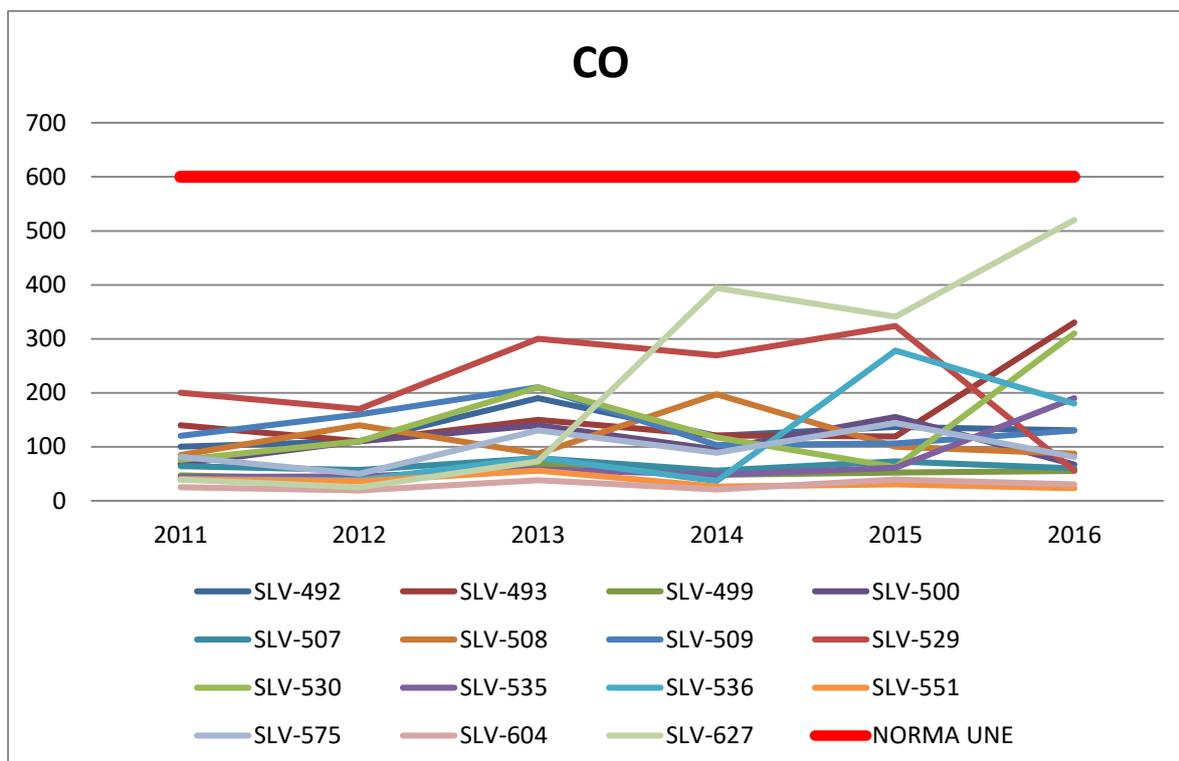
**Gráfica 2. Concentración de metano de transformadores del grupo 2.**



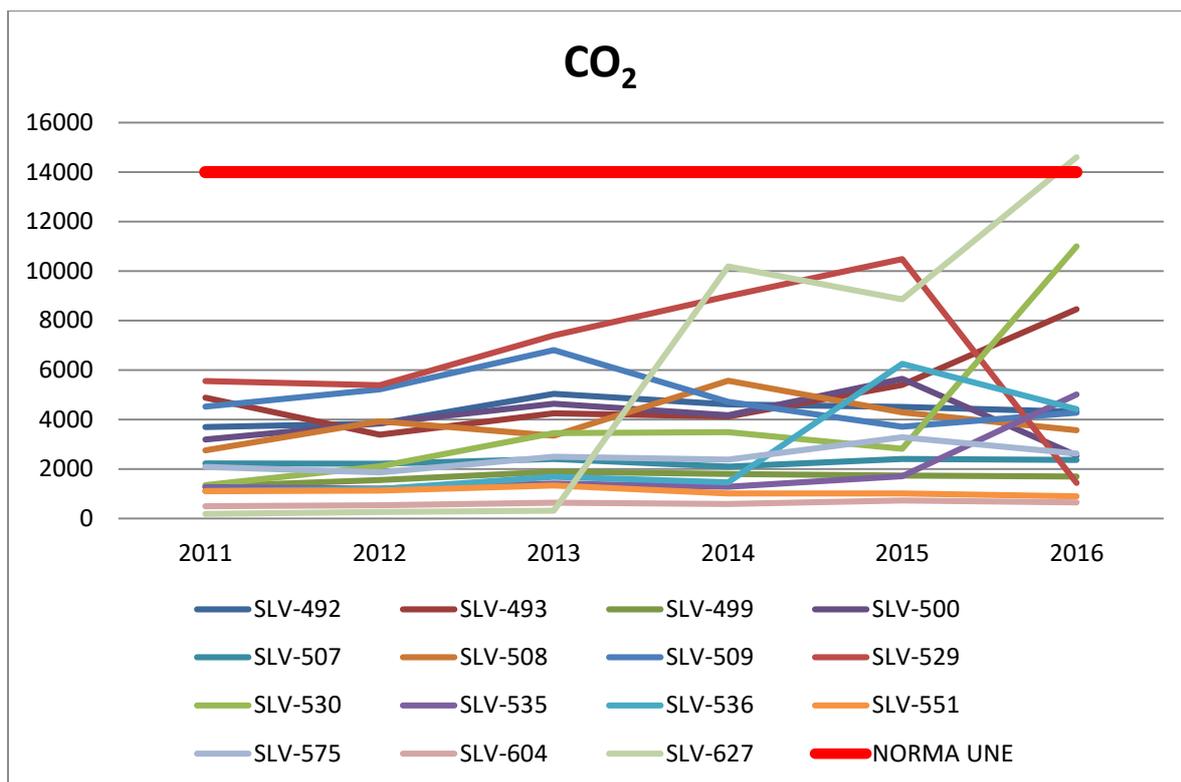
**Gráfica 3. Concentración de etano de transformadores del grupo 2.**



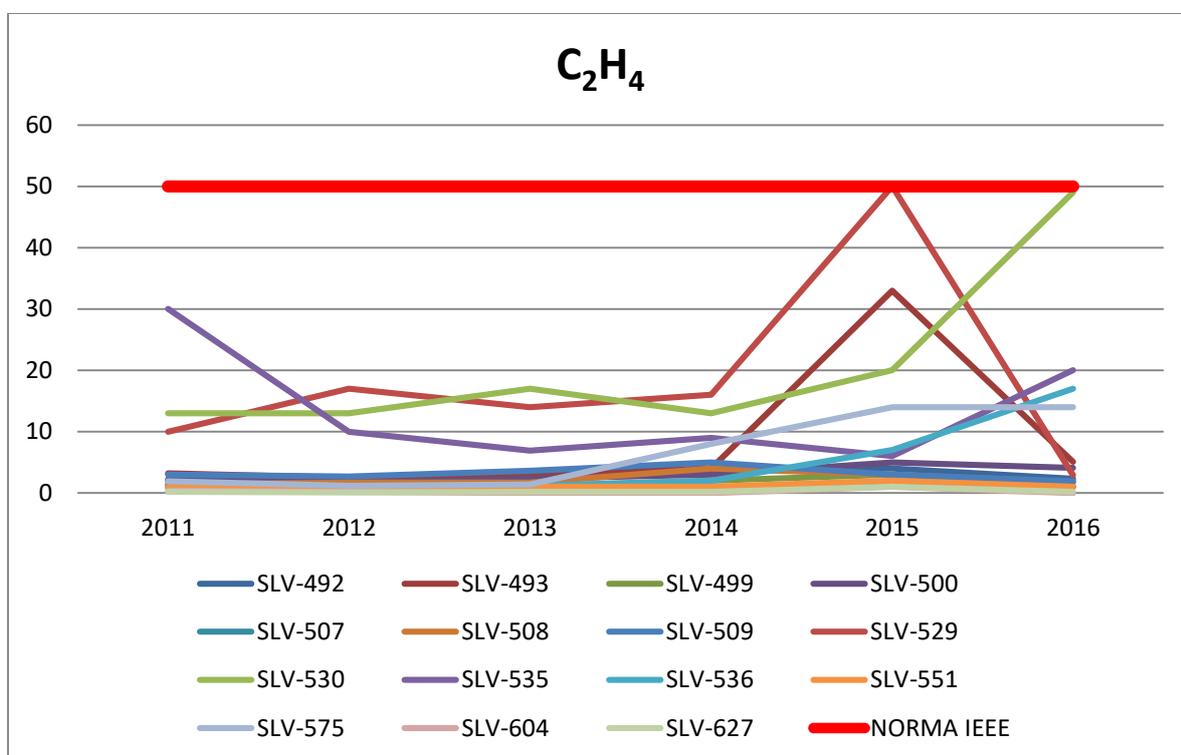
**Gráfica 4. Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 2.**



**Gráfica 5. Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 2.**



**Gráfica 6. Concentración de etileno de transformadores del grupo 2.**



En este grupo de transformadores, todos los valores de las concentraciones se encuentran por debajo de los valores típicos, aunque las tasas de

crecimiento de alguno de los gases sí que son alarmantes. En los casos de los transformadores SLV-499 y SLV-535, sería recomendable repetir los análisis o esperar al siguiente análisis antes de tomar medidas, ya que sólo la última muestra posee una tasa de crecimiento elevado y es bastante elevada, por lo que se podría tratar simplemente de un fallo al tomar la muestra o del análisis. El transformador SLV-627 tiene altas velocidades de crecimiento durante varias muestras, llegando incluso a superar el valor típico de CO<sub>2</sub> en la última muestra, por lo que aparentemente hay alguna clase de defecto que está incrementando la velocidad de formación de algunos de los gases. Para intentar hallar el origen del defecto obtenemos las relaciones entre gases:

$$\text{CH}_4/\text{H}_2=1.1/3=0.367$$

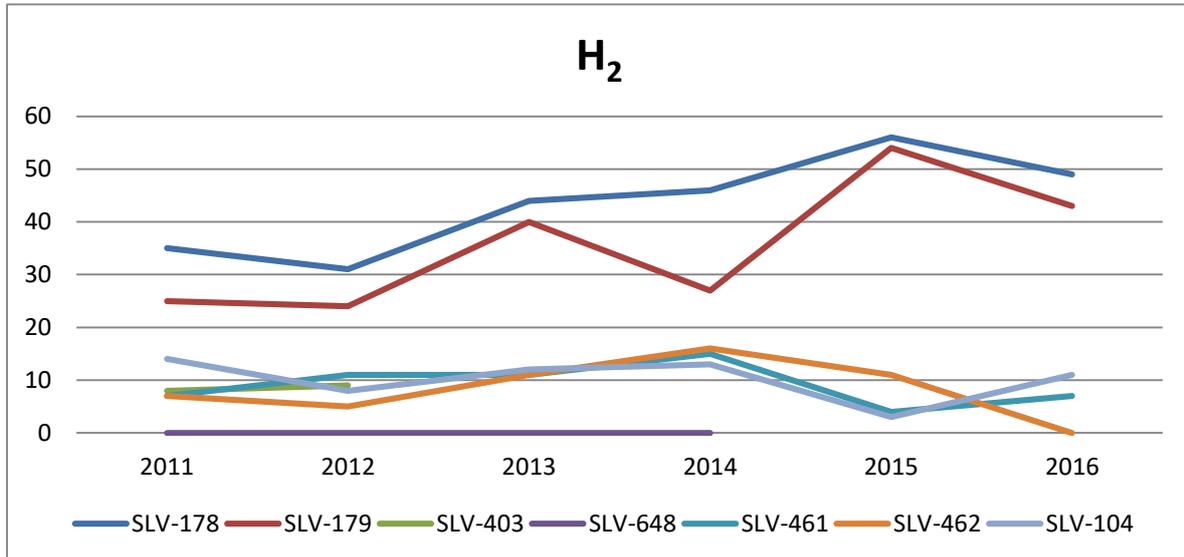
$$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6=0.2/0.3=0.667$$

$$\text{CO}_2/\text{CO}=14600/520=28$$

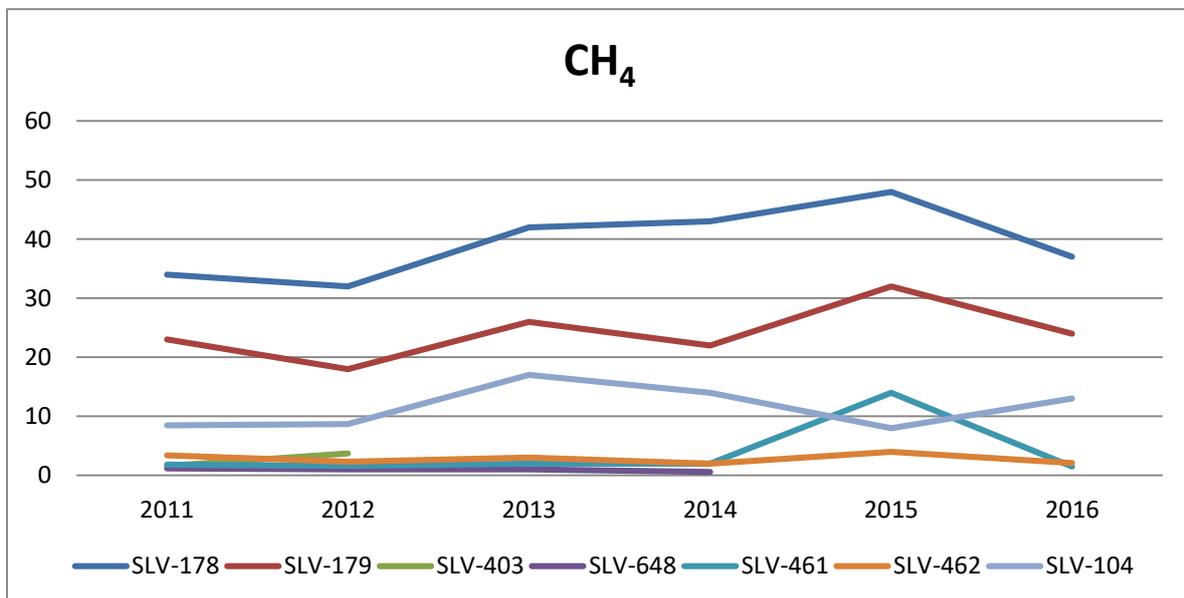
De estas relaciones la más significativa en este caso es la CO<sub>2</sub>/CO, y que nos indica que probablemente haya un leve calentamiento del papel aislante. Para obtener más información al respecto, sería recomendable hacer un análisis de furanos de este transformador, y aumentar la frecuencia de los análisis de gases disueltos.

Ahora analizaremos los transformadores con potencia igual o inferior a 1250 kVA:

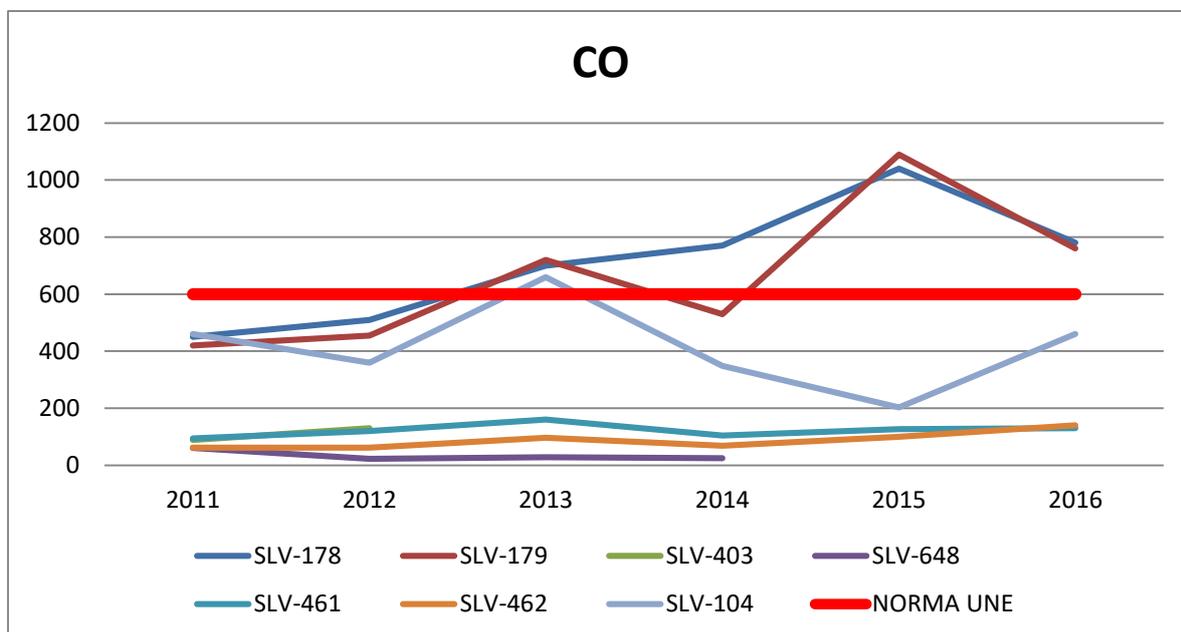
**Gráfica 7. Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 1.**



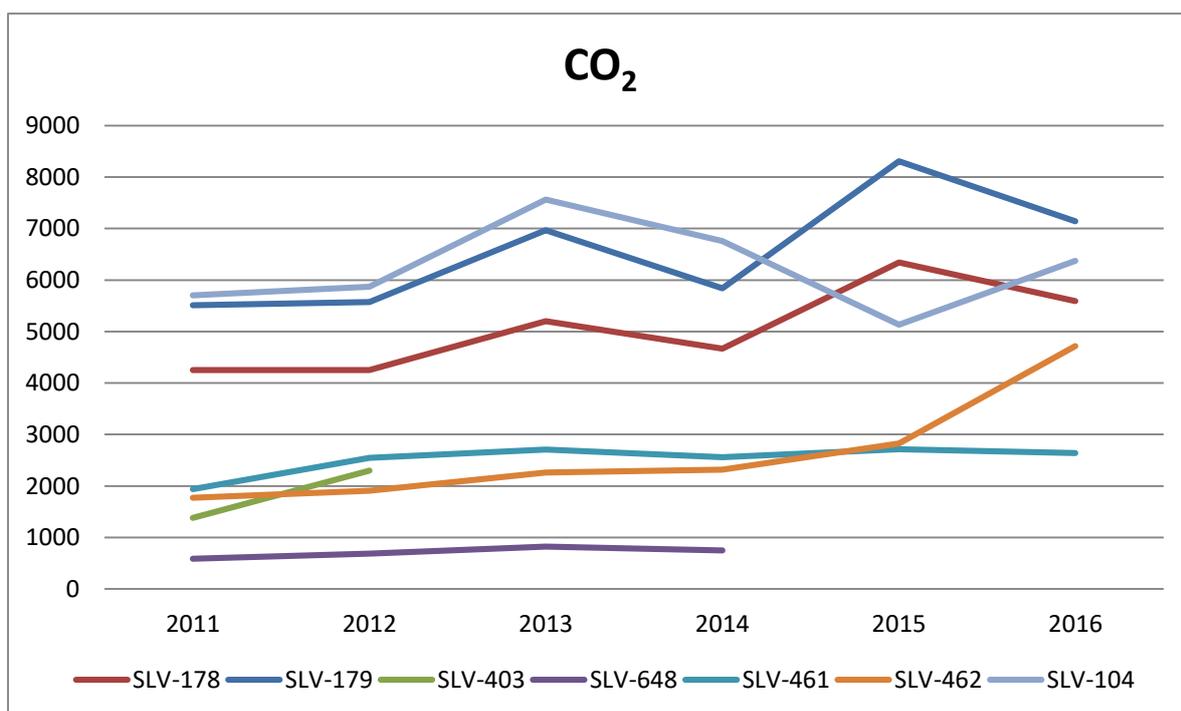
**Gráfica 8. Concentración de metano de transformadores del grupo 1.**



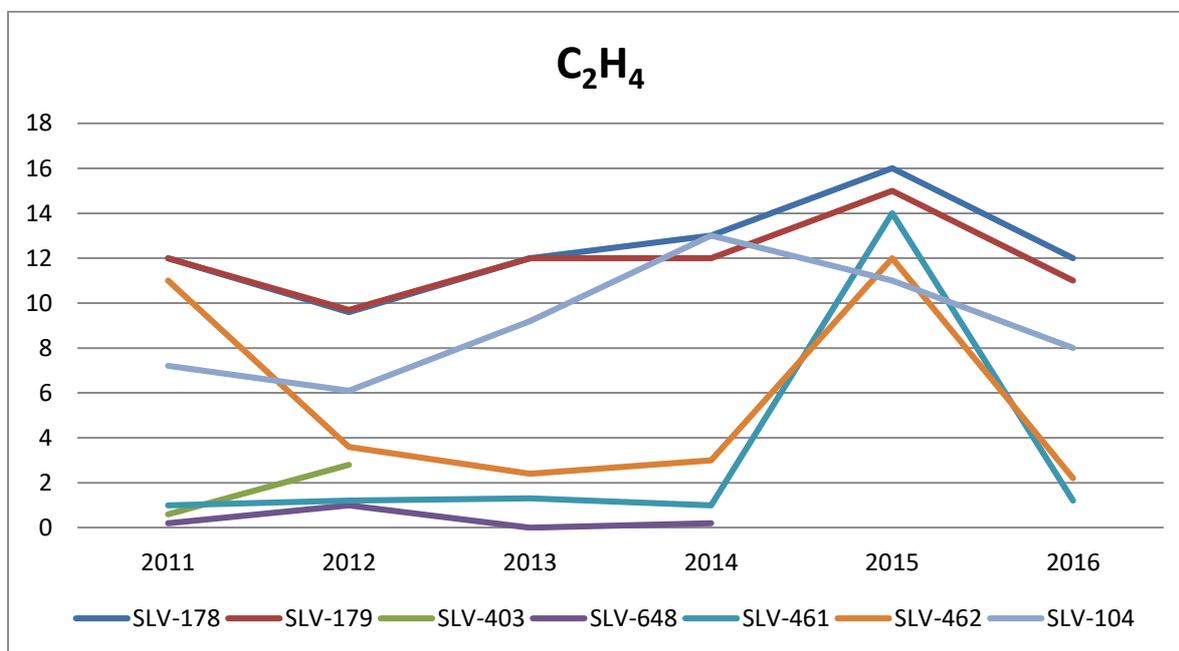
**Gráfica 9. Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 1.**



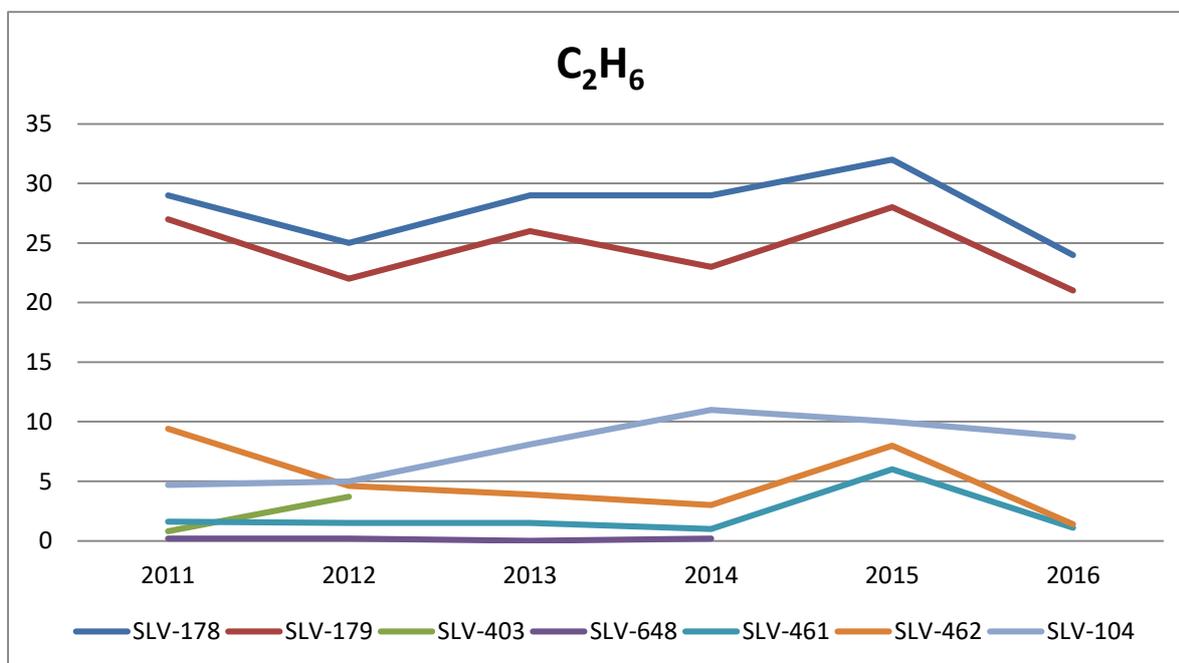
**Gráfica 10. Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 1.**



**Gráfica 11. Concentración de etileno de transformadores del grupo 1.**



**Gráfica 12. Concentración de etano de transformadores del grupo 1.**



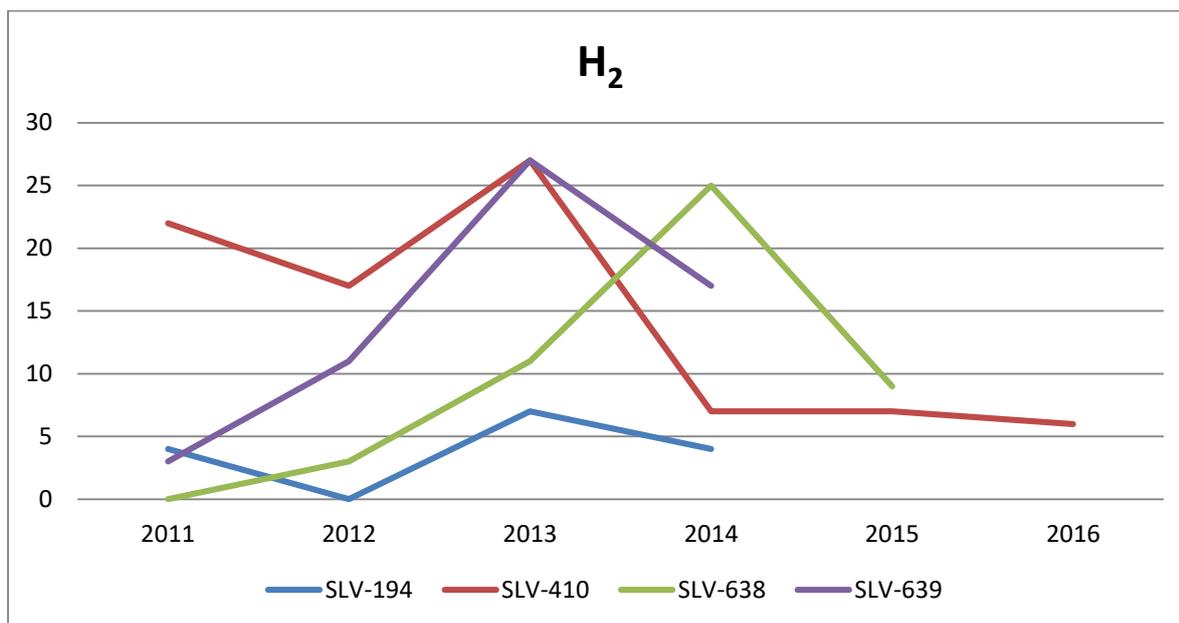
Todas las concentraciones excepto las de CO están por debajo de los valores típicos, y las únicas tasas de producción elevadas (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> en los transformadores SLV-462 y SLV-461) reducen inmediatamente su concentración en la muestra siguiente, por lo que se debe a un fallo al tomar las muestras y no son significativas.

Los transformadores SLV-178 y SLV-179 son los que superan los valores establecidos por la norma UNE de CO, lo que nos hace pensar en un posible defecto que involucre el papel. Si hallamos las relaciones CO<sub>2</sub>/CO, para el transformador SLV-178 es de alrededor de 6 durante los años que supera los valores típicos, y en el caso del SLV-179 cercana a 8, las cuales no nos aportan ningún tipo de conclusión.

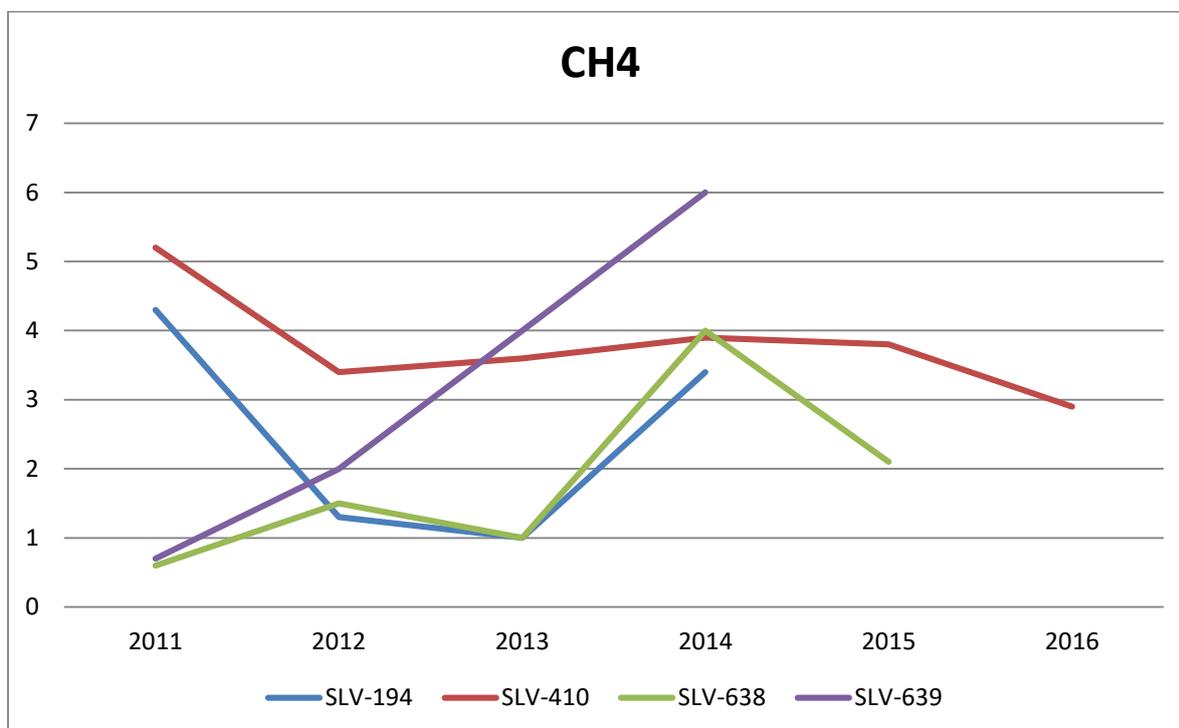
El resto de relaciones tampoco nos dan información sobre el posible defecto que está causando las altas concentraciones de CO, por lo que se deberían realizar análisis con mayor frecuencia y realizar uno de furanos ya que nos será útil para ver si efectivamente se trata de un problema con el papel aislante.

Ahora estudiaremos los transformadores de potencias en el rango de 2000-7500 kVA:

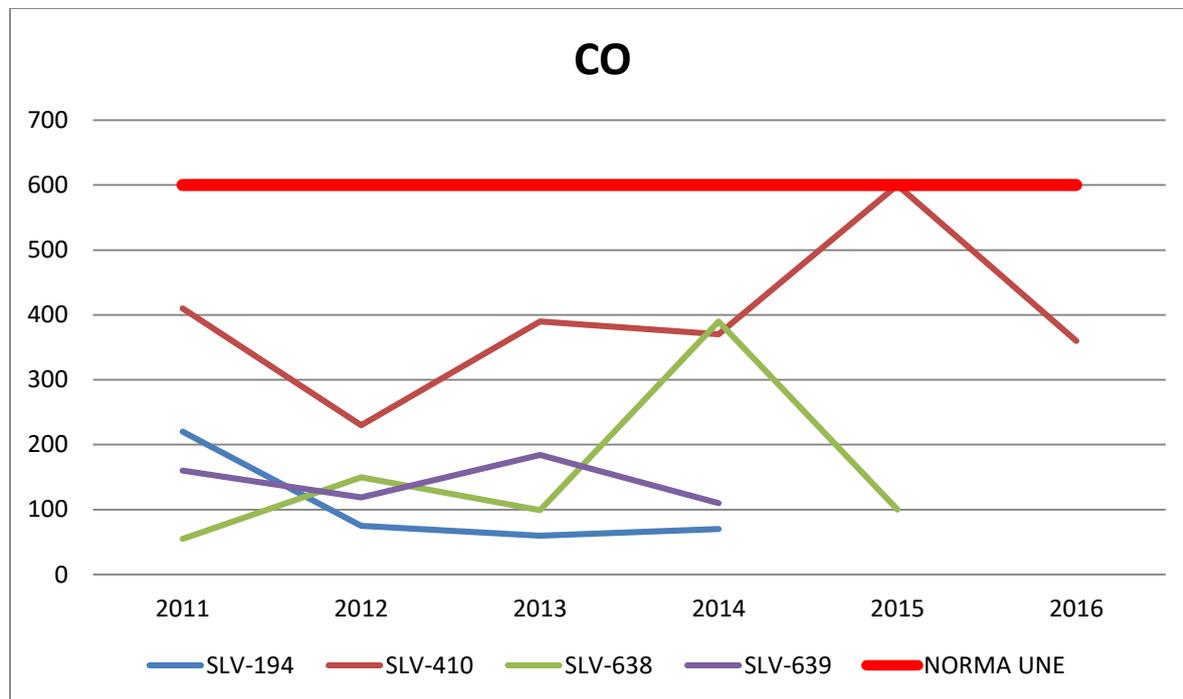
**Gráfica 13. Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 3.**



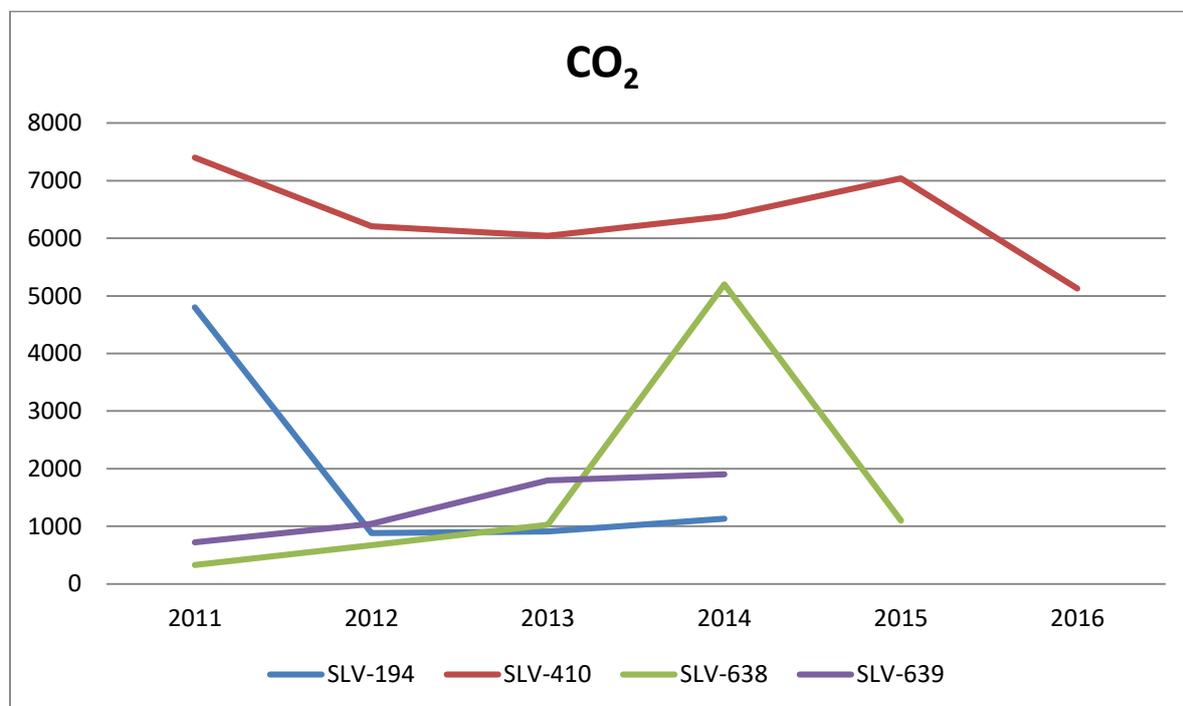
**Gráfica 14. Concentración de metano de transformadores del grupo 3.**



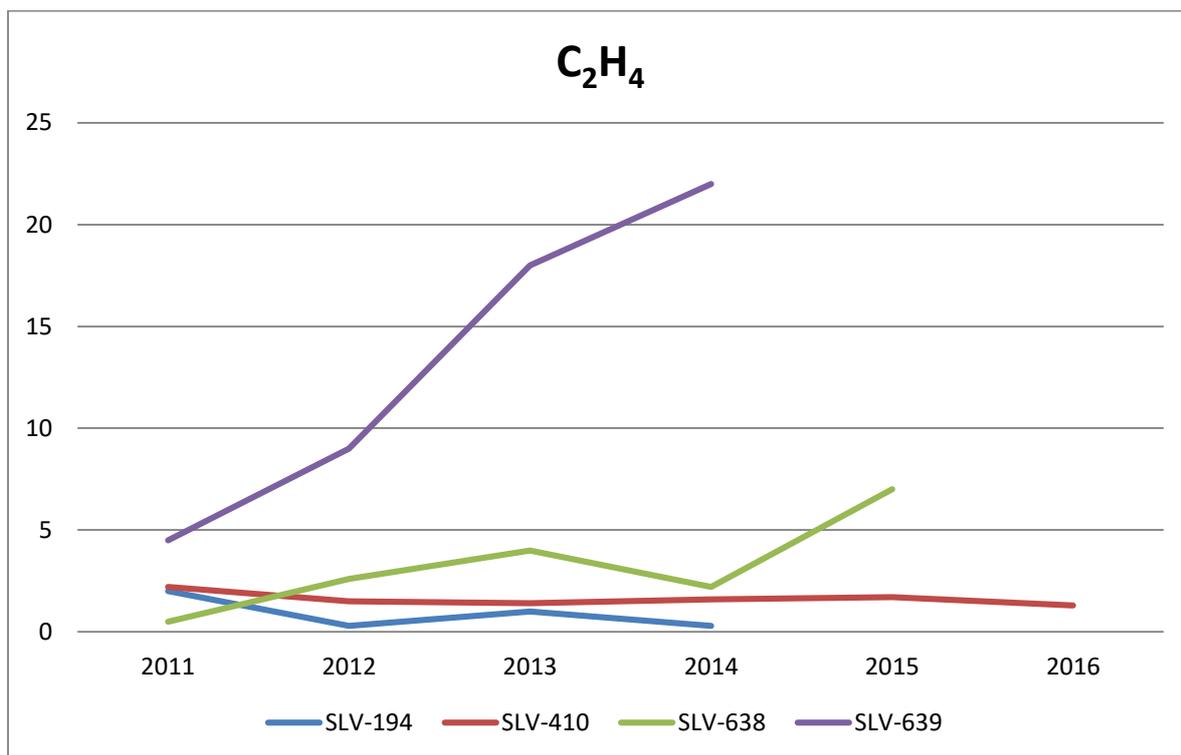
**Gráfica 15. Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 3.**



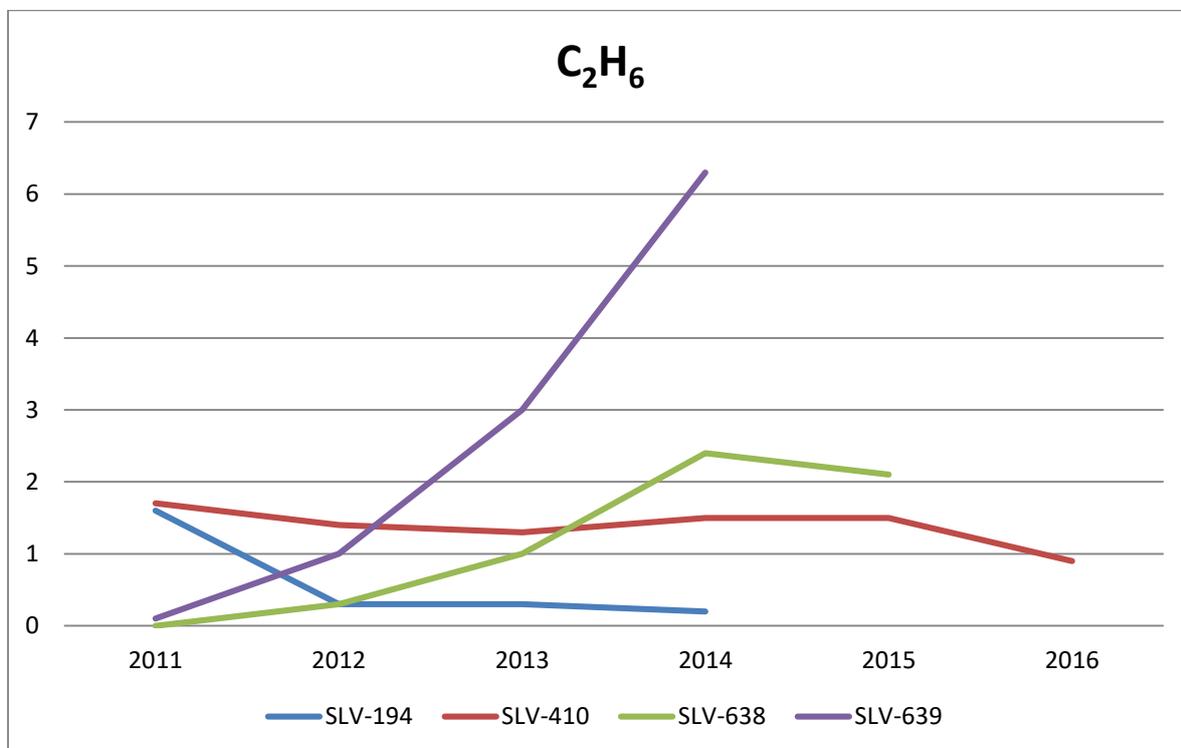
**Gráfica 16. Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 3.**



**Gráfica 17. Concentración de etileno de transformadores del grupo 3.**



**Gráfica 18. Concentración de etano de transformadores del grupo 3.**

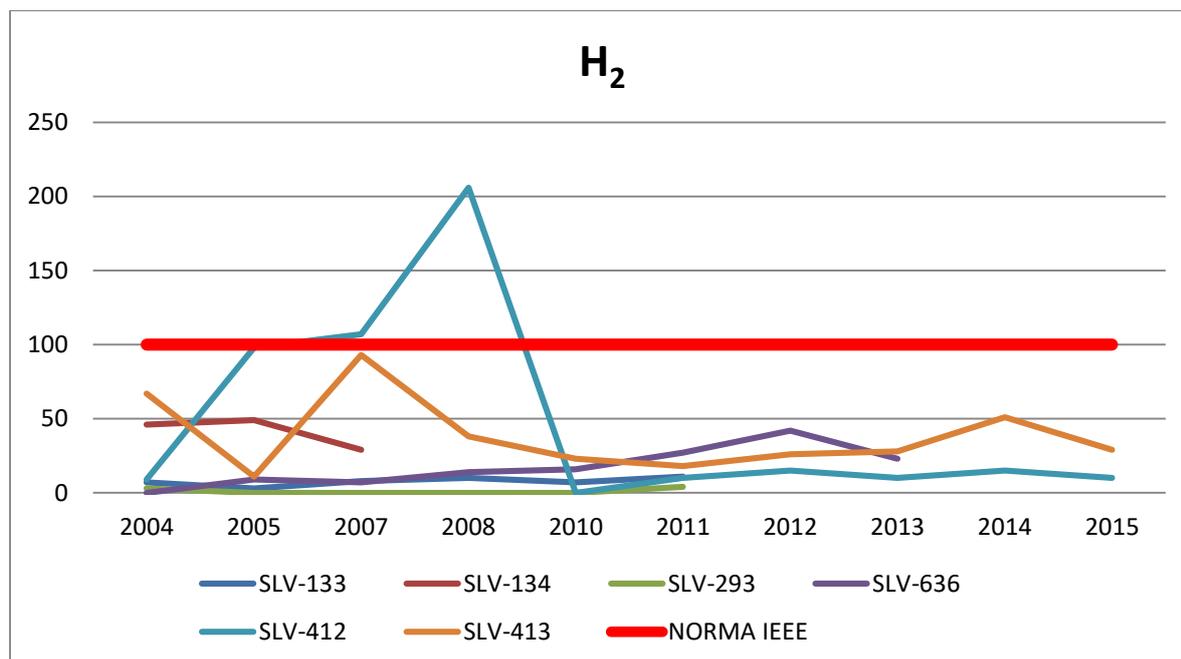


Todos los valores y tasas son normales excepto por las tasas del transformador SLV-639 de etileno y etano, lo que nos hace pensar que ha surgido un problema de sobrecalentamiento, y las relaciones entre los gases CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> nos indican en la misma dirección.

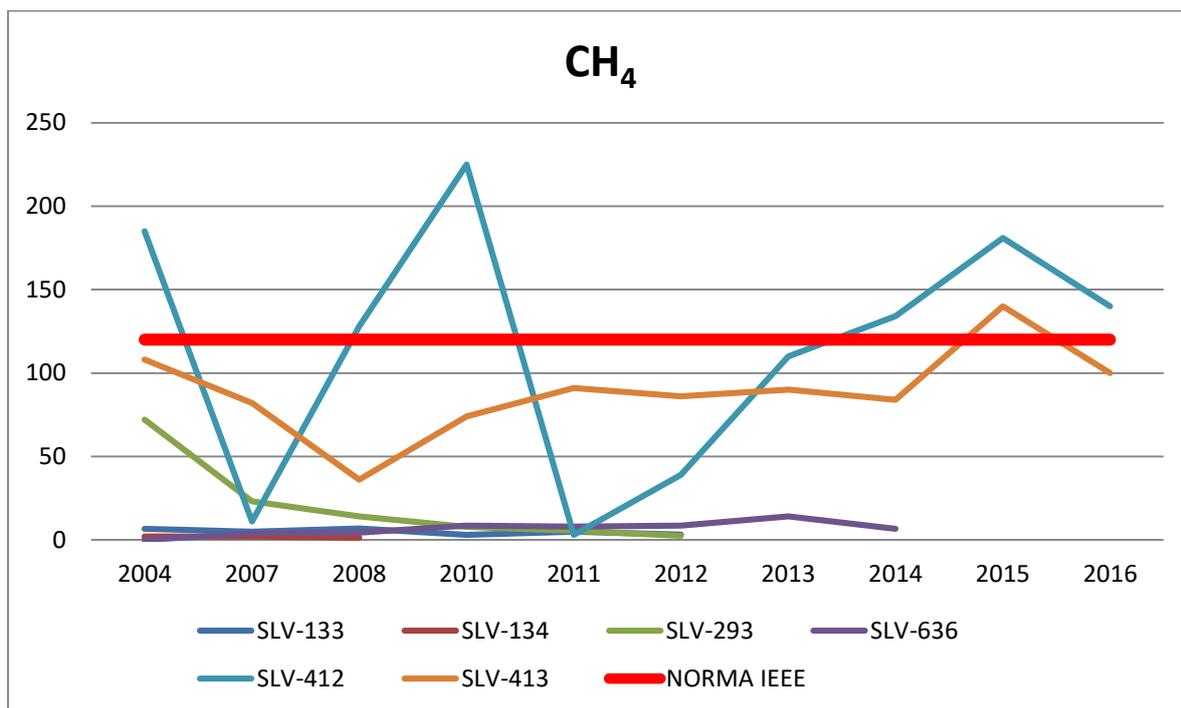
Ya que no parece que esté involucrado el papel en el defecto, no sería necesario realizar análisis de furanos, por lo que por ahora simplemente aumentaríamos la frecuencia de los análisis de gases disueltos para un mayor seguimiento del defecto y comprobar su evolución, y para tomar medidas correctoras en caso de que se convierta en un defecto de mayor gravedad, ya que el defecto actual no parece tener impacto sobre el funcionamiento del transformador.

En el rango de 8000 a 13000 kVA, las gráficas de gases disueltos son:

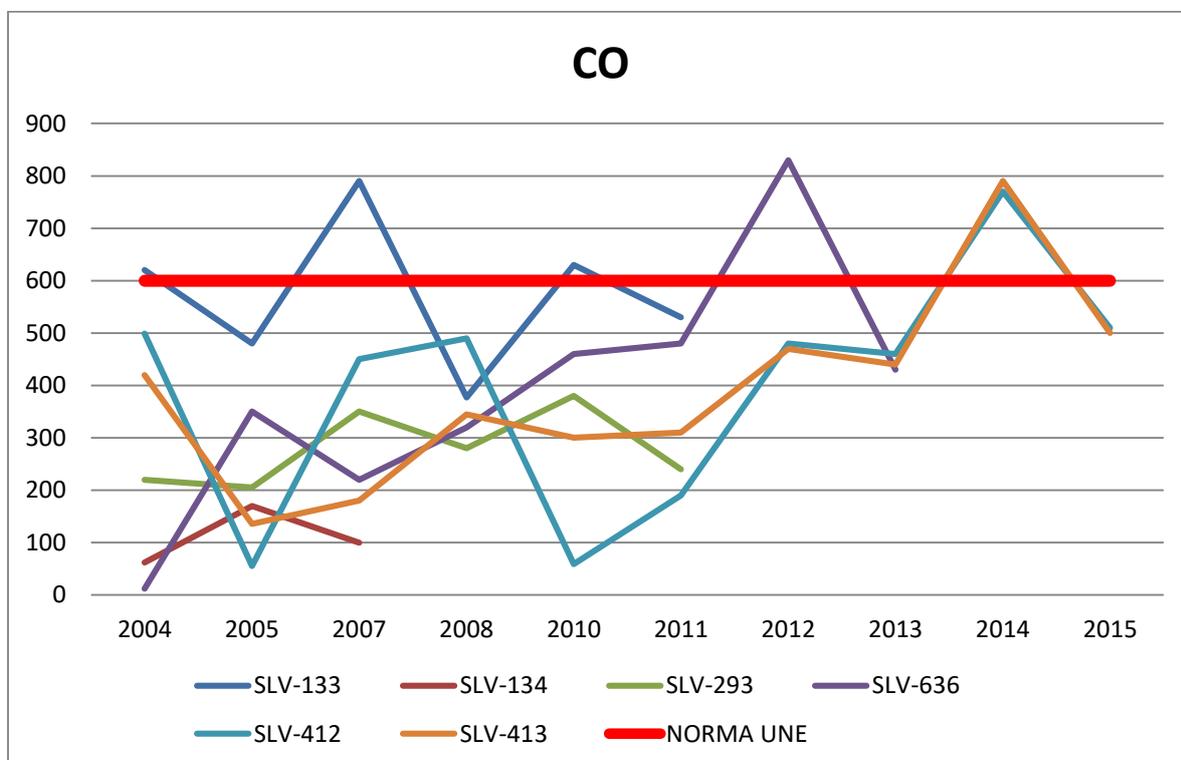
**Gráfica 19. Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 4.**



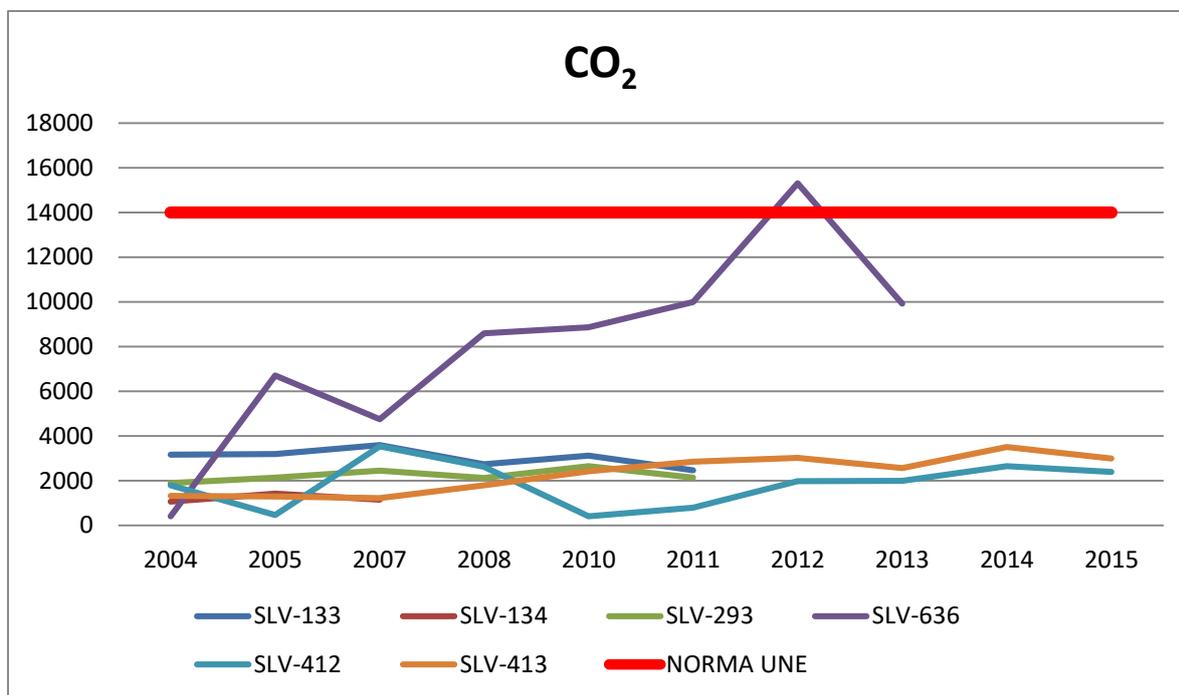
**Gráfica 20. Concentración de metano de transformadores del grupo 4.**



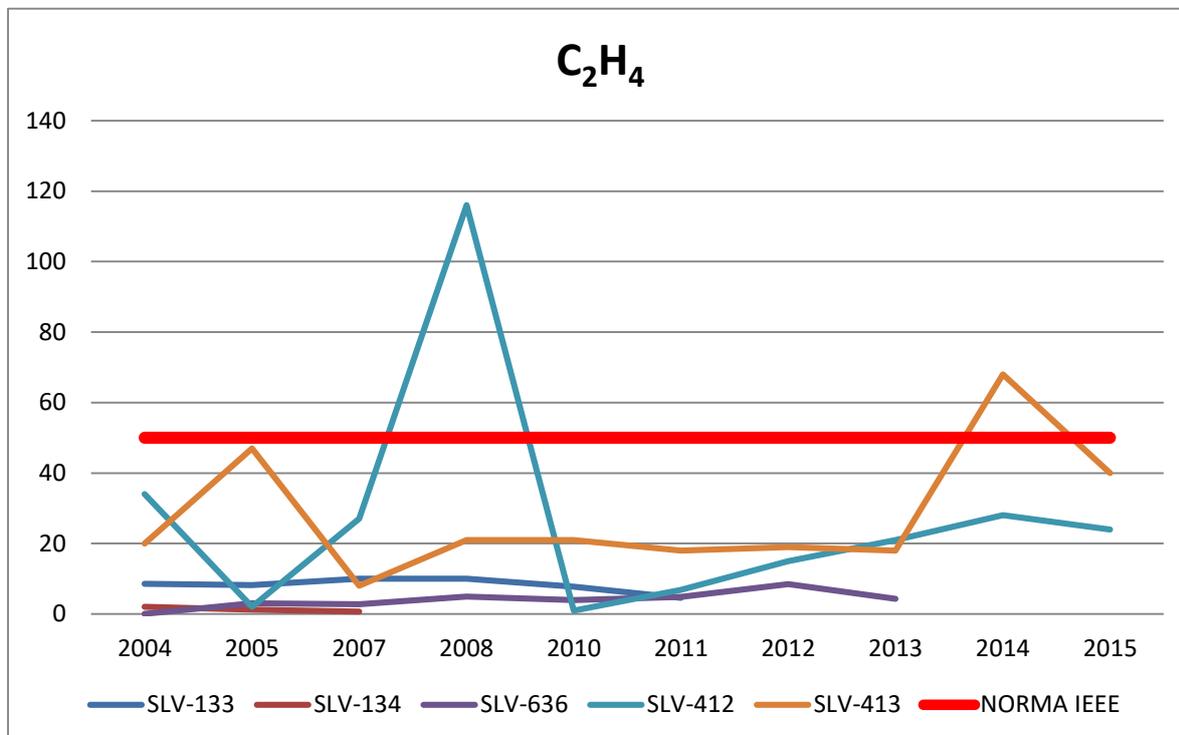
**Gráfica 21. Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 4.**

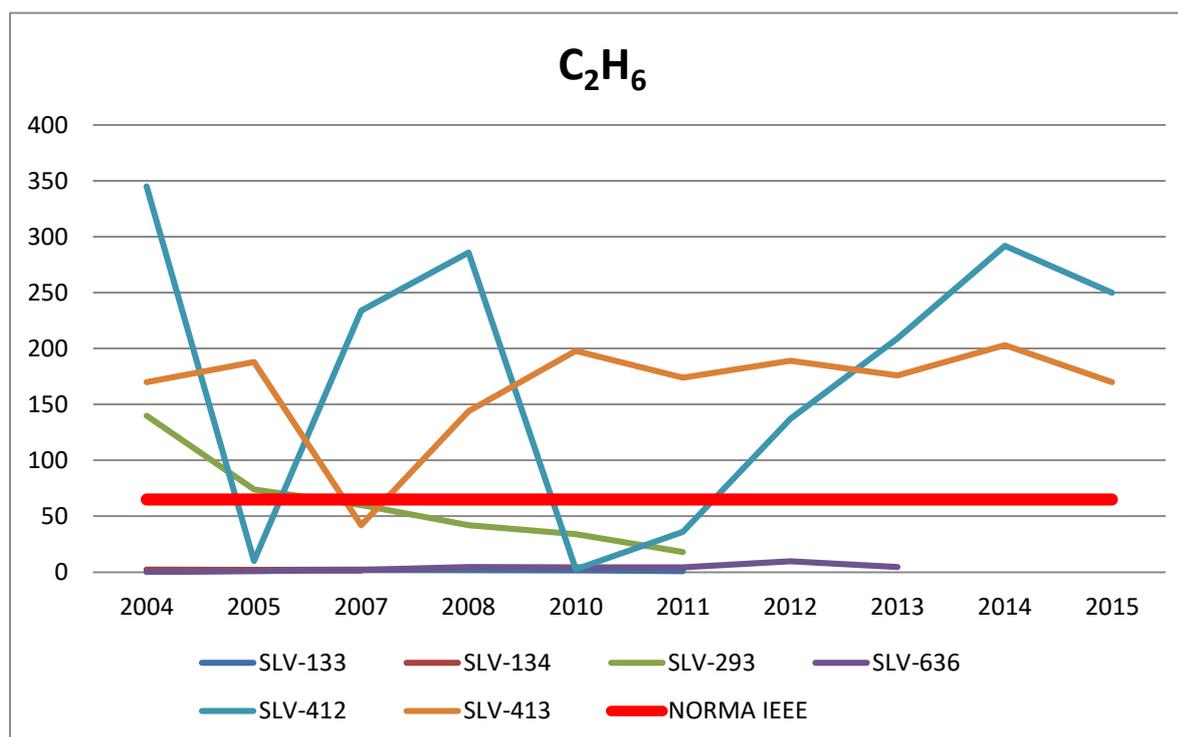


**Gráfica 22. Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 4.**



**Gráfica 23. Concentración de etileno de transformadores del grupo 4.**



**Gráfica 24. Concentración de etano de transformadores del grupo 4.**

Como se puede observar en las gráficas, este grupo de transformadores tiene concentraciones y tasas de producción de gases muy elevadas, algo bastante lógico, ya que además de tratarse de potencias elevadas, son todos transformadores que llevan muchos años en funcionamiento y se encuentran al final de su vida útil.

Debido a la avanzada edad y concentraciones elevadas, vamos a estudiar las concentraciones, así como las relaciones de todos los transformadores en este rango:

**Tabla 17. Relaciones de gases del grupo de 8000 a 13000 kVAs.**

Transformador	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO <sub>2</sub> /CO
SLV-133	0,28181818	5,111111111	4,66037736
SLV-134	0,04482759	0,538461538	11,5
SLV-293	0,6	2,5	8,91666667
SLV-636	0,29130435	0,934782609	23,0697674
SLV-412	14	0,096	4,70588235
SLV-413	3,44827586	0,235294118	5,98

En conjunto, estos transformadores parecen tener problemas parecidos. Todos tienen valores muy reducidos de H<sub>2</sub> para su edad, por lo que podemos pensar que no hay problemas de descargas. Las altas concentraciones y velocidad de producción de forma prolongada de metano, etileno y de etano de los transformadores SLV-412 y SLV-413 son un indicativo de sobrecalentamiento, así como las relaciones entre CH<sub>4</sub>/CH<sub>2</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>.

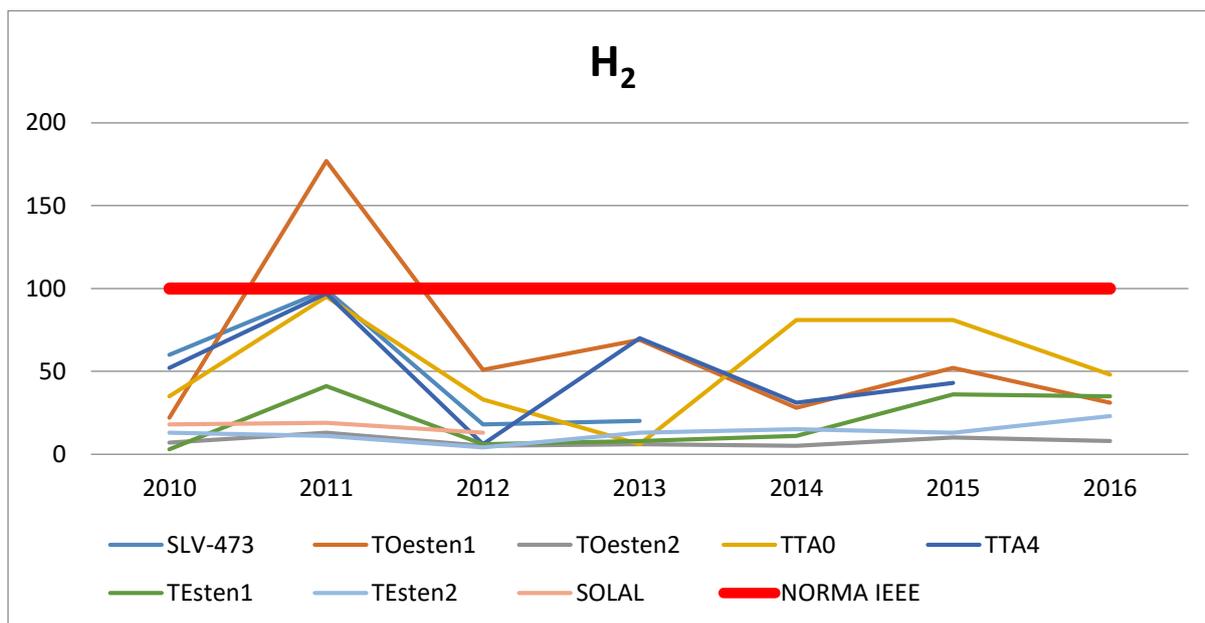
Que los valores de CO del conjunto de los transformadores superen la norma en estos casos es habitual, ya que el papel aislante se ha ido descomponiendo durante el funcionamiento del transformador y es de esperar que las concentraciones sean altas al final de la vida del transformador incluso si ha tenido un funcionamiento sin defectos.

Para todos los transformadores en este rango de potencias lo ideal sería realizar los análisis en intervalos menores, ya que la probabilidad de fallo en estos transformadores es más elevada, y así podremos en cierta medida prever los fallos, para poder estudiar individualmente si es más adecuado realizar las medidas correctoras necesarias o instalar un nuevo transformador, ya que al quedarles pocos años en servicio habría que investigar la opción más rentable. También se deberían realizar análisis de furanos para comprobar el estado del papel aislante, que se habrá deteriorado a lo largo de los años.

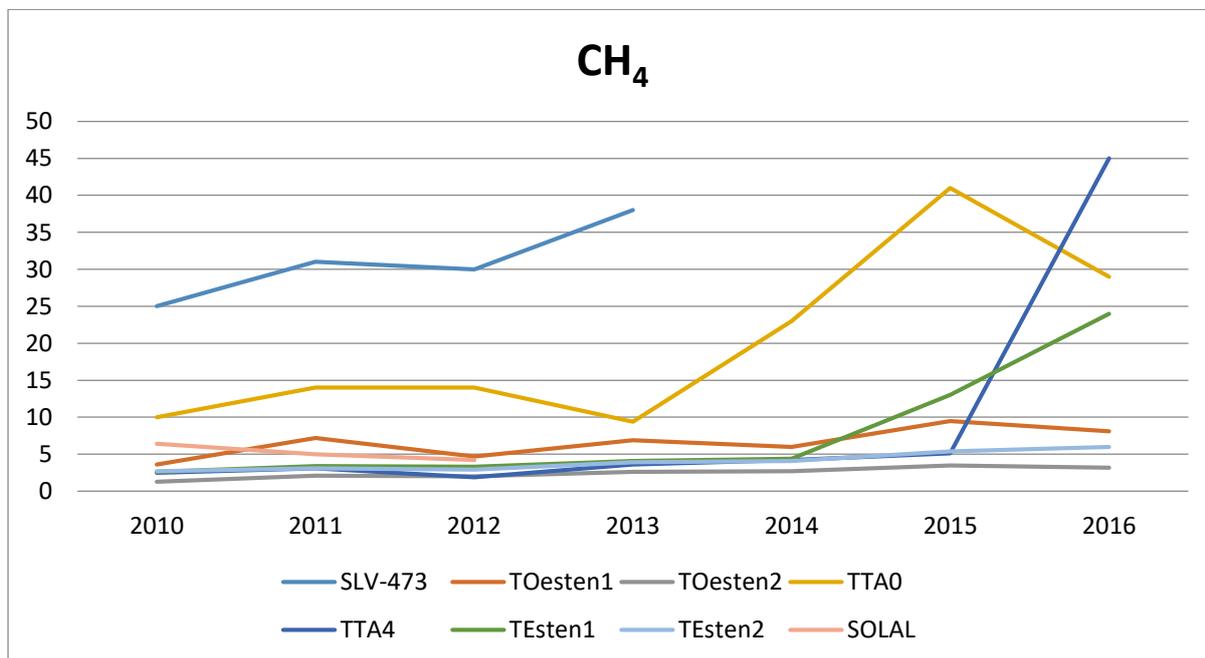
A pesar de la avanzada edad de estos transformadores, no se aprecian problemas graves, aunque habría que actuar con cautela con los transformadores SLV-412 y SLV-413, porque parece que pueden tener problemas de sobrecalentamiento. En ambos casos las concentraciones altas de etano y metano nos hacen pensar en problemas térmicos de baja temperatura.

Procedemos a evaluar los equipos de potencia superior a 20 kVA:

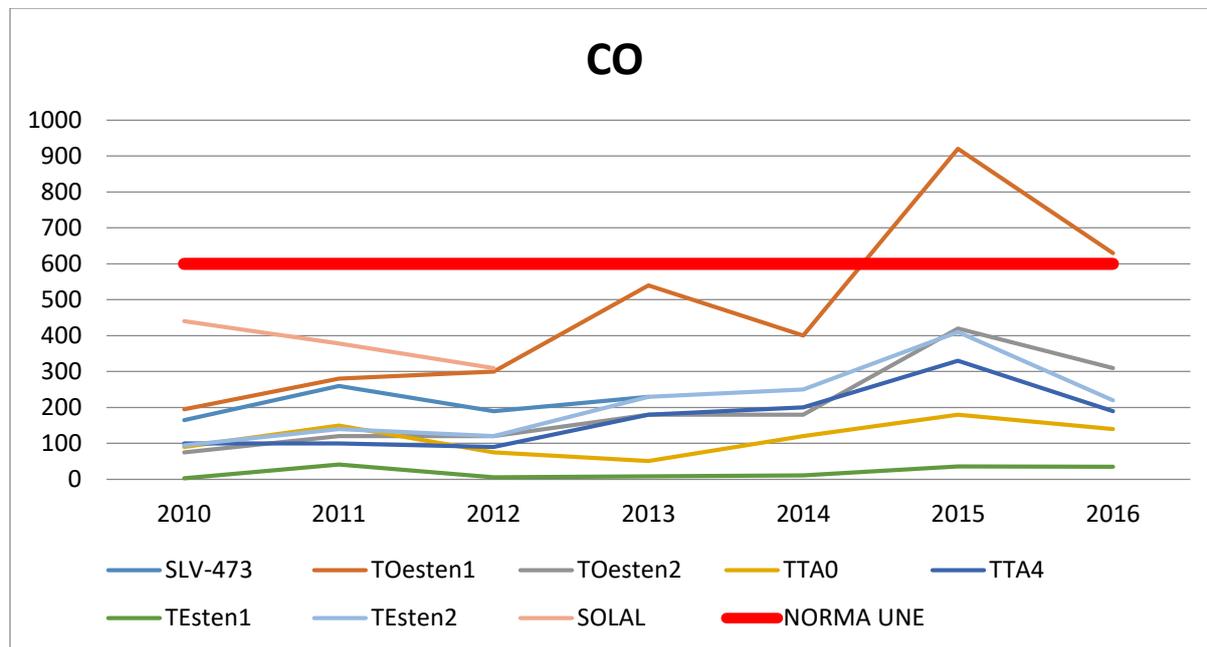
**Gráfica 25. Concentración de hidrógeno de transformadores del grupo 5.**



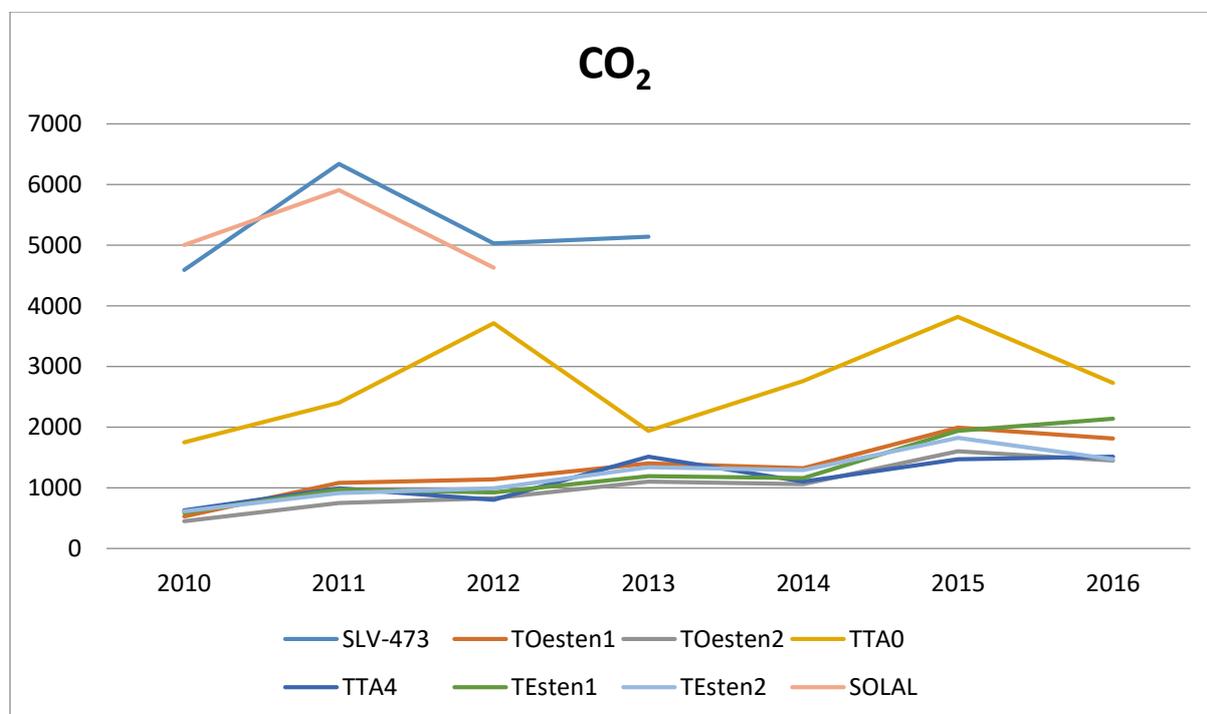
**Gráfica 26. Concentración de metano de transformadores del grupo 5.**



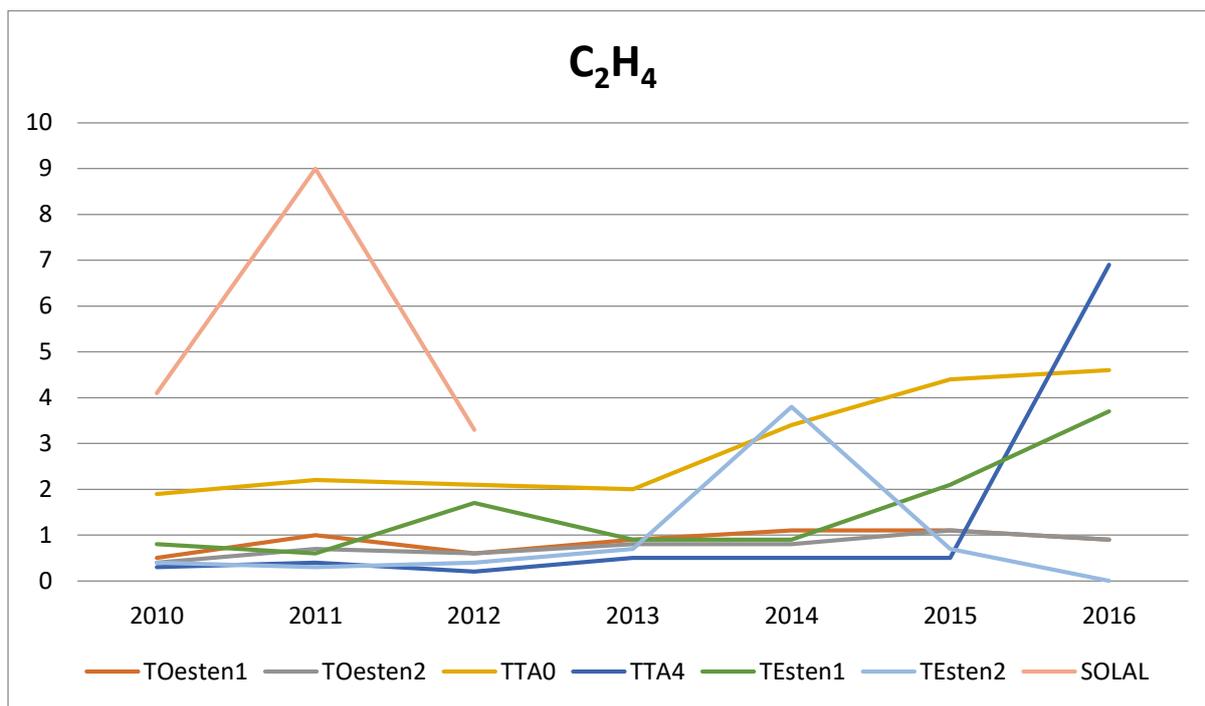
**Gráfica 27. Concentración de monóxido de carbono de transformadores del grupo 5.**



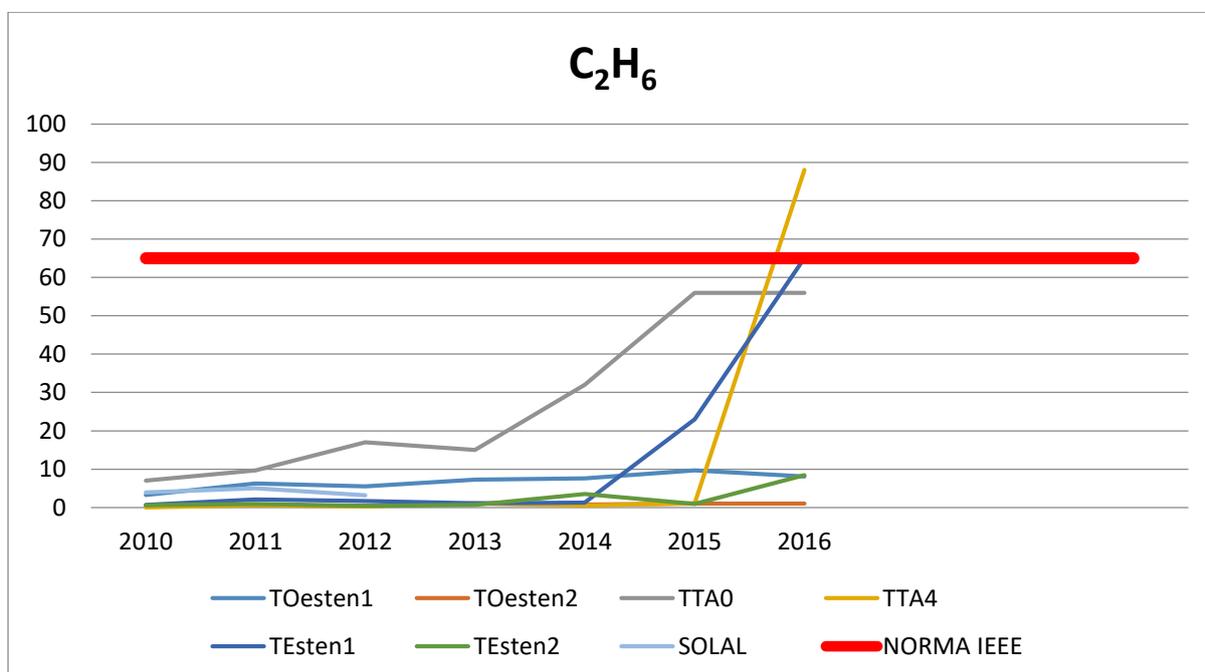
**Gráfica 28. Concentración de dióxido de carbono de transformadores del grupo 5.**



**Gráfica 29. Concentración de etileno de transformadores del grupo 5.**



**Gráfica 30. Concentración de etano de transformadores del grupo 5.**



Antes de comenzar a analizar los resultados, sería recomendable repetir los análisis del transformador TTA4, ya que un cambio tan repentino en la última muestra es probable que sea causa de contaminación de la muestra, ya que la tasa de producción de gases parece demasiado alta, lo más adecuado sería repetir el análisis para asegurarnos, y despreciaremos también los del año 2011 del transformador TOesten1, debido a que alcanza un valor de pico muy elevado y en la muestra siguiente vuelve a la normalidad, por lo que parece muy probable un error en el análisis. Para el transformador TTA4, si la repetición del análisis revela que es correcto, las concentraciones indicarían a un defecto de descargas parciales asociadas con un punto caliente.

Para no distorsionar la gráfica de etileno, no hemos representado la concentración del transformador SLV-473, que es mucho más elevada que las del resto. Además, es uno de los casos en los que las concentraciones de acetileno no son despreciables. Las concentraciones son:

**Tabla 18. Valores de etileno y acetileno del transformador SLV-473.**

Año muestra	Años trafo	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
2010	24	413	71
2011	25	345	42
2012	26	295	39
2013	27	316	54

Altas concentraciones de ambos de estos gases son causa de un punto caliente de media temperatura.

En el global del grupo, las concentraciones de hidrógeno, metano, etano y etileno son bajas y con tasas de producción también reducidas, así que podemos descartar problemas de descargas. Al estudiar los valores de CO y CO<sub>2</sub>, hay un transformador con valores anómalos, el transformador

TOesten1. Su concentración de CO es alta, lo que junto a una relación de CO<sub>2</sub>/CO inferior a 3 hace parecer que hay algún defecto en el que está involucrado el papel aislante. El mejor procedimiento sería realizar un análisis de furanos para estudiar medidas adicionales.

Aunque las tasas de producción de etano de los últimos años de los transformadores Testen1 y TTA0 es algo alarmante, no parece necesario tomar medidas al respecto ya que la principal causa de aparición del etano es el sobrecalentamiento del aceite, y los otros gases que aparecen por sobrecalentamiento (metano y etileno) no se incrementan.

## **6 PROPIEDADES DIELECTRICAS**

### **6.1 INTRODUCCIÓN**

El color del aceite debe ser claro, y que permita la inspección visual de los elementos dentro del tanque. Un oscurecimiento del aceite indica su deterioro o contaminación. Para su medida utilizaremos la norma ASTM D1500.

La tensión interfacial es la medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos. Se utiliza para detectar contaminantes y productos derivados de la oxidación. Sus unidades de medida son mN/m.

La rigidez dieléctrica mide la capacidad para soportar altas diferencias de potencial sin provocar fallos. El valor que toma es la tensión a la cual se produce el ASDFASDF entre dos electrodos. Medida en kV.

El factor de pérdidas es empleado para cuantificar la energía que se ha perdido en forma de calor en el dieléctrico.

La acidez sirve como indicativo de cuando es necesario reemplazar o someter a algún tratamiento al aceite. Aparece debida a la oxidación del aceite, y puede haber incluso al comienzo del funcionamiento del transformador debido al proceso de refinamiento del aceite. Lo mediremos en mg KOH/g.

La humedad. El agua se puede encontrar de forma libre flotando en el aceite, o disuelta. El agua que se encuentra de forma libre se aprecia a simple vista en forma de gotas, o porque el aceite tiene una apariencia turbia, y se puede eliminar mediante filtrado. Para detectar agua disuelta hay que utilizar métodos físicos o químicos. El interés por el agua disuelta en el aceite es debido a que puede repercutir en la rigidez dieléctrica. Las unidades de medida que utilizaremos son mg/kg o ppm, que son equivalentes.

La norma IEEE Std-C57.106 establece los valores mínimos que se consideran apropiados para las propiedades del aceite mineral de transformadores nuevos. Están recogidos en las tablas mostradas a continuación.

**Tabla 19. Propiedades recomendadas para aceites nuevos.**

Propiedad y método	Tensión (kV)	
	$U \leq 69$	$69 < U < 230$
Rigidez dieléctrica kV mínimos, ASTM D1816	25	30
Factor de pérdidas, ASTM D924	0,05	0,05
Tensión interfacial mN/m, ASTM D971	38	38
Color máximo, ASTM D1500	1	1
Inspección visual, ASTM D1524	Clara y transparente	Clara y transparente
Acidez mg KOH/g máximos, ASTM D974	0.015 <sup>c</sup>	0.015 <sup>c</sup>
Humedad mg/kg máximos, ASTM D1533	20	10

**Tabla 20. Propiedades recomendadas para aceites nuevos de más de 230 kV.**

Propiedad y método	Tensión (kV)	
	$230 \leq U < 345$	$345 \leq U$
Rigidez dieléctrica kV mínimos, ASTM D1816	32	35
Factor de pérdidas máximo, ASTM D924	0,05	0,05
Tensión interfacial mínima mN/m, ASTM D971	38	38
Color máximo, ASTM D1500	1	0,5
Inspección visual, ASTM D1524	Clara y transparente	Clara y transparente
Acidez mg KOH/g máximos, ASTM D974	0.015 <sup>c</sup>	0.015 <sup>c</sup>
Humedad mg/kg máximos, ASTM D1533	10	10

Para aceites en transformadores ya en funcionamiento las propiedades recomendadas por la norma son:

**Tabla 21. Propiedades recomendadas para aceites de transformadores en funcionamiento.**

Propiedad y método	Tensión (kV)		
	U ≤ 69	69 < U < 230	230 ≤ U
Rigidez dieléctrica kV mínimos, ASTM D1816	23	28	30
Factor de pérdidas máximo, ASTM D924	0,5	0,5	0,5
Tensión interfacial mínima mN/m, ASTM D971	25	30	32
Acidez mg KOH/g máximos, ASTM D974	0,2	0,15	0,1
Humedad mg/kg máximos, ASTM D1533	10	10	10

Ahora estudiaremos las propiedades de los aceites. De acuerdo con la norma, clasificaremos los aceites minerales en 3 clases:

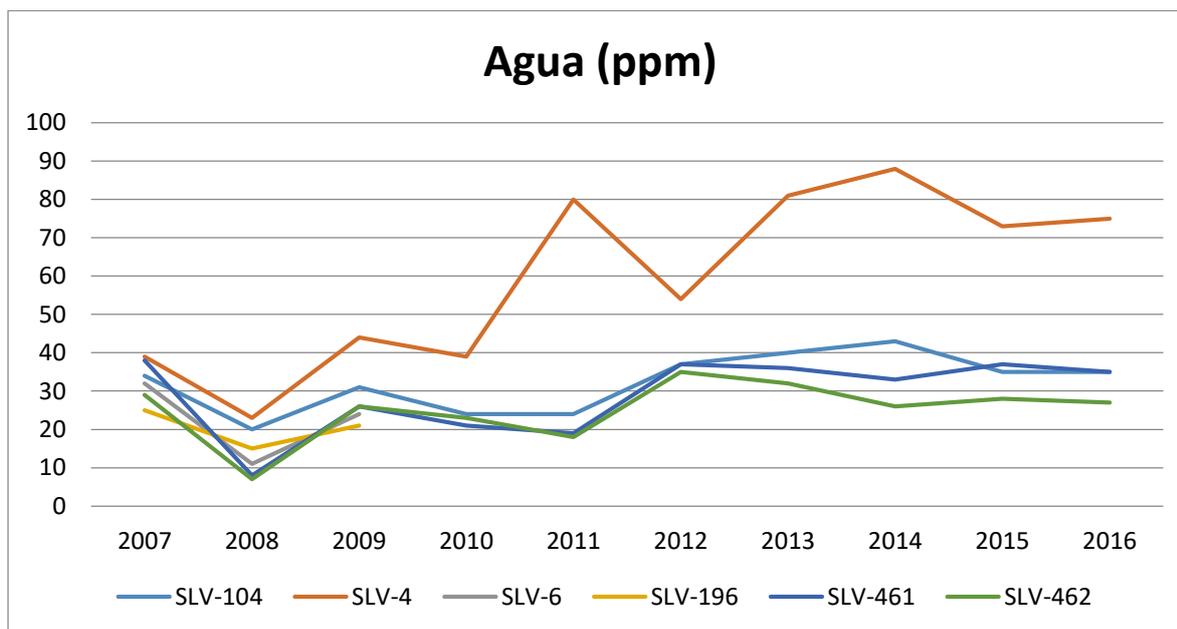
- Clase 1: son los aceites que cumplen los requerimientos de las tablas y que se encuentran en condiciones para seguir en funcionamiento sin tomar medidas adicionales.
- Clase 2: engloba los aceites que no alcanzan los valores de humedad o de rigidez dieléctrica, o de ambos, establecidos por la norma. Requieren de un filtrado o de deshidratación al vacío.
- Clase 3: formarán parte de este grupo los aceites que no satisfacen los requerimientos para la tensión interfacial, factor de pérdidas y acidez. Cuando estas propiedades tienen valores bajos, supone un mayor esfuerzo para el funcionamiento del transformador. Son los aceites que se encuentran en peor estado y necesitan de un proceso

de regeneración. El proceso de regeneración se realizará de acuerdo a la norma IEEE Std 637.

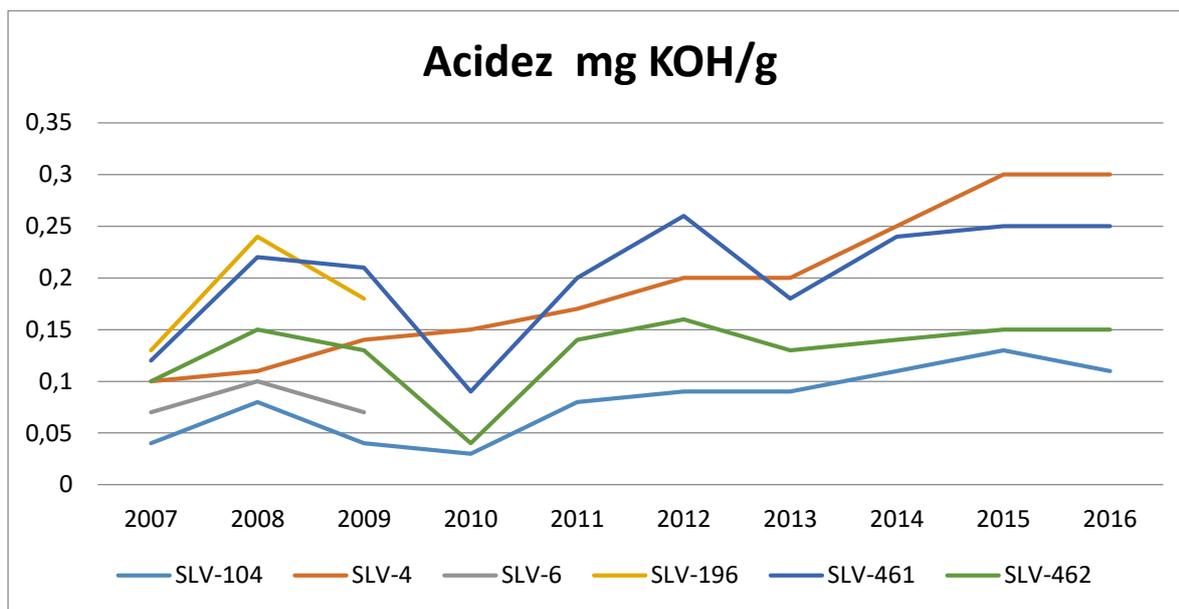
## 6.2 ANÁLISIS

Como todos nuestros transformadores son de tensiones inferiores a los 69 kV que propone la norma, usaremos la misma agrupación que en apartados anteriores para facilitar el estudio, pero sacando los transformadores de 800 kVAs aparte del grupo 1. Primero mostraremos la evolución de las propiedades de los transformadores. Después, utilizaremos los datos representados en las gráficas para analizar su estado.

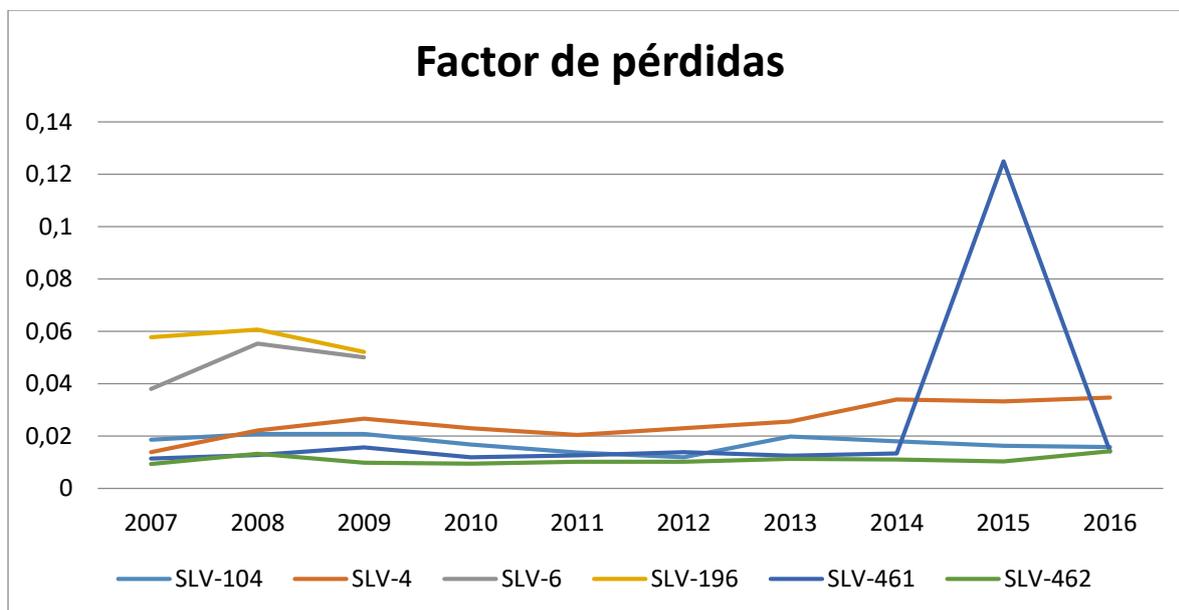
**Gráfica 31. Humedad de transformadores del grupo 1.**



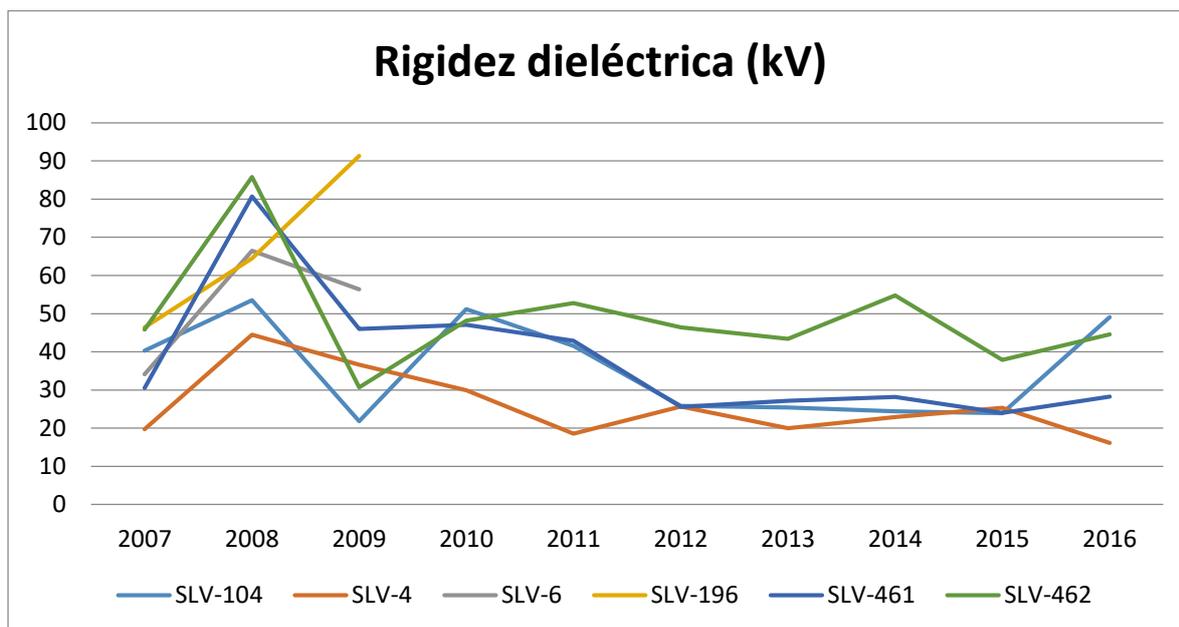
**Gráfica 32. Acidez de transformadores del grupo 1.**



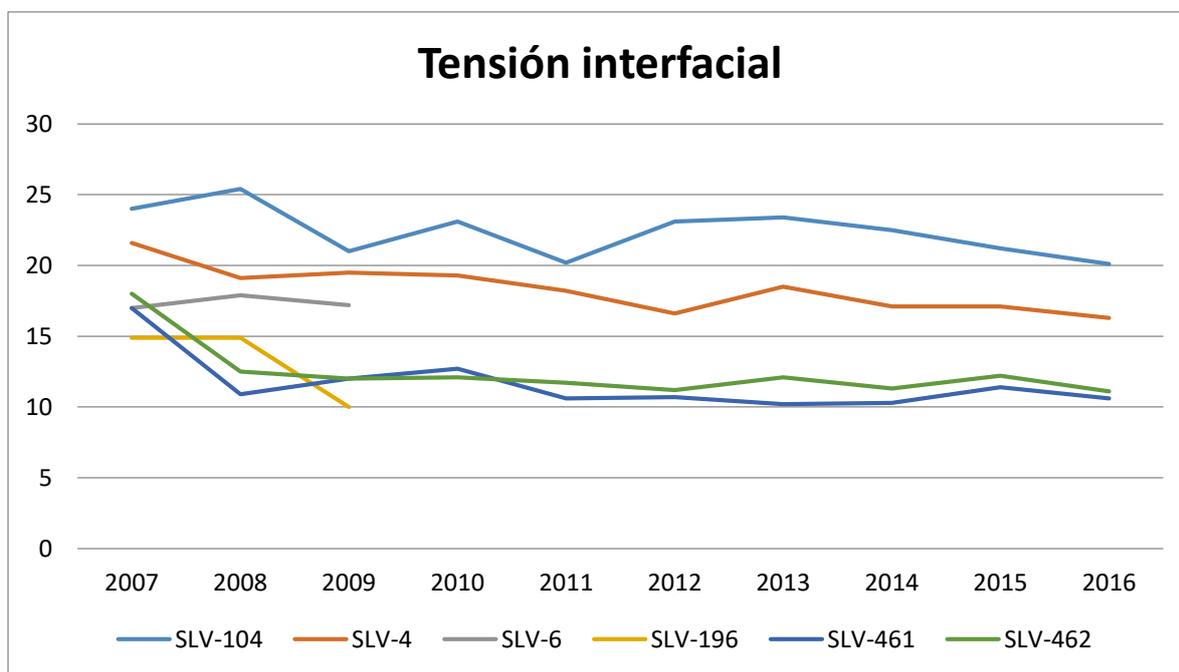
**Gráfica 33. Factor de pérdidas de transformadores del grupo 1.**



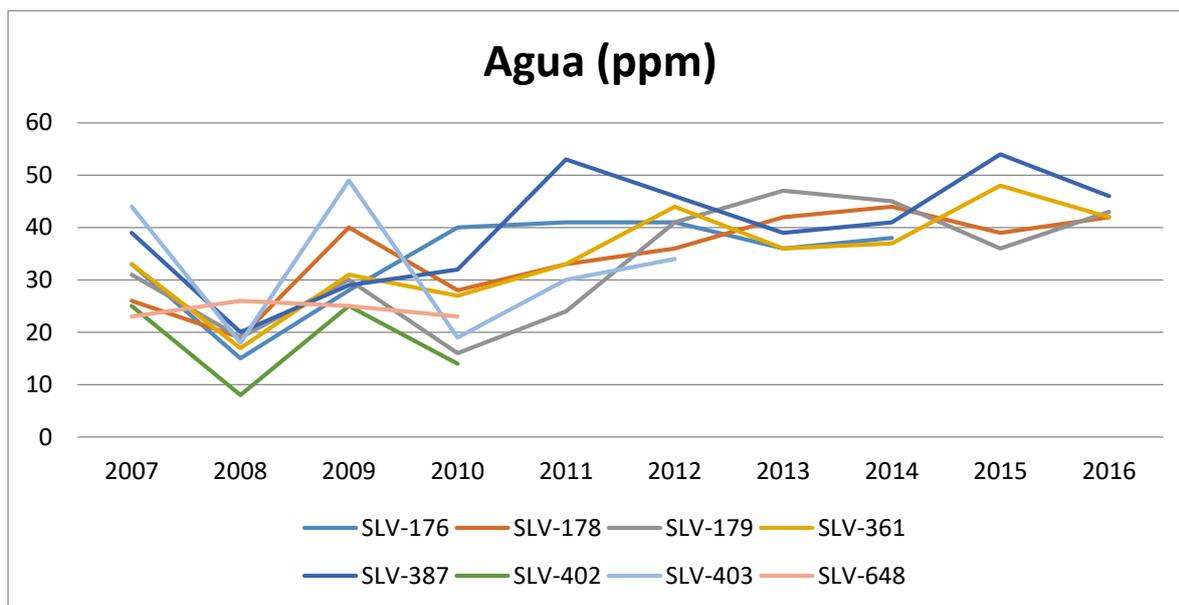
**Gráfica 34. Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 1.**



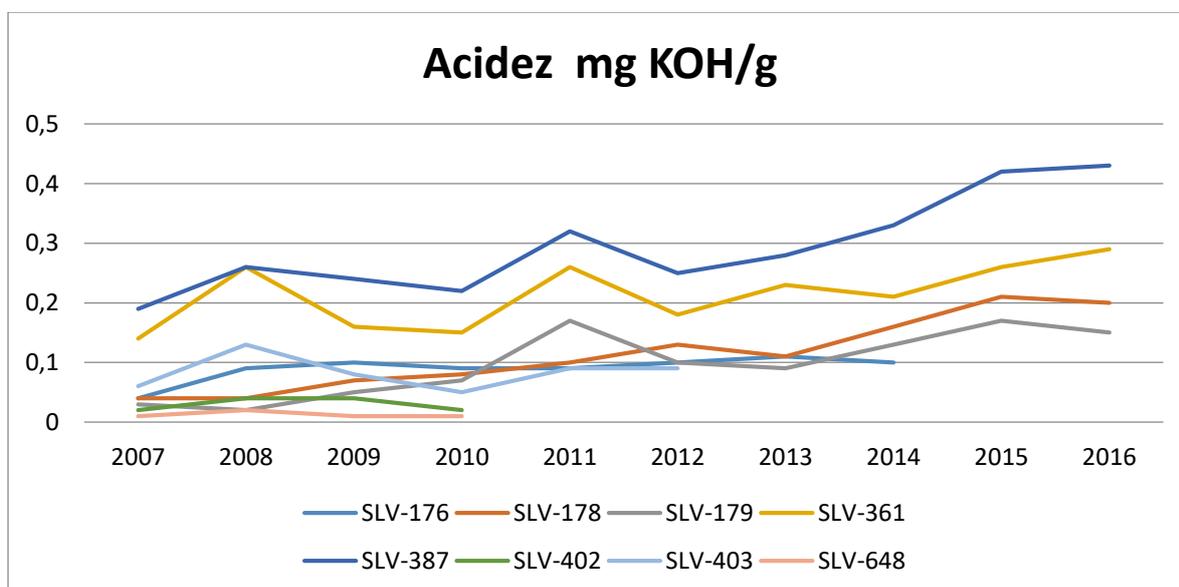
**Gráfica 35. Tensión interfacial de transformadores del grupo 1.**



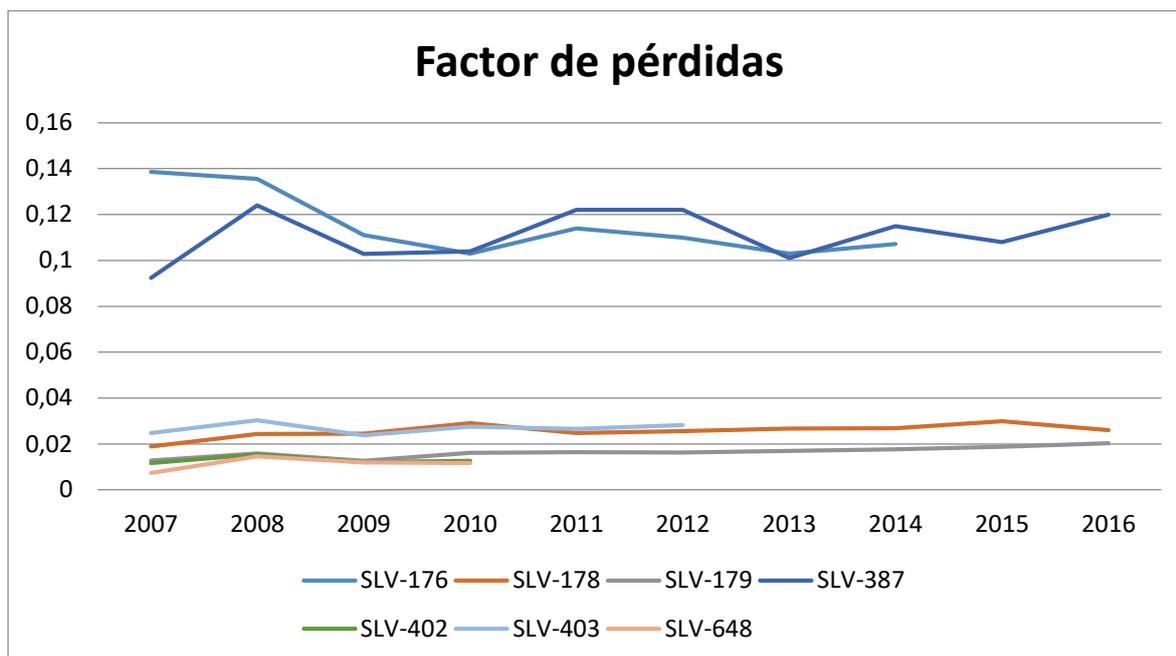
**Gráfica 36. Humedad de transformadores de 800 kVAs.**



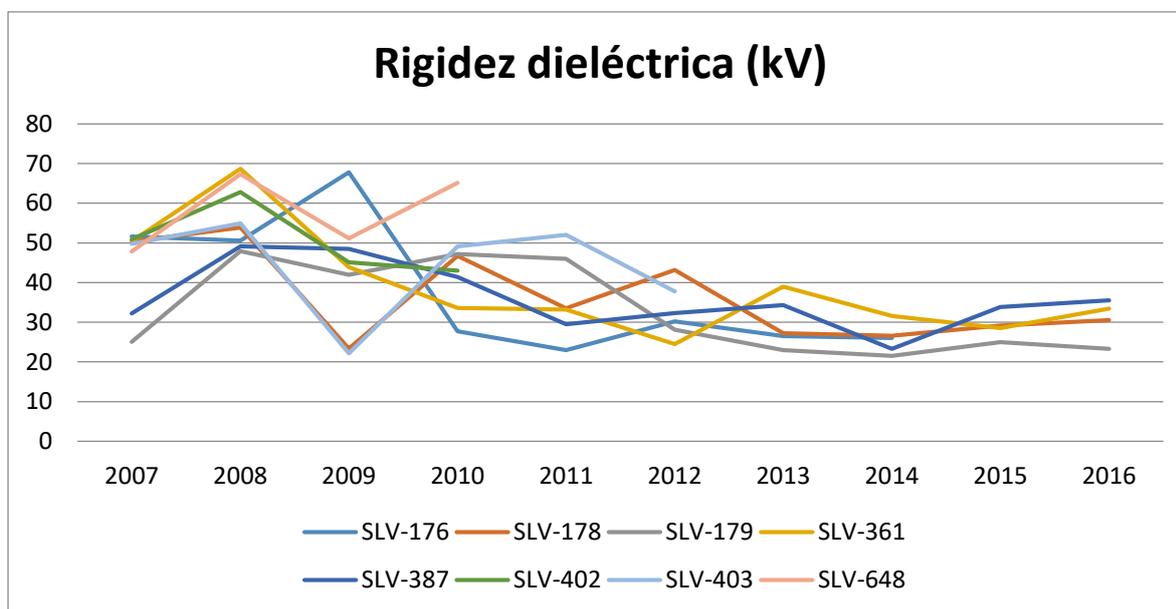
**Gráfica 37. Acidez de transformadores de 800 kVAs.**



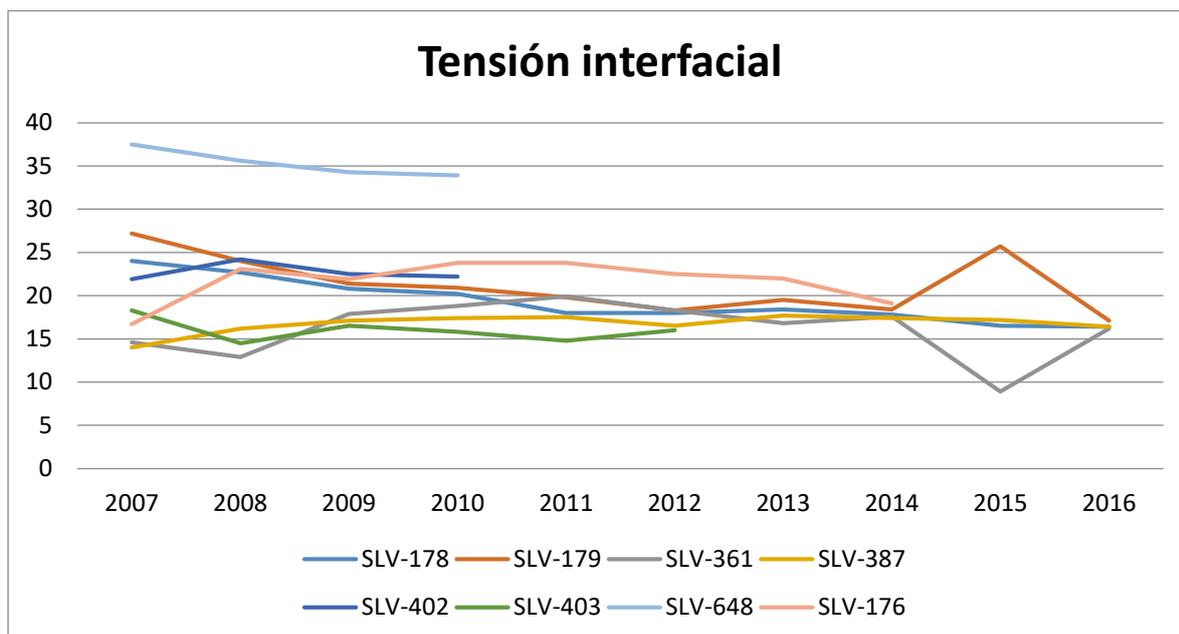
**Gráfica 38. Factor de pérdidas de transformadores de 800 kVAs.**



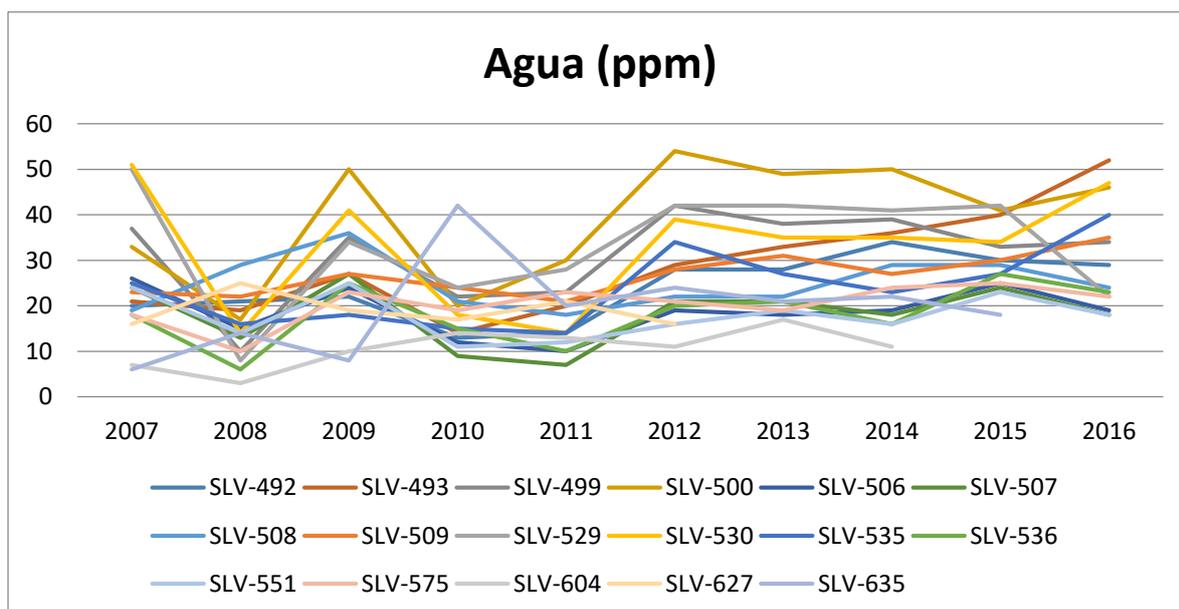
**Gráfica 39. Rigidez dieléctrica de transformadores de 800 kVAs.**



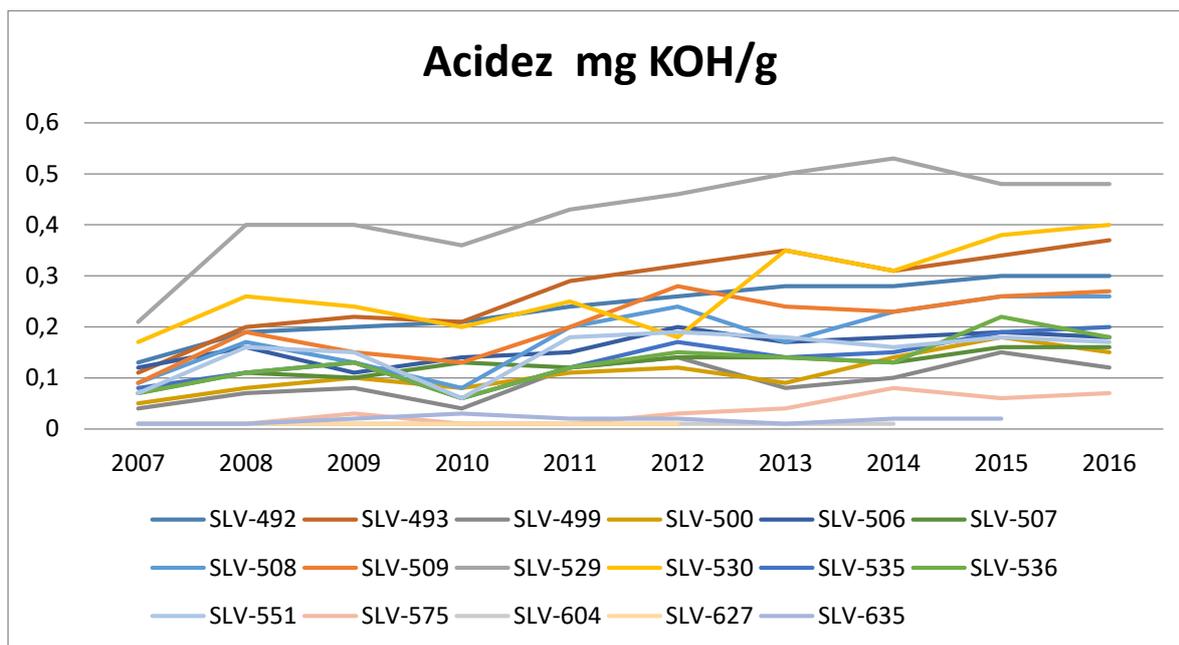
**Gráfica 40. Tensión interfacial de transformadores de 800 kVAs.**



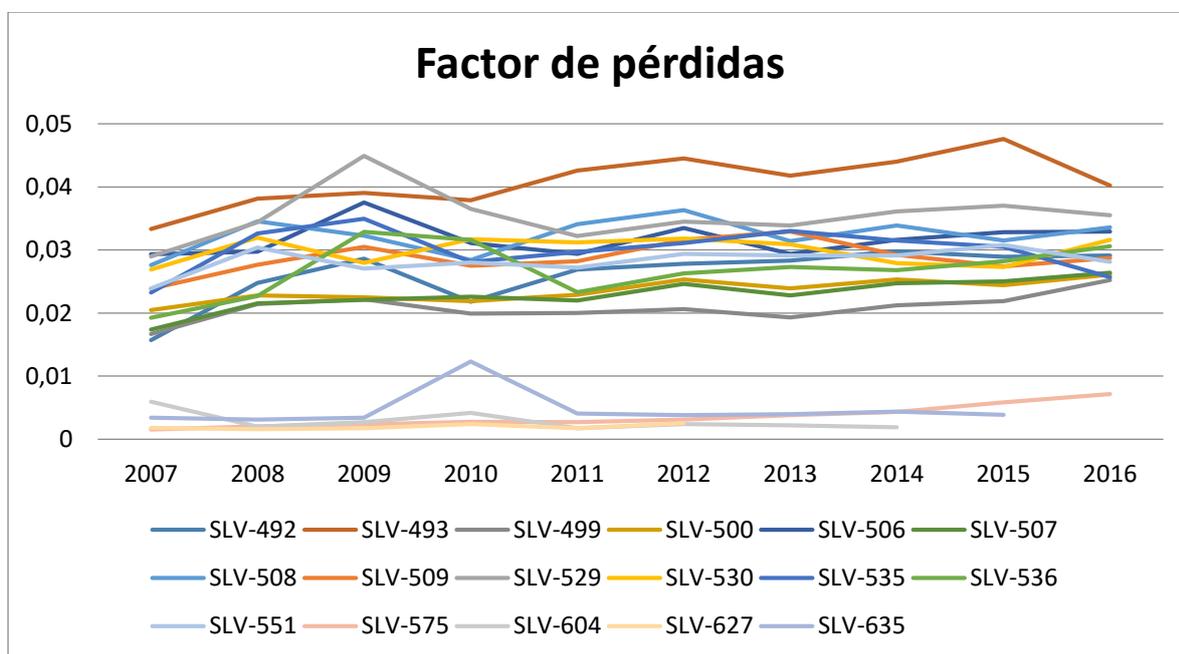
**Gráfica 41. Humedad de transformadores del grupo 2.**



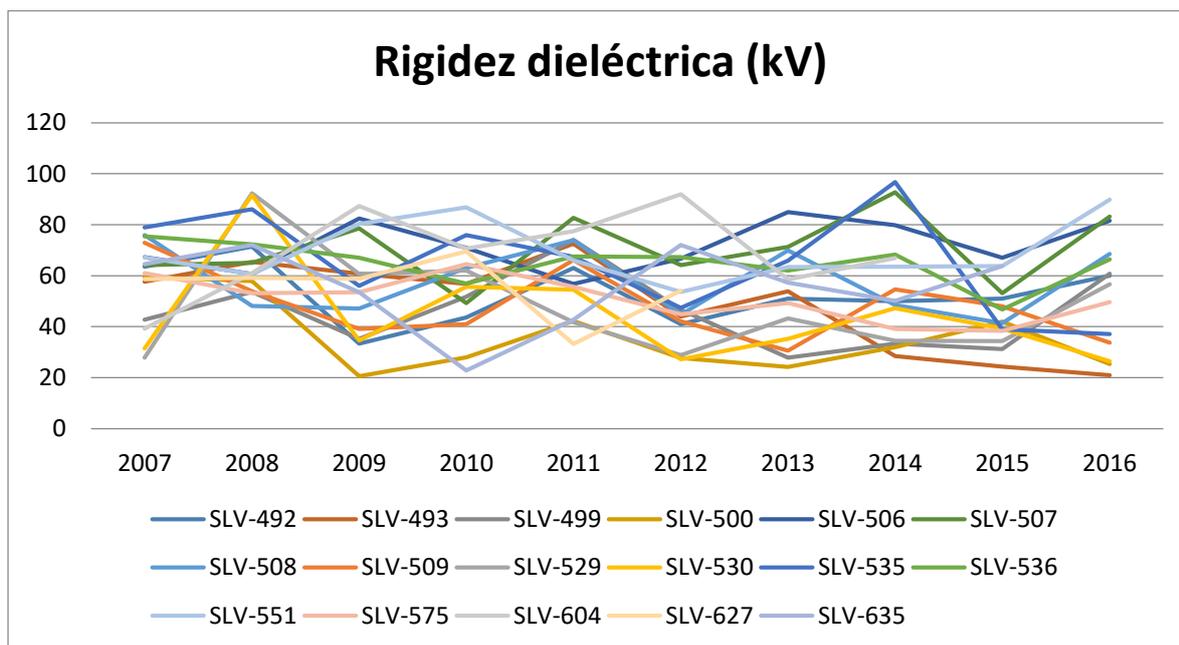
**Gráfica 42. Acidez de transformadores del grupo 2.**



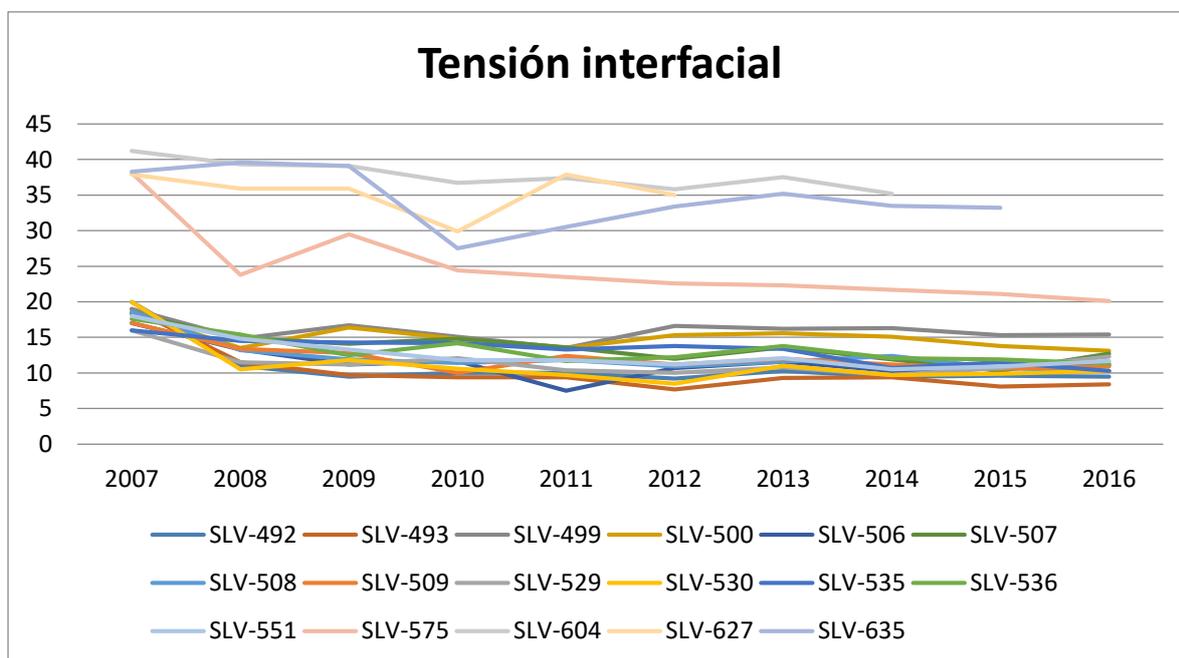
**Gráfica 43. Factor de pérdidas de transformadores del grupo 2.**



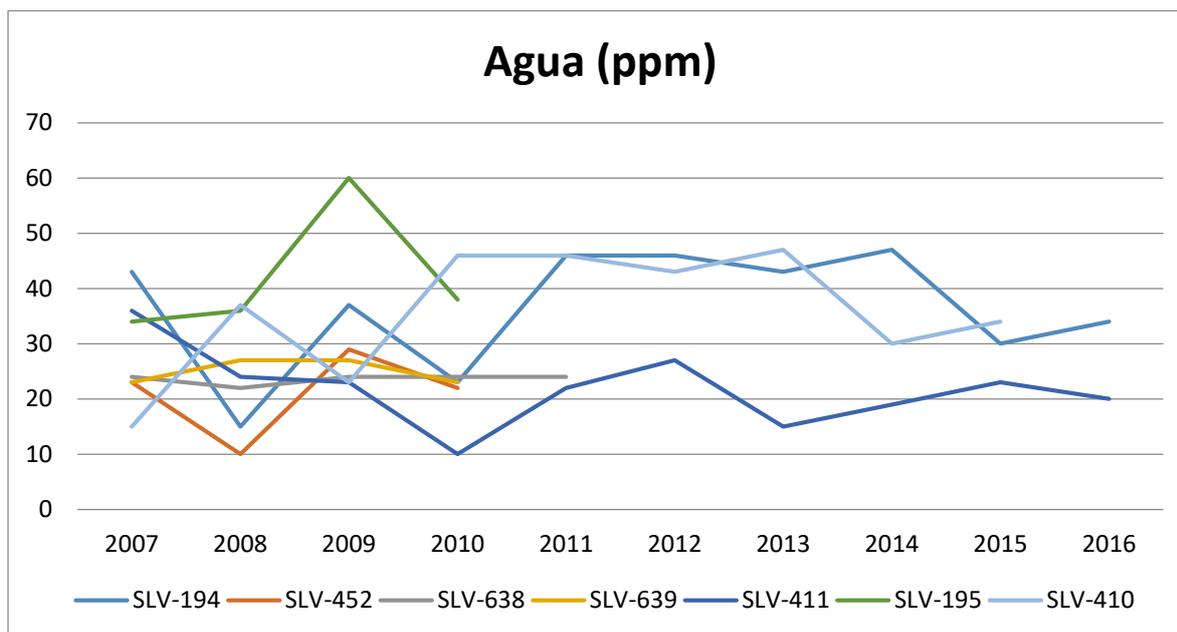
**Gráfica 44. Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 2.**



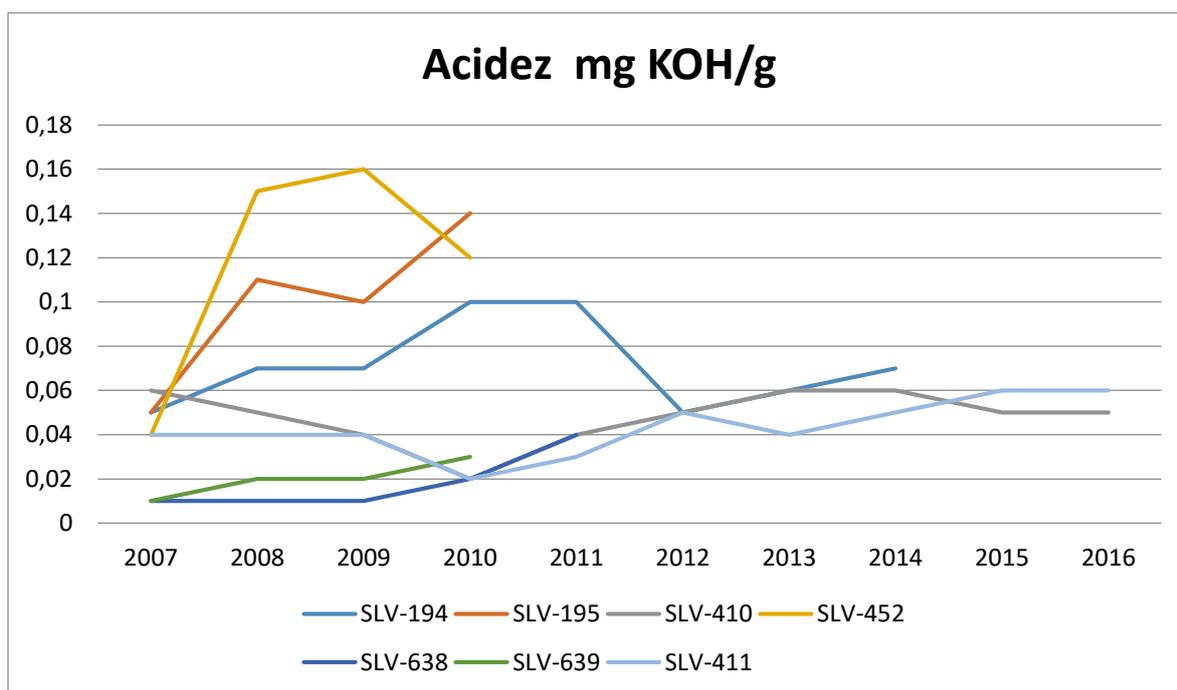
**Gráfica 45. Tensión interfazial de transformadores del grupo 2.**



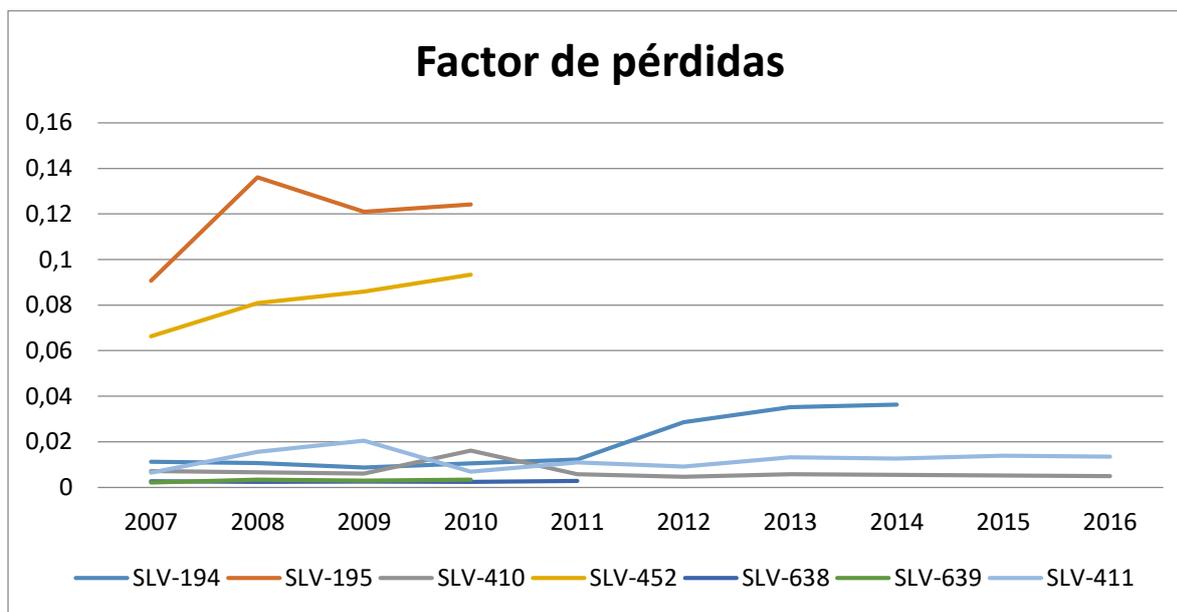
**Gráfica 46. Humedad de transformadores del grupo 3.**



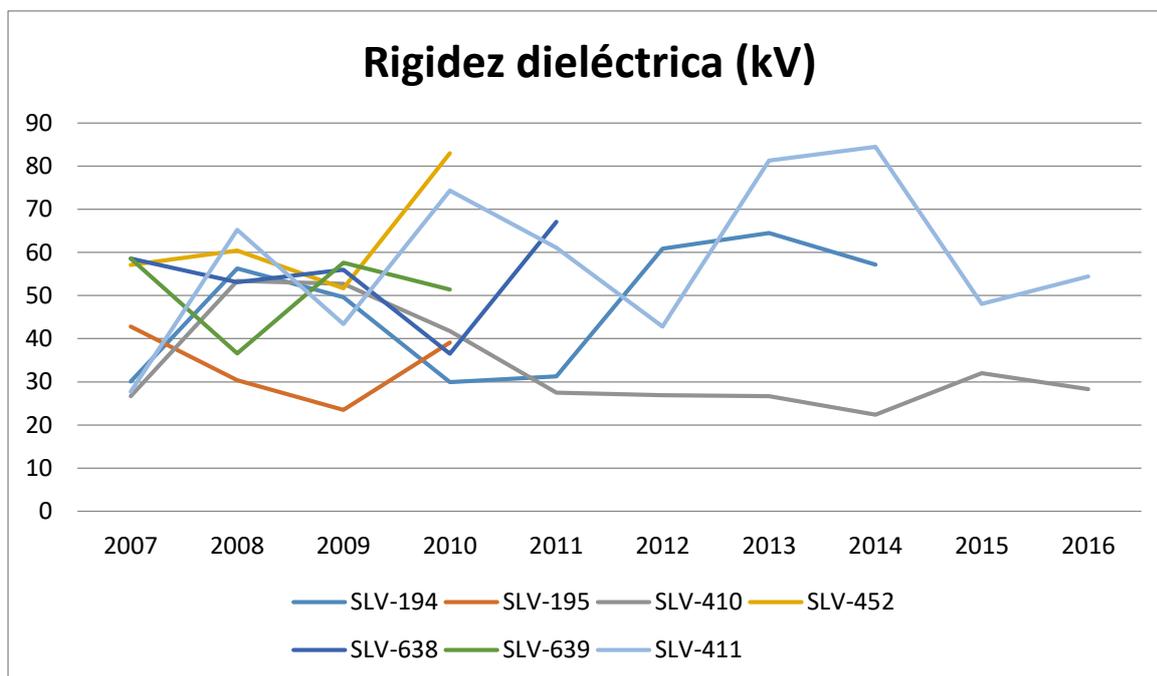
**Gráfica 47. Acidez de transformadores del grupo 3.**



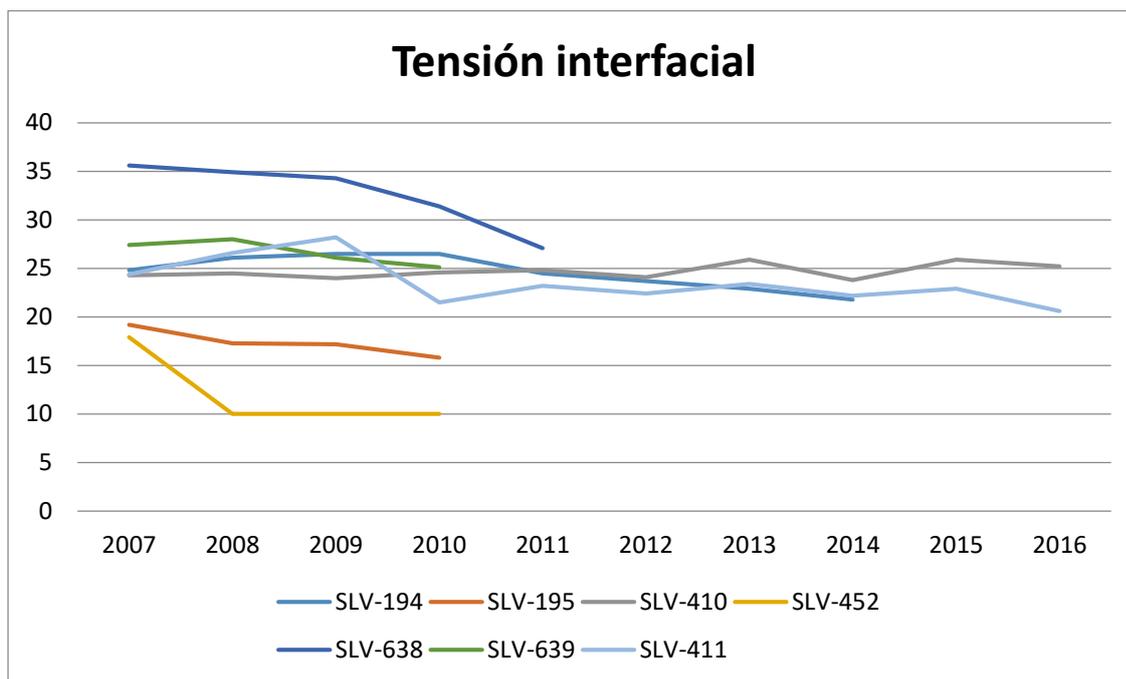
**Gráfica 48. Factor de pérdidas de transformadores del grupo 3.**



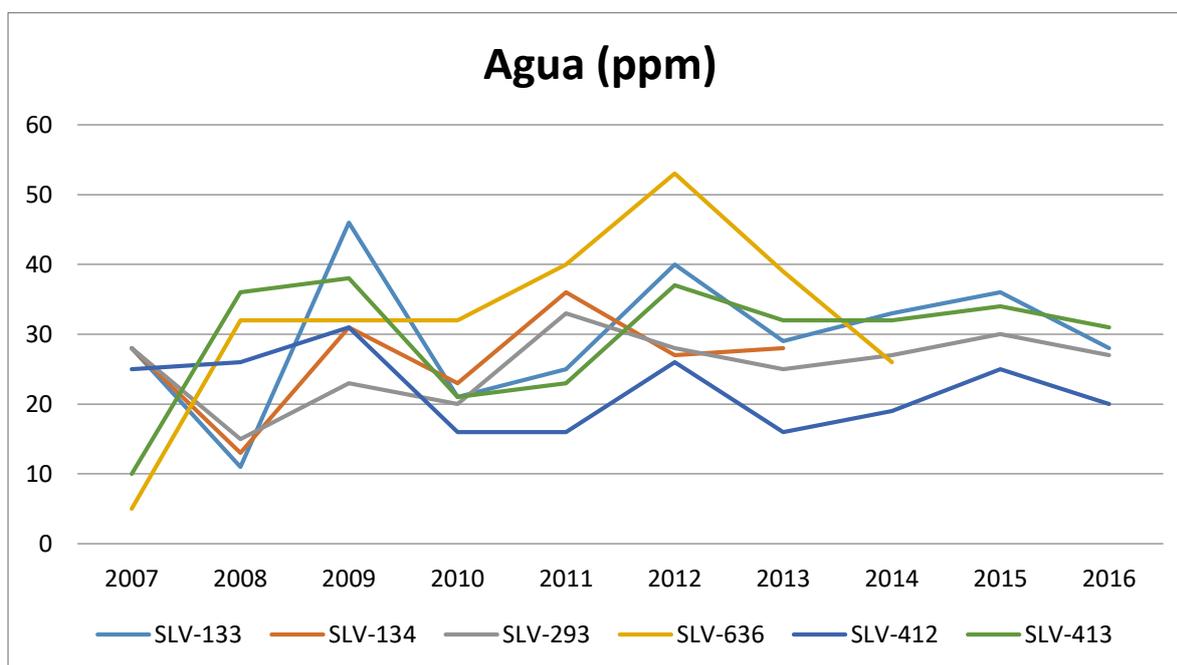
**Gráfica 49. Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 3.**



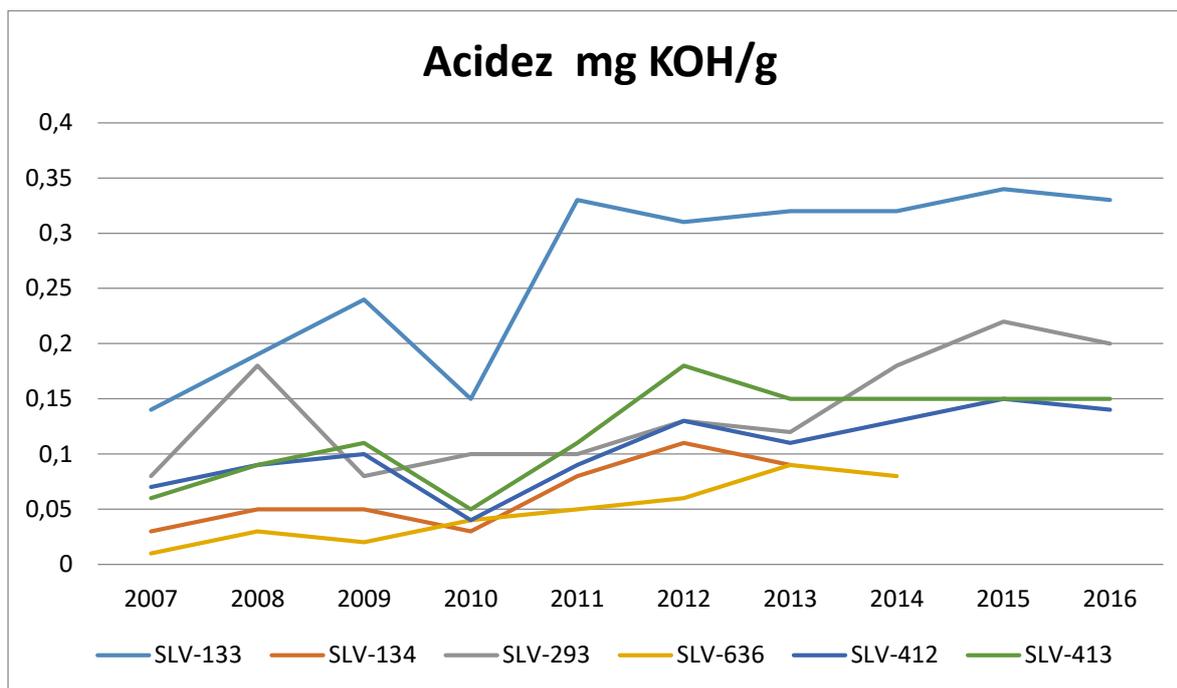
**Gráfica 50. Tensión interfacial de transformadores del grupo 3.**



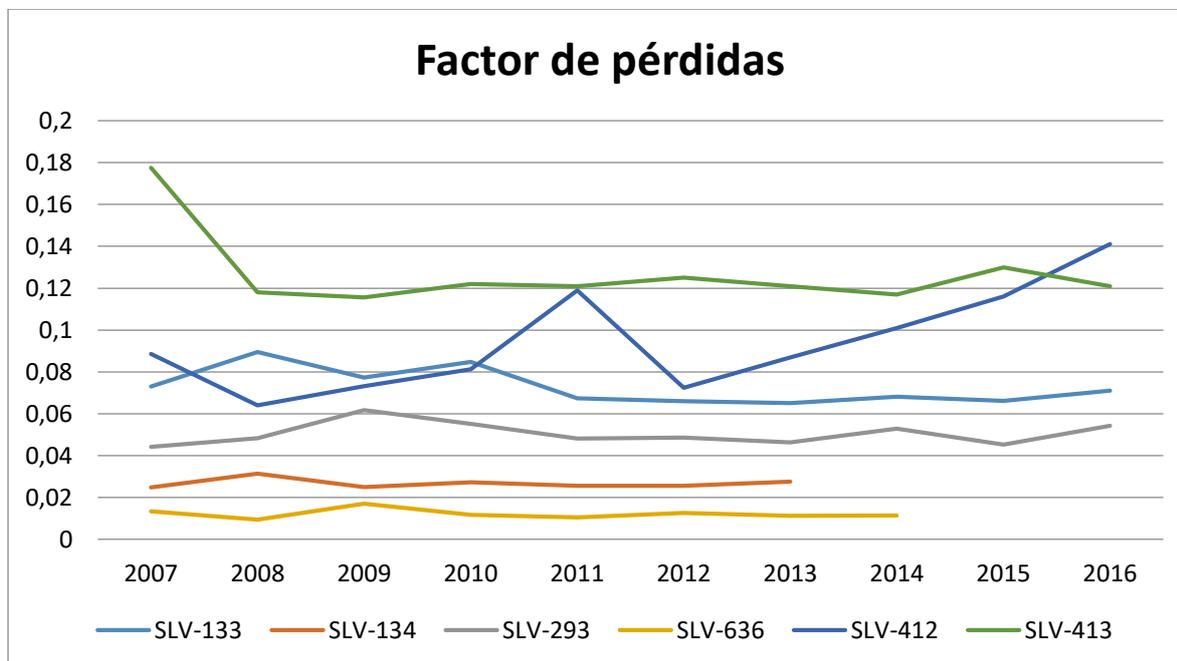
**Gráfica 51. Humedad de transformadores del grupo 4.**



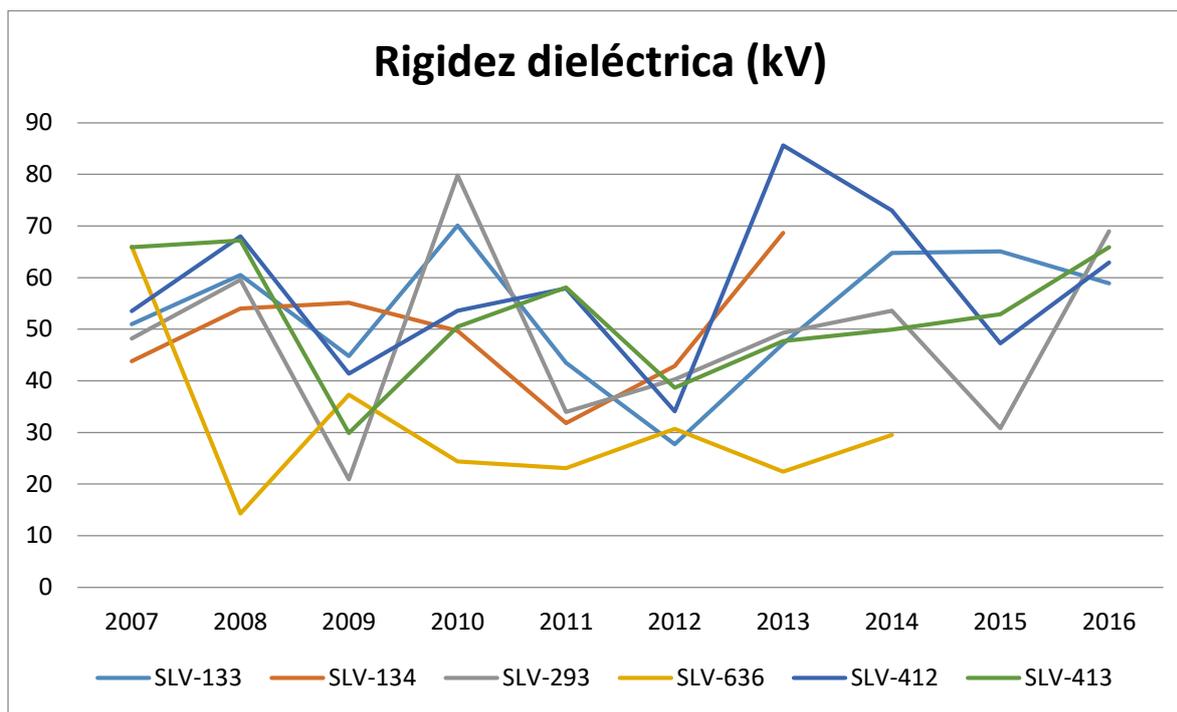
**Gráfica 52. Acidez de transformadores del grupo 4.**



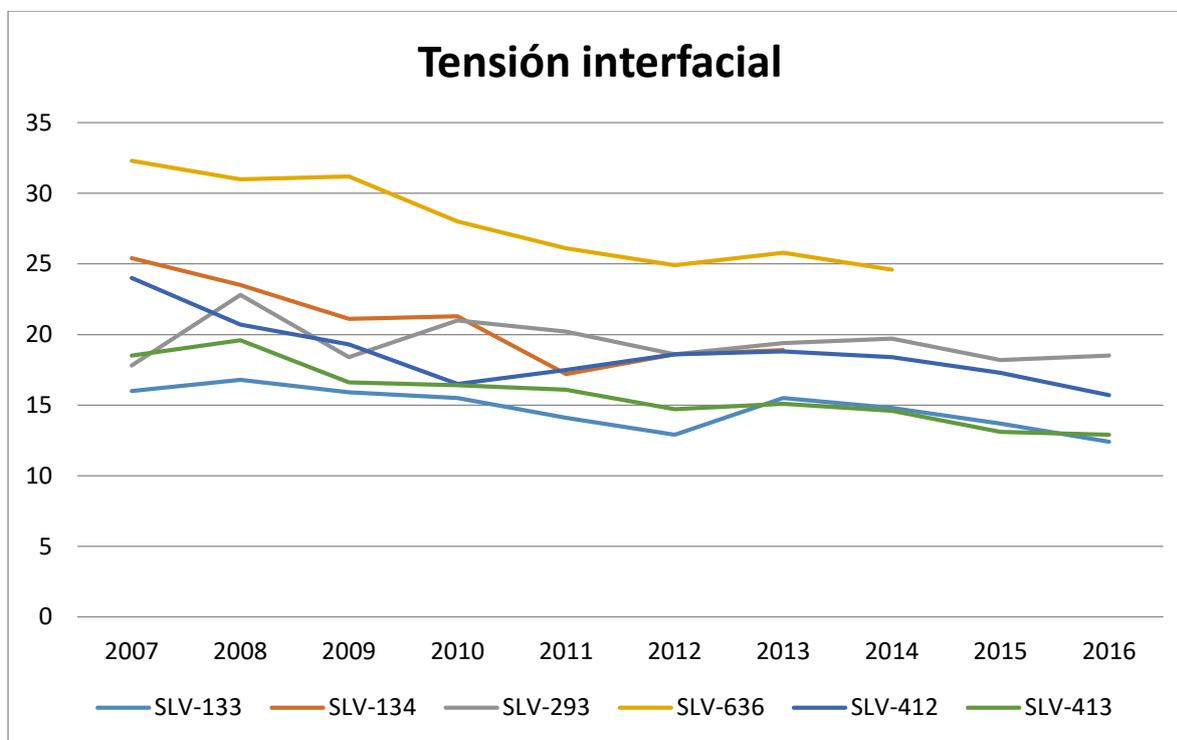
**Gráfica 53. Factor de transformadores del grupo 4.**



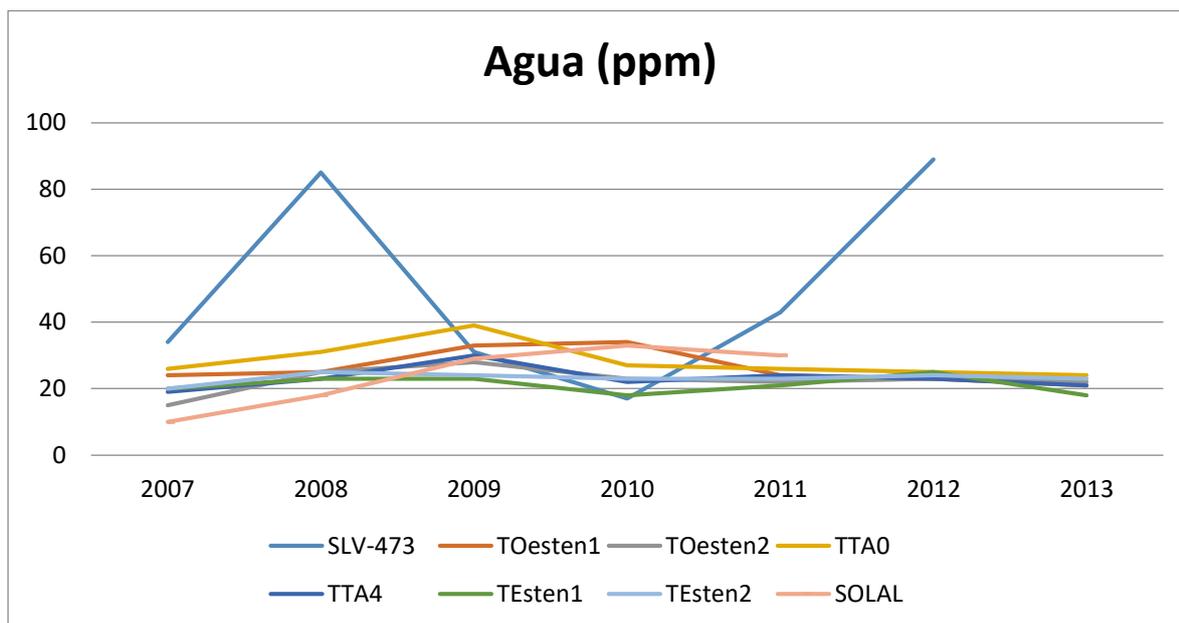
**Gráfica 54. Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 4.**



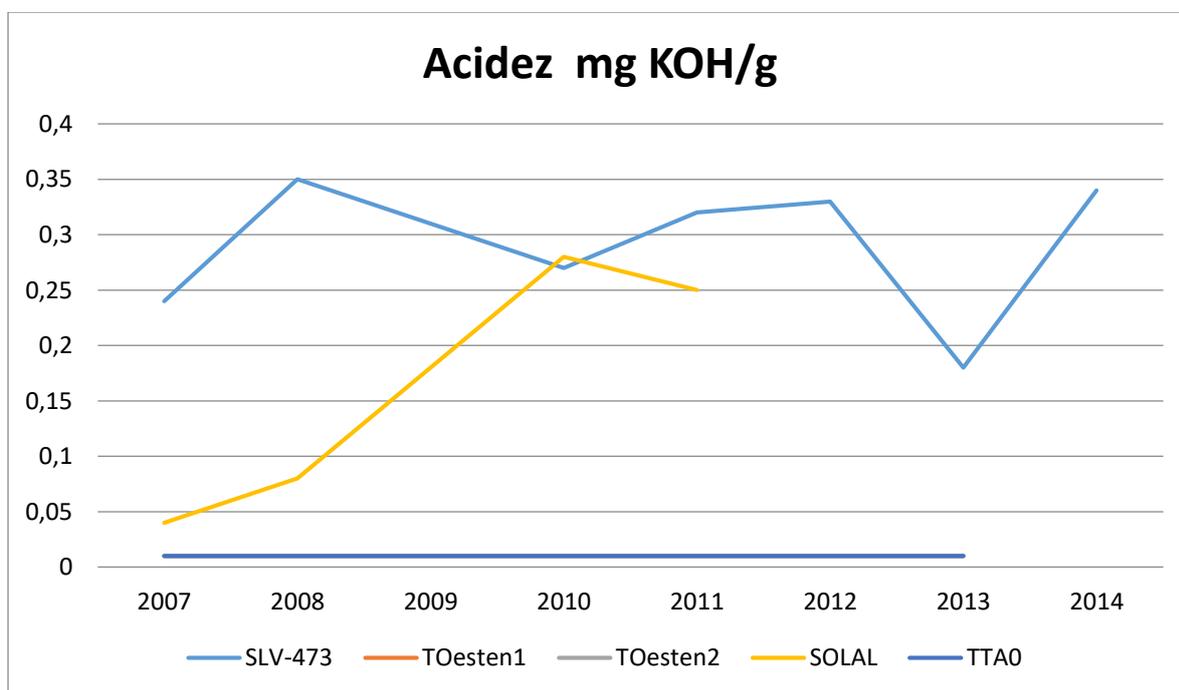
**Gráfica 55. Tensión interfacial de transformadores del grupo 4.**



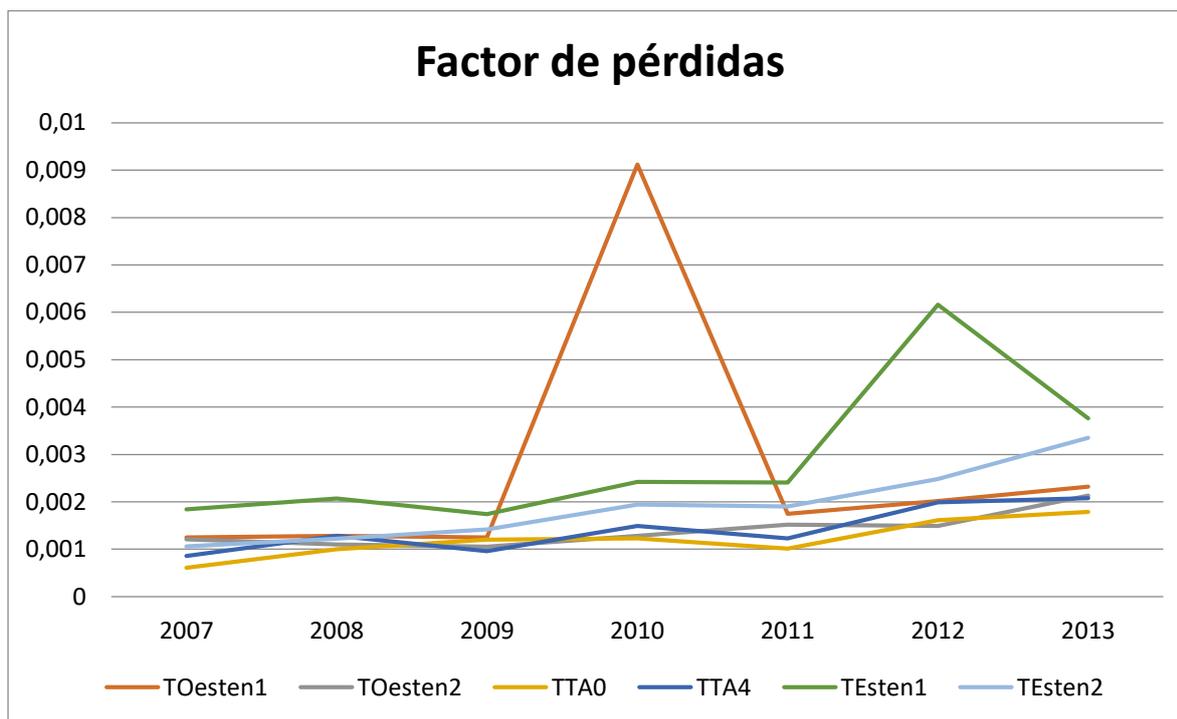
**Gráfica 56. Humedad de transformadores del grupo 5.**



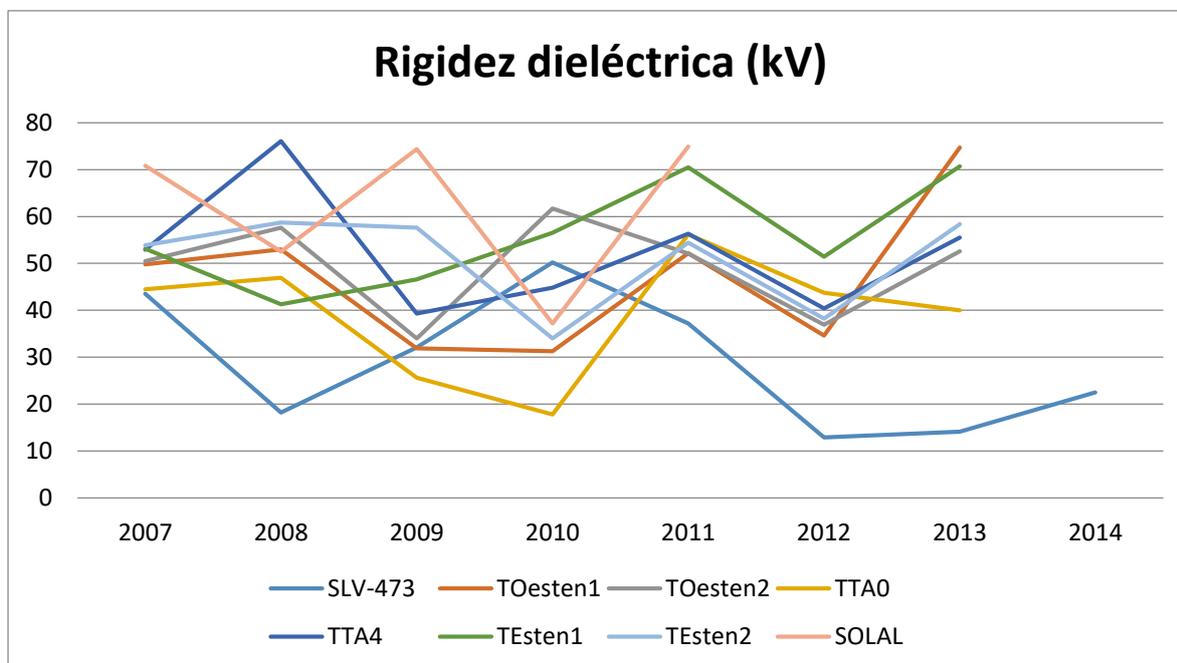
**Gráfica 57. Acidez de transformadores del grupo 5.**

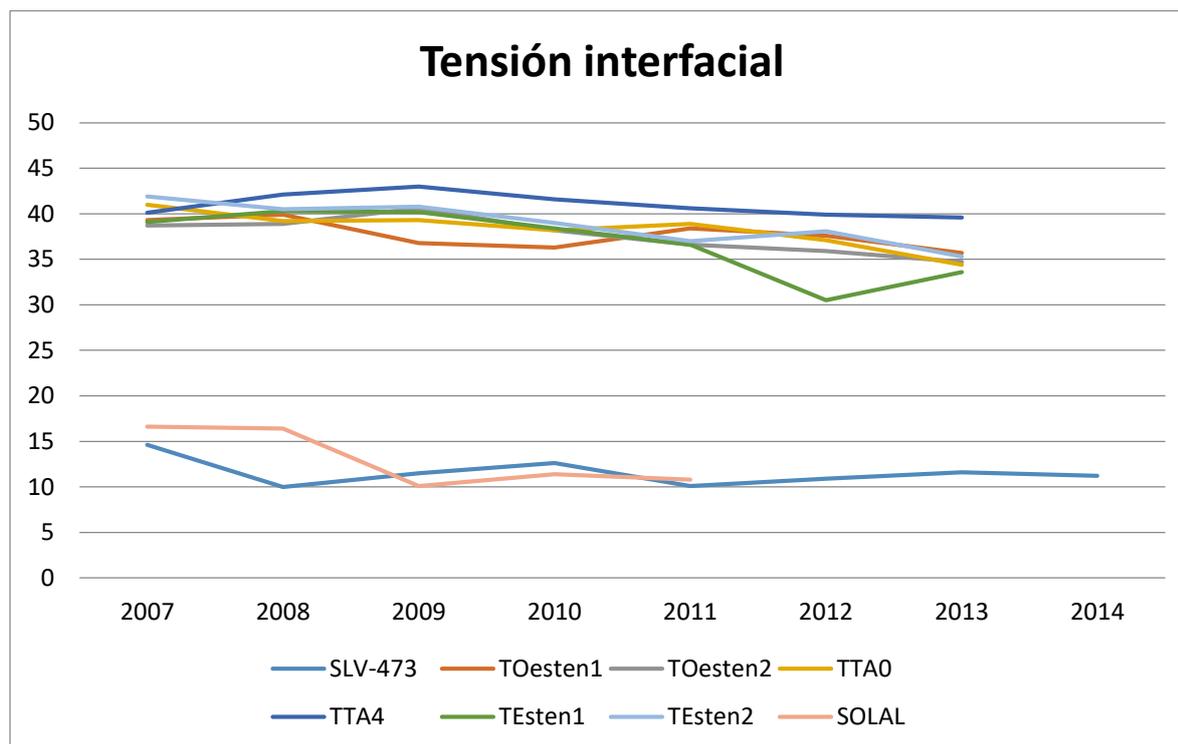


**Gráfica 58. Factor de pérdidas de transformadores del grupo 5.**



**Gráfica 59. Rigidez dieléctrica de transformadores del grupo 5.**



**Gráfica 60. Tensión de transformadores del grupo 5.**

Vamos a proceder a clasificar los transformadores en las clases mencionadas anteriormente.

Debido a la situación de ciertos transformadores, dividiremos la clase 2 en tres grupos, por un lado, los que necesitan solamente deshidratado, por otro sólo filtrado y el tercer grupo que lo formarán los transformadores que necesiten ambos transformadores.

Deshidratado: este grupo está formado por los transformadores SLV-535, SLV-179, SLV-499 y SLV-293.

Filtrado: lo forman los transformadores Testen2 y TOesten2. Con este proceso conseguiremos que aumente su tensión interfacial.

Los transformadores que necesitan de ambos procesos son: SLV-636, SLV-410, SLV-500, SLV-178, SLV-4, SLV-104, SLV-176 TOESTEN1, TTA0. Con este tratamiento reduciremos la humedad y aumentaremos la tensión

interfacial. A su vez, la reducción de la humedad conllevará un aumento de la rigidez dieléctrica.

A la clase 3, el grupo que necesita regeneración o de sustitución del aceite pertenecen los transformadores: SLV-509, SLV-493, SLV-530, SLV-529, SLV-461, SLV-473, SLV-133, SLV-361, SLV-387, SLV-638.

Por último, tenemos un grupo de transformadores que la inspección visual ha revelado que tiene partículas en suspensión, motivo por el cual ha disminuido su tensión interfacial, pero que de momento no necesitan ningún tipo de tratamiento. Lo constituyen los transformadores SLV-507, SLV-506, SLV-551, SLV-536, SLV-508, SLV-413, SLV-462, SLV-492. Nombramos este grupo porque conviene tenerlos vigilados ya que seguramente en el futuro cercano necesiten de un proceso de filtrado.

## **7 ÍNDICES DE SALUD**

### **7.1 ORIGEN**

Debido al elevado precio de los transformadores y su importancia en el sistema eléctrico, surgió la necesidad de una herramienta que nos permitiese conocer el estado de los transformadores. Se necesitaba de algún medio para poder hacer planes económicos en lo referente al sistema eléctrico y conocer que transformadores era necesario reemplazar con cierta antelación. Entonces aparecieron los índices de salud, los cuales nos aportan una información objetiva, basada únicamente en datos, sobre la salud de los transformadores.

Los índices de salud combinan inspecciones visuales de los transformadores, análisis en laboratorio (compuestos por test eléctrico y análisis de gases disueltos y de furanos) e información sobre las

condiciones de funcionamiento, para obtener un valor representativo de su salud global. Con este valor, podemos realizar las previsiones económicas porque conoceremos los transformadores en peor estado y que necesitan ser sustituidos, pero también nos es útil para saber que transformadores necesitan mayor vigilancia o algún tipo de mantenimiento. Así mismo, el valor obtenido nos sirve como una estimación del tiempo de vida que le queda al transformador.

El test eléctrico sirve para analizar la situación del bobinado, así como del papel aislante, y para determinar las pérdidas del transformador. La situación ideal es que las pérdidas no superen el 0,5% de la potencia transmitida por el transformador, pero no se consideran alarmantes hasta que superen el 1%. Estos porcentajes son aproximados, ya que, si el transformador opera en zonas muy cálidas, las pérdidas inevitablemente aumentarán, pero no tienen por qué implicar un mal funcionamiento.

Los análisis de gases disueltos y de furanos, así como las propiedades del aceite mineral ya han sido explicados con anterioridad.

La inspección visual nos aporta datos relativos al historial de la carga, color del aceite, partículas en suspensión....

## **7.2 OBJETIVO**

Utilizando toda esta información, y dando a cada factor el porcentaje adecuado de su impacto sobre el funcionamiento del transformador, logramos llegar a un valor que nos informa del estado global del transformador.

A la hora de interpretarlo, debemos tener en cuenta la edad y carga a la que han sido sometidos, y también su esperanza de vida. Que un

transformador al final de su funcionamiento obtenga un mal resultado no debería ser preocupante, pero sí que lo sería en caso de un transformador con pocos años de funcionamiento. Lo mismo ocurre para la carga, como observamos en la siguiente tabla, el deterioro del transformador se acelera bruscamente si el transformador funciona cerca de la plena carga o por encima, por lo que tendremos que tenerlo en cuenta a la hora de establecer la carga de cada transformador, y ser consecuentes con ello a la hora de analizar el índice de salud.

Ahora procederemos a utilizar dos diferentes índices de salud propuestos, cuyas principales diferencias son que el primero se basa únicamente en los datos obtenidos por los análisis e inspecciones, mientras que el segundo también utiliza el tiempo de funcionamiento del transformador y tiene en cuenta la carga a la que ha sido sometido.

Para estudiar los índices de salud, en vez de agruparlos por potencias como hicimos con anterioridad, parece más conveniente realizarlo por edades, ya que los valores de los índices están más íntimamente ligados a la edad que a la potencia, y así las gráficas obtenidas tendrán resultados menos dispares.

## 8 ÍNDICE DE SALUD 1

### 8.1 INTRODUCCIÓN

Este primer índice está compuesto por tres subíndices, uno referente a las propiedades dieléctricas del aceite mineral, el segundo relacionado con los gases disueltos en el aceite y el último relacionado con el contenido de furanos del aceite. Cada uno de estos subíndices puede tomar los valores 0, 1, 2, 3 o 4. Pero no todos los subíndices tienen el mismo peso sobre el índice global, ya que cada uno de los factores influye en diferentes medidas en la salud.

En el caso del primer subíndice necesitamos conocer los siguientes parámetros del aceite:

1. Acidez (mg KOH/g)
2. Tensión interfacial
3. Humedad
4. Color
5. Factor de pérdidas
6. Rigidez dieléctrica

Para el primer subíndice utilizaremos la siguiente fórmula:

$$I(1) = \frac{\sum_{j=1}^6 s_j w_j}{\sum_{j=1}^6 w_j} \quad (8)$$

Los valores que necesitamos introducir en la fórmula los obtenemos utilizando la siguiente tabla con los parámetros que ya hemos mencionado con anterioridad.

**Tabla 22. Parámetros para el cálculo del subíndice 1 del primer índice de salud.**

	<b>U ≤ 69</b>	<b>69 &lt; U &lt; 230</b>	<b>U ≥ 230</b>	<b>s<sub>j</sub></b>	<b>w<sub>j</sub></b>
<b>Rigidez dieléctrica (kV)</b>	≥ 45	≥ 52	≥ 60	1	3
	35 - 45	47 - 52	50 - 60	2	
	30 - 35	35 - 47	40 - 50	3	
	≤ 30	≤ 35	≤ 40	4	
<b>Tensión interfacial (mN/m)</b>	≥ 25	≥ 30	≥ 32	1	2
	20 - 25	23 - 30	25 - 32	2	
	15 - 20	18 - 23	20 - 25	3	
	≤ 15	≤ 18	≤ 20	4	
<b>Acidez (mg KOH/g)</b>	≤ 0,05	≤ 0,04	≤ 0,03	1	1
	0,05 - 0,1	0,04 - 0,1	0,03 - 0,07	2	
	0,1 - 0,2	0,1 - 0,15	0,07 - 0,1	3	
	≥ 0,2	≥ 0,15	≥ 0,1	4	
<b>Humedad (mg/kg)</b>	≤ 30	≤ 20	≤ 15	1	4
	30 - 35	20 - 25	15 - 20	2	
	35 - 40	25 - 30	20 - 25	3	
	≥ 40	≥ 30	≥ 25	4	
<b>Color ASTM D1500</b>	≤ 1,5			1	2
	1,5 - 2			2	
	2 - 2,5			3	
	≥ 2,5			4	
<b>Factor de pérdidas</b>	≤ 0,1			1	3
	0,1 - 0,5			2	
	0,5 - 1			3	
	≥ 1			4	

Realizamos un proceso análogo para el segundo subíndice, acudiendo a la tabla mostrada a continuación con las concentraciones de gases disueltos (CO, CO<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>), e introducimos los resultados en la expresión:

$$I(2) = \frac{\sum_{j=1}^7 s_j w_j}{\sum_{j=1}^7 w_j} \quad (9)$$

**Tabla 23. Parámetros para el cálculo del subíndice 2 del primer índice de salud.**

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

Con la que calculamos el segundo subíndice.

Para el último subíndice, no hace falta realizar ningún cálculo, únicamente vamos a la tabla siguiente con la concentración de furanos y ya tenemos el tercer subíndice.

**Tabla 24. Valores del subíndice 3 del índice 1.**

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

Con todos los subíndices calculados, realizamos el cálculo:

$$I_1 = \frac{\sum_{j=1}^3 k_j I(j)}{4 * \sum_{j=1}^3 k_j} \quad (10)$$

Donde k son los pesos de cada uno de los subíndices, que son 8, 10 y 5 correspondientemente. Con esto, ya habremos hallado el índice de salud, pero ahora hay que saber interpretarlo. Este valor variará en el rango de 0

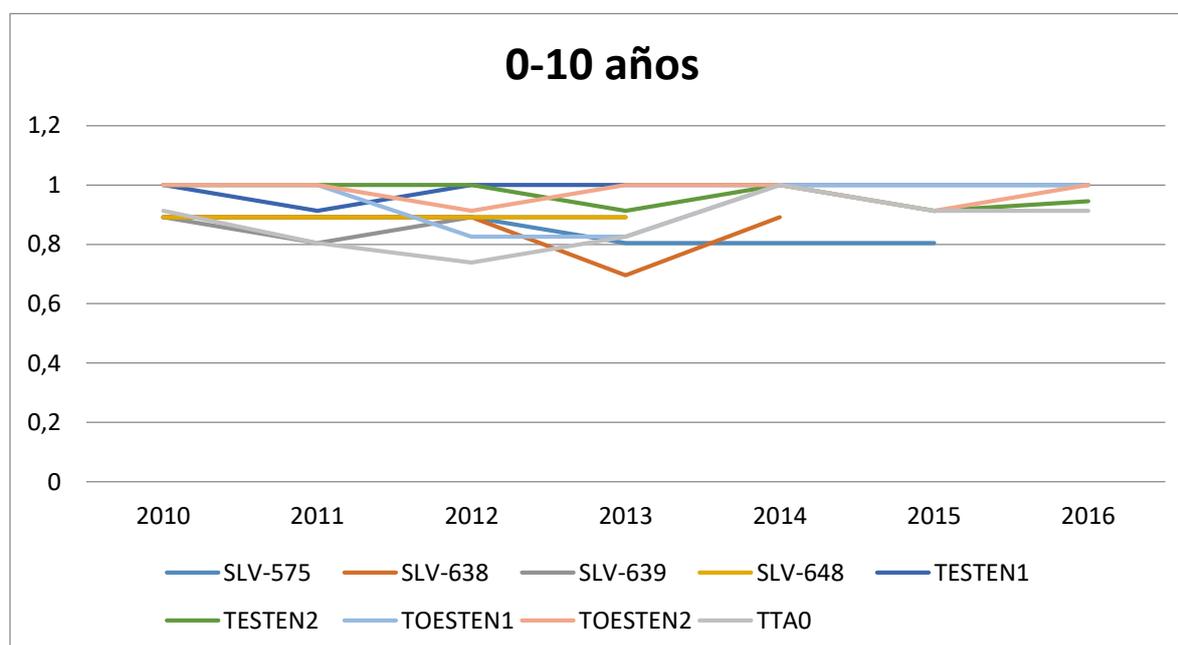
a 1, siendo 1 el mejor valor posible y 0 el peor. Cuando supera 0.7, el transformador está en buen estado, en el intervalo 0.5-0.7 tiene una salud aceptable. Si es inferior a 0.5 se considera que se encuentra en mal estado, y si es menor a 0.3 comienza a ser alarmante.

## 8.2 ANÁLISIS

Siguiendo este procedimiento, calculamos el índice de salud para nuestros transformadores a lo largo de varios años para comprobar su estado.

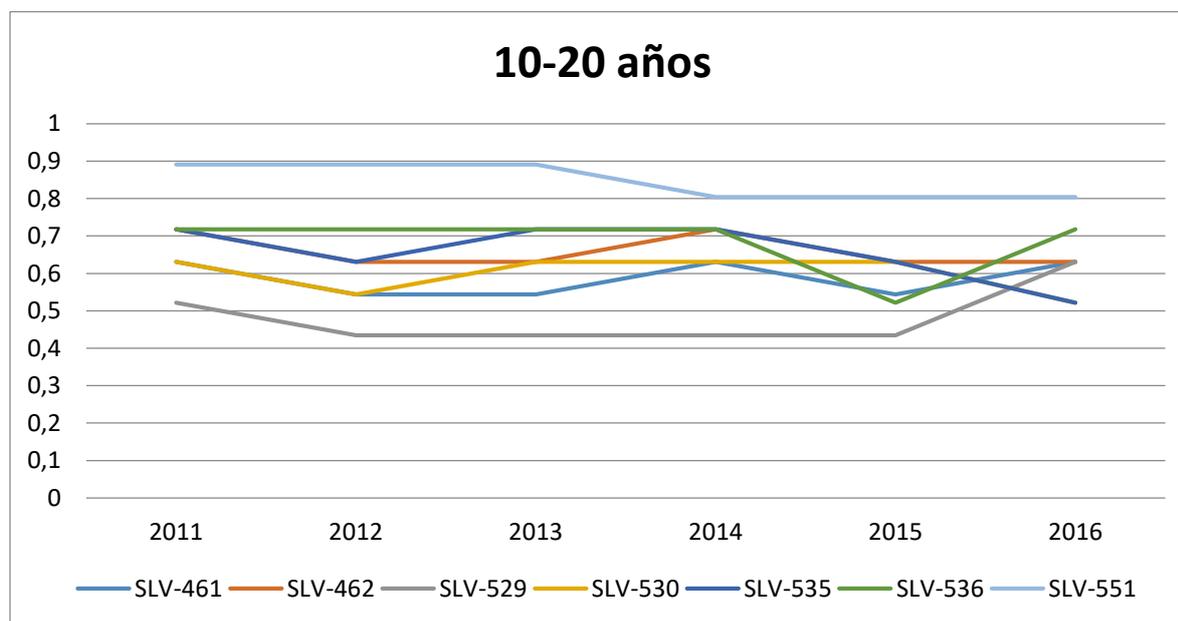
Comenzamos a representar la evolución de los índices de salud de forma conjunta en función de sus edades. El primer grupo son los transformadores que han pasado menos de 10 años desde su puesta en funcionamiento:

**Gráfica 61. Índice de salud 1 de transformadores menores de 10 años.**



Todos los valores son muy cercanos a la unidad, y valores muy constantes, como cabe esperar en transformadores recién puestos en marcha, por lo que no parece haber problemas.

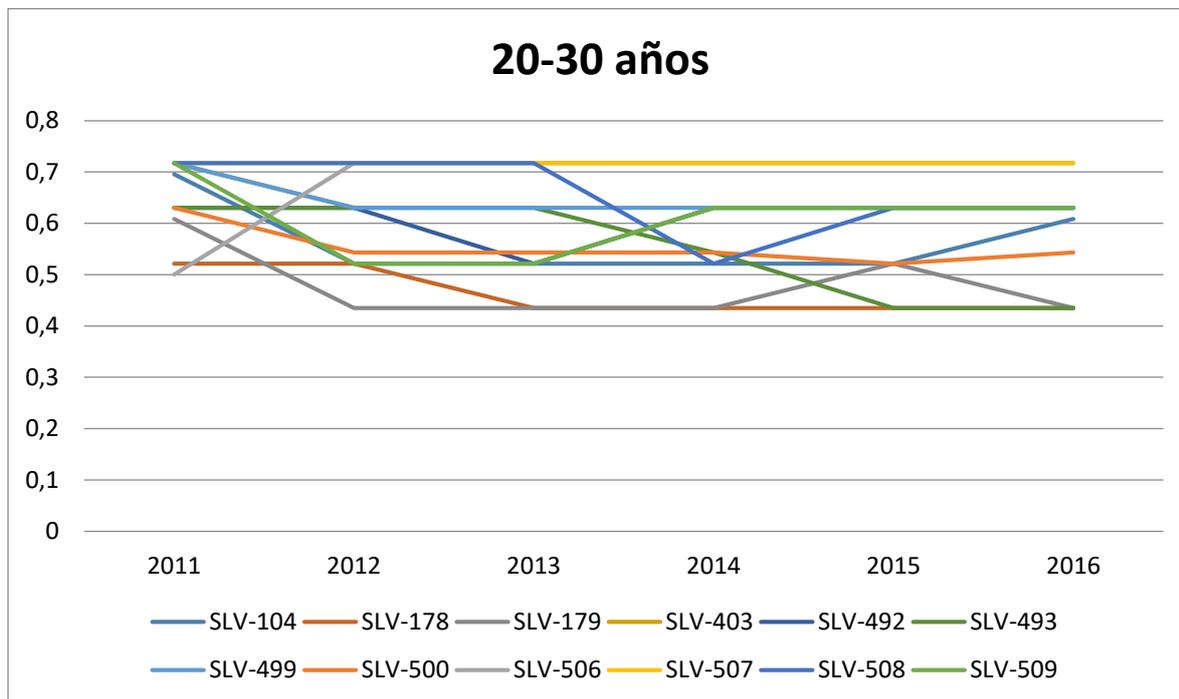
Los transformadores que llevan de 10 a 20 años funcionando han evolucionado de la siguiente manera:

**Gráfica 62. Índice de salud 1 de transformadores entre 10 y 20 años.**

En este grupo todo parece correcto también. El transformador SL-529 posee un índice de salud un poco bajo para su edad, pero no parece problemático. Con el transformador SLV-535 deberíamos aumentar la frecuencia de sus análisis, porque según el índice de salud, se está deteriorando a gran velocidad, por lo que lo recomendable sería incrementar su seguimiento por si fuesen necesarias medidas adicionales.

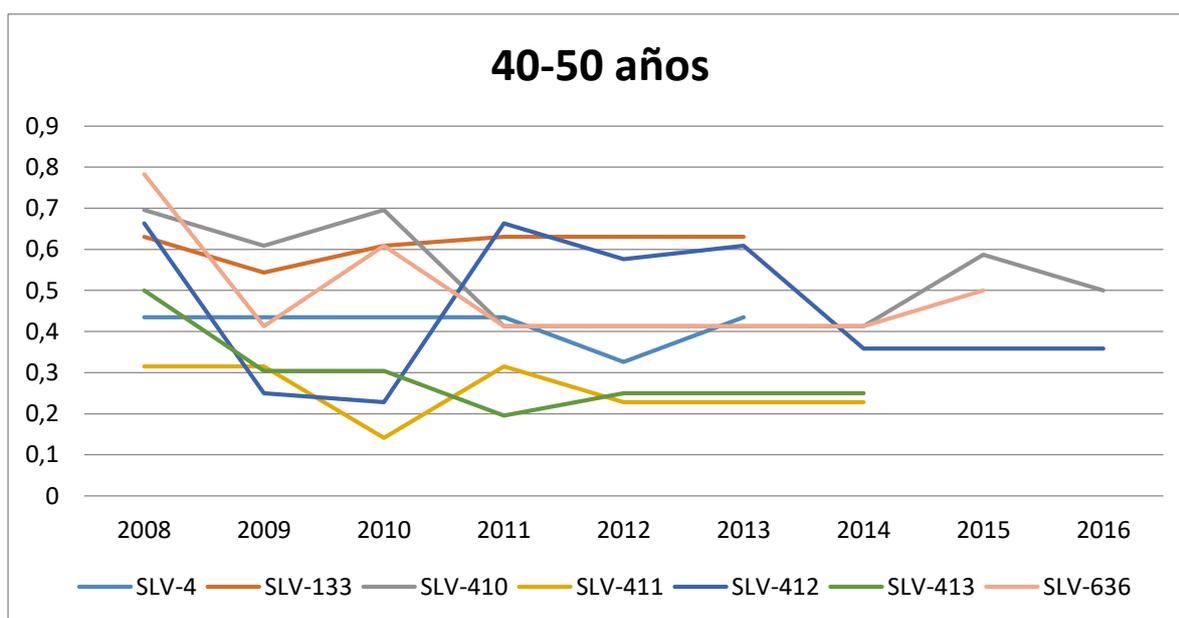
Ahora estudiamos los transformadores entre 20 y 30 años:

**Gráfica 63. Índice de salud 1 de transformadores entre 20 y 30 años.**



Acorde con el índice de salud que estamos usando, en este conjunto de transformadores no hay nada preocupante, ni respecto a los valores ni respecto a rápidas tasas de deterioro.

**Gráfica 64. Índice de salud 1 de transformadores entre 40 y 50 años.**



Los transformadores SLV-411, SLV-412 y SLV-413 son los que mayor seguimiento requieren, aunque todos se encuentran en avanzados estados de deterioro, algo lógico teniendo en cuenta que se encuentran al final de su vida útil. Por tanto, a excepción del transformador SLV-133, que según este índice está en un sorprendente buen estado, deberían ser analizados en menores intervalos de tiempo, porque la probabilidad de fallo es bastante más elevada que para el resto de transformadores.

## **9 ÍNDICE DE SALUD 2**

### **9.1 INTRODUCCIÓN**

Este índice de salud lo forman cuatro subíndices:

1. Relacionado con el estado del papel aislante.
2. Obtenido a partir del análisis de gases disueltos y de furanos.
3. Se basa en las propiedades del aceite mineral.
4. Relativo a la edad y la carga a la que ha sido sometido el transformador.

Este último subíndice es la principal diferencia con el anterior índice de salud. Para obtener el primer subíndice necesitamos las concentraciones de CO, CO<sub>2</sub> y de furanos. Con los valores de CO y CO<sub>2</sub> acudimos a la tabla a continuación y obtenemos los parámetros F1, F2 y F3, y entonces hallamos HI<sub>2</sub>(C, O), que es un tercio de la suma de estos tres parámetros. Ahora procedemos a obtener el parámetro relacionado con los furanos:

**Tabla 25. Parámetros para el cálculo del subíndice relacionado con el carbono del índice 2.**

Gas	Concentración (ppm)	a	b	$F_i$
<b>CO</b>	0 - 300	0,0067	0	$F_1 = a \cdot x + b$
	300 - 900	0,0017	1,5	
	900 - 1000	0,02	-4,97	
	1000 - 1400	0,0125	-7,5	
	> 1400	-	-	$F_1 = 10$
<b>CO<sub>2</sub></b>	0 - 2400	0,0008	0	$F_2 = a \cdot x + b$
	2400 - 3000	0,0033	-6	
	3000 - 5000	0,0005	2,4	
	5000 - 10000	0,0008	0,9	
	10000 - 13000	0,0003	5,9	
	> 13000	-	-	$F_2 = 10$
<b>CO + CO<sub>2</sub></b>	0 - 3000	0,00067	0	$F_3 = a \cdot x + b$
	3000 - 10000	0,00014	1,59	
	10000 - 170000	3,3 *	2,66	
	170000 - 350000	9,44 *	6,65	
	> 350000	-	-	$F_3 = 10$

$HI2(fur) = 3.344(C_{fur})^{0.413}$  , estando la concentración de furanos expresada en ppm.

Una vez ya obtenidos estos valores procedemos a calcular el primer subíndice,

$$I_2(1) = 0.3 * HI2(C, O) + 0.7 * HI2(fur) \quad (11)$$

Para el cálculo del segundo subíndice, vamos con las concentraciones de los gases disueltos (H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> y C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) a la siguiente tabla.

**Tabla 26. Parámetros para el cálculo del subíndice 2 del segundo índice de salud.**

Gas	Concentración (ppm)	a	b	F
$H_2$	$\leq 30$	0	0	$F_1 = a * x + b$
	30 - 50	0,1	-3	
	50 - 100	0,06	1	
	100 - 500	0,0125	3,75	
	$> 500$	-	-	$F_1 = 10$
$CH_4$	$\leq 10$	0	0	$F_2 = a * x + b$
	10 - 15	0,4	-2	
	15 - 125	0,0727	0,9	
	$> 125$	-	-	$F_2 = 10$
$C_2H_6$	$\leq 5$	0	0	$F_3 = a * x + b$
	5 - 20	0,133	-0,6667	
	20 - 35	0,2	-2	
	35 - 70	0,125	0,625	
	$> 70$	-	-	$F_3 = 10$
$C_2H_4$	$\leq 10$	0	0	$F_4 = a * x + b$
	10 - 30	0,1	-1	
	30 - 50	0,15	-2,5	
	50 - 75	0,04	3	
	$> 175$	-	-	$F_4 = 10$
$C_2H_2$	$\leq 0,5$	0	0	$F_5 = a * x + b$
	0,5 - 3	0,8	-0,4	
	3 - 5	1,5	-2,5	
	5 - 35	0,1667	4,167	
	$> 35$	-	-	$F_5 = 10$

Cada uno de esos valores lo multiplicamos por el peso que le ha sido asignado a cada uno de los gases, que se muestran a continuación. La suma de todos estos productos es el subíndice 2.

**Tabla 27. Pesos de cada uno de los gases disueltos para el índice 2.**

Gas	$w_j$
H <sub>2</sub>	0,231
CH <sub>4</sub>	0,2306
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,0772
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,2301
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,2312

$$I_2(2) = \sum_1^5 w_j F_j$$

El tercer subíndice tiene un proceso análogo al segundo. Ahora necesitaremos las siguientes propiedades del aceite mineral:

- Rigidez dieléctrica
- Acidez
- Humedad
- Factor de pérdidas

Y para el tercer subíndice comparamos las propiedades dieléctricas con las tablas siguiente, operando igual que antes hallaremos el tercer subíndice:

**Tabla 28. Tabla de acidez para el tercer subíndice del índice 2.**

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U ≥ 230 kV	
x (mg KOH/g)	$F_1$	x (mg KOH/g)	$F_1$	x (mg KOH/g)	$F_1$
$x \leq 0,015$	0	$x \leq 0,015$	0	$x \leq 0,015$	0
$0,015 < x \leq 0,1$	$25,53 * x - 0,353$	$0,015 < x \leq 0,1$	$25,53 * x - 0,353$	$0,015 < x \leq 0,05$	$51,14 * x - 0,857$
$0,1 < x \leq 0,2$	$20 * x$	$0,1 < x \leq 0,25$	$40 * x - 2$	$0,05 < x \leq 0,2$	$40 * x$
$0,2 < x \leq 0,3$	$40 * x - 4$	$x > 0,25$	10	$x > 0,2$	10
$x > 0,3$	10				

**Tabla 29. Tabla de rigidez dieléctrica para el tercer subíndice del índice 2.**

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U ≥ 230 kV	
x (kV)	F <sub>2</sub>	x (kV)	F <sub>2</sub>	x (kV)	F <sub>2</sub>
x > 45	0	x > 52	0	x > 60	0
43 < x ≤ 45	-x + 45	50 < x ≤ 52	-x + 52		
40 < x ≤ 43	0,667 * x + 30,68	47 < x ≤ 50	0,667 * x + 35,35	40 < x ≤ 60	-0,4 * x + 24
30 < x ≤ 40	-0,4 * x + 20	4 < x ≤ 47	-0,286 * x + 17,44		
x ≤ 30	10	35 < x ≤ 40	-0,4 * x + 22	x ≤ 40	10
		x ≤ 35	10		

**Tabla 30. Tabla de humedad para el tercer subíndice del índice 2.**

U ≤ 69 kV		69 kV < U < 230 kV		U ≥ 230 kV	
x (mg/kg)	F <sub>3</sub>	x (mg/kg)	F <sub>3</sub>	x (mg/kg)	F <sub>3</sub>
x ≤ 20	0	x ≤ 10	0	x ≤ 10	0
20 < x ≤ 30	0,2 * x - 4	10 < x ≤ 20	0,2 * x - 2	20 < x ≤ 30	0,4 * x - 4
30 < x ≤ 45	0,4 * x - 10	20 < x ≤ 35	0,4 * x - 6	x > 30	10
x > 45	10	x > 35	10		

**Tabla 31. Tabla del factor de pérdidas para el tercer subíndice del índice 2.**

Factor de pérdidas	F <sub>4</sub>
x ≤ 0,05	0
0,05 < x ≤ 0,15	20 * x - 1
0,15 < x ≤ 0,5	5,714 * x - 1
0,5 < x ≤ 1,5	4 * x + 2
x > 1,5	10

En esta tabla se recogen los pesos de cada propiedad:

**Tabla 32. Pesos de las propiedades del tercer subíndice del índice 2.**

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

Por tanto, el subíndice 3 será:

$$I_2(3) = \sum_1^4 w_j F_j \quad (12)$$

El último subíndice viene dado por la fórmula:

$$I_2(4) = HI_2(0) * e^{B(t_2-t_1)} \quad (13)$$

Los coeficientes  $HI_2(0)$  y B son respectivamente un factor inicial y uno de envejecimiento. El coeficiente B está relacionado con la esperanza de vida de los transformadores, así como con el factor de carga. El primero es adimensional y el segundo tiene como unidades  $(\text{años})^{-1}$ .

El valor  $HI_2(0)$  toma el valor 0.5 y el valor B se obtiene a partir de la siguiente formula:

$$B = \frac{\ln\left(\frac{6.5}{0.5}\right)}{E_v} * f_{load} \quad (14)$$

$E_v$  son los años de esperanza de vida, y  $f_{load}$  es el factor en el que se ve incrementado el valor B en función de la carga a la que es sometido el transformador.

El parámetro función de la carga lo conseguimos yendo a la siguiente tabla con el valor de la carga. Como no disponemos de la carga de los transformadores, realizaremos un barrido con los posibles valores del factor  $f_{load}$ , que además nos servirá para mostrar de forma ilustrativa como afecta la carga a la salud del transformador.

**Tabla 33. Factor de carga en función de la carga del transformador.**

Carga %	Factor de carga
0 - 40	1
40 - 60	1,05
60 - 70	1,1
70 - 80	1,25
80 - 150	1,6

Ahora que ya hemos hallado todos los subíndices, calculamos el índice global de salud:

$$I_2 = \sum_{i=1}^4 k_i * I_2(i) \quad (15)$$

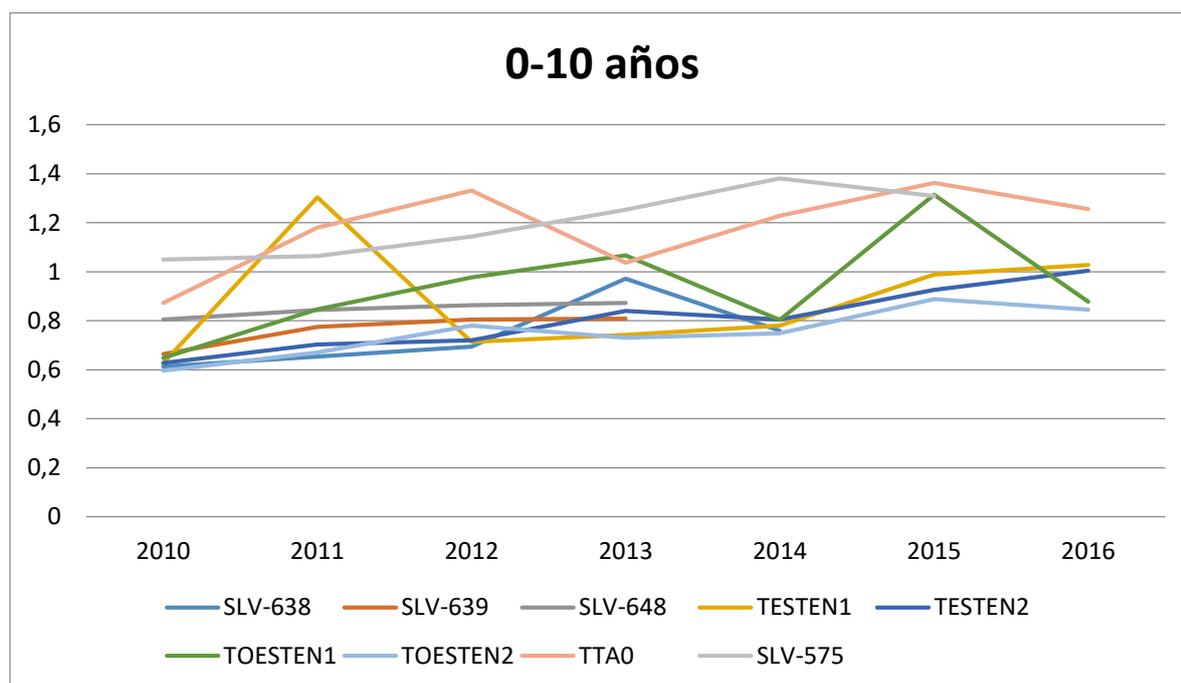
Donde  $k_i$  son los pesos de cada uno de los subíndices, que son 0.2661 para el primer subíndice, 0.0946 para el segundo, 0.0699 para el tercero, y 0.5695 para el último.

Una vez obtenido el índice, tenemos que saber interpretarlo. Tomará un valor entre 0 y 10, siendo 0 el mejor valor, y 10 el peor que puede obtener un transformador. Si el valor del índice es inferior a 3.5, el transformador se encuentra en muy buen estado. Si se encuentra entre 3.5 y 5.5, es un estado aceptable. En el rango de 5.5 a 7, el transformador se encuentra deteriorado, y si supera el 7, se encuentra en mal estado.

## 9.2 ANÁLISIS

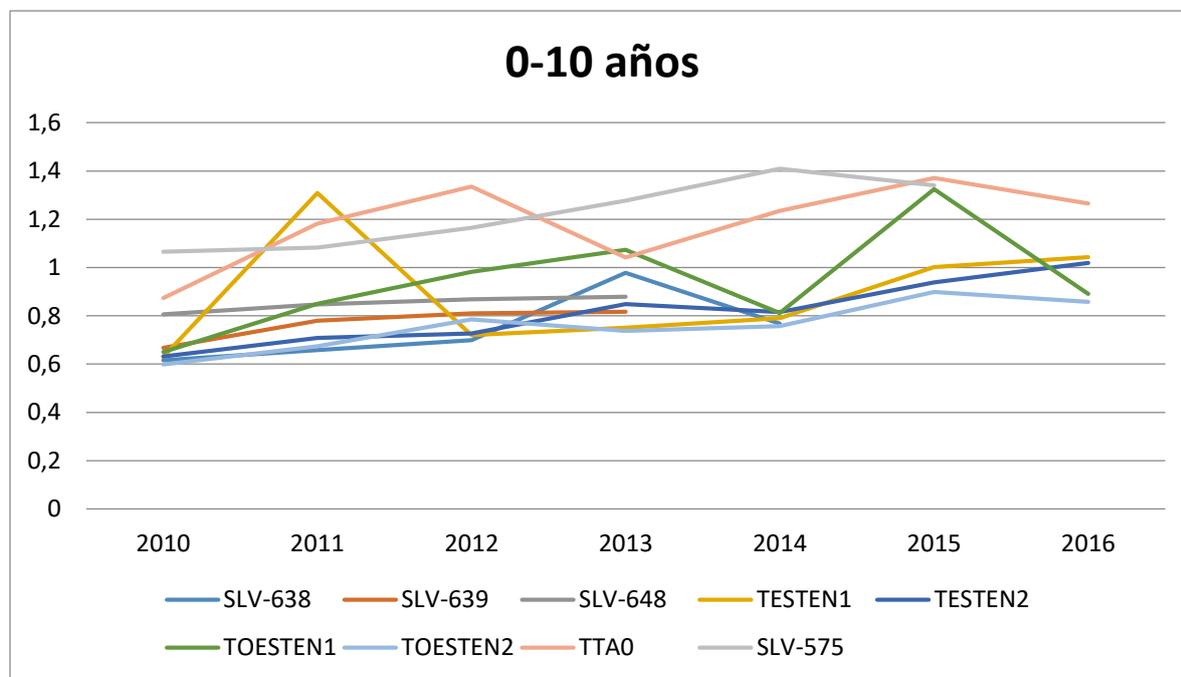
Vamos a representar la evolución del índice de salud a lo largo de un período de tiempo, en función de la carga a la que los han sometido. Comenzamos estudiando los transformadores con menos de 10 años. En esta primera gráfica se representa el índice suponiendo un factor de carga inferior al 40%.

**Gráfica 65. Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga inferior al 40%.**



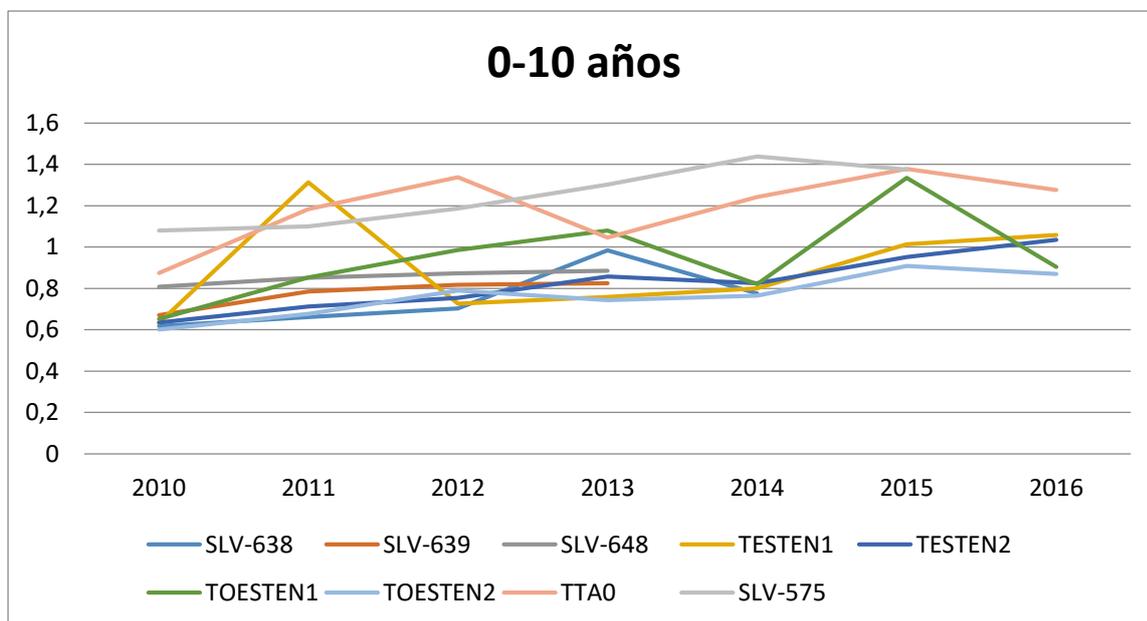
Ahora representamos para un factor comprendido entre 40 y 60%:

**Gráfica 66. Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 40 y 60%.**



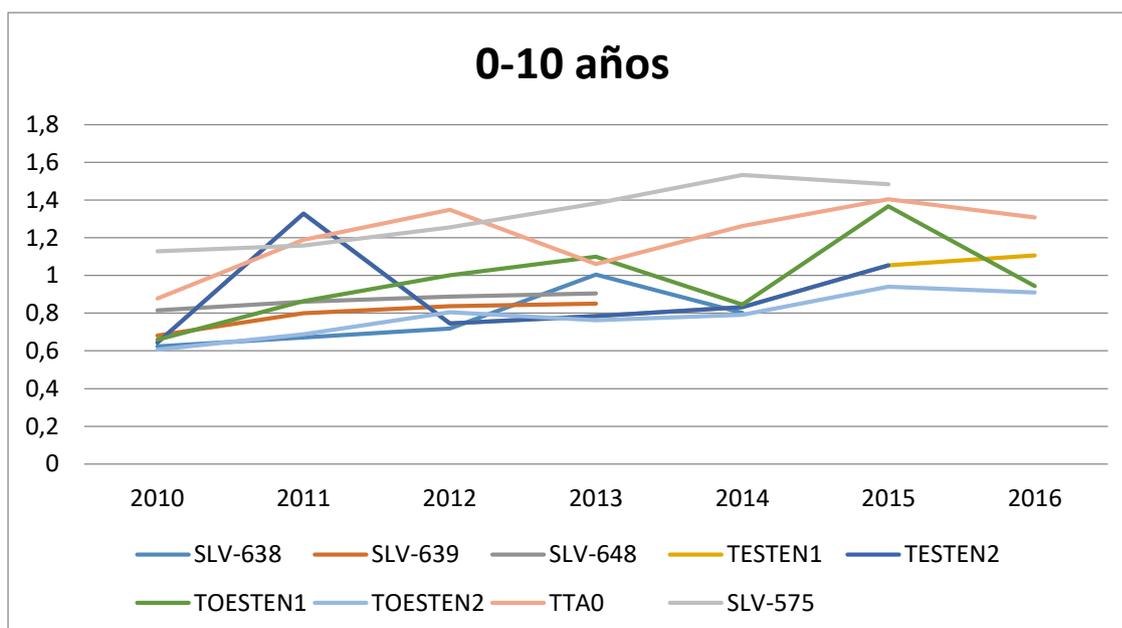
En el rango 60-70% de carga:

**Gráfica 67. Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 60 y el 70% de carga.**



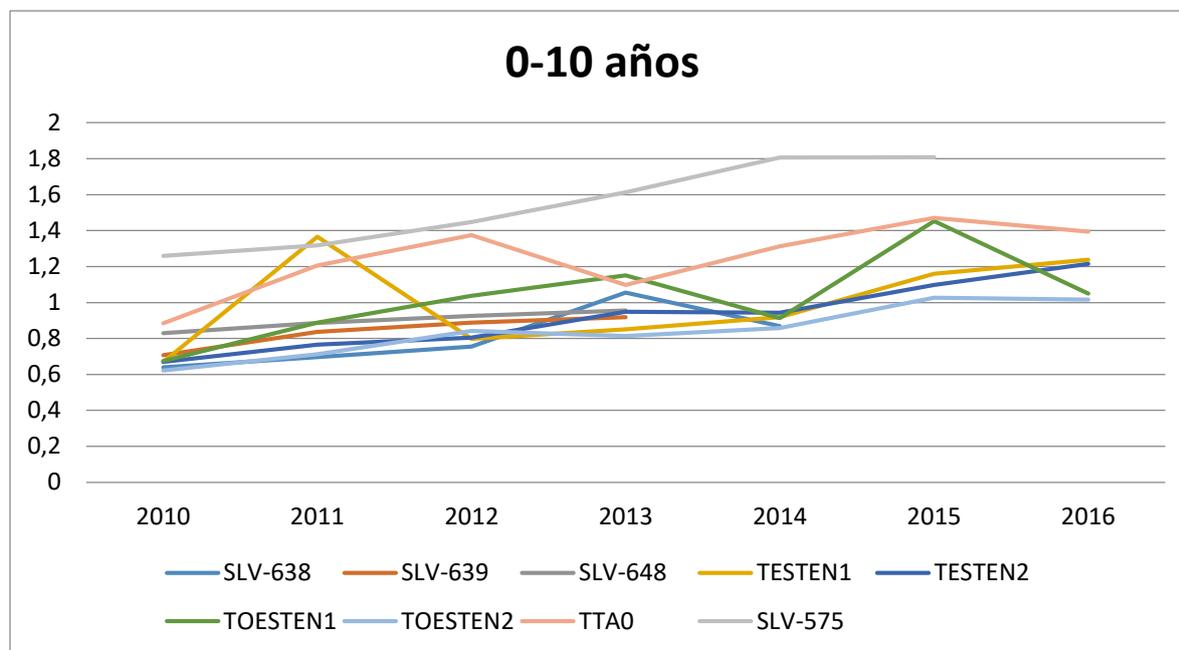
Para un factor de carga comprendido entre el 70 y el 80%:

**Gráfica 68. Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga entre el 70 y 80%.**



Y si el factor de carga supera el 80%:

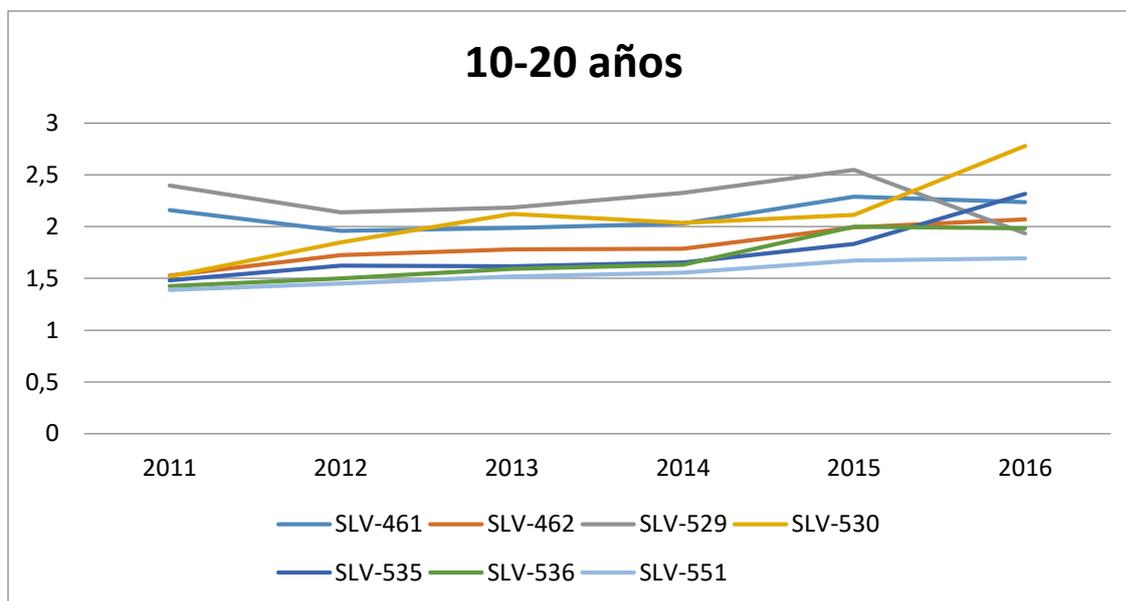
**Gráfica 69. Índice de salud 2 de transformadores menores de 10 años con carga superior al 80%.**



Analizando ahora el conjunto de las gráficas, vemos que los transformadores se encuentran todos en muy buen estado, como cabe esperar en transformadores de estas edades. Los diferentes factores de carga causan pequeñas diferencias ya que llevan poco tiempo en funcionamiento. Los deterioros causados por operar con un alto factor de carga se aprecian en mayor medida a largo plazo.

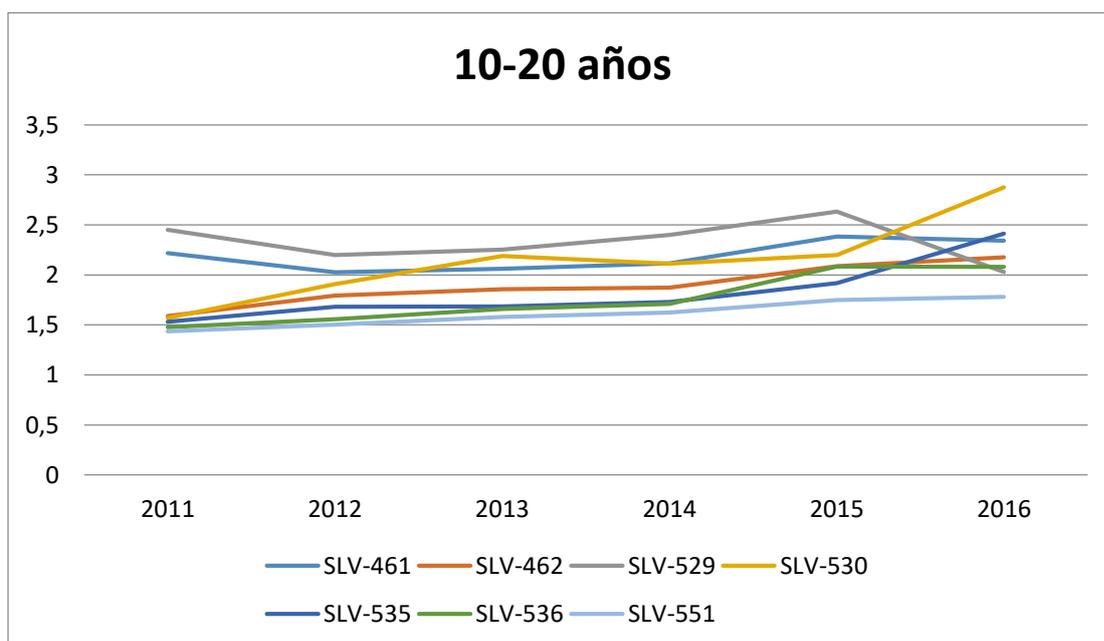
Los índices de salud obtenidos para los transformadores en el rango de 10 a 20 años son los siguientes. Para factores de carga menores del 40%:

**Gráfica 70. Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga inferior al 40%.**



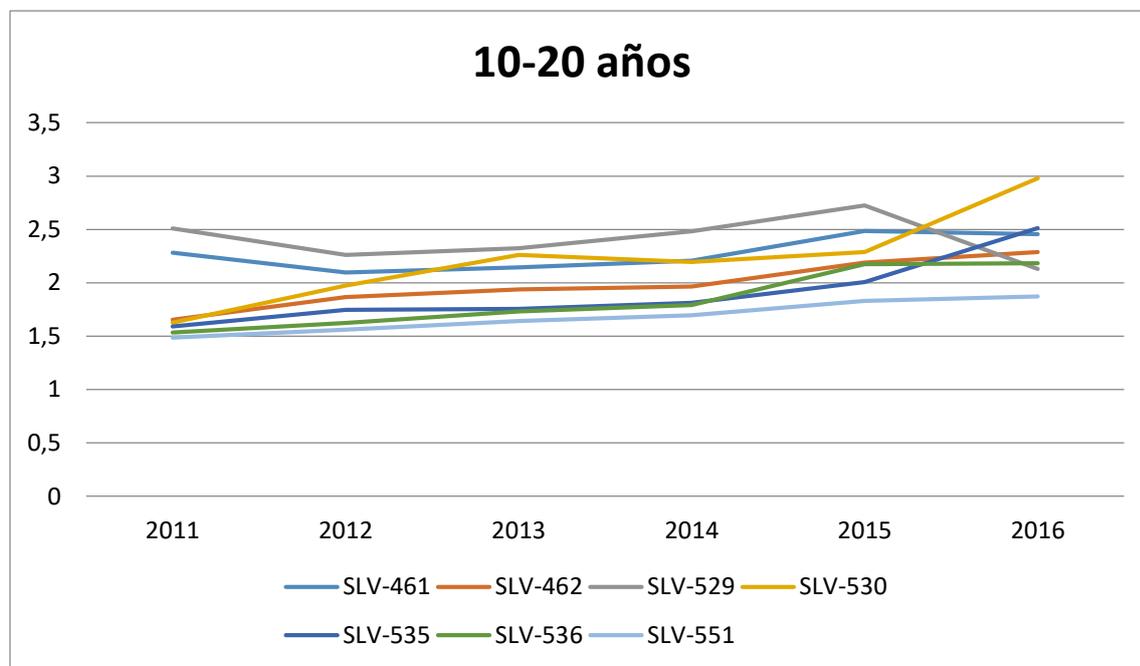
En el caso de factores comprendidos entre 40 y 60%:

**Gráfica 71. Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 40 y el 60 %.**



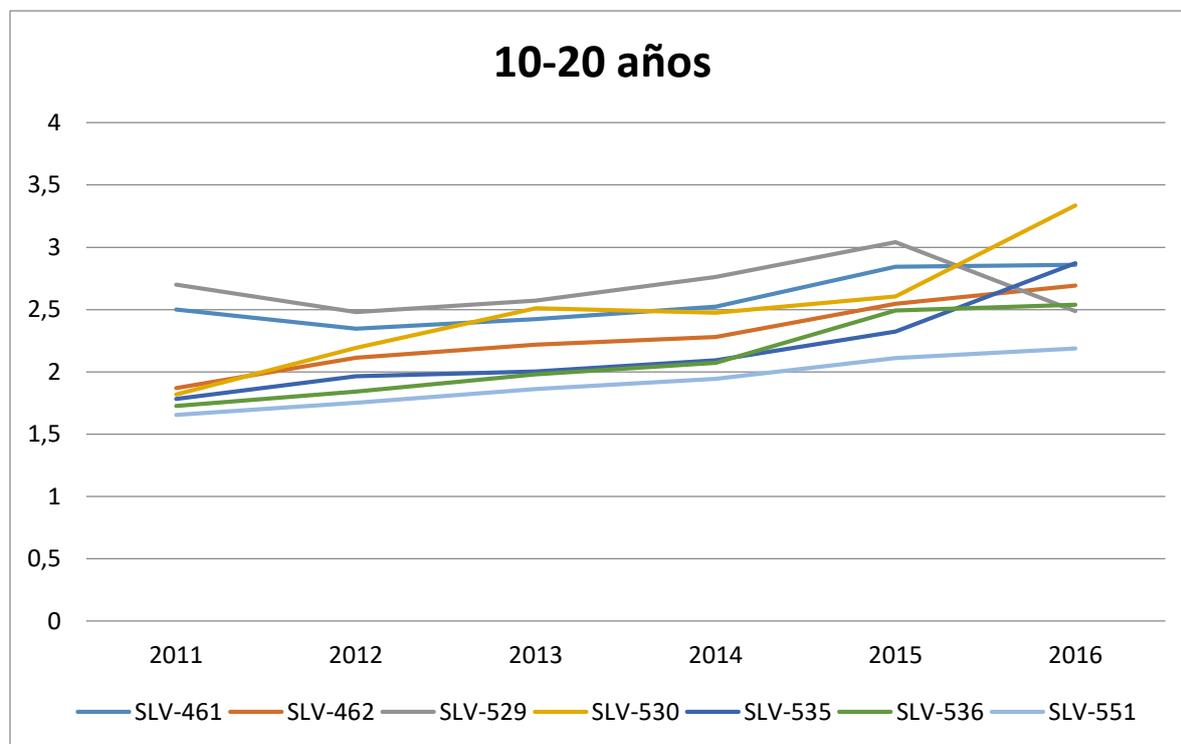
En el intervalo 60-70%:

**Gráfica 72. Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 60 y el 70%.**



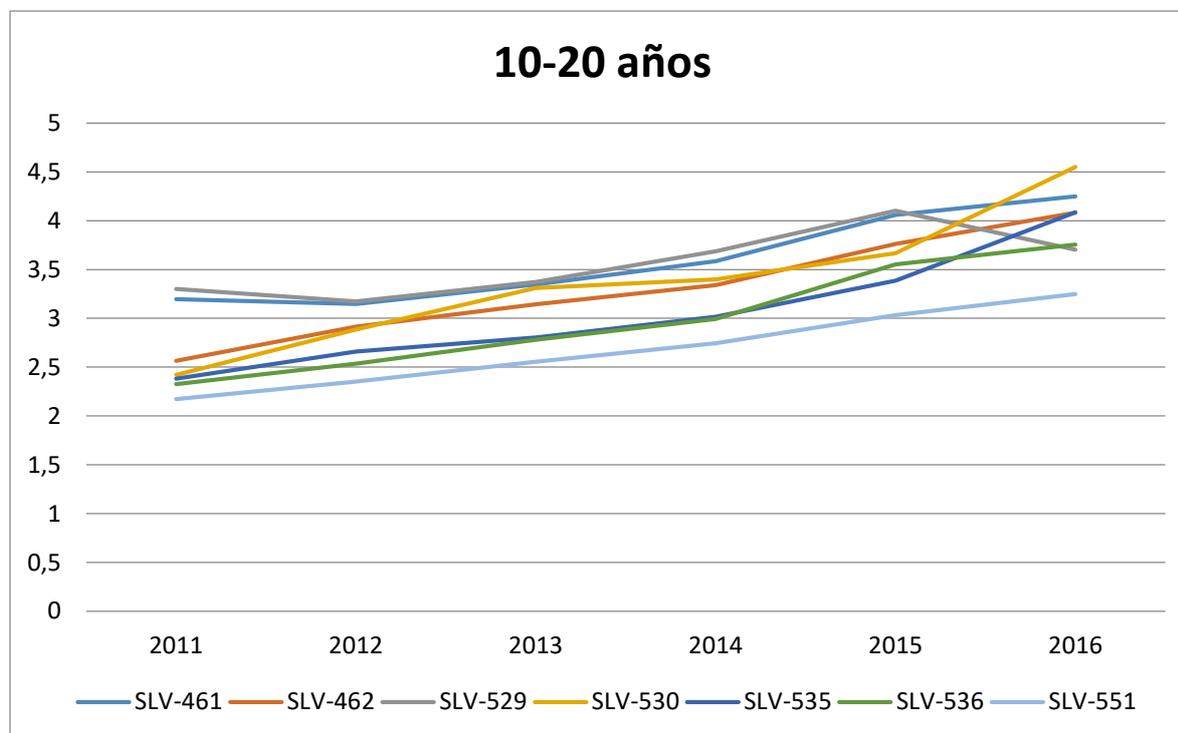
Para factores de carga entre el 70 y el 80%:

**Gráfica 73. Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga entre el 70 y el 80%.**



Y si se supera el 80%:

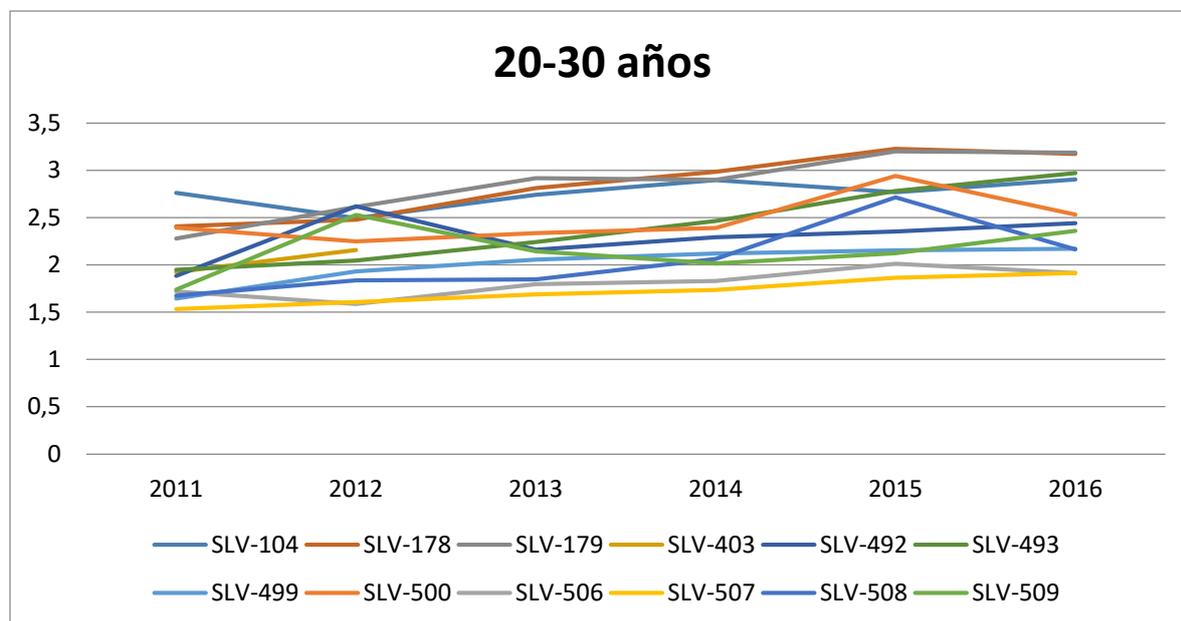
**Gráfica 74. Índice de salud 2 de transformadores entre 10 y 20 años con carga superior al 80%.**



Estos transformadores tienen unos índices de salud aceptables, se encuentran en los niveles normales acorde a su edad. Las pendientes de deterioro también parecen normales, pero para estos transformadores que ya llevan un mayor tiempo en funcionamiento, se acusa de mayor manera la importancia de la carga en el deterioro del transformador, especialmente para los que han superado el 80% de carga, llegando a estar cercanos a 5, lo que sería preocupante para estos transformadores ya que su proceso de deterioro está muy acelerado.

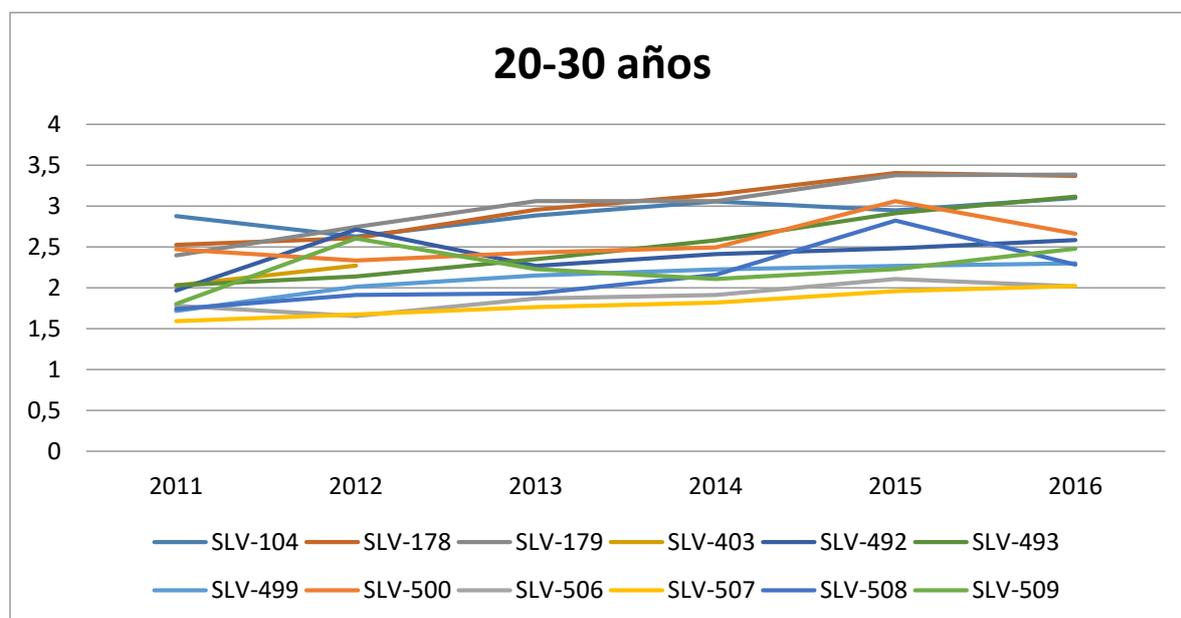
El grupo de transformadores mayores de 20 años y menores de 30 tiene las siguientes gráficas. Si suponemos el factor de carga inferior al 40%:

**Gráfica 75. Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga inferior al 40%.**



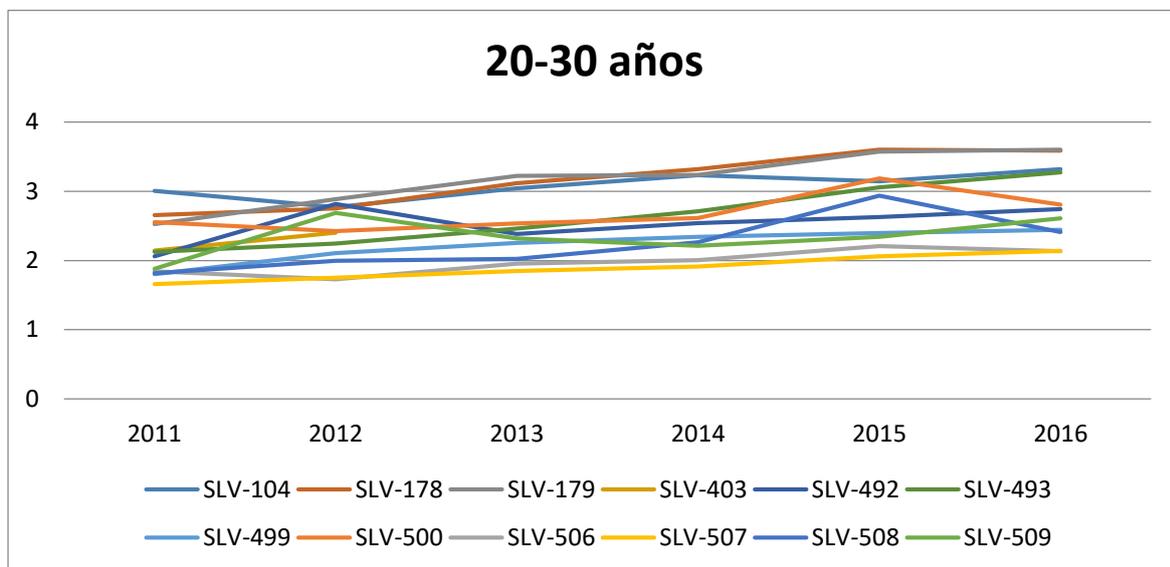
Si se encuentra entre el 40 y el 60%:

**Gráfica 76. Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 40 y el 60%.**



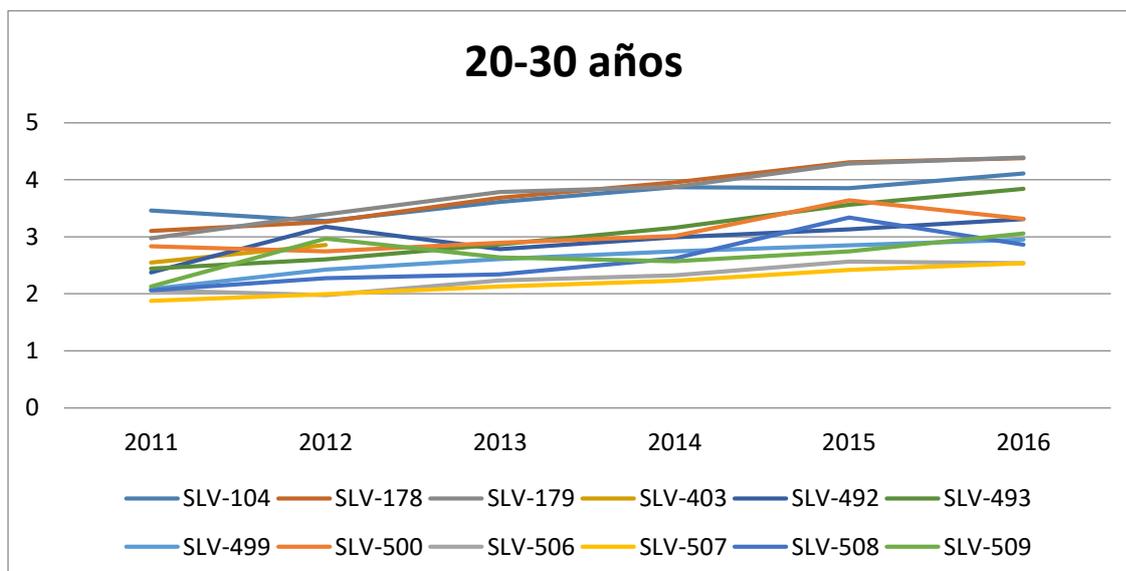
Para el intervalo 60-70%:

**Gráfica 77. Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 60 y el 70%.**



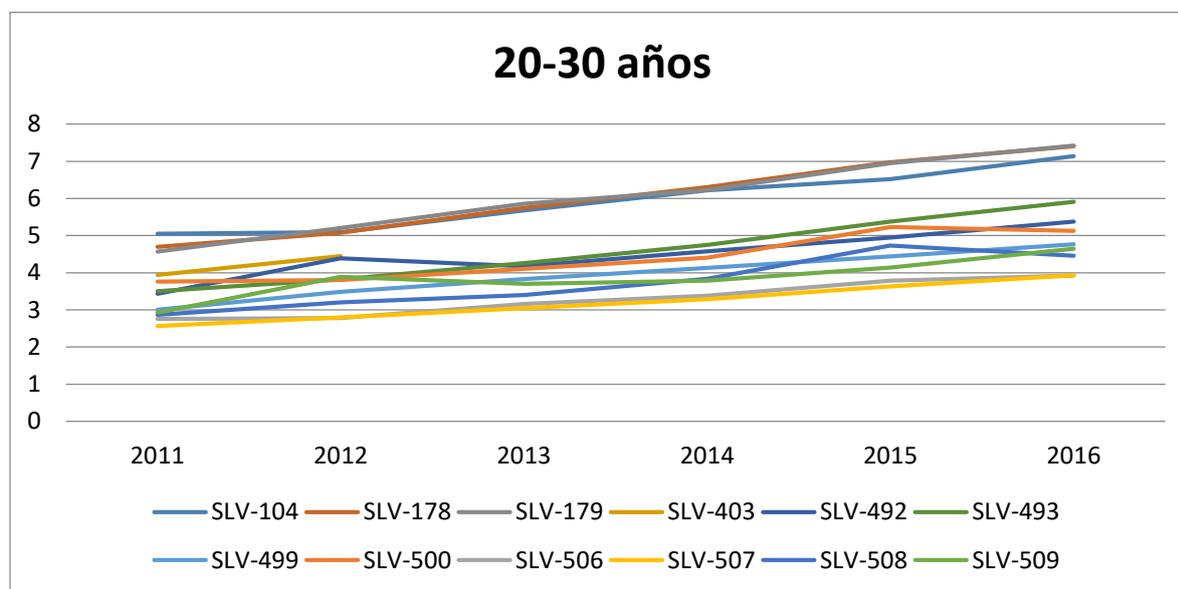
Para el intervalo 70-80%:

**Gráfica 78. Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga entre el 70 y el 80%.**



Si se supera el 80%:

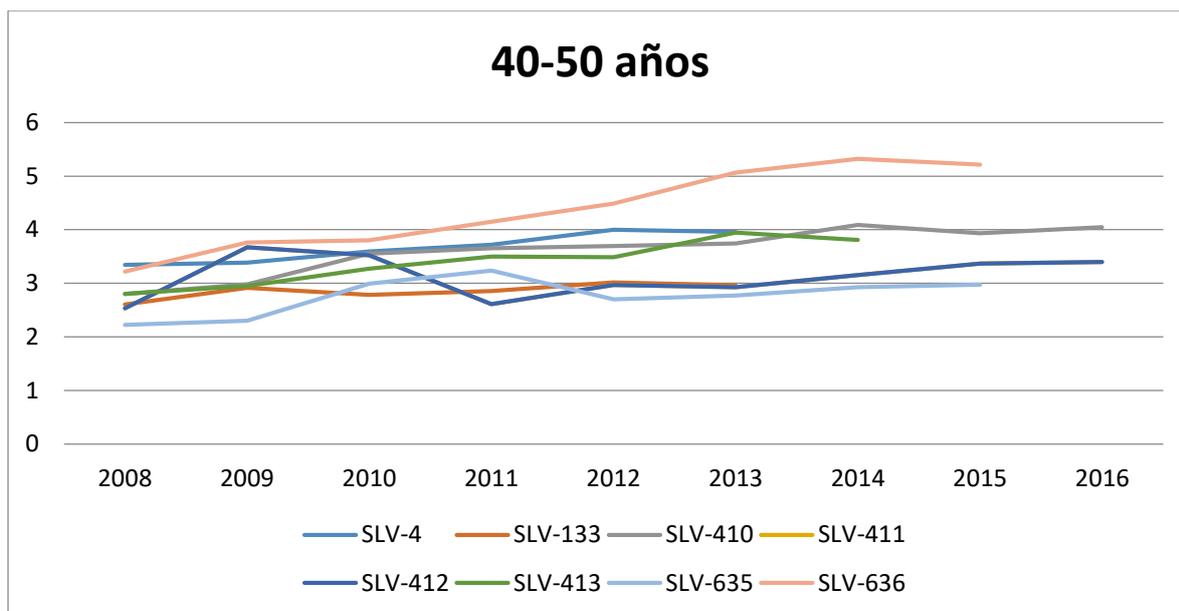
**Gráfica 79. Índice de salud 2 de transformadores entre 20 y 30 años con carga superior al 80%.**



Este grupo se encuentra también en muy buen estado para los años que llevan en funcionamiento, aunque sí que se observa un mayor rango de valores. Hay algunos transformadores que se encuentran en muy buen estado, mientras que otros se encuentran en bastante peor estado, aunque todos los índices toman valores adecuados para estas edades. En lo referente al factor de carga, en este grupo ya se hacen muy evidentes los problemas de funcionar con cargas elevadas. Operar durante largos períodos de tiempo a cargas elevadas, que conllevan sobrecalentamientos, deterioran de forma drástica la salud del transformador.

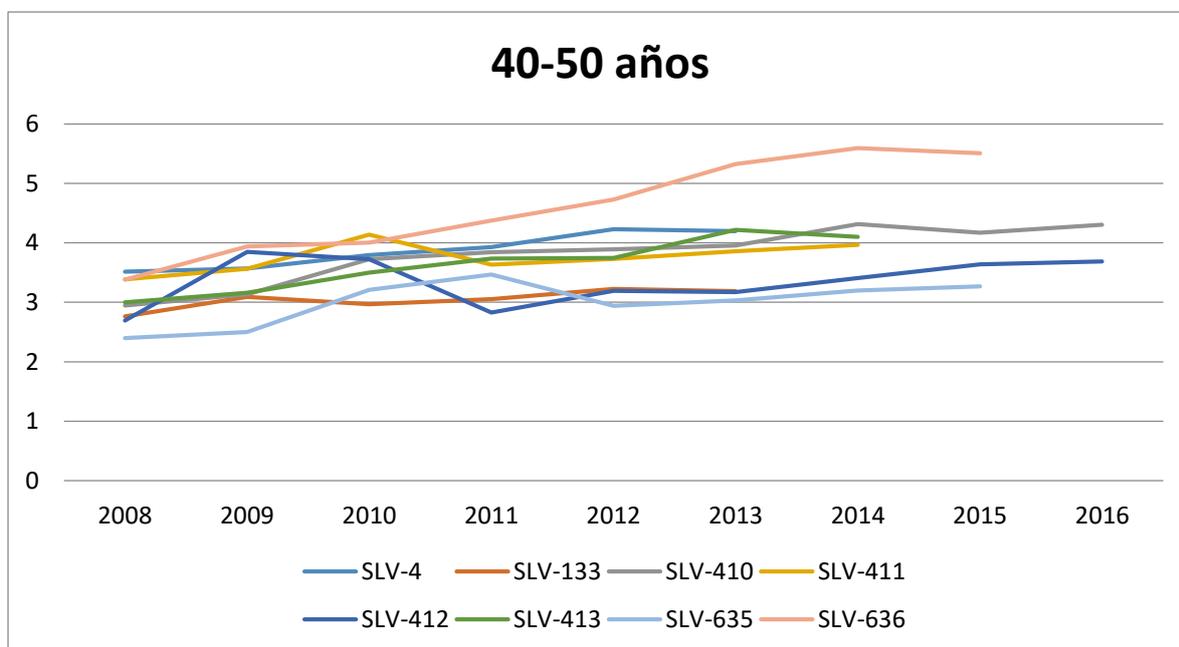
Por último, representamos las gráficas del grupo de transformadores mayores de 40 años. Con un factor de carga menor del 40%:

**Gráfica 80. Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga inferior al 40%.**



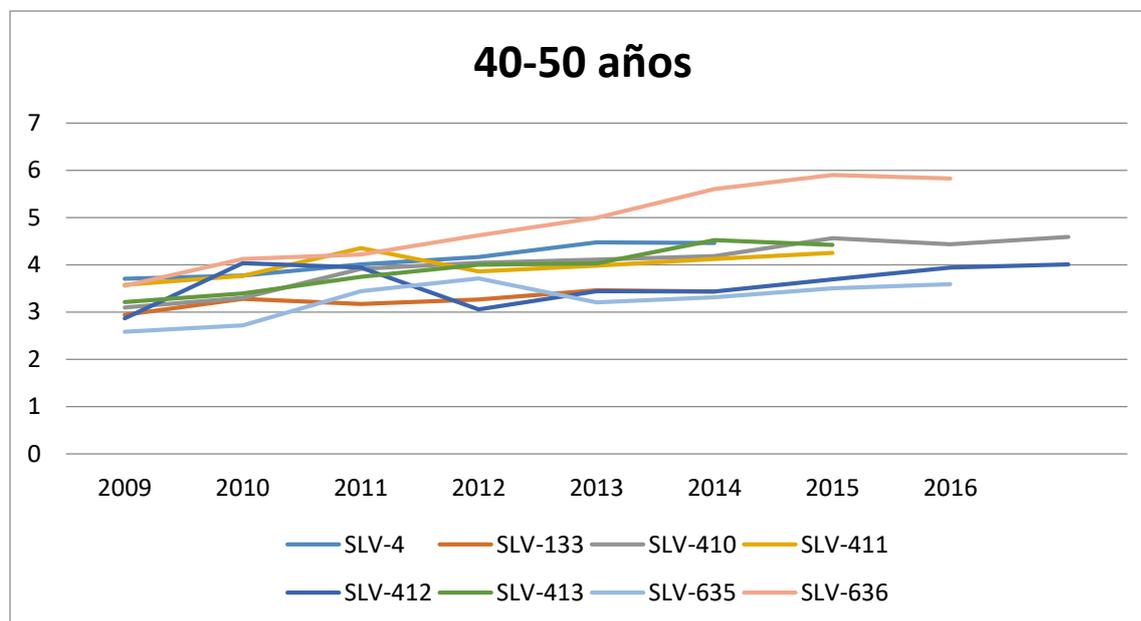
Cuando el factor de carga se encuentra entre 40 y 60 %:

**Gráfica 81. Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 40 y el 60%.**



Para uno en el intervalo 60-70%:

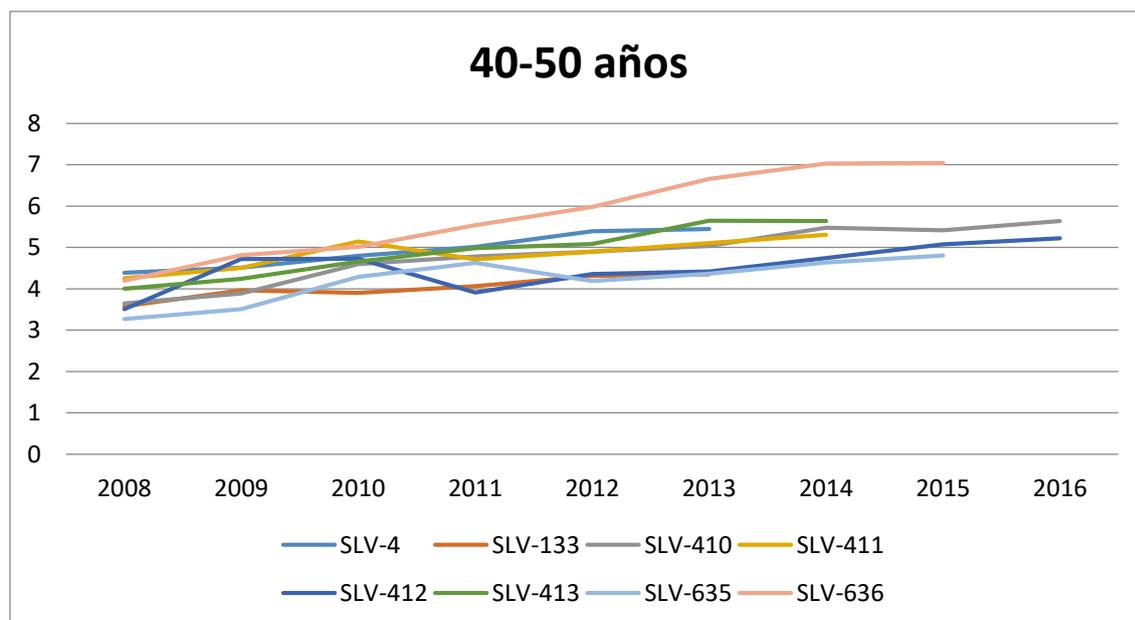
**Gráfica 82. Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 60 y el 70%.**



Si

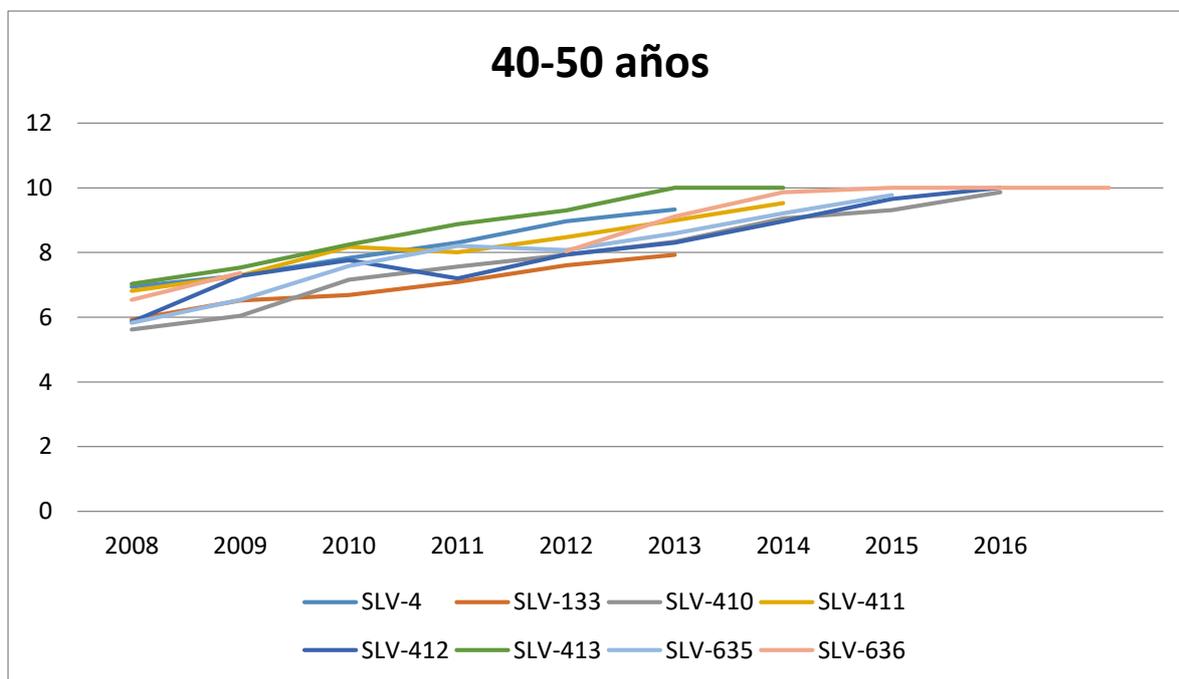
está en el intervalo 70-80%, obtenemos las siguientes gráficas:

**Gráfica 83. Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga entre el 70 y el 80%.**



Y para cargas mayores al 80%, la representación es:

**Gráfica 84. Índice de salud 2 de transformadores mayores de 40 años con carga superior al 80%.**



Los transformadores de este intervalo de edades están en general en buen estado, aunque tendría que tener cuidado con el transformador SLV-636, que además de encontrarse en peor estado que el resto, está teniendo un proceso de deterioro muy acelerado en los últimos años

## **10 COMPARACIÓN Y CONCLUSIONES SOBRE LOS ÍNDICES DE SALUD**

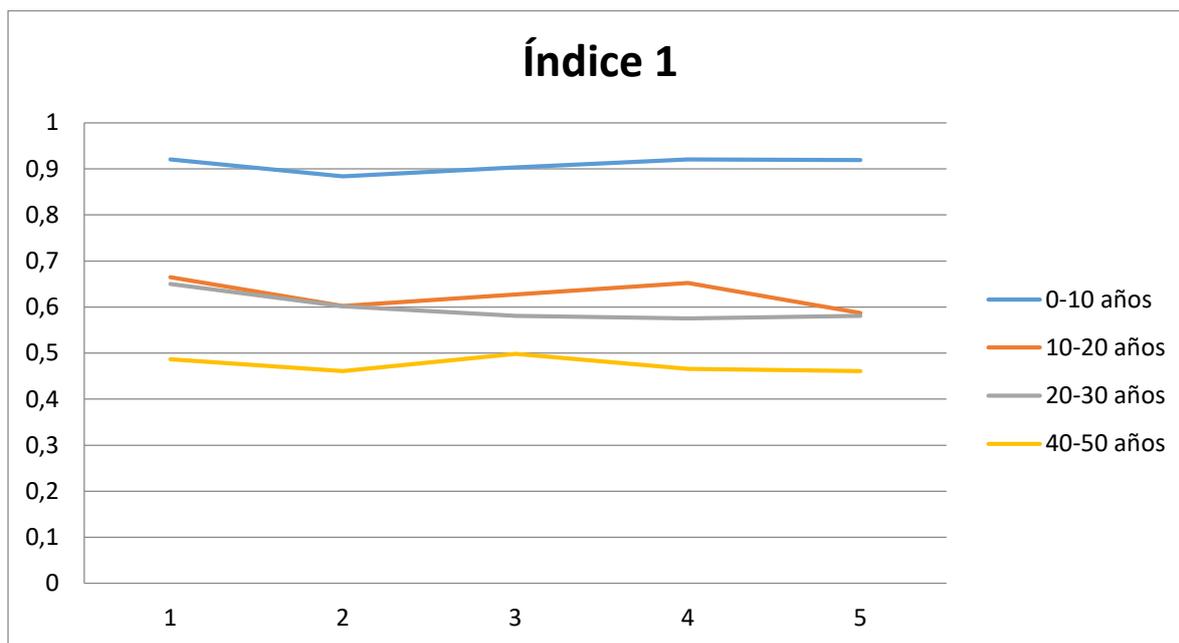
En este apartado procederemos a comparar los resultados de los dos índices e intentaremos llegar a una conclusión sobre cuál de los dos índices es más fiable.

El primero utiliza solamente datos medidos por lo que a priori debería ser capaz de obtener un valor objetivo y representativo de la salud de los transformadores. El segundo utiliza además de esos datos la carga y el tiempo desde la puesta en funcionamiento. Los transformadores no están trabajando siempre con la misma carga, pero necesitamos tomar un valor único de la carga a la que ha sido sometido, factor que puede dar lugar a obtener un valor no representativo de la salud del transformador.

No podemos comparar los valores de los índices directamente, ya que el primer índice escala de 0 a 1, yendo de peor a mejor, mientras que el segundo índice escala de 0 a 10 y va de mejor a peor. Lo que si podemos comparar son las evoluciones de los índices, así como las diferencias proporcionales entre valores. Vamos a representar las medias de cada uno de los grupos utilizando los dos índices.

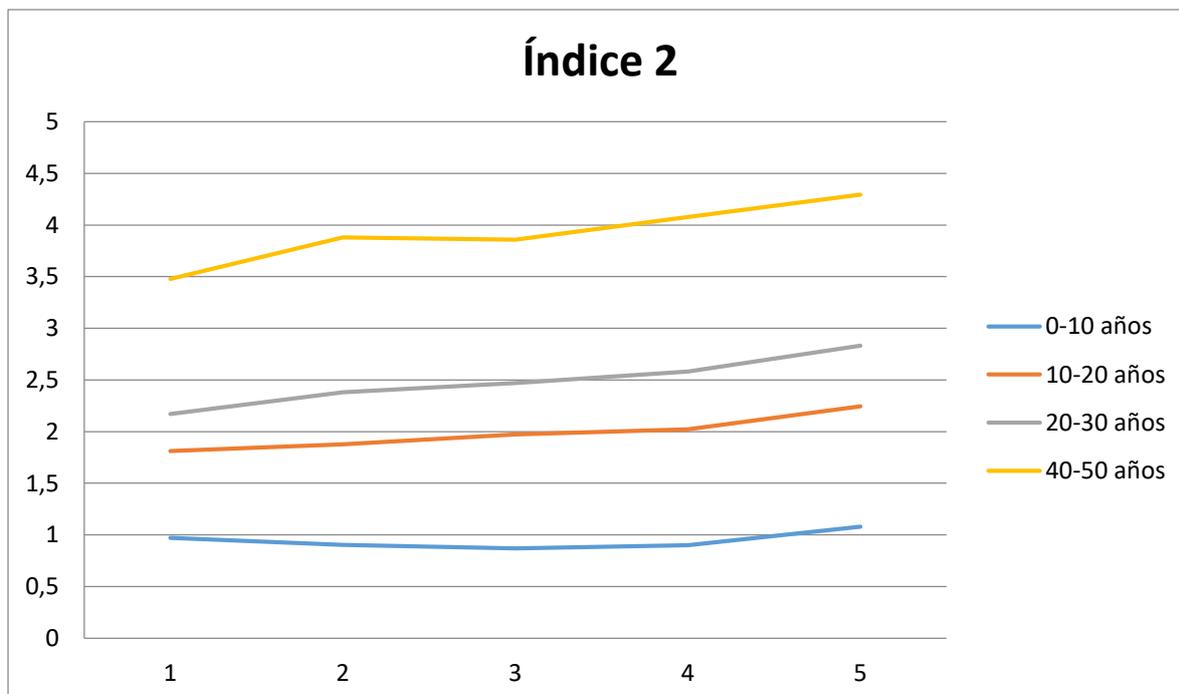
Primero mostramos la evolución de los grupos según el primer índice:

**Gráfica 85. Media por edades del índice de salud 1.**



Ahora representamos las medias de los mismos transformadores utilizando el segundo índice y considerando una carga media en el rango de 60 a 70%:

**Gráfica 86. Media por edades del índice de salud 2.**



En el primer índice se ve que las evoluciones no son constantes si no que van variando de forma un poco caótica. Fijándonos únicamente en los valores y no en su evolución, tenemos valores prácticamente idénticos para el grupo de 10 a 20 años y el de 20 a 30, el resto de diferencias sí que parecen representativas de la diferencia de la salud de los transformadores. Para el caso del segundo índice, tenemos evoluciones mucho más constantes y acordes a lo esperado, donde todos los grupos van deteriorándose lentamente y las diferencias entre los valores de los índices de los diferentes grupos son coherentes.

El hecho de que el segundo índice incluya el tiempo en servicio de los transformadores consigue que las evoluciones de los valores que toma el índice sean más lógicas, y el hecho de introducir en los cálculos la carga a la que se ha sometido al transformador lo hará más preciso ya que el principal factor en el tiempo que le queda de funcionamiento a un transformador es el estado del papel aislante, que como ya comentamos, su deterioro se debe en gran parte a la temperatura, y la carga tiene una incidencia directa en la temperatura.

Aunque los dos índices sean prácticamente idénticos en los datos que utilizan, la inclusión de ese último subíndice en el índice 2, referente al tiempo desde su puesta en servicio y a la carga que se le ha sometido, hace que sea más preciso que el primer índice.

## **11 ESTADO DE SALUD DE LA FLOTA**

Como evaluación global de toda la flota, hemos obtenido buenos resultados sobre su estado de salud, el conjunto de transformadores de edades menores a 30 años apenas tiene problemas, y los transformadores mayores de 40 años no tienen problemas demasiado graves teniendo en cuenta todo el tiempo de funcionamiento que llevan.

Del análisis de furanos pudimos ver que los dos únicos transformadores que tenían problemas de deterioro con el papel aislante eran transformadores de 50 años, lo cual es de esperar ya que el papel aislante está al final de su vida útil, y en uno de los casos no era nada grave. El resto de transformadores no parecían tener problemas de deterioro acelerado del papel.

Con el análisis de gases no detectamos casi problemas, y excepto un defecto de punto caliente, el resto no tienen defectos o son de poco impacto para el funcionamiento del transformador.

Con el análisis de propiedades dieléctricas, hemos observado que una parte importante de nuestra flota necesitan un proceso de deshidratación o filtrado, o ambos. Una pequeña porción necesita que el aceite sea regenerado o sustituido, y el resto se encuentran en buen estado.

La siguiente tabla resume el estado de la flota:

**Tabla 34. Acciones recomendadas para la flota.**

<b>Transformadores</b>	<b>Observaciones.</b>
SLV-492	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-493	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-499	Realizar deshidratado.
SLV-500	Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-506	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-507	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-508	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-509	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-529	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-530	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-535	Realiza deshidratado.
SLV-536	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-551	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-575	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-604	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-627	Realizar análisis de furanos, posible problema relativo al papel.
SLV-635	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-636	Considerar rebobinado. Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-410	Análisis más frecuentes (papel deteriorado). Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-411	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-412	Aumento frecuencia análisis. Posible sobrecalentamiento.
SLV-413	Aumento frecuencia análisis. Posible sobrecalentamiento.
SLV-461	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-462	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-133	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-134	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-293	Realizar deshidratado.
SLV-104	Realizar filtrado y deshidratado.
TEsten1	En condiciones adecuadas de funcionamiento

TEsten2	Realizar filtrado.
SLV-194	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-473	Defecto de punto caliente de media temperatura. Regeneración o sustitución del aceite.
TOesten1	Realizar análisis de furanos. Medidas en función de dicho análisis. Realizar filtrado y deshidratado.
TOesten2	Realizar filtrado.
SLV-452	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-638	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-639	Aumento frecuencia análisis.
TTA0	Realizar filtrado y deshidratado.
TTA4	Repetir análisis.
SLV-176	Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-178	Realizar análisis de furanos. Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-179	Realizar análisis de furanos y deshidratado.
SLV-361	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-387	Regeneración o sustitución del aceite.
SLV-402	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-403	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-648	En condiciones adecuadas de funcionamiento
RESERVA	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SOLAL	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-4	Realizar filtrado y deshidratado.
SLV-6	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-196	En condiciones adecuadas de funcionamiento
SLV-195	En condiciones adecuadas de funcionamiento

## 11 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Fraile, J. 2003, "Máquinas eléctricas", 5ª edición, Mc Graw Hill.
- [2] Wildi, T . 2007, "Máquinas eléctricas y sistemas de potencia ", Sexta edición, Pearson Prenticce Hall
- [3] Naderian, A. Piercy, R. Cress, S. Service, J, 2008, "An approach to determine the health index of power transformers," en *IEEE Int. Symp. Electr. Insul.*, pp. 192–196.
- [4] AENOR, 2012, "Transformadores de potencia, guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceite", UNE 20110: 2012.
- [5] IEEE Std C57.106-2006, 2006, " *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*".
- [6] Jahromi, A. N. Piercy, R. Cress, S. Service, J. y Fan, W. 2009. "An approach to power transformer asset management using health index", *IEEE Electrical insulation magazine*, volumen 25, nº. 2, pp. 20–34.
- [7] AENOR, 1996, "Aceites minerales aislantes: Métodos para a determinación de 2-furfural y compuestos relacionados", UNE-EN 61198.
- [8] Taengko, K. y Damrongkulkamjorn, P. 2013, "Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index", en Conferencia internacional de energía eléctrica, pp. 1–6.
- [9] Pradhan, M. K. y Ramu, T. S. 2005, "On the estimation of elapsed life of oil-immersed power Transformers", *IEEE Transactions on power delivery*, vol. 20, no. 3, pp. 1962–1969.

- [10] Haema. J. y Phadungthin, R. ,2013, "*Development of condition evaluation for power transformer maintenance*", en la 4 conferencia internacional de ingeniería de potencia, pp. 620–623.
- [11] IEEE Std C57.104-2008,2008, "*IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in oil in Equipment. Transformer Committee of PES.*
- [12] Haema. J. y Phadungthin, R. 2012, "*Condition assessment of the health index for power transformer,*" en Conferencia de Ingeniería de potencia IEEE, pp. 1–4.
- [13] Hernanda, S. Mulyana A. C., Asfani, D. A. Negara, I. M. Y. y Fahmi, D. 2014, "Application of health index method for transformer condition assessment," en *IEEE TENCON Reg. 10 Conf*, pp. 1–6.
- [14] Transformer Committee of the IEEE Power & Energy Engineering Society. 2008. "*IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers. IEEE Standard C57.104-2008*".
- [15] IEEE, 2006, "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment", IEEE Std C57.106:2006.
- [16] <http://www.monografias.com/trabajos78/maquinas-electricas-tipos-transformadores/maquinas-electricas-tipos-transformadores2.shtml>, [Consulta 15 de mayo de 2017]
- [17]<http://blog.educastur.es/cuencanaloninstalacionesdistribucion/categorya/unidad-2/page/2/>, [ Consulta 10 de mayo de 2017]