Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Análisis tecno-económico para la selección de transformadores de evacuación para parques fotovoltaicos

Autor: Eduardo Molina Reyes
Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández y Manuel Burgos Payán

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster
Máster en Ingeniería Industrial

Análisis tecno-económico para la selección de transformadores de evacuación para parques fotovoltaicos

Autor:
Eduardo Molina Reyes

Tutores:
Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

Dep. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Análisis tecno-económico para la selección de transformadores de evacuación para parques fotovoltaicos

Autor: Eduardo Molina Reyes

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández y Manuel Burgos Payán

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

Llegados a este punto, me gustaría mostrar mi agradecimiento a todas aquellas personas que han estado o formado parte en mi formación en la escuela.

En primer lugar, querría agradecer a mis tutores Juan Manuel Roldán Fernández y Manuel Burgos Payán por el tiempo que me han dedicado estando siempre dispuestos a quedar para atender cualquier duda que pudiese tener. De igual modo, agradecer al resto del profesorado del departamento de eléctrica por su gran trabajo, con el que han conseguido hacer que mi especialidad se convierta en mi vocación.

No olvidarme tampoco de mis amigos y seres queridos que me han estado acompañando a lo largo de toda la carrera, sin los cuales no me cabe duda de que no estaría donde estoy hoy. Por último, remarcar mi más sincero agradecimiento a mis padres que nunca dudaron de mí y siempre estuvieron ahí para ayudarme en cualquier cosa por pequeña que fuera.

.

Eduardo Molina Reyes

Sevilla, 2020

ÍNDICE

Agradecimientos ..... **ix**

Índice ..... **xi**

Índice de Tablas ..... **xiii**

Índice figuras ..... **xv**

1 Introducción **1**
1.1 Objetivo principal y estructura del trabajo *1*
1.2 Vida útil de los transformadores *2*

2 Selección y monitorización de transformadores **7**
2.1 Introducción a las bases de los modelos térmicos de los transformadores *7*
2.2 Modelo de monitorización de temperatura de funcionamiento *11*
2.2.1 Parametrización de las variables del modelo basado en ecuaciones diferenciales 13
2.2.2 Desarrollo del modelo de monitorización de temperatura basado en ecuaciones diferenciales 16
2.2.3 Validación del modelo para monitorizar la temperatura 19
2.3 Selección de los transformadores a analizar *28*
2.3.1 Transformador seleccionado con refrigeración ONAN 28
2.3.2 Transformador seleccionado con refrigeración ONAF 30

3 Obtención variables de entrada: curva de generación y temperatura ambiente **33**
3.1 Variables de entradas obtenidas *33*
3.2 Discusión y tratamiento de los datos obtenidos *35*

4 Análisis técnico de las casuísticas **43**
4.1 Introducción al planteamiento de las casuísticas y del cálculo de las pérdidas *43*
4.1.1 Selección de los casos a analizar 43
4.1.2 Obtención de las pérdidas producidas en el transformador 46
4.2 Adaptación de las características y parámetros de los transformadores para los distintos casos. *53*
4.3 Análisis técnico de los Casos *58*
4.3.1 Caso 1: Transformador de potencia nominal de 24 MVA 59
4.3.2 Caso 2: Transformador de potencia nominal de 15 MVA 64
4.3.3 Caso 3: Transformador de potencia nominal de 12 MVA 68
4.3.4 Caso 4: Transformador de potencia nominal de 15 MVA que se desconecta en las horas sin producción de energía 73
4.3.5 Caso 5: Transformadores en paralelo de potencia nominal de 7.5 MVA cada uno de ellos, con conexión escalonada 78
4.4 Conclusiones del análisis técnico de los Casos *86*

5 Análisis económico de los Casos **89**
5.1 Introducción al análisis económico y asignación de costes *89*
5.1.1 Coste de la inversión inicial 89
5.1.2 Coste de los flujos de dinero 90
5.2 Desarrollo del estudio económico de los Casos *91*
5.2.1 Cálculo del VAN para los distintos Casos 91
5.2.2 Obtención de la potencia nominal que optimiza el VAN para cada tipología de los Casos 94
5.3 Conclusiones del análisis económico *96*

6 Problemática del cambio climático para la selección de transformadores **99**
6.1 Efectos del aumento de la temperatura ambiente sobre el transformador *99*

6.1.1 Efectos en la temperatura del punto caliente del transformador 99
6.1.2 Efectos en las pérdidas producidas por el transformador 100
6.1.3 Efectos en la vida útil de los transformadores 103
6.2 Análisis técnico y económico de los transformadores para la problemática del cambio climático .. 105
6.2.1 Análisis técnico de los transformadores para la problemática del cambio climático 105
6.2.2 Análisis económico de los transformadores para la problemática del cambio climático 113
6.3 Conclusiones del efecto del cambio climático sobre los transformadores y la selección de los mismos 115

7 Conclusiones 117

8 Anexos 119

9 Bibliografía 129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Velocidad de envejecimiento relativo según la temperatura de funcionamiento [3] 4

Tabla 2 Valores de las constantes dependiendo del tipo de refrigeración [3] 15

Tabla 3 Valores de entrada de las distintas variables del ejemplo adjunto en el Anexo C de la norma CEI IEC 60076-7 [3] 20

Tabla 4 Datos del ejemplo de calentamiento dado por la norma [3] 20

Tabla 5 Resultados numéricos aportados por la norma del ejemplo del Anexo C [3] 23

Tabla 6 Resultados numéricos obtenidos por el programa desarrollado, tras simular el ejemplo del Anexo C de la norma CEI IEC 60076-7 26

Tabla 7 Características principales del transformador ONAN 29

Tabla 8 Valores de los distintos parámetros necesarios para la simulación según las características del transformador ONAN 29

Tabla 9 Características principales del transformador ONAF 30

Tabla 10 Valores de los distintos parámetros necesarios para la simulación según las características del transformador ONAF 31

Tabla 11 Factores de deterioros relativos correspondientes a diferentes potencias nominales de los transformadores a lo largo de la simulación de un año de duración 45

Tabla 12 Valores de las resistencias de los devanados aportados por el ensayo 49

Tabla 13 Valores de las resistencias de fase del transformador del ensayo 49

Tabla 14 Valores experimentales del ensayo de cortocircuito del transformador de 24 MVA (Pérdidas Joule) 51

Tabla 15 Valores experimentales del ensayo de cortocircuito del transformador de 24 MVA (Pérdidas adicionales) 53

Tabla 16 Tabla de características de transformadores para diferentes potencias nominales [20] 53

Tabla 17 Características del transformador del Caso 1 55

Tabla 18 Características del transformador del Caso 2 y 4 56

Tabla 19 Características del transformador del Caso 3 57

Tabla 20 Características del transformador del Caso 5 58

Tabla 21 Selección de las características de los ventiladores para cada uno de los Casos 59

Tabla 22 Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico 86

Tabla 23 Valores de las inversiones iniciales, flujos de dinero anuales y VAN para los diferentes transformadores de los Casos 92

Tabla 24 Resumen de los resultados obtenidos para cada una de las distintas Tipologías de los Casos vistos en el análisis económico, para transformadores con aislante térmicamente mejorado. 97

Tabla 25 Factores de deterioros relativos correspondientes a diferentes potencias nominales de los transformadores a lo largo de la simulación de un año de duración bajo la problemática del cambio climático 106

Tabla 26 Comparación de resultados del deterioro relativo obtenidos entre el Caso 4 y su variante bajo la problemática del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción) 109

Tabla 27 Comparación de resultados de la temperatura y pérdidas obtenidos entre el Caso 4 y su variante bajo la problemática del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción) 111

Tabla 28 Valores de las inversiones iniciales, flujos de dinero anuales y VAN para la variante del Caso 4 bajo problemática del cambio climático 113

Tabla 29 Comparación resumida de los resultados obtenidos en los análisis técnico y económico entre el Caso 4 y su variante del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción) 115

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1 Componentes de un transformador de potencia [2] 2

Figura 2 Papel de aislamiento [5] 3

Figura 3 Evolución del Grado polimerización del papel convencional (rojo) y del papel mejorado térmicamente (azul) frente a horas de funcionamiento a 150 ºC [3] 5

Figura 4a y 4b Variación del tiempo de vida útil con la temperatura de funcionamiento para papel de aislamiento térmicamente mejorado 6

Figura 5 Modelo de circuito térmico equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [9]8

Figura 6 Modelo de circuito térmico simplificado equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [9] 9

Figura 7 Diagrama de bloques del modelo de monitorización de la temperatura basado en ecuaciones diferenciales [3] 11

Figura 8a y 8b Gráfica de la temperatura de distintos puntos de un transformador de potencia en relación con su posición relativa de dichos puntos (8a) [3], y sección del bobinado de un transformador (8b) 12

Figura 9 Procedimiento del cálculo del punto caliente del transformador del modelo térmico 18

Figura 10 Evolución temporal del factor de carga (carga relativa) (curva inferior) y la temperatura ambiente (curva superior) aportados por la norma para el ejemplo planteado 22

Figura 11 Resultados aportados por la norma, de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del bobinado θh (curva superior) y la pérdida de vida L (curva inferior) para las entradas de la Figura 1025

Figura 12 Evolución temporal del factor de carga (carga relativa) y la temperatura ambiente (datos de entrada) para el ejemplo planteado 25

Figura 13 Resultados obtenidos de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del bobinado θh y pérdida de vida L para las entradas de la Figura 12 28

Figura 14 Herramienta de simulación PVGIS de la Comisión Europea 33

Figura 15 Gráfica de la potencia generada por la planta solar simulada durante cada hora del año 34

Figura 16 Gráfica de la temperatura ambiente durante cada hora del año en la localización seleccionada para simular la planta solar 34

Figura 17 Gráfica de la relación entre la irradiancia y la pérdida de potencia [15] 35

Figura 18 Gráfica de los efectos de la temperatura en los paneles solares [15] 36

Figura 19 Gráfica de la relación entre la temperatura y la pérdida de potencia [15] 36

Figura 20 Gráfica del mayor factor de carga de funcionamiento para cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación 37

Figura 21 Gráfica de la temperatura ambiente más elevada para cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación 37

Figura 22 Gráfica de la irradiancia para cada hora del día durante un día promedio de cada mes del año 38

Figura 23 Gráfica de la temperatura ambiente para cada hora durante un día promedio para cada mes del año 38

Figura 24 Gráfica de la energía generada durante cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación 39

Figura 25a y 25b Evolución de la temperatura del transformador (25a), Evolución del perfil de carga del parque fotovoltaico y de la temperatura ambiente (25b), a lo largo de los tres días de simulación 40

Figura 26 Deterioro relativo sufrido por transformadores ONAN de diferentes potencias nominales a lo largo del año de simulación. 43

Figura 27 Deterioro relativo sufrido por transformadores ONAF de diferentes potencias nominales a lo largo del año de simulación 44

Figura 28 Esquema del ensayo de vacío [16] 47

Figura 29 Esquema del ensayo de cortocircuito [16] 48

Figura 30 Evolución de las pérdidas en carga nominales a 20 ºC con la potencia nominal del transformador 54

Figura 31 Evolución de las pérdidas de vacío con la potencia nominal del transformador 54

Figura 32 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación 59

Figura 33 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación 60

Figura 34 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 24 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración 61

Figura 35 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura 61

Figura 36 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados 62

Figura 37 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAN 63

Figura 38 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAF 63

Figura 39 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación 64

Figura 40 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación 64

Figura 41 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 15 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración 65

Figura 42 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 15 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura 66

Figura 43 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 15 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados 67

Figura 44 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN 68

Figura 45 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF 68

Figura 46 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación 69

Figura 47 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación 69

Figura 48 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 12 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración 70

Figura 49 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 12 MVA se

encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura 71

Figura 50 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 12 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados 72

Figura 51 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAN 73

Figura 52 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAF 73

Figura 53 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año de simulación 74

Figura 54 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año de simulación 74

Figura 55 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 15 MVA y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración 75

Figura 56 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 15 MVA con desconexión en las horas sin producción de energía se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura 76

Figura 57 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 15 MVA con refrigeración ONAF y desconexión durante las horas sin producción de energía se encuentran encendidos y apagados 77

Figura 58 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN y desconexión en horas sin producción de energía 78

Figura 59 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF y desconexión en horas sin producción de energía 78

Figura 60 Evolución del deterioro relativo sufrido por los transformadores de 7.5 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación 79

Figura 61 Evolución del deterioro relativo sufrido por los transformadores de 7.5 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación 80

Figura 62 Evolución de la temperatura del punto caliente para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN lo largo del año 81

Figura 63 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN en que se encuentran operando bajo diferentes rangos de temperatura 81

Figura 64 Evolución de la temperatura del punto caliente para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF lo largo del año 82

Figura 65 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF en que se encuentran operando bajo diferentes rangos de temperatura 82

Figura 66 Total de horas en el que los ventiladores con configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados 83

Figura 67 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN 84

Figura 68 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF 85

Figura 69 Costes horarios de las pérdidas energéticas en €/MWh para cada mes del año 91

Figura 70 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de un único transformador conectado de forma continuada (Tipología 1). 94

Figura 71 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de un único transformador con desconexión durante las horas sin producción (Tipología 2). 95

Figura 72 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal total instalada de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de transformadores en paralelo con conexión escalonada (Tipología 3). 95

Figura 73 Variación de la temperatura del punto caliente del bobinado del transformador frente al aumento de la temperatura ambiente bajo condiciones nominales 100

Figura 74 Variación porcentual de las pérdidas Joule respecto al aumento de la temperatura ambiente 101

Figura 75 Variación porcentual de las pérdidas adicionales respecto al aumento de la temperatura ambiente 102

Figura 76 Variación porcentual de las pérdidas de carga respecto al aumento de la temperatura ambiente 102

Figura 77 Pérdida de vida útil del transformador expresada en porcentaje respecto al aumento de la temperatura ambiente en condiciones nominales para los distintos tipos de aislamiento 103

Figura 78 Variación del factor de carga en relación con el aumento de la temperatura ambiente bajo condiciones nominales 104

Figura 79 Deterioro relativo sufrido a lo largo de un año para diferentes potencias nominales de un transformador ONAN, con desconexión en las horas sin producción bajo la problemática del cambio climático 105

Figura 80 Deterioro relativo sufrido a lo largo de un año para diferentes potencias nominales de un transformador ONAF, con desconexión en las horas sin producción bajo la problemática del cambio climático 106

Figura 81 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de refrigeración ONAN de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación 108

Figura 82 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de refrigeración ONAF de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación 108

Figura 83 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación para los distintos tipos de refrigeración 110

Figura 84 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura 110

Figura 85 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático se encuentran encendidos y apagados 112

Figura 86 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador ONAN de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático 112

Figura 87 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador ONAF de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático 113

Figura 88 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático 114

1 INTRODUCCIÓN

En la actualidad el sistema eléctrico es considerado como el mayor y más extenso sistema físico creado por el ser humano. Dicho sistema es extremadamente complejo y dentro de él se pueden encontrar una gran cantidad de elementos con diversas funciones, tales como la generación, el transporte de energía, distribución de la misma, protección del sistema frente a casos de contingencia o bien de monitorización de parámetros entre otras.

De entre todos esos elementos del sistema eléctrico cabría destacar los transformadores de potencia por su particular papel dentro de la red eléctrica. Este tipo de transformadores tienen la función de disminuir o aumentar la tensión del sistema en el que se encuentren, con lo que inversamente, se aumentan o disminuyen las intensidades que circulan por las redes y, con el cuadrado de estas intensidades, las pérdidas en las líneas del sistema. Esta característica es la que los convierte en la base de los sistemas de potencia, ya que son los transformadores los que hacen posible el transporte de enormes cantidades de energía eléctrica de forma eficiente. Su potencia suele variar entre unos pocos MVA hasta alrededor de 1000 MVA y dentro de la red de transporte o distribución en el que se halle instalado suele ser generalmente el elemento de mayor coste [1].

Sobre estos transformadores es crucial tener constancia de cuánto tiempo y a que potencia van a estar sometidos durante su periodo de vida de funcionamiento, ya no solo debido a la evidente razón que se ha mencionado anteriormente de su elevado precio dentro del sistema eléctrico, sino también a que si se dimensionan o eligen mal, un fallo de un gran transformador de potencia puede llegar a producir (debido a la naturaleza de su roll) fallas en el suministro de energía o bien sobrecargas en otras líneas. Además de lo anterior, debido a que estos elementos suelen estar encapsulados con fluidos inflamables, su fallo acarrea también problemas de contaminación e incluso puede llegar a suponer un riesgo en la vida de seres humanos [1]. De este modo, para evitar dicha problemática de contingencias o posibles acortamientos de la vida útil de los transformadores, se deberá de seleccionar el transformador para que éste trabaje a temperaturas que no lo deterioren en exceso, para lo cual se deberá analizar cómo se ha mencionado, la carga a la que se someterá al transformador y además la temperatura ambiente a la que éste operará, siendo esos dos factores los que rigen principalmente la temperatura de funcionamiento de los transformadores.

1.1 Objetivo principal y estructura del trabajo

Con todo lo mencionado previamente queda evidenciada la gran importancia que tiene seleccionar correctamente las características y potencia nominal de un transformador. Por ello, este trabajo tendrá como objetivo analizar de manera tanto técnica como económica diferentes transformadores y configuraciones ante un mismo perfil de carga y condiciones de temperatura ambiente, para finalmente intentar obtener un criterio de dimensionamiento de dichos transformadores de manera que se optimice la potencia nominal y costes de los mismos.

Concretamente se estudiará para transformadores de evacuación frente a un perfil de potencia de un parque fotovoltaico, cuya naturaleza y forma de la curva de generación no hace tan evidente la potencia que habría que seleccionarse para dichos transformadores.

Tras este capítulo introductorio, el resto del trabajo se ha organizado en ocho capítulos, cuyos contenidos podría resumirse en los siguientes puntos:

- *Capítulo 2:* Introducción de los diferentes transformadores que se van a tratar en el estudio. Además, se expondrá el modelo que se ha optado por implementar y llevar cabo para monitorizar la vida de los transformadores, así como sus temperaturas máximas que alcanzan, entrando en detalle en los diferentes parámetros que se necesitan para dicho modelo.
- *Capítulo 3:* Desarrolla la curva y perfil de potencia del parque fotovoltaico con el que se va a realizar el estudio. Trata a su vez como se han obtenido, así como el tratamiento que se necesitará realizar a dichos datos para poder implementarlos en el modelo del capítulo 2.

- *Capítulo 4:* Expone y desarrolla la casuística de los diferentes tamaños y configuraciones de transformadores que se va a realizar. A su vez, presenta los resultados obtenidos y se desarrolla el análisis técnico para cada opción planteada.
- *Capítulo 5:* Desarrolla a partir de los datos de pérdidas y vida de los transformadores obtenidos en el capítulo anterior, un análisis económico para vislumbrar cuál de las diferentes opciones sería la óptima para dicho perfil de carga del parque fotovoltaico.
- *Capítulo 6:* Se presenta la problemática que acarrea el cambio climático para la selección de transformadores y se desarrolla nuevamente de una forma más resumida los análisis técnicos y económicos de los capítulos previos para comprobar los efectos que éste podría llegar a suponer.
- *Capítulo 7, 8 y 9:* Corresponden a las conclusiones, el anexo y la bibliografía respectivamente. Se desarrollarán los puntos más importantes que se han sacado en claro de los análisis llevados a cabo en el trabajo y finalmente se expondrá tanto información completaría al trabajo, como la bibliografía referenciada a lo largo de éste.

1.2 Vida útil de los transformadores

Previamente a comenzar con la introducción de los transformadores y sus posteriores análisis, es importante tener una visión previa y entender la relación que tiene la vida de funcionamiento de dichos transformadores con las diferentes variables que influyen durante su periodo de operación. Concretamente con la temperatura de funcionamiento, y de cómo esta temperatura de funcionamiento depende del efecto combinado de la carga eléctrica, la temperatura ambiente y la disposición del sistema de refrigeración (por convección natural o forzado, por ejemplo). Es por ello, que en este subapartado se desarrollará tanto la magnitud como los diferentes efectos que pueden afectar sobre los transformadores en cuan largo terminará siendo su periodo de servicio.

Operado correctamente la vida de los transformadores puede llegar a ser muy larga, alcanzando incluso los 40 años (siendo por ello que la unidad de medida de la vida de éstos suele ser tomada en años). Dichos transformadores son equipos complejos que están compuestos de diversos elementos, pudiéndose apreciar en la Figura 1, el aspecto externo de un transformador de mediana potencia y algunos de sus componentes más importantes.

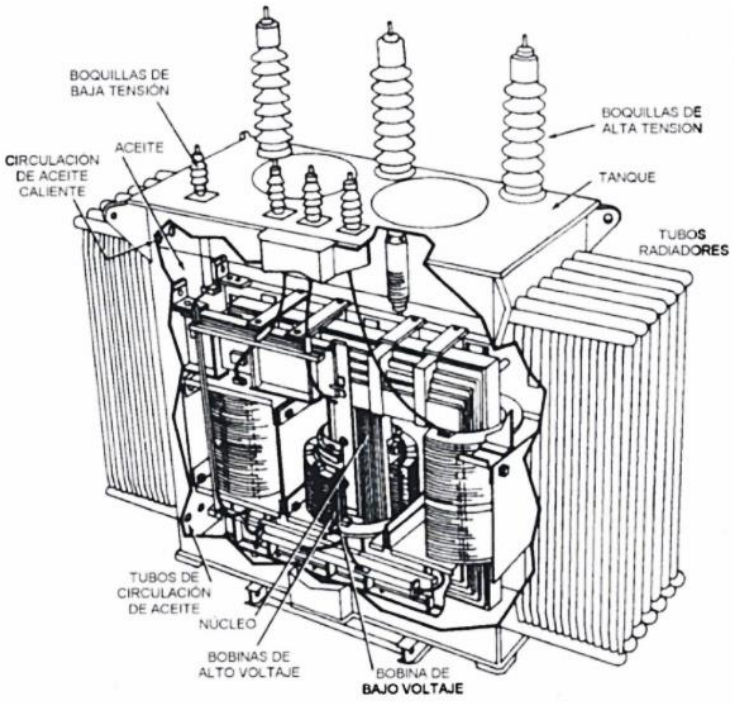

Figura 1 Componentes de un transformador de potencia [2]

Sin embargo, de todos ellos, aquel elemento que suele utilizarse para determinar y relacionarlo con la longevidad y vida útil de los transformadores, es el estado del papel de aislamiento que rodea a las bobinas del transformador [3] [4]. Dicho papel mostrado en la Figura 2, está formado por celulosa pudiéndose encontrar dos tipos distintos de dicho aislante. Por un lado, el papel térmicamente mejorado, y por otro el papel no térmicamente mejorado o papel convencional.

Figura 2 Papel de aislamiento [5]

A pesar de que no existe como tal un único criterio para cuantificar lo que resta de vida a un transformador (vida útil remanente), como se ha mencionado el estado del papel de aislamiento de celulosa suele ser el más utilizado. Estos aislamientos cubren los conductores con el fin de aislarlos eléctricamente y se van deteriorando a lo largo del uso de los transformadores, donde su velocidad de deterioro depende de la temperatura que alcancen éstos.

El deterioro de estos aislamientos se produce principalmente por hidrólisis (degradación térmica), donde poco a poco éste va perdiendo sus propiedades. Dichas propiedades vienen definidas por el grado de polimerización, el cual a su vez caracteriza propiedades tales como la resistividad específica, el módulo de elasticidad o la resistencia a tracción. El grado de polimerización *(Degree of polymerization, DP)* para aislantes nuevos suele rondar los 1200 DP, y poco a poco éste como se ha mencionado se va reduciendo, de manera que, cuando dicho grado llega a los 200 DP o inferior se considera que la vida útil de esos transformadores ha llegado a su fin [2] [6]. Ya que operar los transformadores con el aislamiento a un grado de polimerización inferior a 200 conlleva muchos riesgos de avería.

Dicho grado de polimerización del papel de aislamiento se ha modelado a lo largo del tiempo y se puede determinar relativamente fácil conociendo la temperatura que tiene en cada momento. Cada tipo de papel tiene su temperatura de funcionamiento nominal, la cual si se supera conlleva un aumento exponencial en la velocidad de deterioro de dicho aislamiento y por tanto de la vida del transformador [7]. La Tabla 1, muestra los valores de la tasa o factor de envejecimiento relativo ($\mathcal{V}$) respecto al aumento de la temperatura que adquiere el aislamiento conforme a [3]. Dicho factor de envejecimiento relativo, expresa la relación existente de deterioro sufrido por el transformador durante un determinado periodo de tiempo bajo ciertas condiciones de operación, frente al deterioro que sufriría dicho mismo transformador operando ese mismo periodo bajo condiciones nominales de funcionamiento. De este modo, para valores del factor superiores a la unidad implicaría un deterioro por encima del nominal, siendo éste causado por temperaturas de trabajo superiores a las nominales de los aislamientos. La temperatura nominal para cada tipo de papel y su velocidad de deterioro relativo según la temperatura son [3]:

- Temperatura nominal papel de aislamiento no mejorado térmicamente: 98 ºC.
- Temperatura nominal papel de aislamiento mejorado térmicamente: 110 ºC.

Tabla 1 Velocidad de envejecimiento relativo según la temperatura de funcionamiento [3]

Temperatura aislamiento (ºC) (θ_h)	Papel no mejorado térmicamente ($\mathcal{V}$)	Papel mejorado térmicamente ($\mathcal{V}$)
50	0.004	0.0007
80	0,125	0,036
86	0,25	0,073
92	0,5	0,145
98	**1,0**	0,282
104	2,0	0,536
110	4,0	**1,0**
116	8,0	1,83
122	16,0	3,29
128	32,0	5,8
134	64,0	10,1
140	128,0	17,2

Donde $\mathcal{V}$ corresponde como se ha mencionado, con la relación entre el deterioro relativo sufrido a una determinada temperatura de trabajo frente al deterioro que se sufriría bajo condiciones nominales de temperatura, su expresión matemática conforme a [3] son:

$$\mathcal{V} = \frac{Vida_{Util\ \theta_h}}{Vida_{Util\ 98ºC}} = 2^{(\theta_h - 98)/6}$$ (1) Para papel no mejorado térmicamente

$$\mathcal{V} = e^{\left(\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_h+273}\right)}$$ (2) Para papel mejorado térmicamente

Se muestra a continuación en la Figura 3 una gráfica de la evolución del grado de polimerización frente al tiempo para una temperatura fija de 150ºC y para ambos tipos de papel de aislamiento [3].

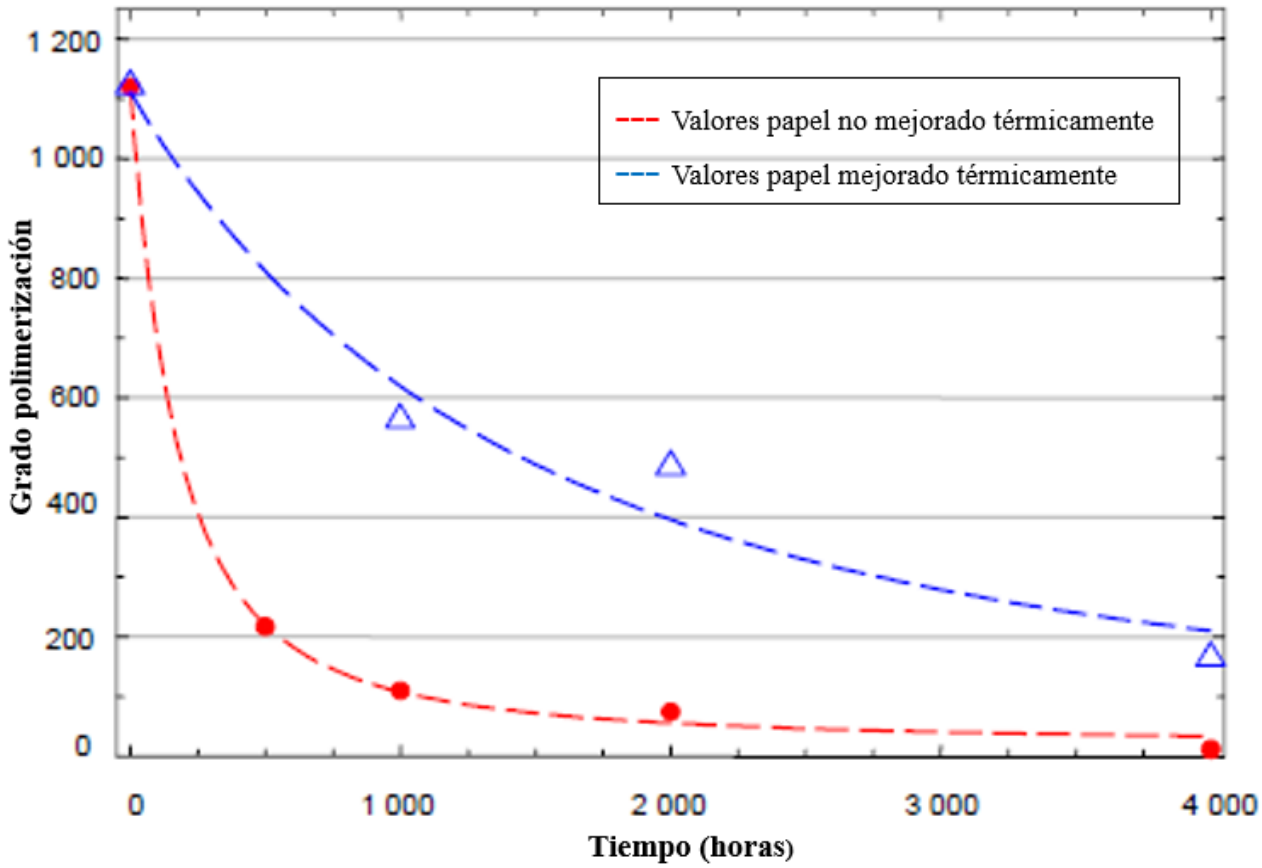

Figura 3 Evolución del Grado polimerización del papel convencional (rojo) y del papel mejorado térmicamente (azul) frente a horas de funcionamiento a 150 ºC [3]

De este modo, se aprecia que existe una relación directa entre la temperatura que alcanzan los transformadores durante su funcionamiento y su tiempo de vida. Dicha temperatura a la que operan, a su vez depende de diversas variables tales como la temperatura ambiente, factor de carga, tipo de refrigeración y dirección del viento [8] entre otros. Algunas de dichas variables serán tenidas en cuenta en el modelo desarrollado para monitorizar los transformadores del capítulo 2.

Finalmente, en la Figura 4a y 4b se muestra la relación que existe entre el aumento de temperatura alcanzado por el transformador y la vida útil esperada de éstos. Donde se considera qué operando siempre a su temperatura nominal, su vida útil sería de alrededor de 25 años.

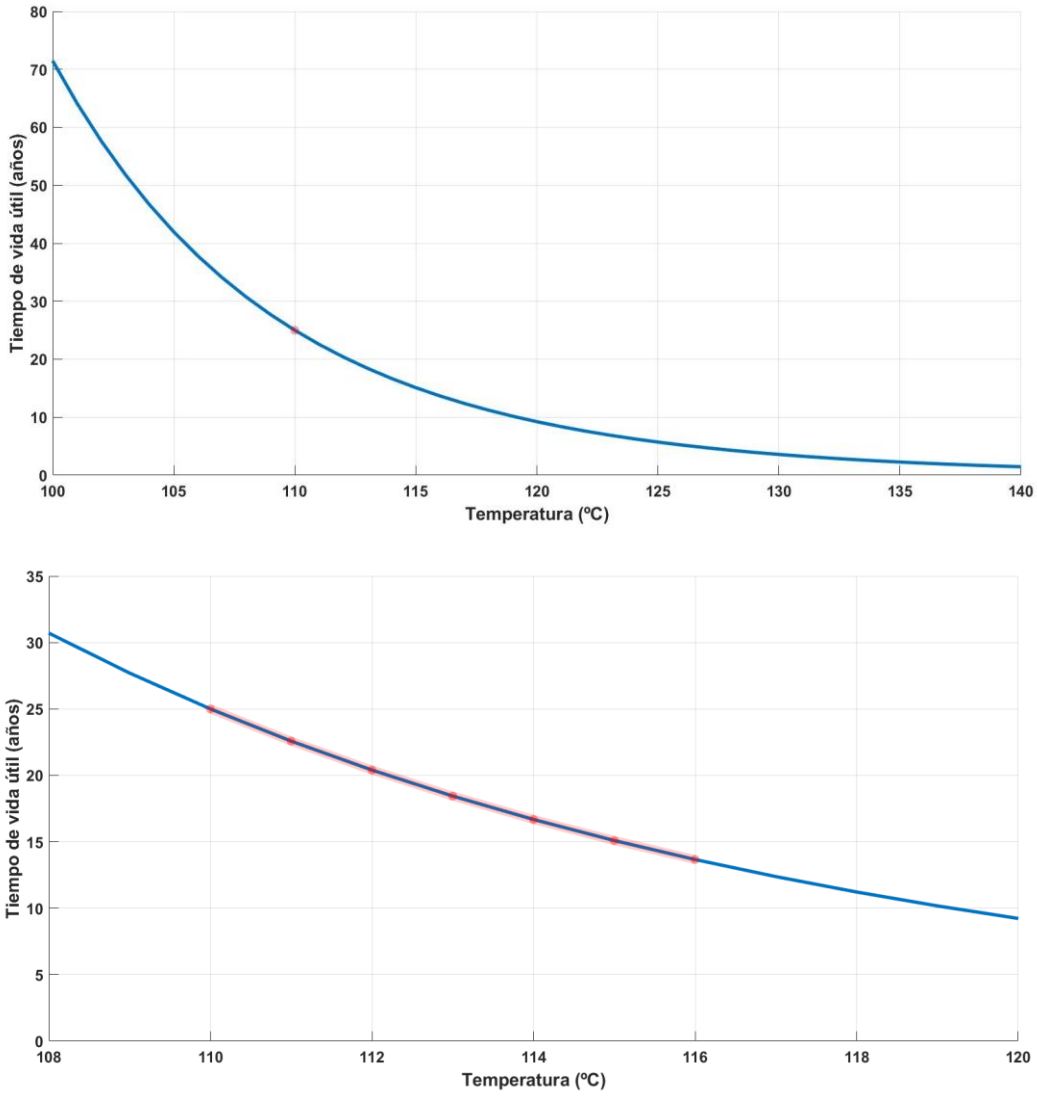

Figura 4a y 4b Variación del tiempo de vida útil con la temperatura de funcionamiento para papel de aislamiento térmicamente mejorado

De esta forma, se aprecia finalmente que tipo de dependencia tienen la temperatura y la vida útil de los transformadores, siendo ésta como ya se había mencionado de tipo exponencial. Se aprecia que una disminución de la temperatura de 2 ºC sobre la nominal, acarrea un aumento de la vida del transformador desde los 25 años iniciales, a 30.7 años. Mientras que un aumento de la misma en también 2 ºC implica acortar dicha vida a 20.4 años, siendo asimétrica la variación de vida útil frente a reducciones y aumentos de la temperatura, es decir, la reducción de dicha temperatura de funcionamiento acarrea un mayor aumento de la vida del transformador que reducción de la misma frente un aumento de la temperatura de la misma cantidad de grados. Por otro lado, también se aprecia la relación exponencial mencionada, ya que al trabajar tan sólo 6 ºC por encima de los 110 ºC nominales, el efecto resultante da lugar a un acortamiento de la vida útil de casi el 50 %. Siendo por tanto muy interesante realizar el estudio que se llevará a cabo en el capítulo 6 del impacto del cambio climático.

2 SELECCIÓN Y MONITORIZACIÓN DE TRANSFORMADORES

Como se ha desarrollado en la introducción, la temperatura de funcionamiento es el parámetro que determina y limita la vida útil de los transformadores. En este capítulo, se desarrollarán el modelo utilizado para obtener la temperatura a la que operarían los transformadores, así como los tipos de dichos transformadores que se estudiarán para realizar posteriormente los análisis.

2.1 Introducción a las bases de los modelos térmicos de los transformadores

Los modelos de monitorización de temperatura de los transformadores tratan de representar lo más fielmente posible la evolución de las temperaturas alcanzadas por los transformadores bajo unas condiciones y durante un determinado periodo de tiempo de simulación. Es por ello, que en este primer apartado se expondrán tanto las bases del proceso en el que consiste la evolución de temperatura de los transformadores, como las principales constantes y características de los modelos térmicos.

El comportamiento y evolución de la temperatura de los transformadores que se intenta modelar, se puede resumir principalmente en tres etapas. Una primera de ellas, donde las pérdidas de potencia transformadas en calor transfieren dicho calor desde el foco del mismo hasta el aceite. En segundo lugar y a través del aceite el calor se transmite hasta la superficie del transformador, para finalmente parte de dicho calor ser evacuado al medio ambiente. Dándose a lo largo de este proceso los tres medios de transferencia de calor, convección, conducción y radiación [9].

Para mayor claridad y comprensión del proceso de transferencia de calor anteriormente explicado, se muestra en la Figura 5 el equivalente de dicho proceso en su modelo de circuito térmico equivalente. En este modelo, el transformador se considera descompuesto en cinco masas puntuales (con propiedades homogéneas y conocidas): el núcleo magnético, los arrollamientos primario y secundario, el aceite y la cuba. En cada parte se producen unas pérdidas, cada una tiene una temperatura uniforme (masa homogénea y puntual), una masa que le permite almacenar calor (a expensas de que suba su temperatura) y puede transmitir (enviar/recibir) el calor (flujo térmico) a otras masas con la que está en contacto (por conducción o convección) a través de las resistencias térmicas correspondientes.

En este modelo de circuito, análogo (equivalente) del circuito térmico real, se utiliza una analogía en la que:

- las tensiones representan temperaturas (el terminal de referencia –la tierra- representa la temperatura ambiente)
- Las fuentes de intensidad representan las pérdidas en cada parte del transformador, mientras que las fuentes de tensión representarían diferencias de temperatura constantes
- Las capacidades (eléctricas) representan las capacidades térmicas (el producto de la masa por el calor específico del cuerpo sobre el que se producen las pérdidas. Una medida de la capacidad del cuerpo para almacenar el calor)
- Las resistencias (eléctricas) representan resistencias térmicas (oposición al flujo térmico entre dos cuerpos/puntos a distinta temperatura)
- Las intensidades representan los flujos térmicos entre masas/puntos a distinta temperatura.

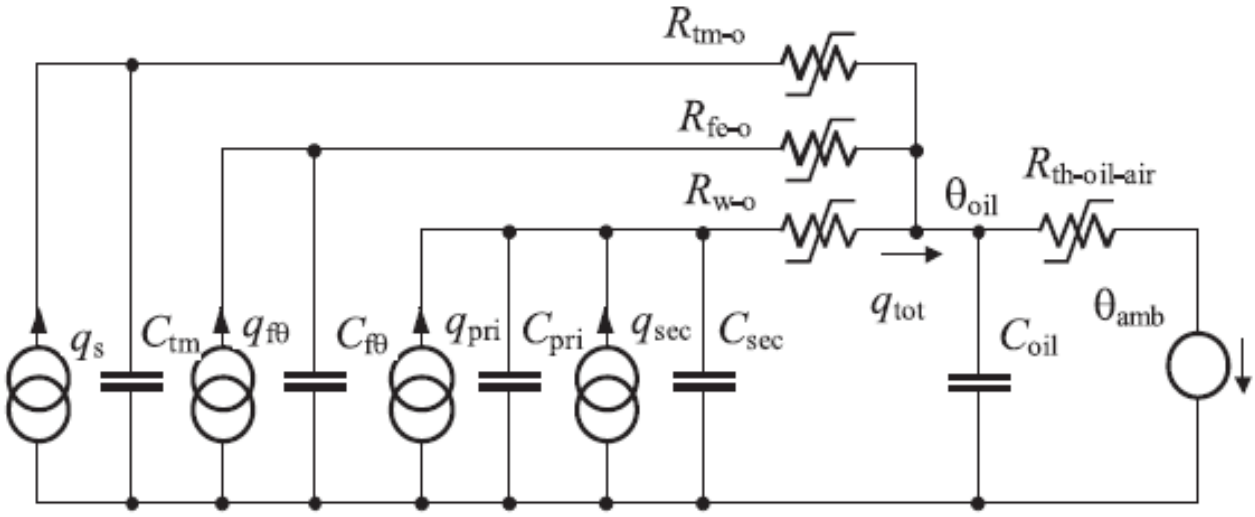

Figura 5 Modelo de circuito térmico equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [9]

En dicho modelo de la Figura 5, se aprecia en la parte izquierda lo correspondiente a la primera etapa de la transferencia de calor previamente mencionada, es decir, al momento en el que las pérdidas transformadas en calor, transfieren éste al aceite. Donde: q_s, $q_{f\theta}$, q_{pri} y q_{sec}, son las pérdidas por corrientes parásitas, las pérdidas en el núcleo, las pérdidas en el devanado primario y las pérdidas del devanado secundario respectivamente. Dicho calor generado viene conectado cada uno de ellos a R_{tm-o}, R_{fe-o}, R_{w-o} siendo éstas las resistencias térmicas que ofrecen el paso de calor del tanque al aceite, del núcleo al aceite y de los conductores al aceite respectivamente. Finalmente, en lo correspondiente a dicha primera etapa también se aprecia que dichos calores transmitidos por las pérdidas vienen también acompañados de las distintas capacidades térmicas de los focos de calor en los que se producen las pérdidas, C_{tm}, $C_{f\theta}$, C_{pri}, C_{sec}. Siendo éstos como ya se ha mencionado las capacidades térmicas: del tanque (incluyendo los componentes metálicos), del núcleo, de los conductores del devanado primario y de los conductores del devanado secundario respectivamente [9].

Todo lo mencionado respecto la primera etapa se traduce al final en el término q_{tot}, que representa el calor total transmitido por los diferentes componentes de pérdidas al aceite. Encontrándose de este modo a su derecha, los términos θ_{oil} y C_{oil} que representan la temperatura alcanzada por dicho aceite y su capacidad térmica. Posteriormente, en el modelo de circuito térmico, las últimas dos etapas correspondientes a la transferencia de calor entre el aceite a la superficie del transformador y posterior transferencia del mismo al aire exterior, vienen ambas representadas en la restante parte derecha del modelo mediante la resistencia ofrecida entre el aceite y el aire exterior $R_{th-oil-air}$, seguidos de θ_a que representa la temperatura de dicho ambiente exterior [9].

A efectos prácticos, dicho modelo de circuito térmico se suele representar de forma simplificada mediante el siguiente modelo mostrado en la Figura 6, donde se desprecian las resistencias térmicas que ofrecen tanto el tanque, el núcleo y los conductores al aceite (R_{tm-o}, R_{fe-o} y R_{w-o} respectivamente) frente a la resistencia entre el aceite y el aire ($R_{th-oil-air}$). Además, también se agrupan las pérdidas por corrientes de fuga y la de los conductores en un mismo término q_l que representa las pérdidas dependientes de la carga [9]. Como puede verse, este modelo simplificado se basa en la descomposición de las pérdidas en: pérdidas fijas o independientes de la carga (pérdidas en el núcleo) y pérdidas dependientes de la carga (pérdidas por efecto Joule en los arrollamientos y las pérdidas en la cuba o las pérdidas adicionales) A su vez, también se agrupan todas las capacidades térmicas en una misma variable, siendo ésta, la capacidad térmica equivalente del transformador C_{th-oil}.

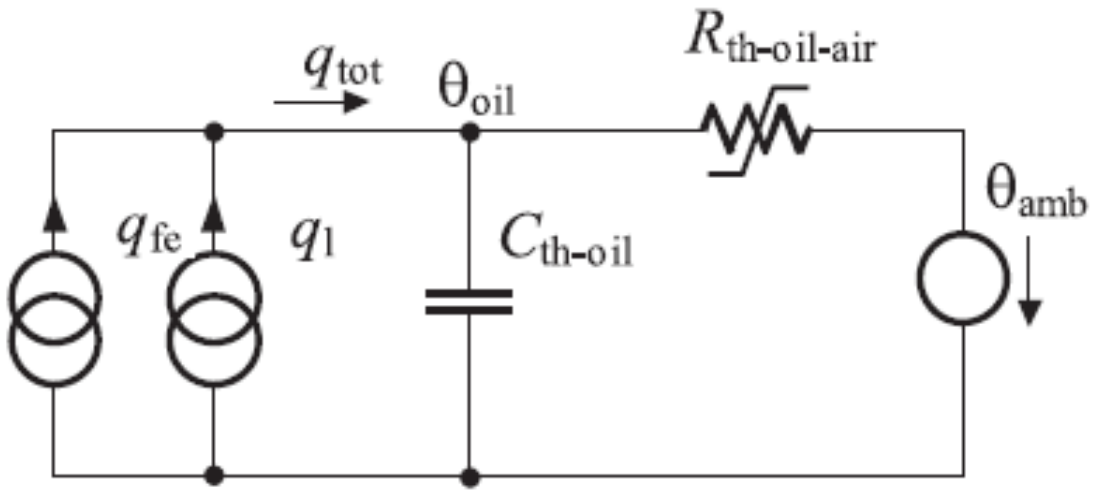

Figura 6 Modelo de circuito térmico simplificado equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [9]

Es dicho modelo de circuito térmico equivalente de la Figura 6, aquel que se trata de representar y simular mediante modelos térmicos. No existe un único modelo térmico para representar la evolución de la temperatura del punto caliente del bobinado del transformador, pero para la correcta implementación de cada uno de ellos, es fundamental acotar bien y determinar correctamente las diferentes constantes de tiempos que compondrán a dicho modelo.

Dentro de todas las constantes y variables que toman lugar en los modelos, podemos encontrar principalmente: aquellas referentes a modelar el tipo de refrigeración, las correspondientes a las características del transformador y por último las referentes a las temperaturas del transformador. A partir de las cuales, los modelos serán capaces de obtener las temperaturas del transformador para cualquier instante de tiempo y bajo unas condiciones de carga y temperaturas ambiente determinadas.

- Constantes que modelan la refrigeración

Dentro de las constantes que modelan el tipo de refrigeración, se encuentra el exponente del aceite x. A partir de él, se refleja la cantidad de calor que se puede transmitir desde el aceite al exterior. Dicha transferencia de calor se rige por la siguiente expresión [10].

$$q = \frac{1}{R_{th-oil-air}} \cdot \theta^{\frac{1}{x}} \qquad (3)$$

(3) Calor intercambiado entre el aceite y el aire exterior

Donde θ representa la diferencia de temperatura entre el aceite y el ambiente, y $R_{th-oil-air}$ es como ya se ha visto la resistencia térmica existente entre el aceite y el aire. De este modo, la constante x trata de simular el aumento de velocidad que adquiere el aire al pasar por la superficie del transformador cuando éste se refrigera mediante refrigeración por aire forzada (ONAF), traduciéndose en un aumento del calor intercambiado. Tomando así un valor de 1 para el tipo de refrigeración por ventilación natural (ONAN) y de 0.8 para refrigeración por ventilación forzada (ONAF) aumentando de este modo el calor transferido del aceite al medio ambiente [10].

- Constantes específicas del transformador

Estas constantes dependen de las características del transformador, siendo un total de 6, las cuales se pueden obtener a través del informe de datos del transformador aportado por el fabricante, pero que en su defecto la Comisión Electrotécnica Internacional aporta valores estándares de los mismos [11].

En primer lugar, dentro de estas variables, se encuentran las constantes de tiempo del bobinado τ_w y del aceite τ_o. Dichas constantes modelan la velocidad a la que esos elementos varían su temperatura, es decir, su inercia térmica. Pueden obtenerse mediante las ecuaciones (4) y (5), pero la norma IEC60076-7 aporta unos valores estándares dependiendo del tipo de refrigeración. Siendo para la constante de tiempo del bobinado $\tau_w$de 10 min si el transformador es de refrigeración ONAN y de 7 min si es de refrigeración ONAF, mientras que para la constante de tiempo del aceite τ_o son de 210 min para refrigeración ONAN y 150 min para ONAF [3].

$$\tau_w = \frac{m_w \cdot c \cdot g}{60 \cdot P_w}$$

(4) Ecuación constante de tiempo del bobinado en minutos

$$\tau_o = \frac{C \cdot \Delta\theta_{om} \cdot 60}{P}$$

(5) Ecuación constante de tiempo del aceite en minutos

Para el caso de la ecuación de la constante de tiempo del bobinado τ_w, m_w es la masa en kg de bobinado, g corresponde a la diferencia de temperatura entre el aceite y el bobinado expresado en K, P_w son las pérdidas en los bobinados a plena carga en W, c es el calor específico de los conductores expresados en Ws/kgK (tomando un valor de 390 si son de cobre o de 890 si son de aluminio) y por último, el divisor 60 se corresponde al conversor de segundos a minutos de la constante de tiempo del bobinado [3].

Por otro lado, para la constante de tiempo del aceite τ_o, P representa las pérdidas de carga a plena carga en W, $\Delta\theta_{om}$ es la diferencia del aumento de temperatura entre el aceite y el ambiente en K, y por último se encuentra C que es la capacidad térmica del aceite, la cual conforme a [3] puede obtenerse mediante la ecuación (6):

$$C = 0.132m_A + 0.0882m_T + 0.400m_O$$

(6) Ecuación capacidad térmica del aceite resultante en Wh/K

Donde m_A, m_T, y m_O son la masa en kilogramos del núcleo, la del tanque junto sus elementos mecánicos, y la del aceite respectivamente, y por último el multiplicando 60 es el conversor de horas a minutos de la constante de tiempo del aceite.

Además de dichas constantes de tiempo, se encuentra la constante y, siendo ésta el exponente del bobinado que modela la velocidad a la que se transfiere el calor por dicho bobinado. A su vez, también están las constantes k_{11}, k_{21} y k_{22}, donde dichas tres constantes modelan la velocidad del aumento de temperatura del bobinado debido al paso de flujo de aceite a través de él. Sus valores como se ha mencionado pueden ser obtenidos mediante test térmicos, pero al igual que antes, la norma IEC60067-7 aporta valores dependiendo del tipo de refrigeración. Donde para el caso de estas constantes sus valores tanto para refrigeración ONAN como ONAF coinciden, siendo de 1.3 para el caso del exponente del bobinado y, y de 0.5, 2 y 2 para k_{11}, k_{21} y k_{22} respectivamente [3].

Por último, dentro de las constantes y variables dependientes de las características del transformador, se encuentran también R y K, donde R corresponde a la relación entre las pérdidas de carga y las de vacío a potencia nominal (siendo estas obtenibles mediante los ensayos de cortocircuito y vacío respectivamente), y K hace referencia a la carga relativa en por unidad a la que esta trabajando el transformador en un determinado momento, siendo por tanto, igual a la potencia en un instante determinado entre la potencia nominal del transformador. Como se verá en el próximo subapartado, todas estas variables se utilizarán e implementarán dentro del modelo térmico seleccionado para definir las características de los transformadores dentro de dicho modelo térmico.

- Constantes referentes a la temperatura

Todos los elementos que componen un transformador, no se encuentran a idénticas temperaturas tal y como se aprecia en la Figura 8a y Figura 8b. De este modo, existen constantes que expresan la diferencia de estas temperaturas a potencia nominal. Dichas constantes son las siguientes, g_r, $\Delta\theta_{hr}$ y $\Delta\theta_{or}$.

Donde la primera de dichas constantes g_r corresponde a la diferencia de temperatura media entre el aceite y el bobinado, $\Delta\theta_{hr}$ es igual a la diferencia entre el punto más caliente del bobinado y el aceite, y por último $\Delta\theta_{or}$, que expresa la diferencia entre la temperatura del aceite y del medio ambiente. Todas ellas se implementarán en el modelo térmico seleccionado y como ya se ha mencionado, se evalúan para el caso en el que el transformador opera a plena carga [3].

2.2 Modelo de monitorización de temperatura de funcionamiento

Una vez presentadas las constantes principales mediante las cuales trabajan los modelos térmicos, en este apartado se entrará más en detalle en el modelo adoptado para este trabajo. Dicho modelo de obtención y seguimiento de la temperatura de funcionamiento, se ha obtenido a partir de la norma internacional CEI IEC 60076-7 [3]. La norma en cuestión, además del modelo de temperatura, ofrece una guía y da especificaciones de las cargas a las que operar los transformadores de potencia desde el punto de vista de optimizar y minimizar el deterioro de los transformadores.

La norma establece a su vez dos modelos de monitorización que trabajan en función del cálculo del HST (*hottest spot temperatura*), es decir, el punto más caliente del bobinado. Uno de dichos modelos está basado en ecuaciones exponenciales y el otro está basado a su vez en ecuaciones diferenciales. El primero de ellos se suele aplicar para variaciones de carga de tipo escalón mientras que el otro, el basado en las ecuaciones diferenciales, funciona mejor para seguimientos donde el factor de carga y temperatura ambiente varían continuamente con el tiempo como si de un seguimiento online se tratase. Es por ello que finalmente se decide tomar la opción del modelo basado en ecuaciones diferenciales, cuyas variables de entrada siendo el factor de carga (K) y temperatura ambiente (θ_a), serán tratados en el capítulo 3.

La Figura 7, muestra un diagrama de bloques que representa el funcionamiento de dicho modelo donde se diferencian las entradas ya mencionadas y la salida, siendo ésta la temperatura máxima del punto caliente como ya se ha mencionado [3].

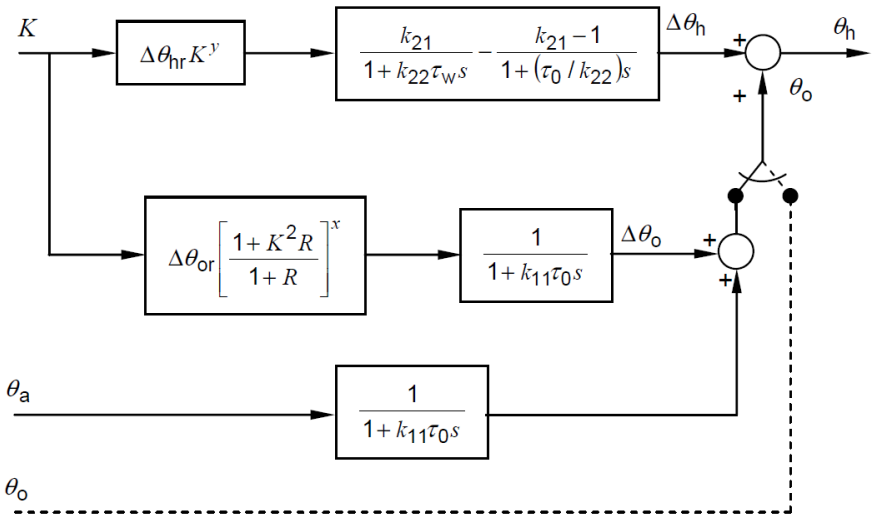

Figura 7 Diagrama de bloques del modelo de monitorización de la temperatura basado en ecuaciones diferenciales [3]

En dicho modelo, a partir de la temperatura ambiente y carga del transformador, se va midiendo y calculando el efecto que dichas entradas tienen sobre la temperatura del aceite θ_o, la cual se va actualizando en cada paso de integración; para, finalmente, a partir de ella y de la diferencia de temperatura entre el mismo y el punto

más caliente del bobinado, se acaba obteniendo dicha temperatura máxima del transformador. Se observa que existe un interruptor para la rama del cálculo de la temperatura del aceite, dicho interruptor se activa en el caso de tener disponibles medidas de la temperatura del aceite. De modo que, la rama en la que ésta es calculada mediante los efectos de la temperatura ambiente y el factor de carga ya no es necesaria, quedando ésta fuera del modelo térmico.

Sin embargo, no es trivial deducir a que punto del transformador se refiere la variable de la temperatura de salida del modelo, ya que dentro de éste como se ha mencionado, se diferencian diversos puntos de temperatura del transformador. Dichos puntos, representados gráficamente resultaría en lo mostrado en la Figura 8a:

Leyenda:

A: temperatura del aceite en la zona superior del tanque, tomado como la media entre la temperatura de salida del aceite del tanque y la cuba del transformador.

B: temperatura del aceite en la zona superior del tanque. (Se suele asumir del mismo valor que A)

C: temperatura media del aceite.

D: temperatura del aceite en la zona inferior del tanque.

E: suelo del tanque.

Q: temperatura media del bobinado de los transformadores.

gr: diferencia entre la temperatura media del aceite y la media del bobinado de los transformadores.

H: factor del punto caliente.

P: temperatura del punto caliente.

Eje x: temperatura.

Eje y posición relativa

■ *punto medido* ● *punto calculado*

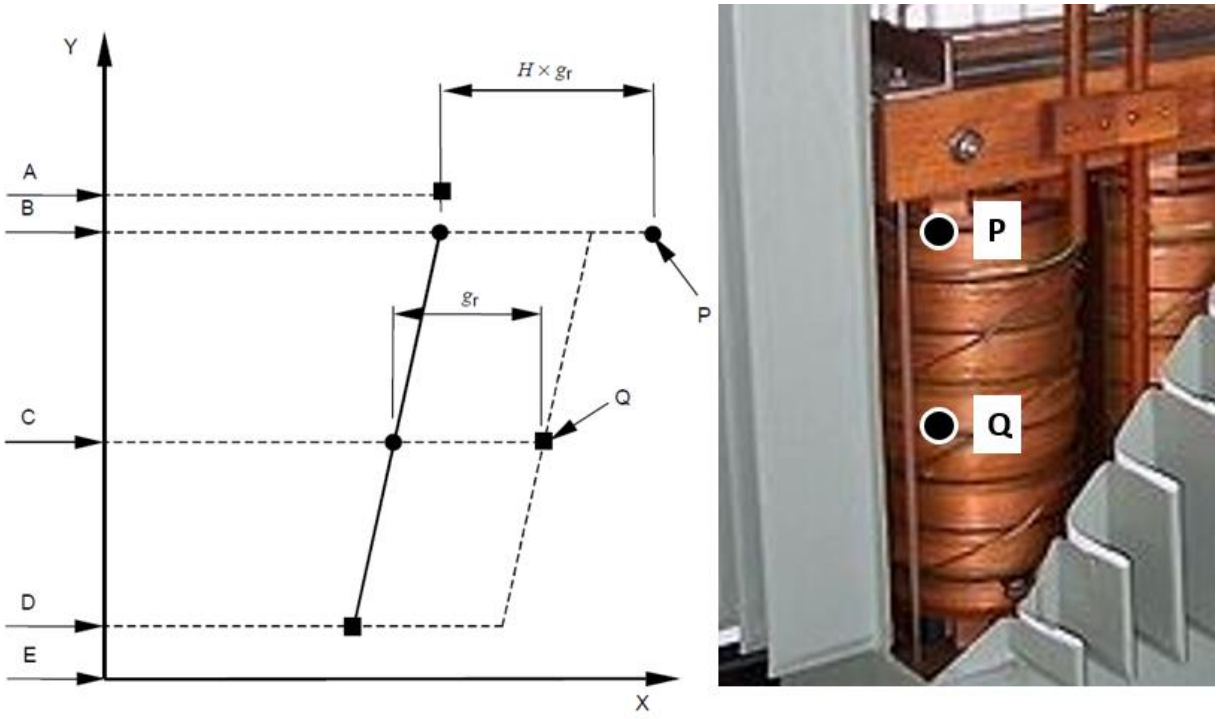

Figura 8a y 8b Gráfica de la temperatura de distintos puntos de un transformador de potencia en relación con su posición relativa de dichos puntos (8a) [3], y sección del bobinado de un transformador (8b)

En dicha Figura 8a, a lo largo del eje y, quedan representados físicamente los diferentes puntos del transformador a diferentes alturas, es decir, para los valores de dicho eje iguales a cero (línea horizontal E), éstos se corresponden con el suelo del tanque de aceite. De esta forma, conforme se sube a lo largo del eje *y,* se van representando diferentes puntos del tanque llegando tanto a la mitad del mismo (línea horizontal C), como hasta finalmente la parte superior de éste (línea horizontal A). Respecto al eje x, como se indica, representa la temperatura de los distintos puntos físicos del tanque del transformador, de modo que cuanto más a la derecha se encuentren mayor temperatura poseerán dichos puntos.

De este modo, se representa mediante una línea continua en la Figura 8a la temperatura del aceite, la cual se asume que aumenta de forma lineal desde la base del tanque hasta la parte superior del mismo. Mientras que, por otro lado, se representa y muestra a partir de líneas discontinuas las posiciones y relaciones de la temperatura del aceite con la del bobinado, donde se considera que la temperatura del bobinado aumenta de forma lineal y paralela a la del aceite.

A su vez, los puntos representados mediante cuadrados implican mediciones directas, habiéndose realizado como se puede apreciar, tres de ellas: una en los extremos superiores e inferiores del tanque, y por último otra en el medio del mismo. Mientras que los puntos representados con círculos son los obtenidos mediante cálculos y a partir de las mediciones anteriores y del uso del modelo térmico.

Finalmente, dicha salida del bloque del modelo de ecuaciones diferenciales representado en la Figura 7 (θ_h), hace referencia a la temperatura del punto P de la Figura 8a, y que queda a su vez representado físicamente en la Figura 8b. Dicho punto P, se corresponde con el punto del bobinado del transformador con la máxima temperatura del bobinado, es decir, donde se encuentra la parte del papel de aislamiento que mayor deterioro sufrirá debido a la temperatura de funcionamiento. Encontrándose por tanto el punto más caliente del bobinado en la parte superior del mismo al estar localizado en la línea horizontal A de la gráfica de la Figura 8a. Dicho punto más caliente del bobinado también puede ser referenciado como el punto caliente del transformador.

2.2.1 Parametrización de las variables del modelo basado en ecuaciones diferenciales

En este apartado se tratará de listar e identificar cada una de las diferentes variables que se utilizarán en el modelo de temperatura seleccionado. Pudiéndose diferenciar entre las variables de entrada, factores/constantes de tiempo y temperaturas.

- Variables de entrada

Son un total de dos, las cuales ya han sido mencionadas: por un lado, está el factor de carga del transformador de potencia expresado en por unidad, entendido éste como la relación entre la potencia generada por el parque fotovoltaico y la potencia nominal del transformador, y por otro la temperatura ambiente expresada en grados centígrados.

K	Factor de carga (p.u.)
θ_a	Temperatura ambiente (ºC)

Estas variables no dependen de las características del transformador, sino que dependerán de la curva de generación del parque fotovoltaico al que esté conectado y del medio ambiente a su alrededor (se entiende que el transformador está a la intemperie, por ser el caso más frecuente). Estas variables se parametrizarán más adelante en el capítulo 3.

- Factores y constantes.

En el modelo se encuentran diversos factores, los cuales la mayoría de ellos ya han sido introducidos previamente en el apartado anterior sobre la introducción a las bases de los modelos térmicos de los transformadores. Dichos factores y constantes, dependen de distintos parámetros tales como el tamaño del

transformador, sus pérdidas de vacío y nominales o bien del tipo de refrigeración que posean los transformadores de potencia. Dichos factores son los siguientes [3].

g_r	Factor que representa la diferencia media de temperatura entre el aceite y bobinado, se expresa en K.
H	Factor del punto caliente. Es un factor adimensional y su valor oscila entre: H=1.1 para transformadores de distribución y H=1.3 para transformadores de mediano y gran tamaño [3].
Hg_r	Representa la diferencia de temperatura entre el punto más caliente del bobinado y el aceite, su valor depende de las características del transformador, en caso de no ser aportado por el fabricante, se tomará como 26 K para refrigeraciones ONAN y ONAF [11].
R	Factor que se obtiene de la relación entre las pérdidas de cortocircuito y de vacío a carga nominal, obtenidas mediante los ensayos de vacío y cortocircuito del transformador.
x	Factor exponente del aceite. Su valor depende del tipo de refrigeración soliendo rondar entre 0.8 y 1.
y	Factor exponente del bobinado. Su valor también depende del tipo de refrigeración, el cual ronda entre 1.3 y 2.

Respecto a las constantes, también aparecen varias, las cuales dependen exclusivamente del tipo de refrigeración del transformador [3].

k_{11}	Constante k_{11} su valor oscila entre 0.5 y 1.
k_{21}	Constante k_{21} su valor oscila entre 1 y 3.
k_{22}	Constante k_{22} su valor oscila entre 1 y 2.
τ_o	Constante de tiempo del aceite su valor oscila entre 90 y 180. Se expresa en minutos.
τ_w	Constante de tiempo del bobinado su valor oscila entre 4 y 10. Se expresa en minutos
Dt	Constante que fija el diferencial de tiempo de cada cuanto se va a ir aumentando la mediación de la temperatura por cada iteración del modelo. Se expresa en minutos y su valor para un mejor funcionamiento del modelo debe de ser de menos de la mitad del valor de τ_w.

La Tabla 2 muestra los valores concretos que toman dichas variables según el tipo de refrigeración acorde con la norma [3].

Tabla 2 Valores de las constantes dependiendo del tipo de refrigeración [3]

		Transformadores de distribución	Transformadores de mediano y gran tamaño						
	Unidades	ONAN	ONANr	ONAN	ONAFr	ONAF	OFr	OF	OD
Exponente aceite x		0.8	0.8	0.8	0.8	1.0	1.0	1.0	1.0
Exponente bobinado y		1.6	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	2.0
Constante k_{11}		1.0	0.5	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0
Constante k_{21}		1.0	3.0	2.0	3.0	2.0	1.45	1.3	1.0
Constante k_{22}		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	1.0	1.0
Constante de tiempo τ_o	min	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tiempo τ_w	min	4	10	10	7	7	7	7	7

- Variables de temperatura

Las temperaturas calculadas en el modelo, son para una temperatura ambiente y factor de carga concretos según cada instante de tiempo. Sin embargo, existen términos en el modelo referentes a la temperatura tanto del aceite como del bobinado cuando el transformador opera a potencia nominal (K=1). (El subíndice r en estas variables hace referencia a "*rated current*", es decir, funcionamiento nominal)

$\Delta\theta_{or}$ Diferencia entre la temperatura del aceite y temperatura ambiente cuando el transformador opera a plena carga, expresado en K.

$\Delta\theta_{hr}$ Diferencia entre la temperatura del aceite y la temperatura del punto caliente del bobinado cuando el transformador opera a plena carga, expresado en K.

El valor de estas temperaturas, se obtiene fijando que la temperatura del punto caliente (θ_{hr}) funcionando a potencia nominal en el bobinado equivale a 110 ºC ó 98 ºC dependiendo del tipo de papel aislante que utilice el transformador en cuestión como se ha visto en la introducción. Y, por otro lado, tomando una temperatura media del ambiente que suele rondar los 20 ºC y 30 ºC. Teniendo esos datos y el valor de Hg_r, el cálculo del valor de esas variables de temperatura se vuelve inmediato.

$$\Delta\theta_{hr} = H \cdot g_r \quad (7)$$

$$\theta_{or} = \theta_{hr} - \Delta\theta_{hr} \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{or} = \theta_{or} - \theta_a \quad (9)$$

2.2.2 Desarrollo del modelo de monitorización de temperatura basado en ecuaciones diferenciales

Tras haber definido tanto la nomenclatura de todas las diferentes variables que tienen lugar en el modelo, como su valor numérico dentro del mismo según cada posible escenario, en este subapartado se expondrá más detenidamente el modelo de monitorización de la temperatura del transformador, desarrollando las diferentes ecuaciones que son necesarias usar para aplicar dicho modelo.

- Ecuaciones para la obtención de las condiciones iniciales.

Son el primer paso para comenzar con el modelo, donde a partir de un total de tres ecuaciones se calculan la temperatura del aceite (θ_o) para un determinado factor de carga o potencia relativa (K) y dos gradientes de temperatura referentes a la diferencia existente entre la temperatura del aceite y la del bobinado ($\Delta\theta_{h1}$) ($\Delta\theta_{h2}$) para el mismo factor de carga [3].

$$\theta_{o(0)} = \left[\frac{1+K^2R}{1+R}\right]^x \cdot \Delta\theta_{or} + \theta_a \qquad (10)\text{Valor inicial } \theta_o$$

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} \qquad (11)\text{Valor inicial } \Delta\theta_{h1}$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21}-1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} \qquad (12)\text{Valor inicial } \Delta\theta_{h2}$$

- Ecuaciones para la resolución de las ecuaciones diferenciales

La resolución de las ecuaciones diferenciales consiste en un proceso de cálculo iterativo para estimar la temperatura en los instantes $k+1$. Para ello, en primer lugar, se aplican las ecuaciones que permiten obtener el gradiente de temperatura ($D\theta_o$) que ha sufrido el aceite respecto a la iteración anterior y su nueva temperatura.

$$D\theta_{o(1)} = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \cdot \left(\left(\frac{1+K^2R}{1+R}\right)^x \cdot (\Delta\theta_{or}) - \left(\theta_{o(0)} - \theta_a\right)\right) \qquad (13)\text{Gradiente de temperatura del aceite}$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} \qquad (14)\text{Temperatura del aceite iteración actual}$$

Posteriormente se realiza el mismo tipo de cálculo para las diferencias de temperatura entre el aceite y bobinado, obteniéndose así dos gradientes, el relativo a $\Delta\theta_{h1}$ y a $\Delta\theta_{h2}$.

$$\mathrm{D}\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \cdot \left(k_{21} \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h1(0)}\right) \qquad (15)\text{Gradiente de } \Delta\theta_{h1}$$

$$\mathrm{D}\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{Dt}{\frac{1}{k_{22}}\tau_w} \cdot \left((k_{21}-1) \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h2(0)}\right) \qquad (16)\text{Gradiente de } \Delta\theta_{h2}$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + \mathrm{D}\Delta\theta_{h1(1)} \qquad (17)\text{Diferencia temperatura } \Delta\theta_{h1} \text{ iteración actual}$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + \mathrm{D}\Delta\theta_{h2(1)} \qquad (18)\text{Diferencia temperatura } \Delta\theta_{h2} \text{ iteración actual}$$

Finalmente, con los nuevos valores de $\Delta\theta_{h1}$ y $\Delta\theta_{h2}$ se puede obtener el valor final de la diferencia entre el aceite y bobinado ($\Delta\theta_h$) y sumárselo a la temperatura obtenida del aceite para la iteración actual. Obteniendo así la temperatura del punto caliente del bobinado en esta iteración (θ_h).

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} \quad \text{(19) Diferencia temperatura } \Delta\theta_h$$

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} \quad \text{(20) Temperatura punto caliente bobinado}$$

Repitiendo este proceso de la resolución de las ecuaciones diferenciales se puede desarrollar un proceso iterativo para cada instante de tiempo, obteniendo paralelamente a su vez el envejecimiento relativo que está sufriendo el transformador de potencia para cada momento del que se ha obtenido la temperatura máxima del bobinado (θ_h).

$$DL_{(1)} = \mathcal{V}_{(1)} \cdot Dt \quad \text{(21) Gradiente pérdida de vida relativa}$$

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} \quad \text{(22) Pérdida de vida acumulada}$$

Se muestra a continuación en la Figura 9 para mayor claridad y compresión del modelo, el diagrama de flujo del procedimiento de cálculo del punto caliente del transformador de dicho modelo térmico previamente visto.

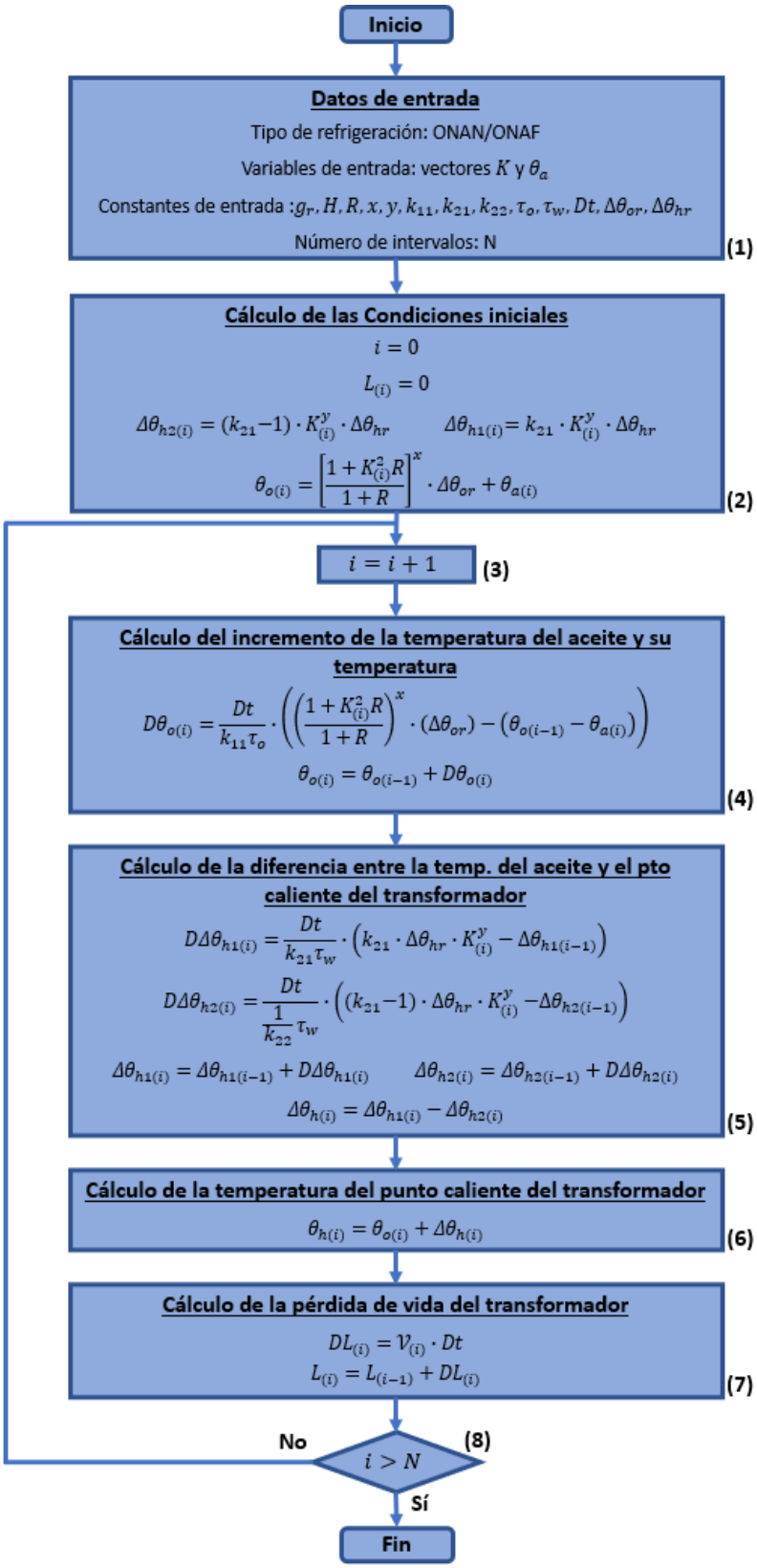

Figura 9 Procedimiento del cálculo del punto caliente del transformador del modelo térmico

Se observa en la Figura 9, que el procedimiento del cálculo de la temperatura del punto caliente del transformador reflejado en el diagrama, es efectivamente un proceso iterativo y consta de un total de 8 pasos. El primero de ellos, se corresponde con la introducción de todas las variables de entrada desarrolladas en el

apartado 2.2.1, es decir, los vectores con el perfil de carga K y la temperatura ambiente θ_a a lo largo del año, las constantes referentes a las características del transformador y tipo de refrigeración, y finalmente también se añade el número de iteración necesarias a realizar para recorrer los vectores K y θ_a.

A partir de las variables aportadas en el paso 1, se calculan en el paso 2 las condiciones iniciales necesarias para comenzar el proceso iterativo, siendo éstas, por un lado, una temperatura inicial del aceite θ_o, y, por otro lado, las diferencias de temperatura $\Delta\theta_{h1}$ y $\Delta\theta_{h2}$. Dichas diferencias de temperatura, representan las dinámicas de aumentos de temperatura del punto caliente del transformador, y definen la diferencia de temperatura entre el aceite y el punto caliente de dicho transformador. La primera de las diferencias de temperatura $\Delta\theta_{h1}$, se corresponde con el propio aumento de temperatura del punto caliente del transformador sobre el aceite sin contar los efectos del paso del aceite por dicho punto. Mientras que la segunda diferencia de temperaturas $\Delta\theta_{h2}$, es la correspondiente a la disminución de temperatura por el efecto refrigerante del paso del aceite por el punto caliente [3]. A su vez, en este segundo paso también se inicializa la variable del índice de las iteraciones i, y por último se le da un valor de cero a la variable de pérdida de vida del transformador L.

Una vez finalizado el paso 2 y con el comienzo del 3, es cuando empieza el proceso iterativo. Siendo este paso, donde se actualizará la variable i para cada iteración. Posteriormente, en el paso 4, se calcula el gradiente de temperatura que se ha dado respecto a la iteración anterior para la temperatura del aceite $D\theta_o$. Una vez obtenido dicho gradiente, éste es sumado a la temperatura del aceite de la iteración anterior $\theta_{o(i-1)}$, obteniendo así la nueva temperatura del aceite para la iteración actual $\theta_{o(i)}$. Se utilizará la temperatura del aceite obtenida en las condiciones iniciales del paso 2 para el cálculo de la primera iteración.

En el paso 5, se obtiene la diferencia de temperatura entre el aceite y el punto caliente del transformador ($\Delta\theta_h$) mediante el cálculo de las diferencias de temperaturas ya vistas $\Delta\theta_{h1}$ y $\Delta\theta_{h2}$ para la iteración actual. El cálculo de dichas diferencias de temperatura se realiza mediante un procedimiento muy similar al del anterior paso 4, donde se obtienen los gradientes de temperatura que se han dado de cada una de dichas diferencias $\Delta\theta_{h1(i-1)}$ y $\Delta\theta_{h2(i-1)}$ respecto a la iteración actual, $D\Delta\theta_{h1(i)}$ y $D\Delta\theta_{h2(i)}$ respectivamente. Finalmente, una vez sumados dichos gradientes a las diferencias de temperatura de la iteración anterior, se obtienen los nuevos valores de las diferencias de temperatura para esta iteración $\Delta\theta_{h1(i)}$ y $\Delta\theta_{h2(i)}$. A partir de los cuales, se calcula finalmente la diferencia de temperatura entre el aceite y el punto caliente del transformador para la iteración actual $\Delta\theta_{h(i)}$. Al igual que en el paso 4, se utilizarán las diferencias de temperatura $\Delta\theta_{h1}$ y $\Delta\theta_{h2}$ calculadas en las condiciones iniciales del paso 2, para el cálculo de la primera iteración.

Una vez obtenida tanto la temperatura del aceite como la diferencia de temperatura entre dicho aceite y el punto caliente del transformador, se puede finalmente en el paso 6 calcular mediante la suma de ambos la temperatura del punto caliente del transformador θ_h. A partir de dicha temperatura, se calcula en el paso 7 la pérdida de vida que operar bajo esa temperatura supone para el transformador L. De forma que se suma su valor a la pérdida de vida ya dada durante las iteraciones anteriores, de modo que ésta, se va acumulando para las diferentes iteraciones.

Finalmente, en el paso 8 se comprueba si el índice de iteración i es mayor que el número de pasadas a realizar N. Donde en caso negativo, supondría que aún no se han recorrido al completo los vectores de entrada de los factores de carga y temperatura ambiente, de modo que, aún no se habría terminado de simular el año o el periodo deseado al completo. Por otro lado, en caso afirmativo significaría por el contrario que la simulación ya se ha terminado de realizar por completo y que por tanto ya se han calculado las temperaturas del punto caliente del transformador y la pérdida de vida de éste a lo largo del periodo de simulación deseado.

2.2.3 Validación del modelo para monitorizar la temperatura

Una vez realizado y programado en *Matlab* el modelo de temperatura, se procede a realizar una comprobación de que éste se ha implementado correctamente. Para ello, se simulará en el programa un ejemplo de un perfil de temperatura y potencia que viene en el Anexo C de la norma en cuestión [3]. Se comprobará así que los resultados obtenidos por el programa desarrollado coinciden con los de la norma, validándolo y confirmando que dicho programa es apto para ser utilizado y desarrollar con él la casuística y análisis técnicos.

El ejemplo en cuestión se plantea para un transformador de mediano tamaño y con refrigeración del tipo ONAF, del cual la norma aporta directamente todas las variables que son necesarias para aplicar el modelo, cuyos valores son mostrados en la Tabla 3:

Tabla 3 Valores de entrada de las distintas variables del ejemplo adjunto en el Anexo C de la norma CEI IEC 60076-7 [3]

	Datos de entrada ejemplo Anexo C
Diferencia entre la temperatura del aceite y la temperatura ambiente a plena carga: $\Delta\theta_{or}$ (K)	45
Diferencia entre la temperatura del aceite y la temperatura del bobinado a plena carga: $\Delta\theta_{hr}$ (K)	35
Temperatura del punto caliente del bobinado a plena carga: θ_{hr} (ºC)	110
Temperatura ambiente: θ_a (ºC)	30
Constante de tiempo del aceite: τ_o (min)	150
Constante de tiempo del bobinado: τ_k (min)	7
Factor de la relación de pérdidas a plena carga: R	8
Factor exponente del aceite: x	0.8
Factor exponente del bobinado: y	1.3
Constante k_{11}	0.5
Constante k_{21}	2
Constante k_{22}	2

Por otro lado, la norma también termina de aportar las variables de entrada (temperatura ambiente y factor de carga) durante el periodo en el que se realiza el estudio, un total de dos horas con un incremento de tiempo de 3 minutos entre cada iteración. Dichos valores son los que se indican en la Tabla 4:

Tabla 4 Datos del ejemplo de calentamiento dado por la norma [3]

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	Temp. Ambiente θ_a (ºC)	Factor de carga K (p.u.)
0	0	14:00	30.3	0.81
1	3	14:03	29.9	0.87
2	6	14:06	29.8	0.88
3	9	14:09	29.5	0.86
4	12	14:12	29.6	0.90

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	Temp. Ambiente θ_a (ºC)	Factor de carga K (p.u.)
5	15	14:15	29.5	0.92
6	18	14:18	29.5	0.95
7	21	14:21	28.9	0.96
8	24	14:24	29.0	0.97
9	27	14:27	28.6	1.00
10	30	14:30	28.0	1.70
11	33	14:33	28.7	1.70
12	36	14:36	27.8	1.73
13	39	14:39	28.1	1.72
14	42	14:42	27.9	1.69
15	45	14:45	27.1	1.68
16	48	14:48	26.9	1.71
17	51	14:51	26.7	1.69
18	54	14:54	27.2	1.67
19	57	14:57	26.7	1.68
20	60	15:00	26.9	1.63
21	63	15:03	26.5	1.59
22	66	15:06	26.2	1.53
23	69	15:09	26.3	1.49
24	72	15:12	25.4	1.41
25	75	15:15	25.6	1.38
26	78	15:18	25.3	1.32
27	81	15:21	24.8	1.28
28	84	15:24	24.5	1.21
29	87	15:27	24.3	1.19
30	90	15:30	24.1	0.87

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	Temp. Ambiente θ_a (ºC)	Factor de carga K (p.u.)
31	93	15:33	24.3	0.88
32	96	15:36	24.1	0.87
33	99	15:39	23.4	0.86
34	102	15:42	23.6	0.85
35	105	15:45	23.8	0.87
36	108	15:48	23.1	0.83
37	111	15:51	23.3	0.86
38	114	15:54	23.1	0.85
39	117	15;57	22.3	0.82
40	120	16:00	22.2	0.86

Para los valores de la Tabla 4, la norma CEI IEC 60076-7 [3] obtiene los resultados reflejados en la Tabla 5 y representados mediante las figuras 10 y 11:

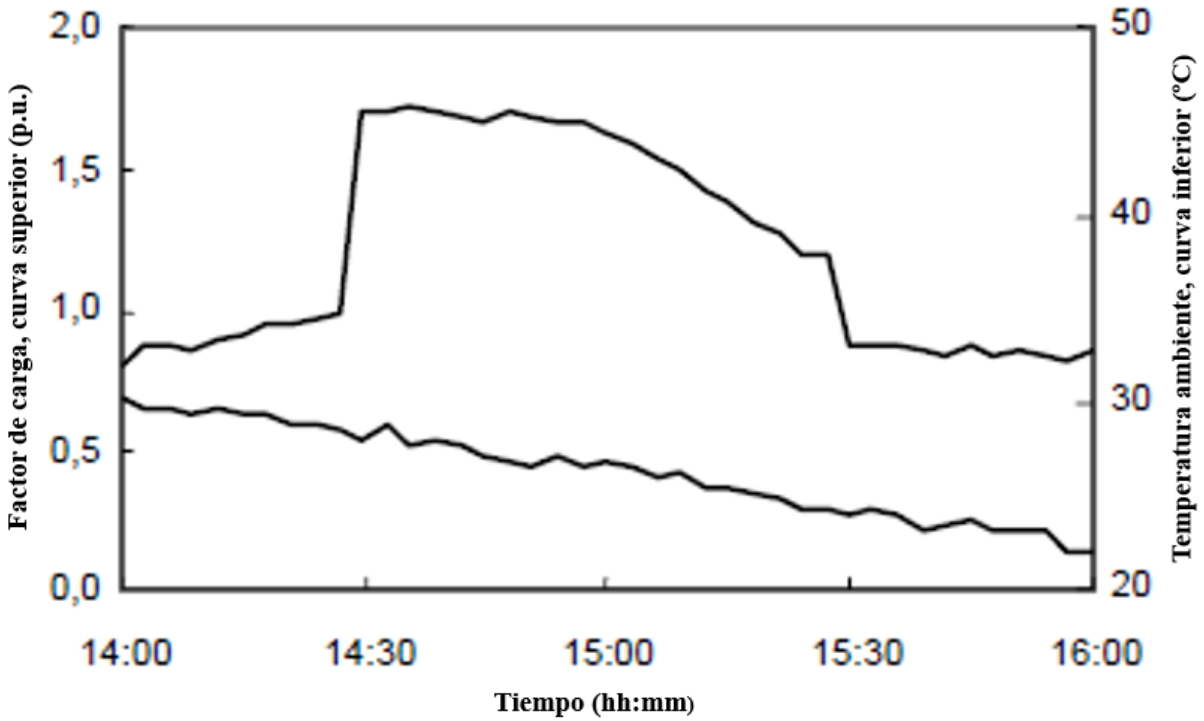

Figura 10 Evolución temporal del factor de carga (carga relativa) (curva inferior) y la temperatura ambiente (curva superior) aportados por la norma para el ejemplo planteado

Tabla 5 Resultados numéricos aportados por la norma del ejemplo del Anexo C [3]

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	T. Punto caliente θ_h (ºC)	Pérdida de vida L (días)
0	0	14:00	90.5	0
1	3	14:03	91.6	0.00
2	6	14:06	92.7	0.00
3	9	14:09	93.2	0.00
4	12	14:12	94..3	0.00
5	15	14:15	95.6	0.00
6	18	14:18	97.2	0.00
7	21	14:21	98.6	0.00
8	24	14:24	100.0	0.00
9	27	14:27	101.6	0.00
10	30	14:30	118.6	0.01
11	33	14:33	132.1	0.03
12	36	14:36	143.5	0.08
13	39	14:39	152.4	0.18
14	42	14:42	158.8	0.35
15	45	14:45	163.6	0.61
16	48	14:48	168.2	0.97
17	51	14:51	171.5	1.44
18	54	14:54	173.6	1.99
19	57	14:57	175.7	2.64
20	60	15:00	176.1	3.30
21	63	15:03	175.6	3.94
22	66	15:06	173.8	4.50
23	69	15:09	171.5	4.97
24	72	15:12	167.8	5.32

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	T. Punto caliente θ_h (ºC)	Pérdida de vida L (días.)
25	75	15:15	164.3	5.59
26	78	15:18	160.1	5.79
27	81	15:21	156.0	5.93
28	84	15:24	151.1	6.02
29	87	15:27	146.8	6.08
30	90	15:30	136.9	6.11
31	93	15:33	129.1	6.12
32	96	15:36	122.8	6.13
33	99	15:39	117.5	614
34	102	15:42	113.1	6.14
35	105	15:45	110.0	6.14
36	108	15:48	106.6	6.14
37	111	15:51	104.5	6.14
38	114	15:54	102.6	6.14
39	117	15;57	100.4	6.15
40	120	16:00	99.3	6.15

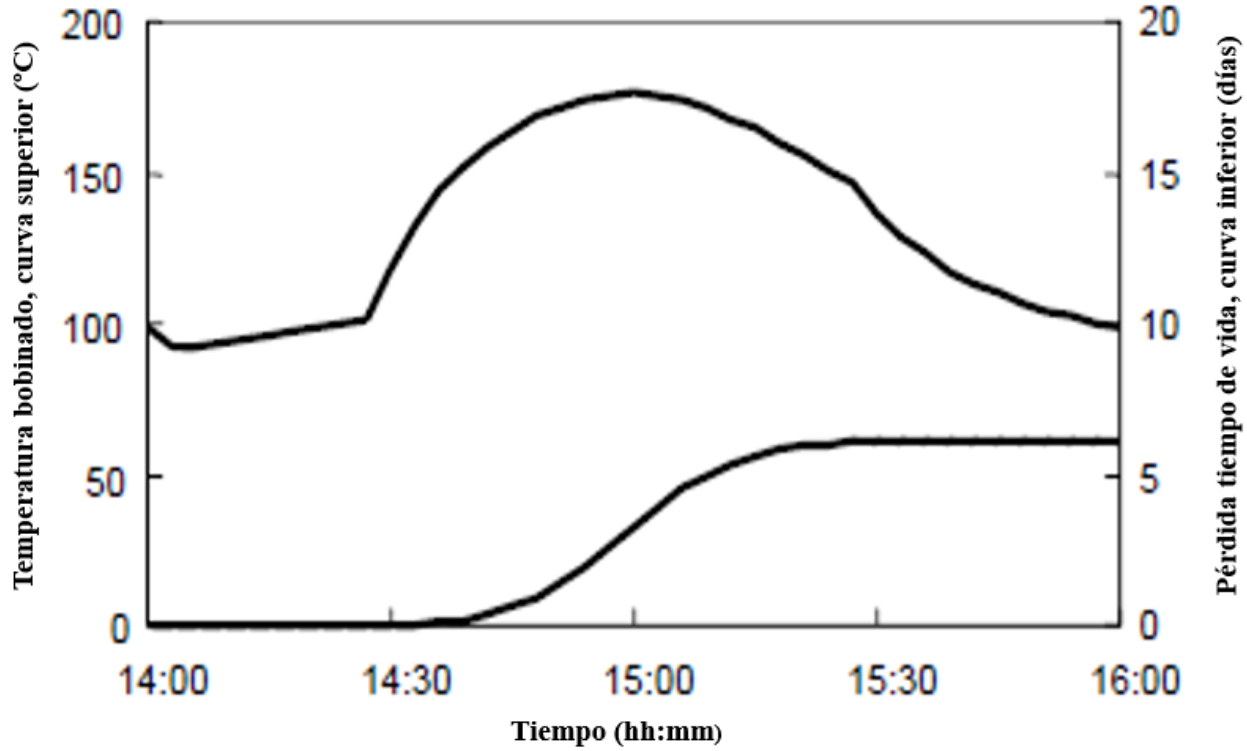

Figura 11 Resultados aportados por la norma, de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del bobinado θ_h (curva superior) y la pérdida de vida L (curva inferior) para las entradas de la Figura 10

Por otro lado, introduciendo los valores de entrada de la Tabla 3 en el programa desarrollado del modelo de monitorización de temperatura, finalmente se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 6 y en las Figuras 12 y 13.

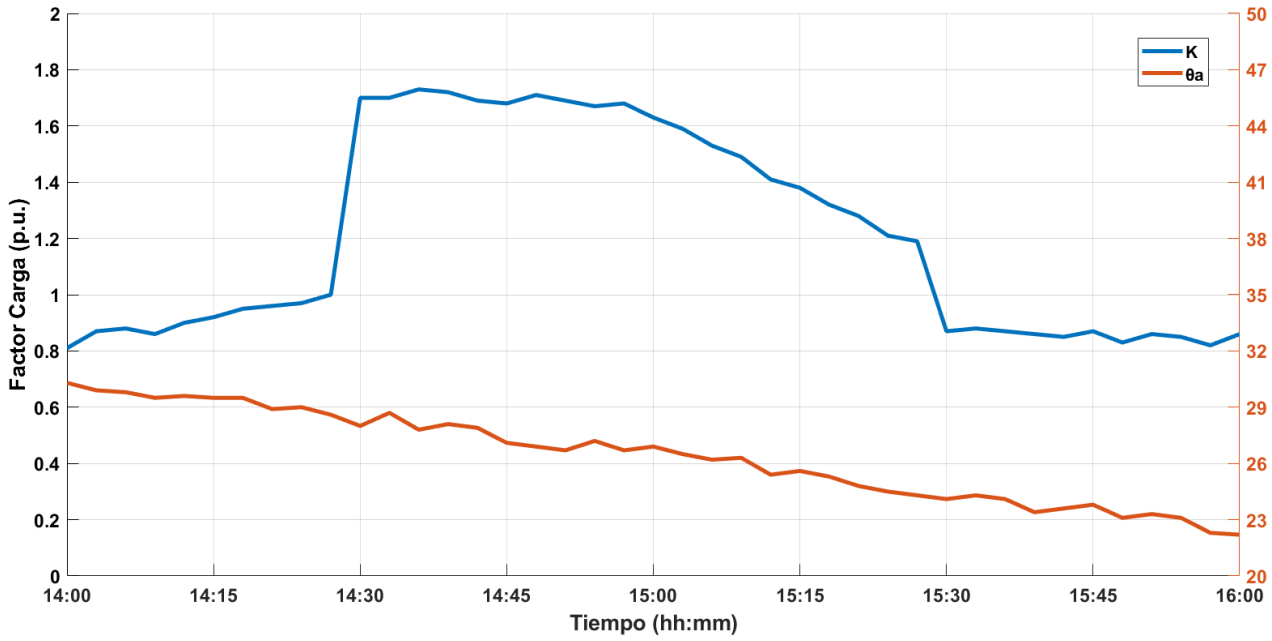

Figura 12 Evolución temporal del factor de carga (carga relativa) y la temperatura ambiente (datos de entrada) para el ejemplo planteado

Tabla 6 Resultados numéricos obtenidos por el programa desarrollado, tras simular el ejemplo del Anexo C de la norma CEI IEC 60076-7

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	T. Punto caliente θ_h (ºC)	Pérdida de vida L (días.)
0	0	14:00	90.5	0
1	3	14:03	91.6	0.00
2	6	14:06	92.7	0.00
3	9	14:09	93.2	0.00
4	12	14:12	94..3	0.00
5	15	14:15	95.6	0.00
6	18	14:18	97.2	0.00
7	21	14:21	98.6	0.00
8	24	14:24	100.0	0.00
9	27	14:27	101.6	0.00
10	30	14:30	118.6	0.01
11	33	14:33	132.1	0.03
12	36	14:36	143.5	0.08
13	39	14:39	152.4	0.18
14	42	14:42	158.8	0.35
15	45	14:45	163.6	0.61
16	48	14:48	168.2	0.97
17	51	14:51	171.5	1.44
18	54	14:54	173.6	1.99
19	57	14:57	175.7	2.64
20	60	15:00	176.1	3.30
21	63	15:03	175.6	3.94
22	66	15:06	173.8	4.50
23	69	15:09	171.5	4.97
24	72	15:12	167.8	5.32

Iteración	Tiempo t (min)	Hora del día h:min	T. Punto caliente θ_h (ºC)	Pérdida de vida L (días.)
25	75	15:15	164.3	5.59
26	78	15:18	160.1	5.79
27	81	15:21	156.0	5.93
28	84	15:24	151.1	6.02
29	87	15:27	146.8	6.08
30	90	15:30	136.9	6.11
31	93	15:33	129.1	6.12
32	96	15:36	122.8	6.13
33	99	15:39	117.5	614
34	102	15:42	113.1	6.14
35	105	15:45	110.0	6.14
36	108	15:48	106.6	6.14
37	111	15:51	104.5	6.14
38	114	15:54	102.6	6.14
39	117	15;57	100.4	6.15
40	120	16:00	99.3	6.15

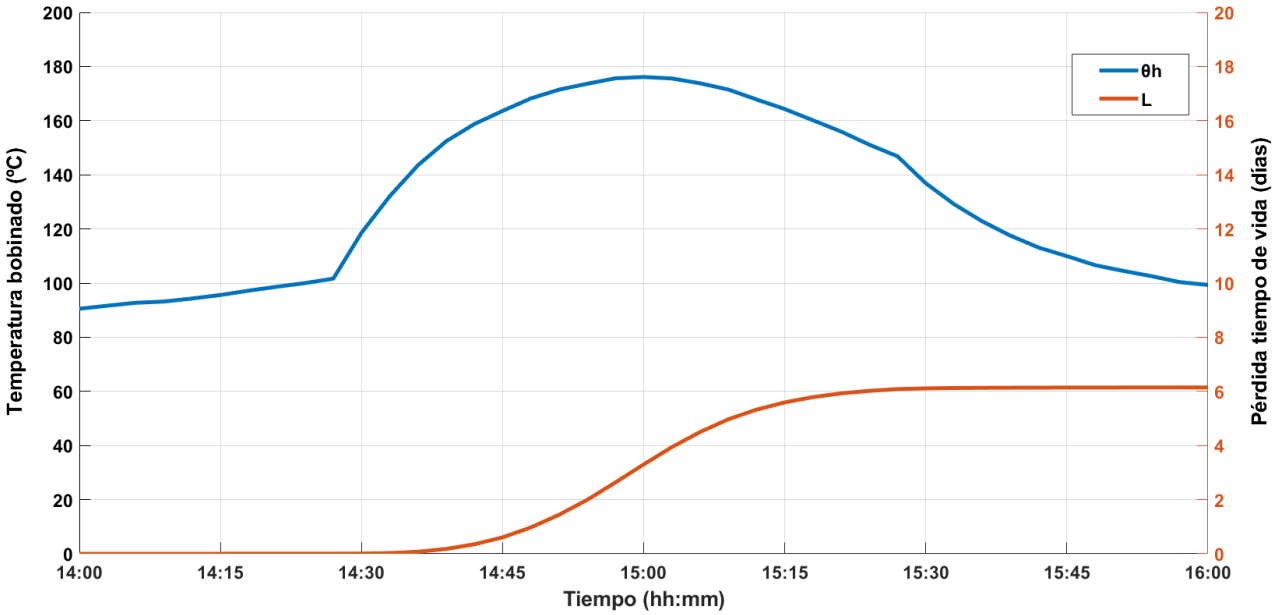

Figura 13 Resultados obtenidos de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del bobinado θ_h y pérdida de vida L para las entradas de la Figura 12

Dichos resultados, coinciden exactamente con los que muestra la norma. Además, muestran lo que ya se mencionó en la introducción; que la temperatura de funcionamiento de los transformadores depende en gran medida de la temperatura ambiente y factor de carga. En este caso particular la temperatura ambiente no era excesivamente elevada, pero sí lo era en cambio el factor de carga al que operaba. Esto se ha traducido en temperaturas muy elevadas en el bobinado llegando a estar por encima de los 160 ºC (siendo ésta mucho más elevada que los 110 ºC nominales de funcionamiento), lo que se ha traducido a su vez en que en un periodo de tan sólo dos horas su envejecimiento relativo haya correspondido a una pérdida de vida total de más de 6 días. Por todo ello queda validado el programa para su uso en los próximos capítulos.

2.3 Selección de los transformadores a analizar

En este apartado, se especificarán las características técnicas de los transformadores que serán necesarias para llevar a cabo la casuística y el análisis posterior. Para ello, se ha hecho uso de los datos aportados de un ensayo sobre transformadores. Los resultados de dicho ensayo, se detallan en el anexo 1.

De los ensayos disponibles, se han elegido en total dos transformadores diferentes, ambos de la misma potencia, pero con diferente tipo de refrigeración. Por un lado, uno que opera con refrigeración ONAN (*Oil Natural Air Natural*), es decir, tanto el aire y aceite fluyen naturalmente refrigerando el transformador. Mientras que el otro, lo hace con refrigeración ONAF (*Oil Natural Air Forced*) en la cual cuando el transformador de potencia alcanza una determinada temperatura en su bobinado, se activa una ventilación para refrigerar de forma más eficaz a los transformadores.

2.3.1 Transformador seleccionado con refrigeración ONAN

Los transformadores con este tipo refrigeración tienen la ventaja de que, al no tener ningún tipo de ventilación o parte mecánica móvil para su refrigeración, su mantenimiento y el ruido que generan a lo largo de su operación se reduce significativamente. Además, en cualquier caso, siempre se tiene la opción de poderle implementar dichos ventiladores posteriormente. Sin embargo, es muy dependiente de la temperatura ambiente al no poder actuar frente a ella en caso de que ésta aumente significativamente.

Algunas de las características más importantes de dicho transformador se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7 Características principales del transformador ONAN

	Características del transformador ONAN
Potencia nominal (MVA)	24
Relación de transformación (kV)	66/27
Configuración	YNyn0
Refrigeración	ONAN
Pérdidas de cortocircuito nominales (W)	81043
Pérdidas de vacío (W)	16982
Resistencias devanado AT (Ω)	0.5233
Resistencias devanado BT (Ω)	0.07145

A continuación, a partir de dichas características y mediante la Tabla 2, se pueden determinar los valores de las variables necesarias para la implementación de dicho transformador al modelo térmico vistas en este capítulo 2. Los valores resultantes, se muestran a continuación en la Tabla 8.

Tabla 8 Valores de los distintos parámetros necesarios para la simulación según las características del transformador ONAN

	Transformador YNyn0 24 MVA 66/27 kV
Refrigeración	ONAN
Exponente aceite x	0.8
Exponente bobinado y	1.3
Constante k_{11}	0.5
Constante k_{21}	2.0
Constante k_{22}	2.0
Constante de tiempo τ_o	210 min
Constante de tiempo τ_w	10 min
Factor punto caliente H	1.3
Relación pérdidas R	4.77
Diferencial de tiempo Dt	3 min

2.3.2 Transformador seleccionado con refrigeración ONAF

Los transformadores de refrigeración ONAF son los más utilizados, y tal como se ha mencionado, se diferencian de los ONAN en que cuentan con unos ventiladores (los cuales suelen fijarse en los radiadores de los transformadores). De forma que éstos, también pueden usarse como ONAN simplemente apagando los ventiladores. Su mantenimiento y ruido al operar es más elevado, pero a cambio cuando hace uso de su refrigeración forzada se puede generalmente operar entre un 15-30 % por encima de su potencia nominal sin comprometer al transformador a un envejecimiento elevado. Se observa que para el caso del transformador seleccionado con esta refrigeración (Tabla 9), dicho aumento resulta en un total de un 25 % de su potencia nominal (de 24 MVA a 30 MVA). Siendo este 25 % de aumento, el que será tomado para las casuísticas de los distintos transformadores del capítulo 4. Por otro lado, la temperatura de activación y desconexión de los ventiladores se tomará como 70 ºC y 58 ºC respectivamente [12].

Las características más importantes para este transformador de refrigeración por aire forzada se representan en la Tabla 9.

Tabla 9 Características principales del transformador ONAF

	Características del transformador ONAF
Potencia nominal (MVA)	24/30
Relación de transformación (kV)	66/27
Configuración	YNyn0
Refrigeración	ONAF
Pérdidas de cortocircuito nominales (W)	126629
Pérdidas de vacío (W)	16982
Resistencias devanado AT (Ω)	0.5233
Resistencias devanado BT (Ω)	0.07145

Del mismo modo que se ha procedido para el transformador de refrigeración ONAN, mediante la Tabla 2 y los valores de su potencia y pérdidas nominales, se pueden determinar las variables vistas en este capítulo 2 para la implementación al modelo térmico del transformador con refrigeración por aire forzada. Se muestran dichos valores en la Tabla 10.

Tabla 10 Valores de los distintos parámetros necesarios para la simulación según las características del transformador ONAF

	Transformador YNy0 24/30 MVA 66/27 kV	
Refrigeración	Operando como ONAN	Operando como ONAF
Exponente aceite x	0.8	0.8
Exponente bobinado y	1.3	1.3
Constante k_{11}	0.5	0.5
Constante k_{21}	2.0	2.0
Constante k_{22}	2.0	2.0
Constante de tiempo τ_o	210 min	150 min
Constante de tiempo τ_w	10 min	7 min
Factor punto caliente H	1.3	1.3
Relación pérdidas R	4.77	7.45
Diferencial de tiempo Dt	3 min	3 min

Este tipo de transformador, a la hora de modelarlo en el programa desarrollado en *MATLAB,* se simulará como uno de tipo ONAN hasta que su temperatura alcance los ya mencionados 70 ºC. En ese instante, sus parámetros y variables serán las correspondientes a la de la refrigeración ONAF, simulando así la activación y funcionamiento de los ventiladores hasta que finalmente su temperatura se encuentre de nuevo por debajo de los 58 ºC.

3 OBTENCIÓN VARIABLES DE ENTRADA: CURVA DE GENERACIÓN Y TEMPERATURA AMBIENTE

En este capítulo se desarrollará cómo se han obtenido las dos variables de entrada necesarias para modelar la temperatura en el modelo de *MATLAB*. Por un lado, la curva de carga, que en este caso es de generación, y que corresponderá a la de un parque fotovoltaico y por otro lado la temperatura ambiente.

Uno de los objetivos de este trabajo es llegar a simular la operación de los transformadores a lo largo de un periodo de un año. De esta forma, tal y como se ha visto en el capítulo anterior, el incremento de tiempo entre cada iteración de la simulación es de 3 minutos, por lo que será necesario obtener tanto la carga generada por el parque fotovoltaico, como la temperatura ambiente cada 3 minutos durante un año entero. Para ello, se ha utilizado la página web y base de datos de la *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*, disponible en el *EU Science Hub*, el servicio de ciencia y conocimiento de la Comisión Europea [13].

3.1 Variables de entradas obtenidas

Como se ha mencionado, se ha hecho uso de la herramienta de simulación de la Comisión Europea. En ella se realiza una simulación de cómo se comportaría un campo fotovoltaico en el lugar del planeta seleccionado, obteniendo tanto la temperatura ambiente a la que estaría expuesto como su curva de generación. El formato de la herramienta se muestra en la Figura 14.

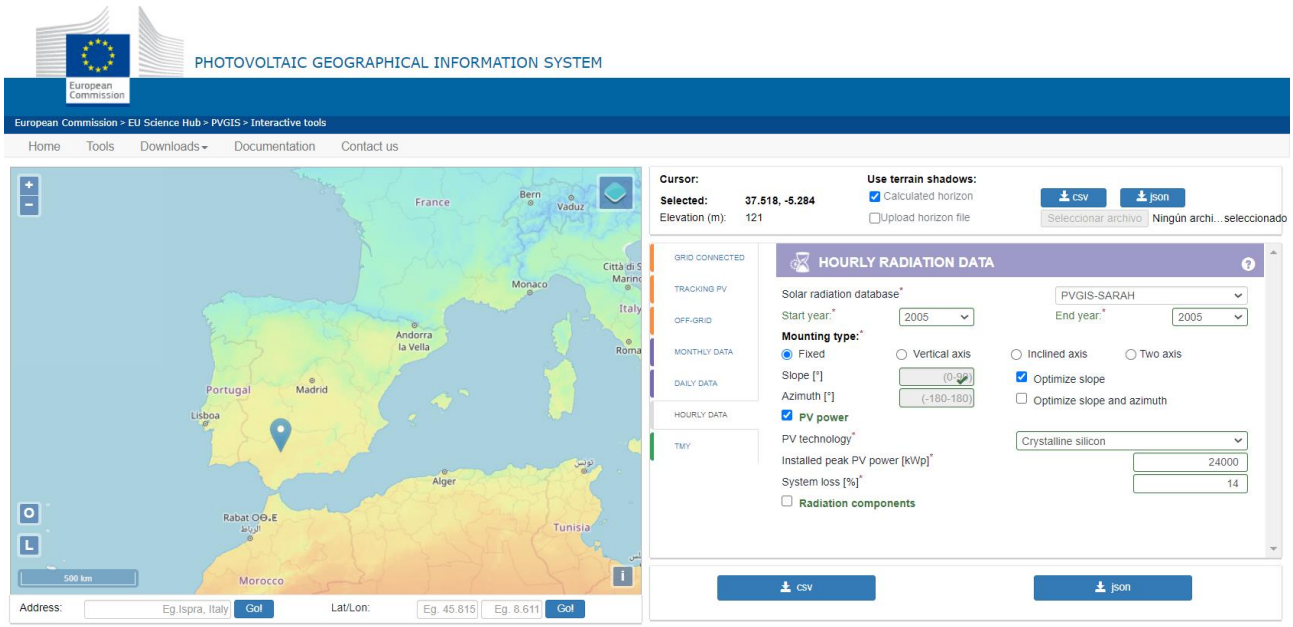

Figura 14 Herramienta de simulación PVGIS de la Comisión Europea

En ella se selecciona la localización donde se desea realizar la simulación, posteriormente se escoge tanto la potencia pico instalada de la planta fotovoltaica en cuestión como sus pérdidas nominales. Y, finalmente, se determinaba tanto el tipo de panel, como su inclinación y material

La localización seleccionada ha sido la provincia de Sevilla, mientras que, respecto al tipo de planta, su potencia es de 24 MWp acorde con la potencia nominal del transformador visto en el capítulo anterior. Por otro lado, las pérdidas de la planta se han estimado en torno a un 14% [14]. Y en cuanto a los paneles solares

son de tipo fijo, montados con 35º de inclinación y de silicio, esto último debido a que es el material más utilizado comúnmente

Tras simularlo para los datos recogidos del año 2005 (información ofrecida por la herramienta PVGIS), la herramienta devuelve tanto la potencia generada a cada hora como la temperatura ambiente. Las Figuras 15 y 16 muestran los resultados obtenidos.

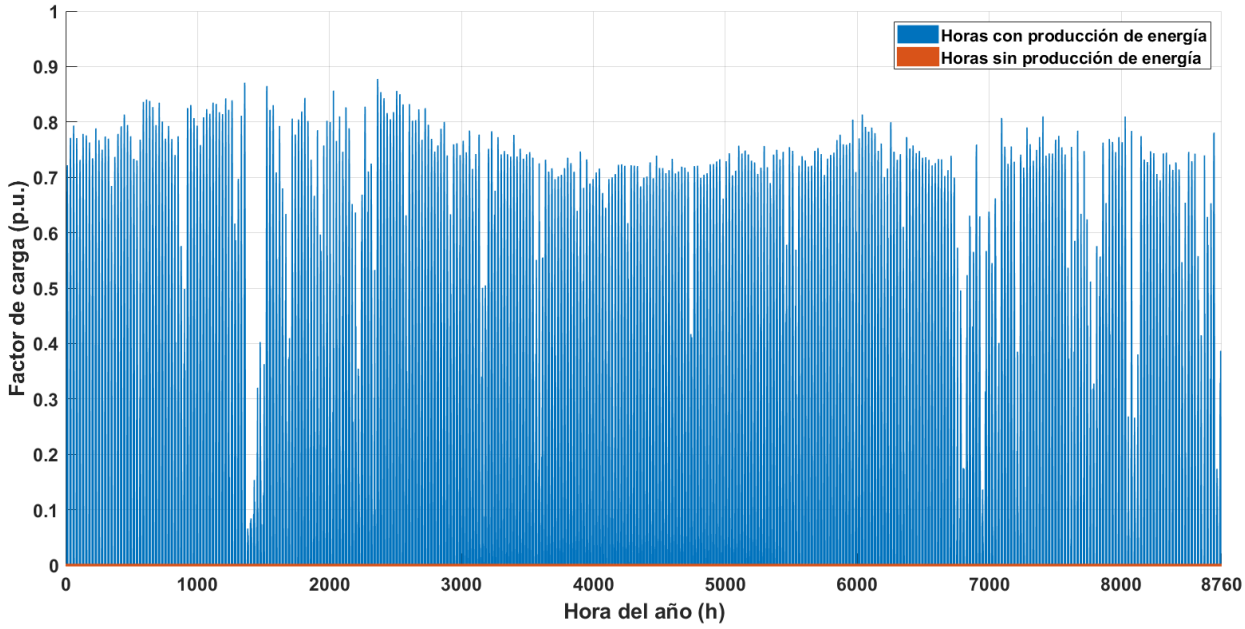

Figura 15 Gráfica de la potencia generada por la planta solar simulada durante cada hora del año

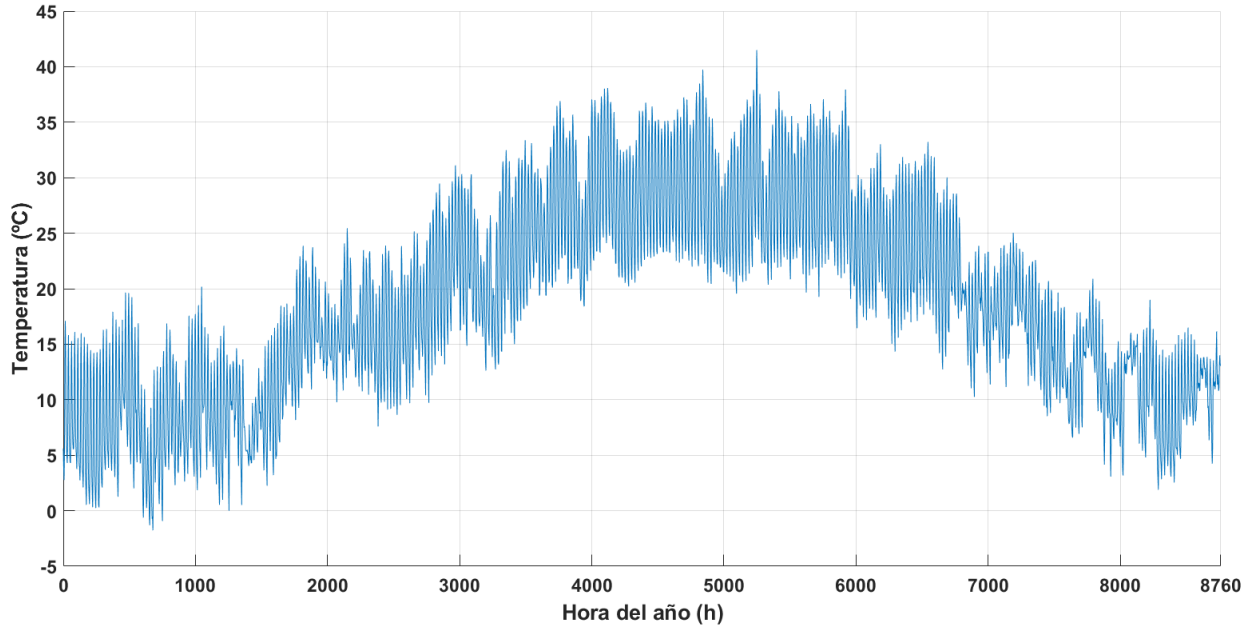

Figura 16 Gráfica de la temperatura ambiente durante cada hora del año en la localización seleccionada para simular la planta solar

Se observa en la Figura 15 y 16, que los datos obtenidos no podrían ser implementados directamente en el programa del modelo de monitorización de temperatura, ya que como se ha mencionado lo que se requiere es

la medición de potencia y temperatura ambiente cada 3 minutos. Para solventar esto, se ha decidido finalmente interpolar linealmente entre los valores obtenidos a cada hora para así desarrollarlos y obtener a su vez los equivalentes para cada 3 minutos.

Por otro lado, se puede percibir visualmente que los datos obtenidos son a priori válidos, ya que en la gráfica de temperatura se vislumbra un claro aumento de ésta en los meses más calurosos correspondientes a Sevilla. Mientras que, por otro lado, en la gráfica del factor de potencia se aprecia una disminución del mismo para esos mismos meses de altas temperaturas.

Esto último se debe a que el rendimiento y funcionamiento de una planta solar depende no solo de la irradiancia, que se asume mayor en los meses de verano, sino también de la temperatura ambiente. De manera que cuando esta última alcanza valores muy elevados, supone una disminución del rendimiento en los paneles solares.

3.2 Discusión y tratamiento de los datos obtenidos

En este apartado se discutirá y analizará más profundamente los resultados obtenidos, y además se entrará en detalle en el comportamiento previamente mencionado de los paneles fotovoltaicos respecto a la temperatura y la irradiancia.

El rendimiento de los paneles solares, tal y como se ha mencionado, disminuye tanto por aumentos de la temperatura ambiente como por reducciones de la irradiancia. Se representa y explica a continuación la relación y comportamiento de los paneles fotovoltaico en las Figuras 17, 18 y 19.

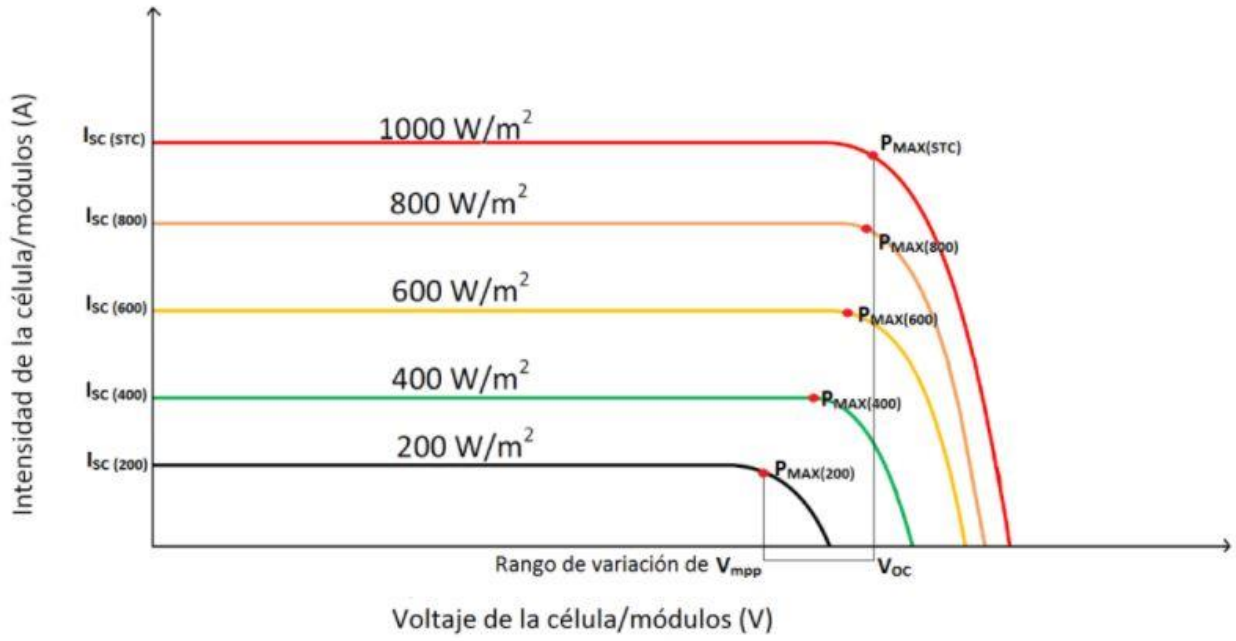

Figura 17 Gráfica de la relación entre la irradiancia y la pérdida de potencia [15]

En la Figura 17, se aprecia la absoluta dependencia que tiene la generación de energía en las plantas solares con la irradiancia, donde tanto la tensión como la intensidad generada están relacionadas con ella. Por un lado, la intensidad de cortocircuito es directamente proporcional a la irradiancia, mientras que la tensión de circuito abierto únicamente varía un poco y a efectos prácticos suele considerarse como constante [15].

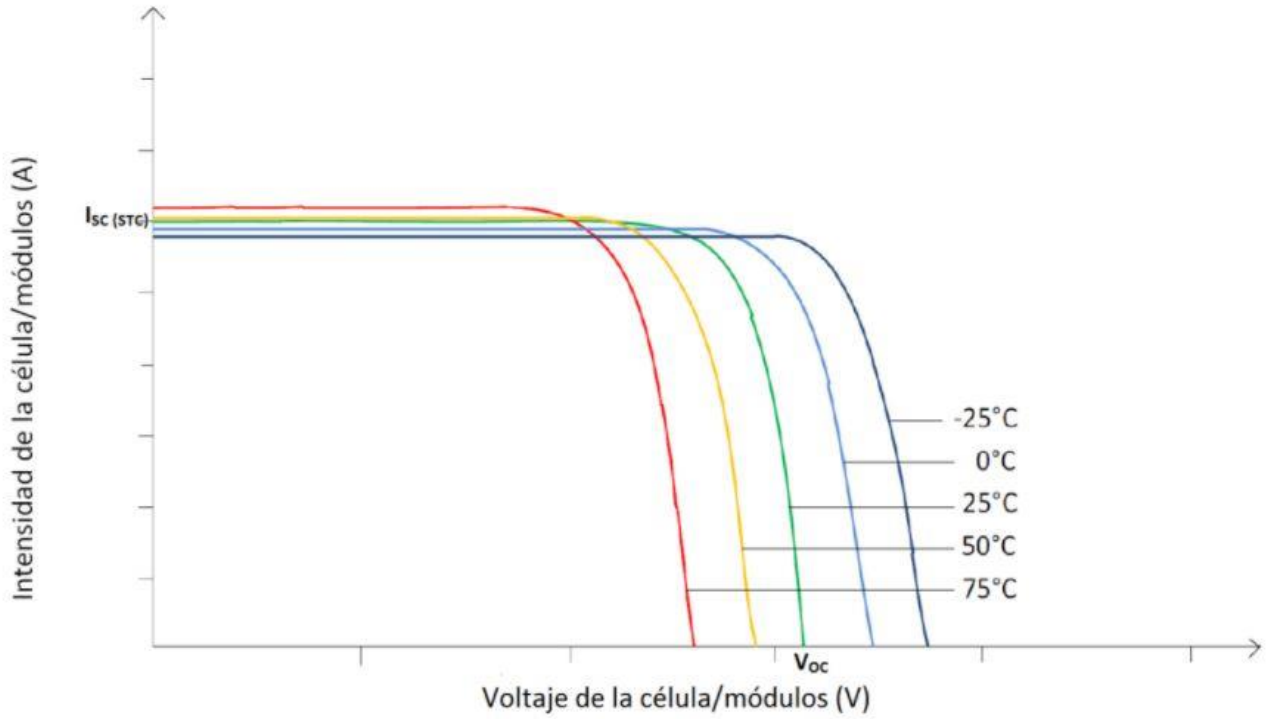

Figura 18 Gráfica de los efectos de la temperatura en los paneles solares [15]

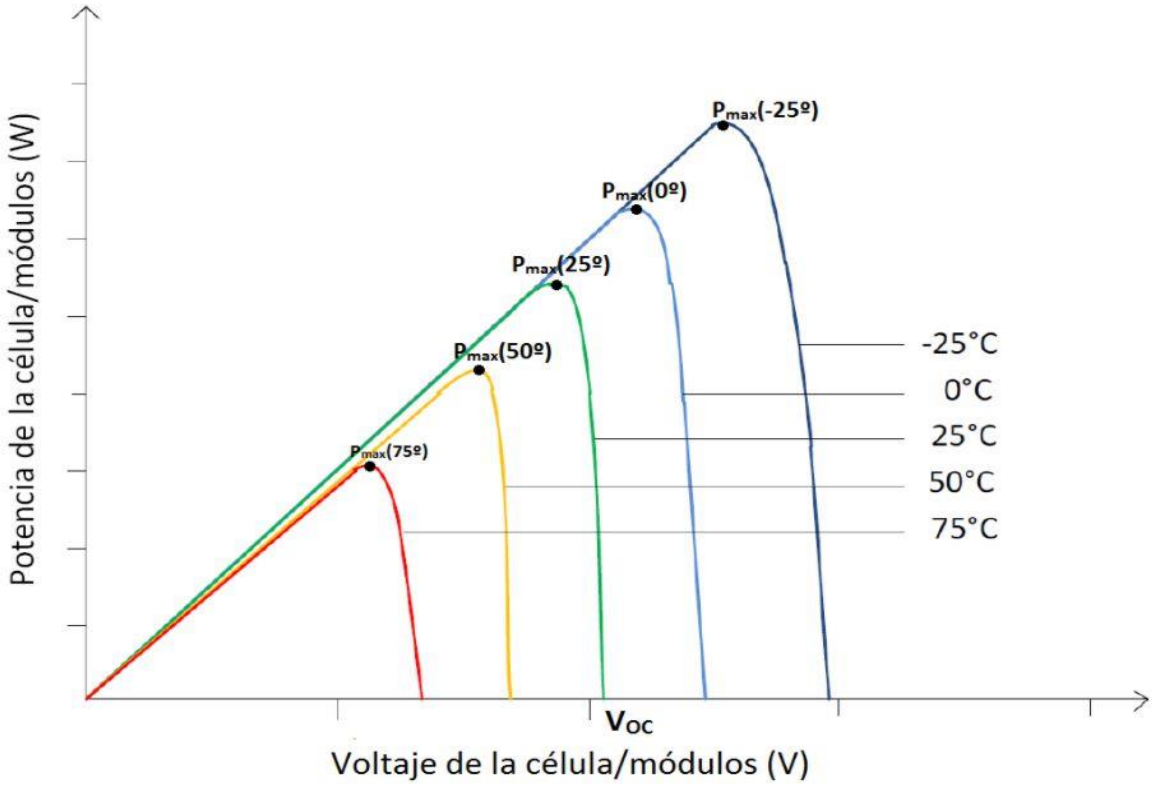

Figura 19 Gráfica de la relación entre la temperatura y la pérdida de potencia [15]

Respecto a la relación con la temperatura, sucede lo inverso al caso anterior. En este caso, al aumentar la temperatura considerablemente, la tensión de circuito abierto se ve reducida. Mientras que la intensidad de cortocircuito aumenta ligeramente pudiéndose considerar constante. De este modo, si al aumentar la

temperatura, la intensidad se mantiene prácticamente constante, pero en su lugar la tensión disminuye sensiblemente, se traduce como se aprecia en la Figura 18 y 19, en una disminución de la potencia máxima producible conforme aumenta dicha temperatura, y por consiguiente la planta trabajará a menor factor de carga.

Este último fenómeno mencionado, es el que se puede también observar en los datos obtenidos, donde seleccionando el factor de carga más elevado junto con su temperatura ambiente para cada mes de los datos obtenidos. Se puede apreciar en la Figura 20 y Figura 21, que en los meses en los que las temperaturas son más bajas generalmente se trabaja a mayores factores de potencia en ciertos momentos a lo largo del día.

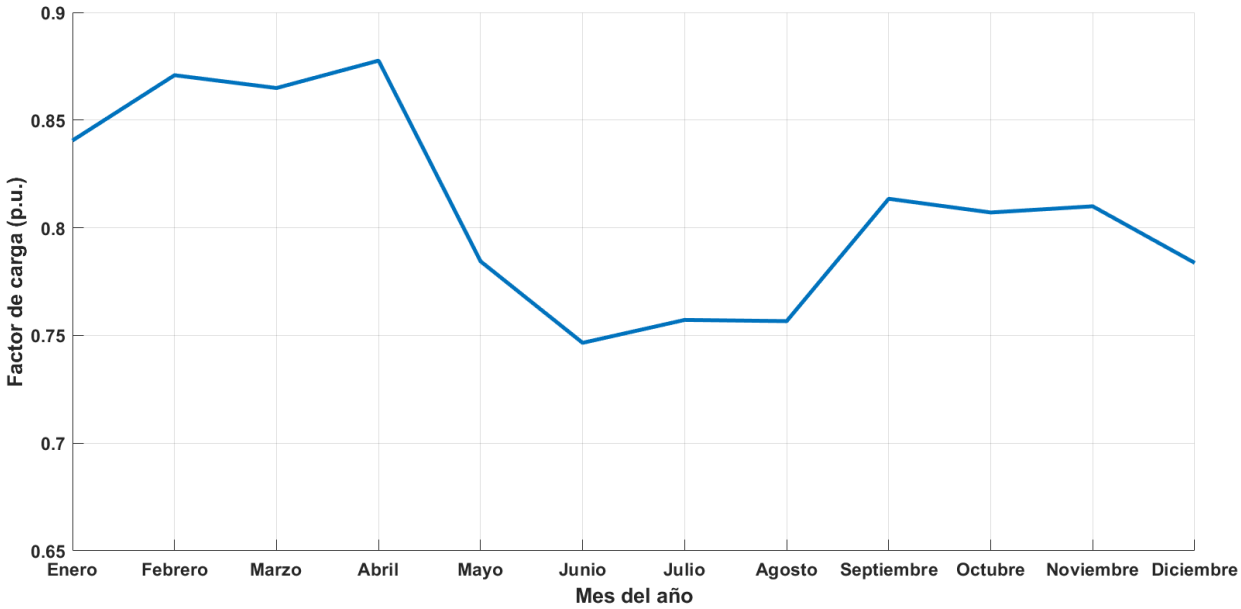

Figura 20 Gráfica del mayor factor de carga de funcionamiento para cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación

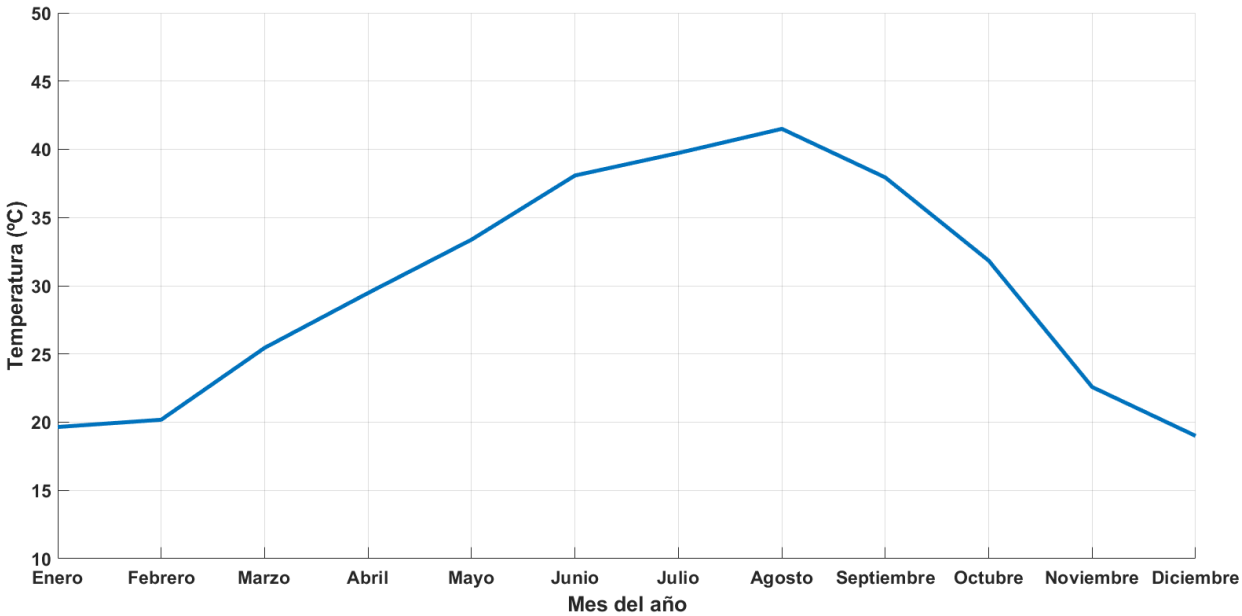

Figura 21 Gráfica de la temperatura ambiente más elevada para cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación

De este modo, se observa en la Figura 20 y Figura 21 que en los meses más calurosos el factor de carga ronda los valores de 0.75 en las horas punta. Mientras que, en otros meses de menores temperaturas, en las horas de mayor irradiancia el factor de carga alcanza valores más elevados. Se observa a su vez unos valores de factor de carga inusualmente elevados para enero en el que se supone una baja irradiancia en dicho mes. Sin embargo, esto se debe a que en el año 2005 (sobre el que se ha realizado la simulación), dicho mes de enero fue especialmente soleado y con pocas o prácticamente ninguna borrasca.

A continuación, la Figura 22 y Figura 23 ilustran como fue el perfil de temperatura e irradiancia de un día promedio para cada mes de dicho año 2005.

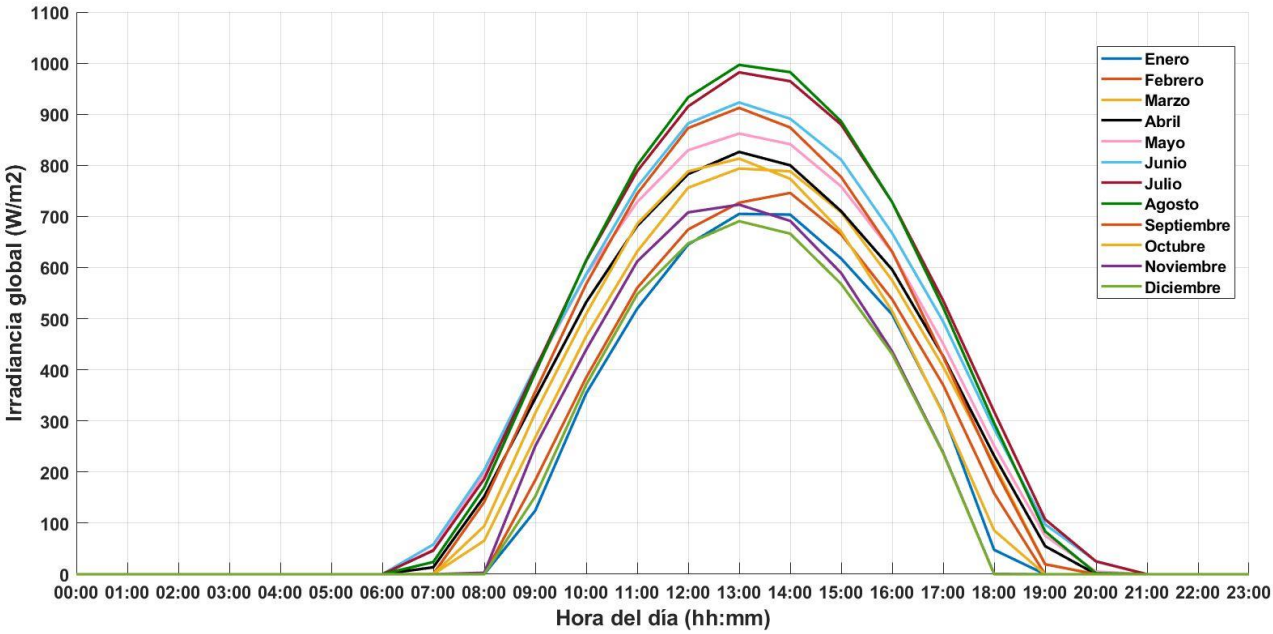

Figura 22 Gráfica de la irradiancia para cada hora del día durante un día promedio de cada mes del año

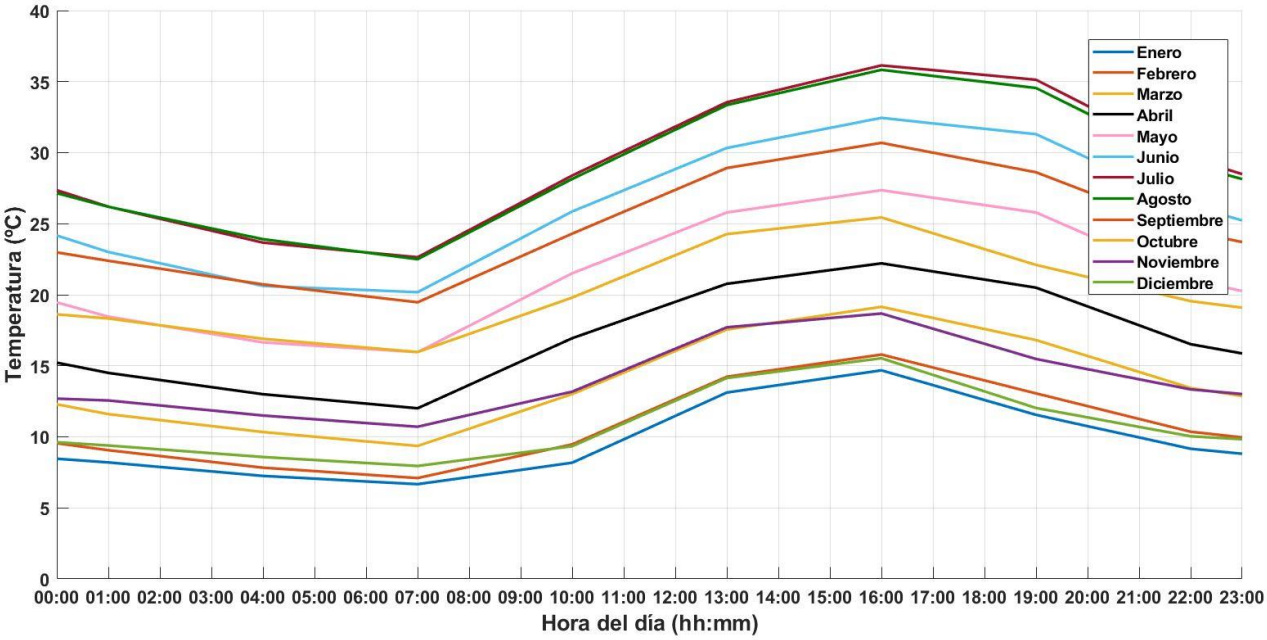

Figura 23 Gráfica de la temperatura ambiente para cada hora durante un día promedio para cada mes del año

Observando la Figura 22 de las irradiancias mensuales, se aprecia que la diferencia entre los meses más fríos y calurosos no es tan notable en comparación con la diferencia entre las temperaturas ambiente que si es más evidente en la Figura 23. Esto podría hacer incurrir en el error de pensar: que, dado que la irradiancia es relativamente similar, pero la temperatura es visiblemente más baja, podría suponer una mayor generación de energía durante dichos meses más fríos al operar con mayor rendimiento. Sin embargo, eso no sucede debido a que, a pesar del hecho de operar con menor rendimiento en los meses de verano, las horas de funcionamiento de la planta al haber más horas de sol a lo largo del día son mayores. Lo cual sumado al hecho de que de promedio habrá menos borrascas o días nublados es notable. De forma que, al final del mes en los meses de verano, la energía generada es superior a la de los meses en los que se opera con un mayor factor de carga tal y como se observa en la Figura 24.

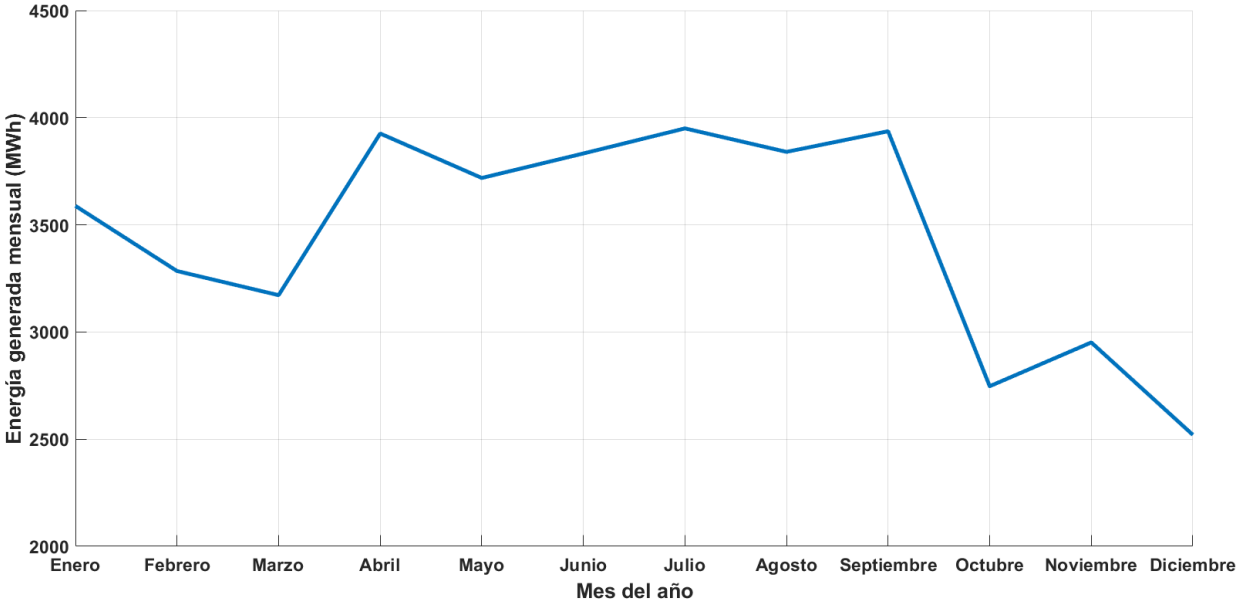

Figura 24 Gráfica de la energía generada durante cada mes del año de los datos obtenidos de la simulación

En dicha Figura 24, los resultados obtenidos son de una generación total de 41.46 GWh producidos al año, lo cual, para su potencia nominal pico instalada del parque (24 MWp), supone un factor de funcionamiento del 0.1972, cifra que ronda los valores típicos de factor de funcionamiento para los parques fotovoltaicos. Siendo éste tan bajo debido a la nula producción de dichos parques durante las horas nocturnas y sus escasas horas de producción máxima.

Una vez vistos los datos obtenidos, y antes de comenzar con el análisis técnico del capítulo 4. Se realizará una pequeña simulación para observar la evolución del comportamiento térmico del transformador ante los perfiles de carga y temperatura ambiente desarrollados a lo largo de este capítulo. Dicha simulación, se realiza para el transformador del ensayo de 24 MVA con refrigeración ONAN visto en el capítulo 2. A su vez, la simulación tendrá lugar a lo largo de los tres primeros días del mes de junio. Se representa en la Figura 25a y 25b, tanto los resultados obtenidos de la evolución de la temperatura del transformador, como el perfil de carga y temperatura ambiente a lo largo de dichos tres días de simulación.

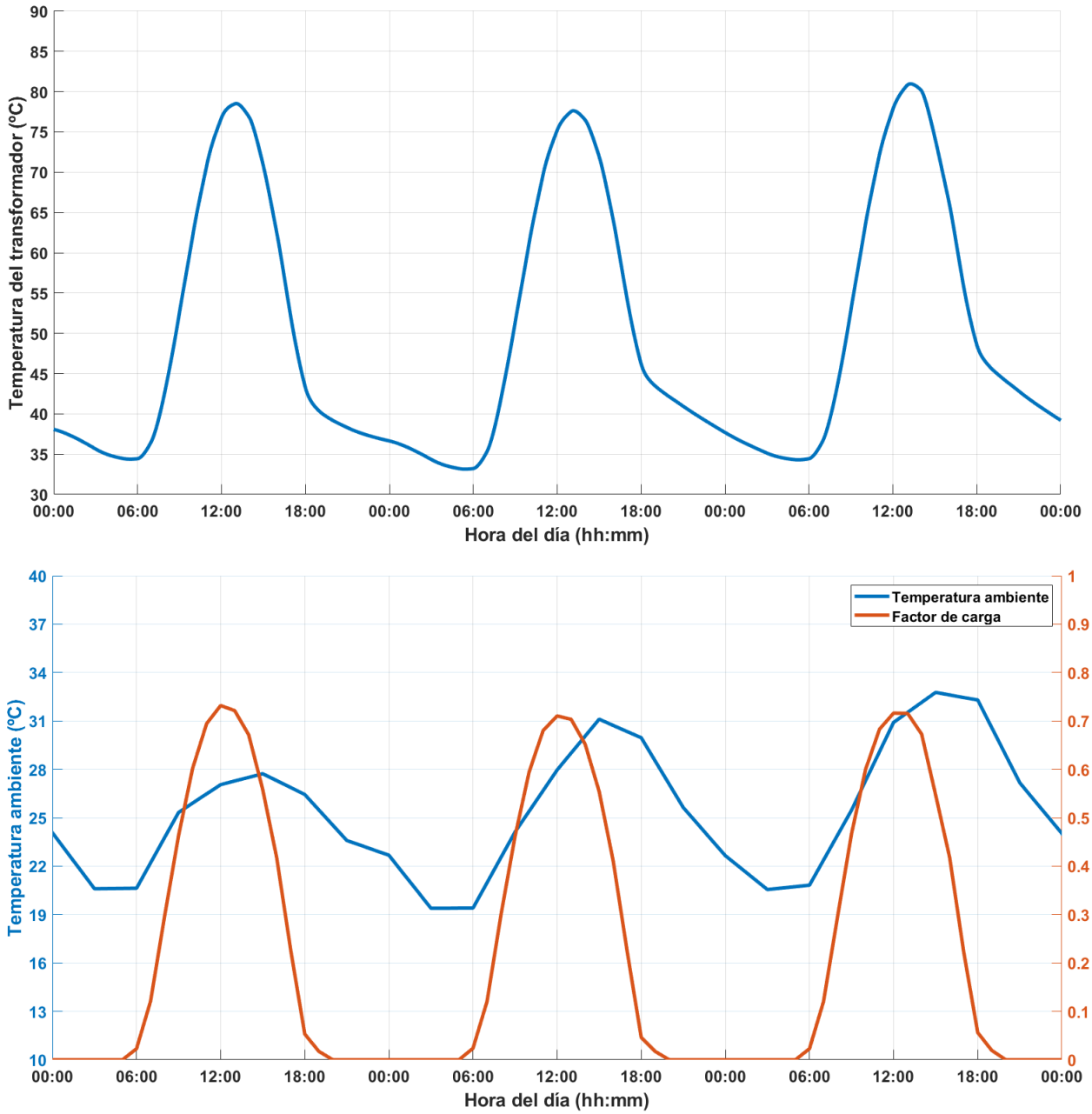

Figura 25a y 25b Evolución de la temperatura del transformador (25a), Evolución del perfil de carga del parque fotovoltaico y de la temperatura ambiente (25b), a lo largo de los tres días de simulación

En primer lugar, se puede observar en la figura 25b, que los valores máximos del factor de carga se encuentran relativamente alejados de la unidad debido a las elevadas temperaturas ambiente, que como se ha mencionado, reducen el rendimiento del parque fotovoltaico. De este modo, se aprecia que ninguno de los picos de la evolución del factor de carga del parque fotovoltaico, coinciden con los máximos de la temperatura ambiente. Por otro lado, cabe destacar que tanto el transformador con el que se ha realizado la simulación, como el parque fotovoltaico, tienen la misma potencia nominal (24 MVA), de forma que, se considerará que sus factores de carga coincidirán a lo largo del tiempo.

En lo referente a la Figura 25a, se observa que la temperatura del transformador evoluciona de forma solidaria respecto a la temperatura ambiente y el factor de carga al que se encuentra operando. De forma que, los máximos de la temperatura del transformador coinciden a su vez con las horas en las que hay mayor temperatura ambiente y factor de carga. Siendo dichas horas, las que se corresponden de forma promedio con las horas de mayor temperatura e irradiación a lo largo del día.

Por otro lado, se observa también en la Figura 25a, que la temperatura del transformador desciende significativamente a lo largo de las horas de la tarde en las que el factor de carga va disminuyendo. De forma que, durante las horas nocturnas en las que no hay producción, la temperatura del transformador consigue estabilizarse y alcanzar un mínimo durante la noche antes de que el parque fotovoltaico comience de nuevo a producir energía. Esto último, se traduce en que la temperatura del transformador no se va acumulando a lo largo de diferentes días de operación. A su vez, se observa que la temperatura del transformador a lo largo de las horas nocturnas no coincide con la temperatura ambiente, debiéndose dicha diferencia, al calor producido por las pérdidas de vacío generadas a lo largo de la noche.

Finalmente, tras los datos y análisis expuestos, se puede confirmar y concluir que los valores obtenidos de la temperatura ambiente y perfil de carga mediante la herramienta de simulación PVGIS, son fiables y por tanto aptos para ser usados en próximos capítulos para llevar a cabo los análisis y diferentes casuísticas.

4 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS CASUÍSTICAS

En este capítulo, como se ha mencionado anteriormente, se hará uso del modelo de temperatura y del perfil de carga de los capítulos anteriores para llevar a cabo un análisis técnico para diferentes dimensiones, características y configuraciones de los transformadores. El objetivo de dicho análisis será estudiar el comportamiento de la temperatura durante el periodo de un año de simulación y posteriormente obtener tanto su pérdida de vida útil como las pérdidas generadas a lo largo de dicho año.

A partir de la obtención del deterioro relativo producido durante el año de simulación, se podrá vislumbrar si el transformador se encuentra sobredimensionado o si por el contrario no es viable. Donde más adelante en el capítulo siguiente, se terminará de determinar si además de su viabilidad técnica es viable desde el punto de vista económico.

4.1 Introducción al planteamiento de las casuísticas y del cálculo de las pérdidas

Existen multitud de posibles combinaciones de casuísticas que resultarían siendo viables técnicamente, en este subapartado el objetivo será escoger de entre todas esas opciones y posibilidades aquellas de mayor interés para analizar y extraer conclusiones. Por otro lado, también se desarrollarán las diferentes pérdidas que se generan durante el funcionamiento de los transformadores y su método de obtención.

4.1.1 Selección de los casos a analizar

En orden de realizar una correcta elección de los casos más representativos e interesantes, se ha desarrollado un análisis y simulación del comportamiento de la vida útil de los transformadores variando la potencia tanto para transformadores de refrigeración ONAN como con refrigeración ONAF. Siendo los resultados obtenidos los mostrados en las Figuras 26 y 27.

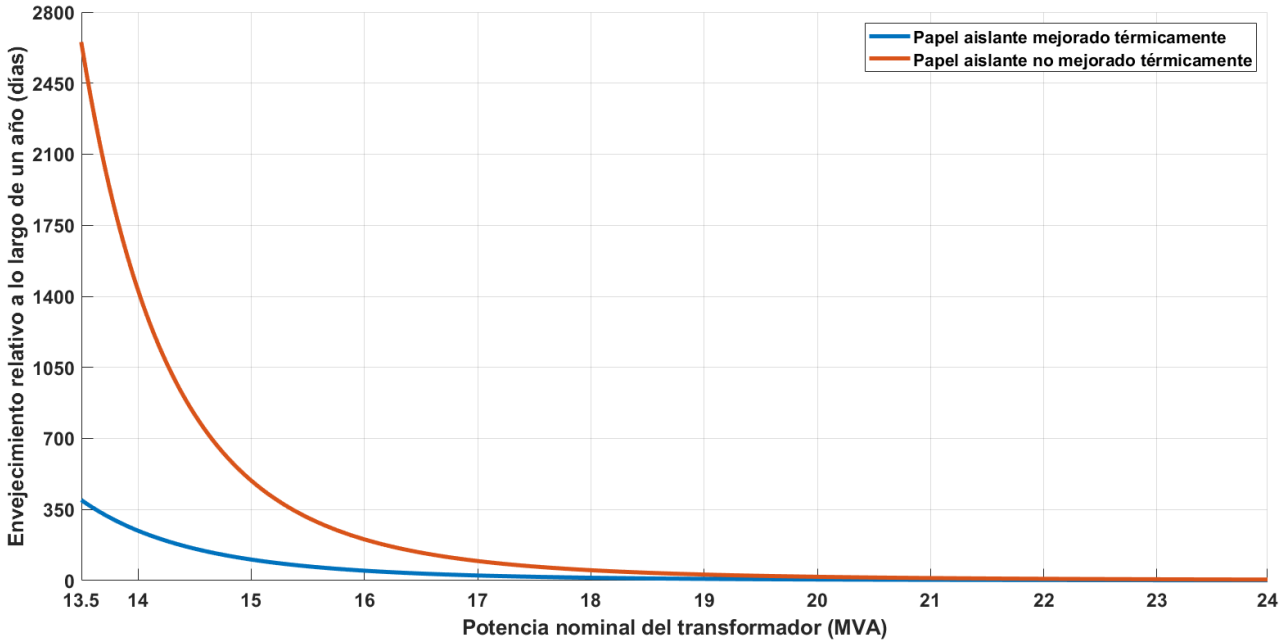

Figura 26 Deterioro relativo sufrido por transformadores ONAN de diferentes potencias nominales a lo largo del año de simulación.

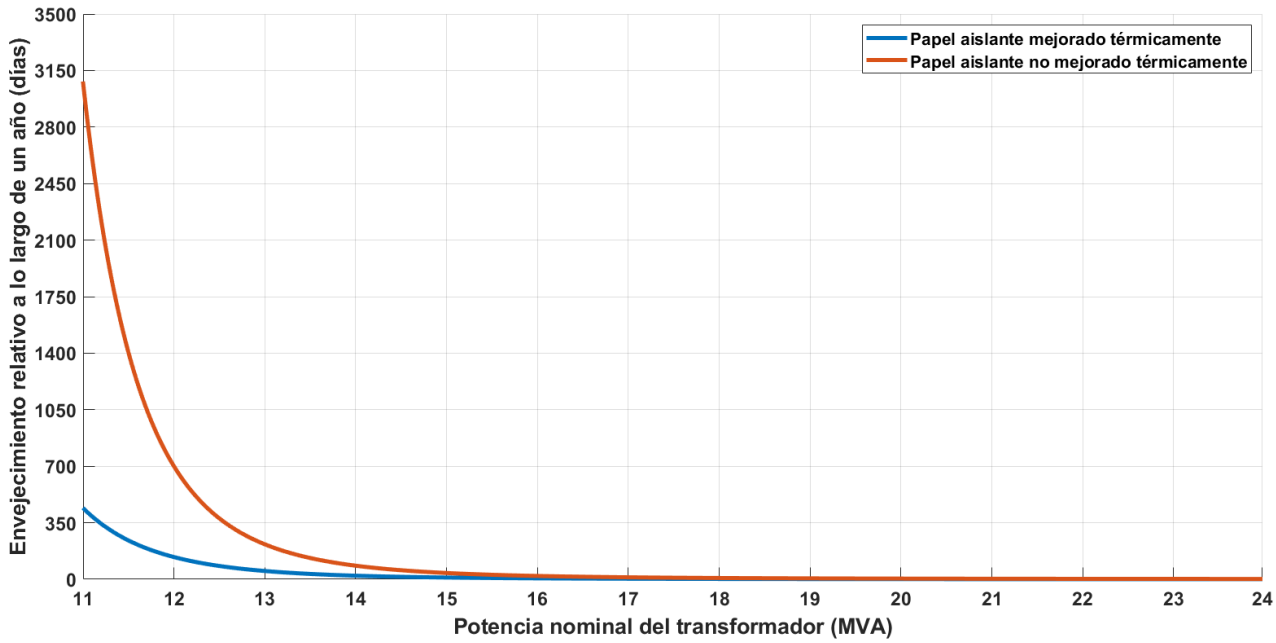

Figura 27 Deterioro relativo sufrido por transformadores ONAF de diferentes potencias nominales a lo largo del año de simulación

A continuación, se expresan en la Tabla 11 los resultados obtenidos (que se han representado en las Figuras 26 y 27). De manera que, se representará el factor de deterioro relativo anual ($\mathcal{V}$) sufrido del transformador (a lo largo del año simulado), para las distintas potencias nominales del mismo, es decir, la relación entre el deterioro sufrido, y aquel que hubiese sufrido operando bajo condiciones nominales durante dicho año. Por otro lado, las potencias de los transformadores en la Tabla 11 se han expresado en el porcentaje que éstas suponen respecto a la potencia pico instalada del parque fotovoltaico (24 MW).

Tabla 11 Factores de deterioros relativos correspondientes a diferentes potencias nominales de los transformadores a lo largo de la simulación de un año de duración

Potencia nominal del transformador expresada en el porcentaje que ésta supone respecto a la potencia instalada del parque fotovoltaico	Factor de deterioro relativo anualizado $\mathcal{V}$			
	Transformador ONAN		Transformador ONAF	
	Aislamiento convencional	A. mejorado térmicamente	Aislamiento convencional	A. mejorado térmicamente
100%	0.013	0.0036	0.0056	0.0013
90%	0.027	0.0077	0.0079	0.0020
80%	0.074	0.021	0.014	0.0038
70%	0.31	0.079	0.037	0.011
68%	0.44	0.11	0.048	0.014
66.5%	0.58	0.14	0.060	0.016
64%	**0.97**	0.22	0.084	0.024
62.5%	1.36	0.30	0.11	0.029
60.0%	2.51	0.47	0.18	0.045
58.5%	3.77	0.65	0.22	0.059
56.5%	6.77	**1.03**	0.34	0.087
55.0%	10.93	1.48	0.48	0.12
52.0%	31.96	3.25	**1.06**	0.23
50.0%	72.27	5.74	1.93	0.38
48.5%	141.86	9.05	3.15	0.56
46.5%	383.7	17.26	6.51	**0.99**

De este modo, se observa que seleccionar la potencia nominal del transformador basándose únicamente en la potencia pico del parque fotovoltaico conduce a un gran sobredimensionamiento del mismo. Esto se debe al bajo factor de funcionamiento que caracterizan a los parques fotovoltaico (0.197 en el caso bajo estudio), que se debe no sólo al hecho de que la planta no se encuentra en funcionamiento durante las horas nocturnas, sino que cuando si se encuentra en funcionamiento generando energía, sólo durante las horas de mayor irradiación es donde se acerca la generación a su potencia pico.

De este modo, no es hasta potencias del transformador cercanas al 65 % de la potencia instalada del parque fotovoltaico, que el deterioro relativo sufrido para los transformadores de refrigeración ONAN y con aislamiento no mejorado térmicamente (siendo estos los que peor comportamiento presentan frente a la temperatura), que dicho deterioro relativo se acerca a la unidad. De forma que en cómputo global, un año de funcionamiento se corresponde a su vez con un año de deterioro relativo, expresado de otra forma, significa

que dicho transformador ha sufrido un deterioro correspondiente al que hubiese sufrido funcionando a su potencia nominal todas las horas de dicho año.

Por todo lo mencionando anteriormente y teniendo en cuenta los valores de la Tabla 11, se considera que realizar un caso de un transformador con potencia superiores a la instalada en el parque fotovoltaico no es de interés, debido al gran sobredimensionamiento que ya de por si se incurre con un transformador de potencia nominal equivalente a la potencia instalada en dicho parque fotovoltaico.

A su vez, se considera que podría ser de intereses analizar más detalladamente los casos para potencias del transformador de 62.5 % (15 MVA) y 50 % (12 MVA) del total instalado. Donde los transformadores con refrigeración ONAN y ONAF con aislamiento térmicamente mejorado, sufren respectivamente unos deterioros relativos inferiores a la unidad, pero del mismo orden de magnitud, de modo que no se incurre a priori en grandes sobredimensionamientos.

Del mismo modo, se estudiará también para el caso de un transformador de una potencia nominal del 100 % de la instalada del parque fotovoltaico para evaluar cuán grande es el sobredimensionamiento y los efectos que éste acarrea.

Por otro lado, debido a lo ya mencionado del bajo factor de funcionamiento de los transformadores que se encuentran conectados a un parque fotovoltaico, también será de interés llevar a cabo el estudio de un caso en el cual el transformador se desconecte durante las horas en las que el parque fotovoltaico no se encuentre produciendo energía. Dicho caso se llevará a cabo para la misma potencia del caso 2, es decir, un transformador de 15 MVA equivalente al 62.5 % de la potencia instalada en el parque fotovoltaico

Finalmente, se realizará un caso análogo al anteriormente mencionado, en el cual, en vez de instalar un único transformador, se optará por configurarlos en paralelo. De modo que, la potencia total de transformación sea de 15 MVA (62.5 % de la potencia instalada en el parque), es decir, dos transformadores de 7.5 MVA cada uno que se irán conectando de forma escalonada conforme vaya aumentando el factor de carga. Mediante lo cual, se intentará vislumbrar si una configuración en paralelo conlleva un mayor o menor deterioro en los transformadores o si por el contrario no aporta grandes ventajas.

En vista de lo anterior, se concluye que los distintos casos que se analizarán más detalladamente serán:

1. Transformador de potencia nominal equivalente a la potencia pico del parque fotovoltaico.
2. Transformador de una potencia nominal de 15 MVA, equivalente al 62.5 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.
3. Transformador de una potencia nominal de 12 MVA, equivalente al 50 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.
4. Transformador de una potencia nominal de 15 MVA, equivalente al 62.5 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico que se desconecta durante las horas en las que no se produce energía.
5. Transformadores en paralelo de 15 MVA de potencia nominal total instalada, equivalente al 62.5 % de la potencia pico en el parque fotovoltaico (7.5 MVA cada uno de ellos, con conexión escalonada).

4.1.2 Obtención de las pérdidas producidas en el transformador

En los transformadores, al igual que en tantos otros elementos eléctricos, se producen pérdidas eléctricas. Dichas pérdidas podrían ser clasificadas en dos grupos, las que dependen de la carga a la que se encuentra sometido el transformador en cuestión y aquellas que son independientes a dicho factor de carga y que se producen simplemente por encontrarse el transformador sometido a tensión.

A continuación, se entra más en detalle en las razones por las que se producen cada una de las diferentes pérdidas y en el método para calcularlas implementado:

- Pérdidas independientes a la carga del transformador.

Son las llamadas pérdidas en el hierro, y se componen a su vez de las pérdidas por corrientes de Foucault y de las pérdidas por histéresis.

1) Por un lado, las pérdidas por corrientes de Foucault son producidas por el efecto Joule debido a como su nombre indica a las corrientes de Foucault originadas en el núcleo del transformador. Dichas corrientes se generan en cualquier material conductor sometido a una variación de campo magnético. En el caso de los transformadores se producen al energizarlos y someterlos a tensión, de modo que se termina generando una fuerza electromotriz inducida que origina dichas corrientes. Su magnitud dependerá del grosor del núcleo y del material del que esté hecho, siendo esta la razón por la que los núcleos de los transformadores se construyen mediante chapas independientes de un grosor fino en vez de construir un núcleo macizo, evitando así que dichas corrientes de Foucault pueden circular a lo largo de todo el núcleo [16].
2) Por otro lado, las pérdidas generadas por el fenómeno de histéresis se producen en el caso de los transformadores al someter al material magnético a un flujo variable. Esto último, produce una imantación que se mantiene al cesar el flujo variable, lo que provoca una pérdida de energía que se transforma en forma de calor. Su magnitud depende principalmente del material [16].

Para obtener dichas pérdidas se recurre a lo que se llama un ensayo de vacío. En dicho ensayo, se aplica la tensión nominal en el lado de baja tensión mientras que el de alta queda en circuito abierto. De este modo y conectando los dispositivos de medida tal y como se representan en la Figura 28, es posible obtener la potencia absorbida durante el ensayo y obtener así dichas pérdidas de hierro independientes de la carga.

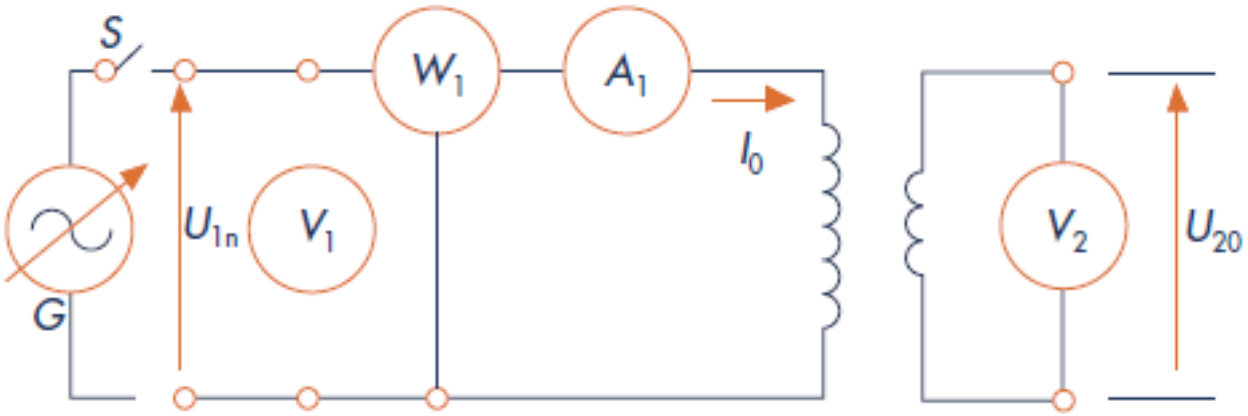

Figura 28 Esquema del ensayo de vacío [16]

De este modo, las pérdidas de vacío tomarán un valor de potencia constante que se producirá de forma continuada incluso cuando el parque fotovoltaico no se encuentre en funcionamiento. Siendo por tanto la energía anual pérdida por dichas pérdidas en el hierro, la potencia de tales pérdidas multiplicado por las 8760 horas del año.

Para el caso particular del transformador de potencia nominal de 24MW desarrollado previamente en el capítulo dos, la potencia y energía anual de las pérdidas debido a dichas pérdidas de vacío es de un total de:

$$P_{vacio} = 16829\ \text{W}$$

$$Energía_{Pvacio} = 16829 \cdot 8760 = 147.42\ \text{MWh}$$

- Pérdidas dependientes a la carga del transformador.

En los transformadores al igual que en todas las máquinas eléctricas, se generan pérdidas de potencia. Por un lado, están las ya vistas en las pérdidas de vacío, que como se ha mencionado permanecen invariables a la

carga. Y, por otro lado, se encuentran las generadas en los conductores de los bobinados primarios y secundarios llamadas pérdidas en el cobre.

Dichas pérdidas en el cobre, están compuestas por las pérdidas Joule en los conductores y por otras pérdidas adicionales, éstas se obtienen a partir del llamado ensayo de cortocircuito. En dicho ensayo, se cortocircuita el devanado secundario y se aplica una tensión en el primario hasta que circula la intensidad nominal del transformador por los devanados. De modo que, el circuito equivalente del transformador resulte tal y como se muestra en la Figura 29 [16].

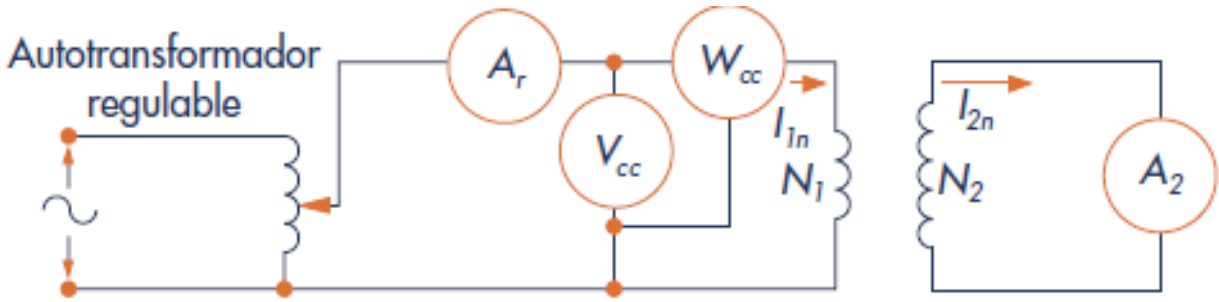

Figura 29 Esquema del ensayo de cortocircuito [16]

De este modo, las pérdidas en el cobre nominales generadas por el efecto Joule responden a la ecuación (23):

$$P_{joule} = \sum R_1 \cdot I_{n1}^2 + \sum R_2 \cdot I_{n2}^2 \qquad (23)$$

Se aprecia que dichas pérdidas dependen únicamente de la resistencia y la intensidad que circule por los devanados, hallándose ahí la dependencia existente con la carga en el transformador. Estando, por un lado, la evidente relación del factor de carga e intensidad, la cual es directamente proporcional al mantenerse la tensión constante. Y, por otro lado, la temperatura de funcionamiento que alcanzará el transformador, que como se ha visto en capítulos previos es mayor conforme más aumente la carga en el transformador. Esto último a su vez generará una variación en el valor de las resistencias siendo igualmente directamente proporcionales, es decir, las resistencias toman un mayor valor cuanto mayor es la temperatura.

Es por ello, que en los ensayos de cortocircuito se intenta alcanzar la intensidad nominal rápidamente, para no generar aumentos considerables en la temperatura del transformador que puedan falsear los resultados de las pérdidas de cobre en los conductores debido a un aumento de las resistencias. Siendo de 20ºC y 75ºC las temperaturas habituales a la que se expresan dichas pérdidas de cobre obtenidas en el ensayo [17].

1) A continuación, se procederá a ejemplificar el cálculo e implementación de la primera de las pérdidas que conforman dichas pérdidas dependientes de la carga, las pérdidas Joule. Para ello, se tomará de ejemplo el transformador ONAN de 24 MVA desarrollado en el capítulo dos. Para lo cual, será necesario obtener los valores de las resistencias de dicho transformador e intensidades.

   Para la obtención de los valores de las resistencias del transformador de 24 MVA, se hace uso de los datos aportados por el ensayo ya mencionado previamente. De modo que, los valores de las resistencias de sus devanados a 20ºC se presentan a continuación en la Tabla 12.

Tabla 12 Valores de las resistencias de los devanados aportados por el ensayo

	Resistencias de los devanados (Ω)
R_{1u-1v}	0.5228
R_{1u-1w}	0.5233
R_{1v-1w}	0.5233
R_{2u-2v}	0.07171
R_{2u-2w}	0.07145
R_{2v-2w}	0.06992

Dichas resistencias vienen dadas conforme al devanado. De forma que, para realizar su conversión al valor que toman en fase se pueden utilizar las siguientes expresiones [17]:

$$R_{fase} = 1.5 \cdot R_{dev} \quad (24)$$

Ecuación para la conversión a resistencia de fase para configuración del transformador en triángulo

$$R_{fase} = 0.5 \cdot R_{dev} \quad (25)$$

Ecuación para la conversión a resistencia de fase para configuración del transformador en estrella

En el caso bajo estudio, la configuración del transformador es de estrella-estrella (Yy) de modo que aplicando la ecuación (25) se obtendrían sus valores de resistencias de fase representados en la Tabla 13.

Tabla 13 Valores de las resistencias de fase del transformador del ensayo

	Resistencias de fase (Ω)
R_{1u-1n}	0.2622
R_{1v-1n}	0.2622
R_{1w-1n}	0.2627
R_{2u-2n}	0.03685
R_{2v-2n}	0.03512
R_{2w-2n}	0.03510

Por otro lado, la intensidad nominal del transformador de 24MVA, es trivial y se puede obtener de la expresión de la potencia aparente (26):

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \quad (26)$$

De forma que, para un valor de potencia aparente de 24 MVA, y una tensión nominal de 66 kV y 27 kV en los devanados primarios y secundarios respectivamente. Las intensidades nominales obtenidas mediante la ecuación (26) son de:

$$I_{n,prim} = 209.94 \text{ A}$$

$$I_{n,sec} = 513.20 \text{ A}$$

De este modo, haciendo ahora uso de la ecuación (23), se obtendría el valor teórico que tomarían lugar las pérdidas debido al efecto Joule a 20ºC.

$$P_{joule\ nominal\ 20ºC,dev\ prim} = (0.2622 + 0.2622 + 0.2627) \cdot 209.94^2 = 34656 \text{ W}$$

$$P_{joule\ nominal\ 20ºC,dev\ sec} = (0.03685 + 0.03512 + 0.03510) \cdot 513.20^2 = 28199 \text{ W}$$

Para obtener dichas pérdidas para una temperatura de funcionamiento diferente, bastaría simplemente con referenciar las resistencias a la temperatura deseada. Tal como se ha mencionado, la relación existente entre temperatura y la magnitud de las resistencias es directamente proporcional y se rigen por las siguientes expresiones dependiendo del material de los conductores [17].

$$R_{fase} = R_{fase-m} \cdot \left(\frac{T + 235}{T_m + 235}\right) \quad (27)$$ Ecuación de relación entre temperatura y resistencias para un conductor de cobre

$$R_{fase} = R_{fase-m} \cdot \left(\frac{T + 225}{T_m + 225}\right) \quad (28)$$ Ecuación de relación entre temperatura y resistencias para un conductor de aluminio

$$R_{fase} = R_{fase-m} \cdot \left(\frac{T + 230}{T_m + 230}\right) \quad (29)$$ Ecuación de relación entre temperatura y resistencias para un conductor de aleación de aluminio

Donde T_m se corresponde con la temperatura de referencia, la cual en este caso se ha tomado como 20 ºC, T hace referencia al valor de la temperatura al que se desea calcular la resistencia y por último R_{fase-m} y R_{fase} son los valores de las resistencias a la temperatura de referencia y la temperatura a la que se desea calcular respectivamente.

Realizando análogamente los cálculos de las pérdidas de cobre a 20 ºC para las nuevas resistencias a 75 ºC. Se obtiene el siguiente valor de pérdidas Joule teóricas sabiendo que el transformador del ejemplo es de cobre:

$$P_{joule\ nominal\ 75ºC,dev\ prim} = 34656 \cdot \frac{75 + 235}{20 + 235} = 42130 \text{ W}$$

$$P_{joule\ nominal\ 75ºC,dev\ sec} = 28199 \cdot \frac{75+235}{20+235} = 34281\ \text{W}$$

Se comprueba, que efectivamente tanto el valor de las pérdidas de cobre teóricas tanto a 20 ºC como a 75 ºC coinciden (con un error inferior al 1 %) con los resultados obtenidos en los ensayos de dicho transformador. Se presentan dichos valores en la Tabla 14, validando de este modo el procedimiento previo.

Tabla 14 Valores experimentales del ensayo de cortocircuito del transformador de 24 MVA (Pérdidas Joule)

Temperatura	20 ºC	75 ºC
$R \cdot I^2$ Devanado alta tensión	34589 W	42050 W
$R \cdot I^2$ Devanado baja tensión	28062 W	34114 W

Para llevar a cabo la implementación de estas pérdidas Joule al modelo desarrollado, se ha decidido que, en lugar de obtener el valor de la intensidad para cada instante de funcionamiento, se dejarán dichas pérdidas Joule en función tanto de su valor nominal a 20 ºC, como a su vez del factor de carga del transformador y de la temperatura del mismo, ya que dichas variables son a su vez con las que trabaja el modelo térmico desarrollado.

De este modo, tras un desarrollo matemático la expresión de las pérdidas Joule dependientes de la carga quedan finalmente implementadas mediante la siguiente ecuación (36):

$$S = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I \tag{30}$$

$$\frac{S}{S_n} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot I}{S_n} \rightarrow K = \frac{I}{I_n} \tag{31}$$

$$K = I_{p.u.} \tag{32}$$

Se comprueba que el factor de carga del transformador y la intensidad en por unidad son linealmente dependientes y toman el mismo valor.

$$P_{Joule\ 20ºC} = \sum R_{20ºC} \cdot I^2 \tag{33}$$

$$P_{Joule\ nominal\ 20ºC} = \sum R_{20ºC} \cdot I_n^2 \tag{34}$$

$$\frac{P_{Joule\ 20ºC}}{I_n^2} = \frac{\sum R_{20ºC} \cdot I^2}{I_n^2} \rightarrow P_{Joule\ 20ºC} = I_{p.u,}^2 \cdot P_{joule\ nominal\ 20ºC} \tag{35}$$

$$P_{Joule\ 20\ ºC}(K) = K^2 \cdot P_{joule\ nominal\ 20ºC} \tag{36}$$

Mediante la ecuación (36), se consigue expresar las pérdidas Joule en función del factor de carga del transformador, para a continuación, dejar esas mismas pérdidas también dependientes de la temperatura del transformador.

$$P_{Joule}(K,T) = K^2 \cdot I_n^2 \cdot \sum R_{20ºC} \cdot \left(\frac{T+235}{20+235}\right) \quad (37)$$

$$P_{Joule}(K,T) = K^2 \cdot P_{joule\ nominal\ 20ºC} \cdot \left(\frac{T+235}{20+235}\right) \quad (38)$$

Finalmente, en la ecuación (38) se consiguen dejar las pérdidas Joule en función de su valor nominal a 20 ºC ya conocido, y a su vez tanto en función de la variable de entrada K (factor de carga), como de la salida del modelo, siendo ésta la temperatura.

2) Si se analiza de forma más rigurosa el ensayo de cortocircuito y las pérdidas que se producen en él, dichas pérdidas debidas a la carga provienen de dos razones. Por un lado, las pérdidas óhmicas producidas por el paso de la intensidad nominal por los conductores (pérdidas Joule ya vistas), y, por otro lado, se encuentran las pérdidas adicionales debidas a la circulación de corriente de Foucault por los propios arrollamientos. De forma que las pérdidas de cobre en dicho ensayo se obtienen mediante la ecuación (39) [18]:

$$P_{cobre} = P_{Joule} + P_{adicionales} \quad (39)$$

Dichas pérdidas adicionales no deben de confundirse con las corrientes de Foucault en el núcleo que producían las pérdidas de vacío vistas anteriormente, siendo éstas creadas por los flujos de dispersión. Dichas pérdidas se comportan de forma similar a las Joule vistas previamente, siendo dependientes del cuadrado de la corriente que circula por los arrollamientos, con la salvedad de que al contrario que las pérdidas Joule, éstas dependen inversamente de la temperatura, es decir, disminuyen conforme aumenta la temperatura [18] [19].

Por lo mencionado previamente, se modelarán dichas pérdidas del mismo modo que se han hecho las pérdidas Joule, es decir, dependientes de su potencia nominal a 20 ºC (valor aportado por el ensayo $P_{adicionales\ nominal\ 20ºC} = 18392$ W), y a su vez también dependientes del factor de carga. Pero esta vez inversamente proporcional a la temperatura tal y como se muestra en la ecuación (40).

$$P_{adicionales}(K,T) = K^2 \cdot P_{adicionales\ nominal\ 20ºC} \cdot \left(\frac{20+235}{T+235}\right) \quad (40)$$

Calculando dichas pérdidas adicionales a 75 ºC, se demuestra efectivamente que la relación que guardan estas pérdidas con la temperatura no es directamente proporcional y que a su vez coincide con los valores dados en el ensayo mostrados en la Tabla 15.

$$P_{joule} = 18392 \cdot \left(\frac{20+235}{75+235}\right) = 15129\ \text{W}$$

Tabla 15 Valores experimentales del ensayo de cortocircuito del transformador de 24 MVA (Pérdidas adicionales)

Temperatura	20 ºC	75 ºC
$R \cdot I^2$ Devanado alta tensión	34589 W	42050 W
$R \cdot I^2$ Devanado baja tensión	28062 W	34114 W
Pérdidas adicionales	18392 W	15129 W

Con todo este desarrollo, quedan finalmente implementadas las distintas pérdidas existentes en el modelo para el transformador de 24 MVA del ensayo aportado.

4.2 Adaptación de las características y parámetros de los transformadores para los distintos casos.

En el capítulo dos y en el subapartado anterior se han desarrollado las diferentes características del transformador del ensayo de 24 MVA y potencias nominales de las pérdidas a 20 ºC necesarias para implementar sus pérdidas y calcularlas en el modelo. En este apartado se desarrollarán esas mismas características para los transformadores de los distintos casos seleccionados.

Para ello, se hará uso de una tabla de características de transformadores de diferente potencia proporcionada por la empresa ABB mostrada en la Tabla 16 [20]. A partir de ella, se podrá realizar una estimación de las características referentes a las pérdidas de los distintos transformadores de los casos.

Tabla 16 Tabla de características de transformadores para diferentes potencias nominales [20]

Sr (MVA)	Units	12,5	20	31,5	40	50	63
Frequency	(Hz)	50	50	50	50	50	50
Phase number		3	3	3	3	3	3
Rated power	(MVA)	12,5	20	31,5	40	50	63
Rated power of tertiary	(MVA)	-	-	-	-	-	-
Power absorbed by that portion of the cooling system which is permanently on (normally first stage)	(kW)	0	0	0	0	0	0
Rated voltage HV winding	(kV)	33	66	110	110	110	110
Short-circuit impedance on the rated tap	(%)	8	10	12,5	14	14	14
PEI	(%)	99,62	99,66	99,69	99,70	99,72	99,72
Power at which PEI occurs	(MVA)	5	7	12	14	17	23
No-load loss at rated voltage	(kW)	9	12	18	21	24	32
Load Loss on the main tapping at rated power	(kW)	62	96	135	175	200	240
Core Material		Hi-B	Hi-B	Hi-B	Hi-B	Hi-B	Hi-B
Core mass	(t)	6,5	9	12,5	17	19	23
Conductor material		Cu	Cu	Cu	Cu	Cu	Cu
Conductor mass	(t)	3	4	7	8	9	9,5

A partir de dicha Tabla 16, se puede como se ha mencionado, construir una representación gráfica de la variación de las potencias nominales de las diferentes pérdidas a 75 ºC en función de la potencia nominal de cada transformador. De este modo, quedaría representada dicha variación de las pérdidas de carga y de vacío en la Figura 30 y Figura 31 respectivamente.

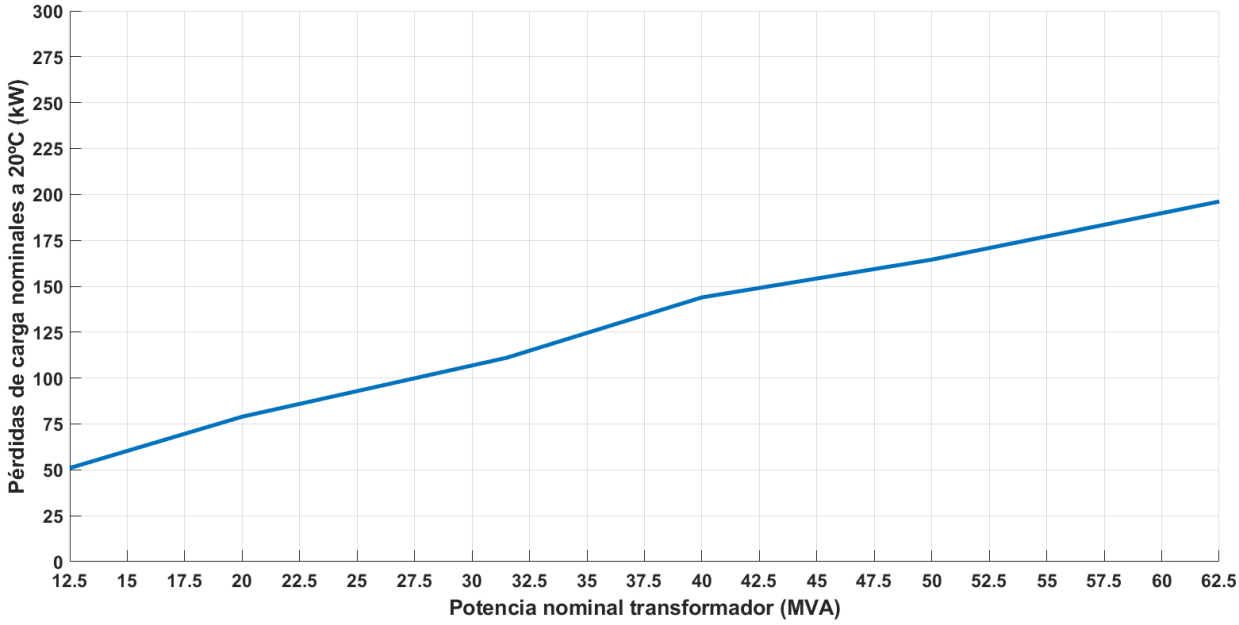

Figura 30 Evolución de las pérdidas en carga nominales a 20 ºC con la potencia nominal del transformador

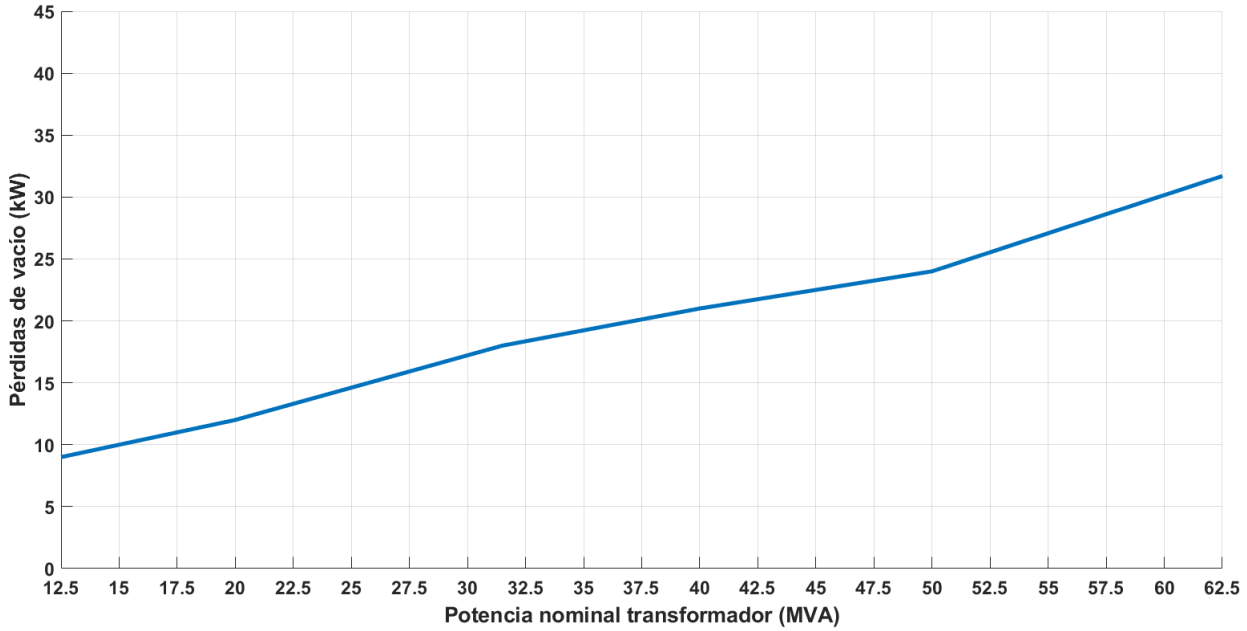

Figura 31 Evolución de las pérdidas de vacío con la potencia nominal del transformador

En el caso de la Figura 30, para los valores de las pérdidas dependientes de la carga, se guardará una proporción similar a la existente entre pérdidas Joule y pérdidas adicionales a 20 ºC del caso del transformador de 24 MVA visto previamente, es decir, una relación de 80 % de pérdidas Joule y un restante 20 % de pérdidas

adicionales. Dicho esto, se procede finalmente a definir todas las características de los transformadores para los cinco casos que se verán en el próximo apartado.

- Características transformador del Caso 1: Transformador de potencia nominal del 100 % de la instalada en el parque fotovoltaico (24 MVA).

Para el Caso 1, no es necesario realizar adaptación alguna de sus características, ya que corresponden a la del Caso del transformador cuyos datos han sido proporcionados por el ensayo. De este modo, sus características coinciden con las mostradas en el capítulo 2, siendo éstas representadas de nuevo junto con los valores de las pérdidas nominales en la Tabla 17:

Tabla 17 Características del transformador del Caso 1

	Transformador YNyn0 24 MVA 66/27 kV	
Refrigeración	Operando como ONAN	Operando como ONAF
Exponente aceite x	0.8	0.8
Exponente bobinado y	1.3	1.3
Constante k_{11}	0.5	0.5
Constante k_{21}	2.0	2.0
Constante k_{22}	2.0	2.0
Constante de tiempo τ_o (min)	210	150
Constante de tiempo τ_w (min)	10	7
Factor punto caliente H	1.3	1.3
Pérdidas carga nominales 20 ºC (W)	81043	126629
Pérdidas Joule nominales 20 ºC (W)	62651	97892
Pérdidas adicionales nominales 20 ºC (W)	18392	28737
Pérdidas vacío (kW)	16982	16982
Relación pérdidas R	4.77	7.45
Diferencial de tiempo Dt (min)	3	3

- Características transformador del Caso 2 y 4: Transformador de potencia nominal del 62.5 % de la instalada en el parque fotovoltaico (15 MVA).

En el Caso 2 y 4, las características correspondientes al modelo de monitorización térmico coinciden con las del transformador del Caso 1 debido a que su potencia nominal continua dentro del rango de un transformador de mediano tamaño. Por otro lado, sus pérdidas de carga y vacío se han extraído de la Figura 30 y Figura 31 respectivamente, obteniendo los valores mostrados en la Tabla 18.

Tabla 18 Características del transformador del Caso 2 y 4

	Transformador YNyn0 15 MVA 66/27kV	
Refrigeración	Operando como ONAN	Operando como ONAF
Exponente aceite x	0.8	0.8
Exponente bobinado y	1.3	1.3
Constante k_{11}	0.5	0.5
Constante k_{21}	2.0	2.0
Constante k_{22}	2.0	2.0
Constante de tiempo τ_o (min)	210	150
Constante de tiempo τ_w (min)	10	7
Factor punto caliente H	1.3	1.3
Pérdidas carga nominales (20 ºC) (W)	60320	94250
Pérdidas Joule nominales 20 ºC (W)	48256	75400
Pérdidas adicionales nominales 20 ºC (W)	12064	18850
Pérdidas vacío (W)	10000	10000
Relación pérdidas R	6.03	9.42
Diferencial de tiempo Dt (min)	3	3

- Características transformador del Caso 3: Transformador de potencia nominal del 50 % de la instalada en el parque fotovoltaico (12 MVA).

Para el Caso 3, sucede lo mismo con las características correspondientes al modelo de monitorización térmico que con el caso anterior, y a su vez, se procede de forma análoga para obtener las pérdidas correspondientes a trabajar a carga nominal (extrapolando sus valores de la Figura 30 y Figura 31). Obteniendo de este modo los valores mostrados en la Tabla 19.

Tabla 19 Características del transformador del Caso 3

	Transformador YNyn0 12 MVA 66/27kV	
Refrigeración	Operando como ONAN	Operando como ONAF
Exponente aceite x	0.8	0.8
Exponente bobinado y	1.3	1.3
Constante k_{11}	0.5	0.5
Constante k_{21}	2.0	2.0
Constante k_{22}	2.0	2.0
Constante de tiempo τ_o (min)	210	150
Constante de tiempo τ_w (min)	10	7
Factor punto caliente H	1.3	1.3
Pérdidas carga nominales (20 ºC) (W)	49136	76775
Pérdidas Joule nominales 20 ºC (W)	39309	61420
Pérdidas adicionales nominales 20 ºC (W)	9827	15355
Pérdidas vacío (kW)	8800	8800
Relación pérdidas R	5.58	8.72
Diferencial de tiempo Dt (min)	3	3

- Características de los transformadores del Caso 5: Transformadores en paralelo de potencia nominal total del 62.5 % de la instalada en el parque fotovoltaico (dos transformadores de 7.5 MVA cada uno).

Para este último Caso, se procede del mismo modo que para sus tres Casos previos. De modo que se obtienen los valores mostrados en la Tabla 20.

Tabla 20 Características del transformador del Caso 5

	Transformador YNyn0 7.5 MVA 66/27kV	
Refrigeración	Operando como ONAN	Operando como ONAF
Exponente aceite x	0.8	0.8
Exponente bobinado y	1.3	1.3
Constante k_{11}	0.5	0.5
Constante k_{21}	2.0	2.0
Constante k_{22}	2.0	2.0
Constante de tiempo τ_o (min)	210	150
Constante de tiempo τ_w (min)	10	7
Factor punto caliente H	1.3	1.3
Pérdidas carga nominales (20 ºC) (W)	32360	50562
Pérdidas Joule nominales 20 ºC (W)	25888	40450
Pérdidas adicionales nominales 20 ºC (W)	6472	10112
Pérdidas vacío (kW)	7000	7000
Relación pérdidas R	4.62	7.22
Diferencial de tiempo Dt (min)	3	3

4.3 Análisis técnico de los Casos

Finalmente, una vez definidos los distintos parámetros para cada uno de los Casos, se puede proceder a su realización y estudio. El objetivo será realizar una simulación de un año de duración para los diferentes transformadores y opciones de los mimos. Tanto de los posibles aislamientos, como de sus refrigeraciones ONAN/ONAF, analizando así sus comportamientos a lo largo de dicha simulación.

Más concretamente se analizarán cuatro puntos diferentes: el deterioro relativo que experimentan los transformadores, la evolución de su temperatura de funcionamiento a lo largo del año, el impacto que supone los distintos tipos de refrigeración y por último las pérdidas producidas a lo largo del mismo (que serán de utilidad para el análisis económico que se realizará más adelante).

Respecto al estudio de los Casos de los transformadores ONAF, se ha considerado que se instalarán un total de 4 ventiladores para el transformador de 24 MVA del Caso 1, y se mantendrá constante dicho valor para el resto de los Casos [21]. Donde cada uno de dichos ventiladores ronda un precio cercano a los 1000 € [22]. Finalmente, en base a las ofertas y catálogos encontrados de ventiladores para transformadores de potencia [23], se observa que su potencia nominal oscila entre 0.2-0.25 kW y su precio entre los 500-750 € dependiendo de las características de los mismos.

Por último, antes de comenzar con el propio análisis de los Casos, atendiendo tanto al tamaño de los transformadores, como al de los ventiladores, se representa en la Tabla 21 la selección de dichos ventiladores que se ha considerado en función de la potencia nominal de cada uno de los transformadores de los Casos. Dicha Tabla 21, será útil tanto en este análisis técnico para dimensionar el consumo que suponen los ventiladores (el cual se computará dentro de las pérdidas de carga), como a su vez, para definir el coste de los mismos en el análisis económico del próximo capítulo,

Tabla 21 Selección de las características de los ventiladores para cada uno de los Casos

	Transformador 24 MVA	Transformador 15 MVA	Transformador 12 MVA	Transformador 7.5 MVA
Precio ventilador (€)	734	712	508	508
Potencia nominal (kW)	0.248	0.186	0.186	0.186
Diámetro ventilador (cm)	60	50	40	40

4.3.1 Caso 1: Transformador de potencia nominal de 24 MVA

Este primer Caso, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal coincide con la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico. Su análisis comenzará por vislumbrar cómo ha evolucionado su deterioro a lo largo de la simulación, de modo que se representa los deterioros relativos sufridos en las Figura 32 y Figura 33 para todas las variantes del transformador.

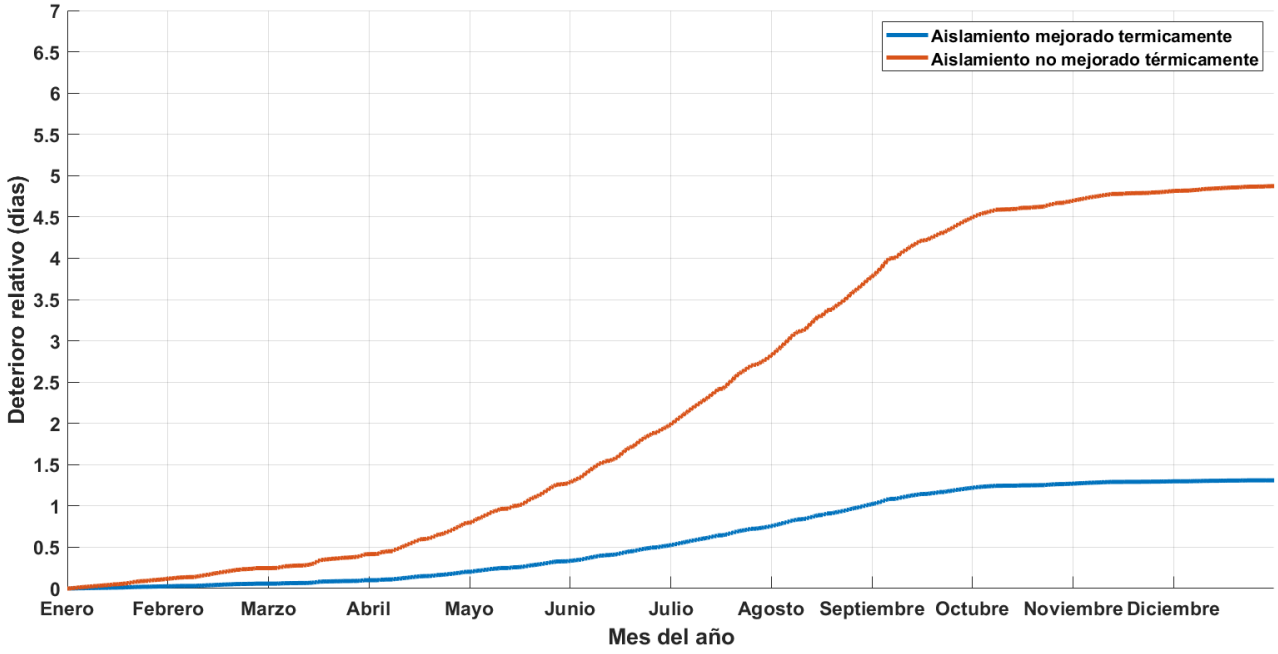

Figura 32 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAN a

lo largo del año de simulación

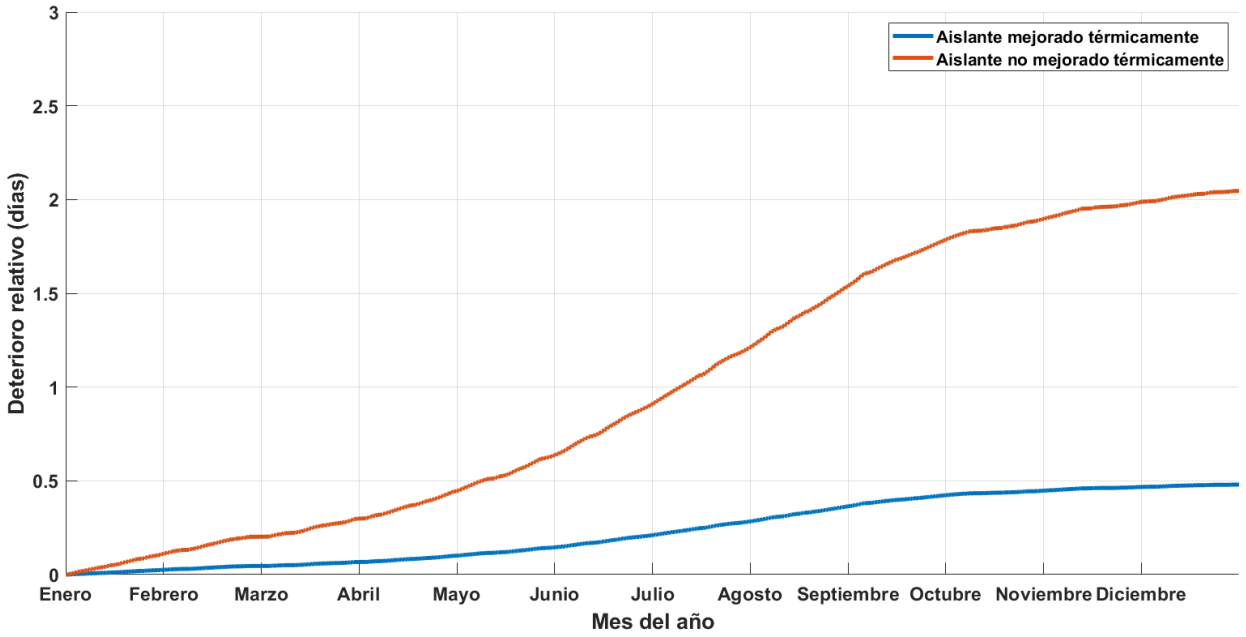

Figura 33 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación

Tras simular el comportamiento del transformador durante un año, se obtiene que en el peor de los casos, el mayor deterioro relativo que experimenta un transformador es de tan sólo de 4.78 días (siendo este transformador aquel que peor respuesta tiene frente a aumentos de temperatura, que como ya se ha mencionado en previos capítulos se corresponde con el de refrigeración ONAN y papel de aislamiento convencional). Es decir, que dicho transformador, tras un año de operación ha sufrido un deterioro equivalente al que hubiese sufrido tras operar durante 4.78 días a potencia nominal bajo condiciones nominales.

El resto de configuraciones de transformadores también oscilan entre cifras de valor muy pequeñas, encontrándose entre 1 y 3 días. Lo que implica que instalando un transformador de potencia nominal equivalente al de la potencia pico del parque fotovoltaico, se incurre en un gran sobredimensionamiento. Donde como se ha mencionado en capítulos previos, considerando la vida útil de los aislantes en 25 años bajo condiciones nominales, si por cada año de operación el deterioró equivale a menos de 5 días, el transformador podría operar por más de 50 años y el aislamiento aún estaría muy lejos de encontrarse en un estado de deterioro si quiera significativo en relación a su vida útil.

Lo mencionado previamente se debe a las características tipo de las plantas fotovoltaicas, donde, a pesar de que las potencias nominales de transformador y planta fotovoltaico coincidan, se da el caso de que debido al 14 % de pérdidas en generación de la planta, el transformador ya está condicionado a trabajar siempre a factores de cargas inferiores a la unidad. Si además se le suma el hecho de que las horas de máxima producción de la planta son limitadas hace que de por si el transformador trabaje en general bajo cargas muy reducidas. Lo que a su vez implica, que la temperatura que alcanzará éste, no será elevada. Ya que tal como se comentó en la introducción, la temperatura alcanzada en el transformador depende en gran parte del factor de carga al que se opera.

Dichas temperaturas de funcionamiento alcanzadas en los transformadores pueden observarse en las Figura 34 y 35:

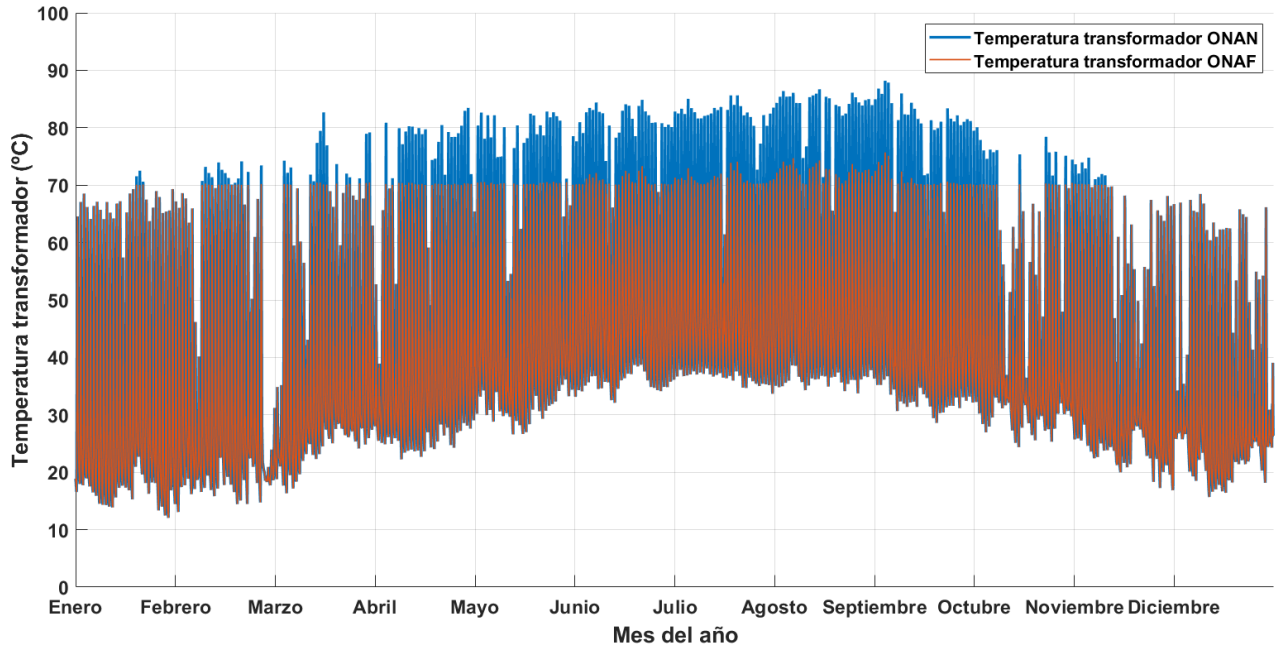

Figura 34 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 24 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración

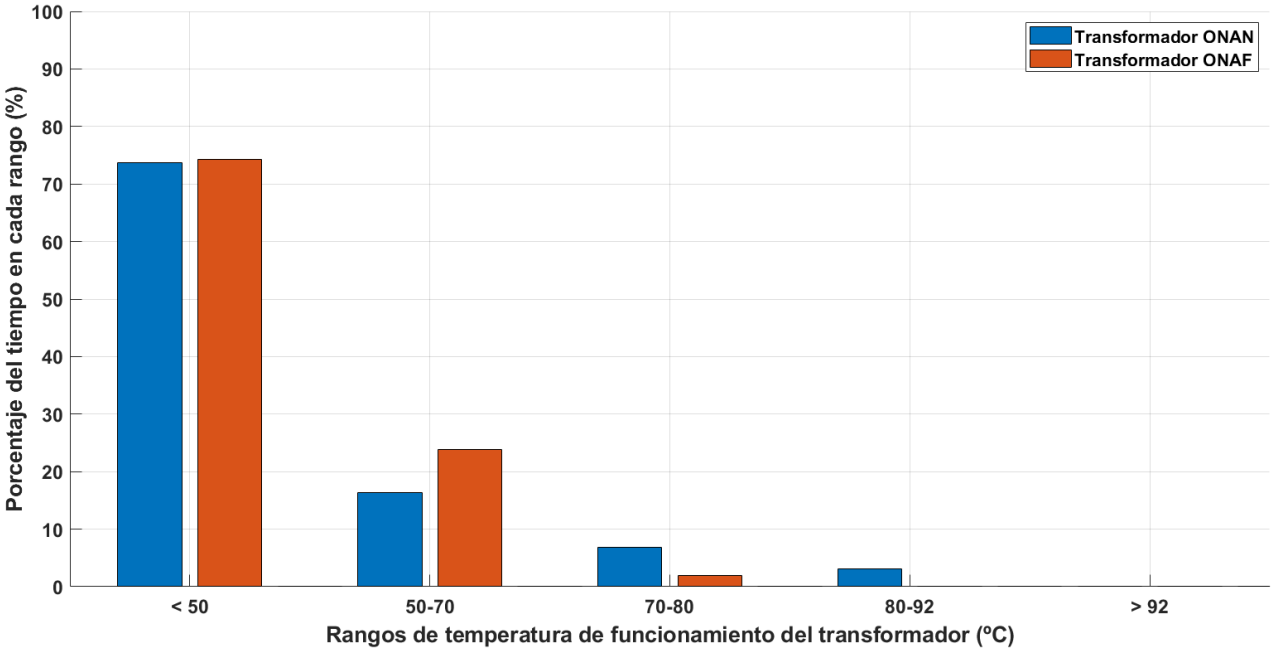

Figura 35 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura

Como se puede observar en la Figura 34, efectivamente las temperaturas alcanzadas son por norma muy inferiores a las nominales de los aislantes (98 ºC y 110 ºC). Se aprecia a su vez en la Figura 35, qué en su mayoría durante más del 70 % de las horas del año la temperatura del transformador se encontraba por debajo de 50 ºC. Observando los valores del factor de deterioro ($\mathcal{V}$) de la Tabla 1 para una temperatura de 50 ºC, se entiende el porqué del tan bajo resultado del deterioro al final del año. Ya que dicho factor para esos rangos de temperatura, se encuentra siempre por debajo de 0.004. De modo que, trabajar en esos rangos supondrá a lo sumo un deterioro del 0.4 % del que se sufriría bajo condiciones nominales.

Por otro lado, para temperaturas superiores a 50 ºC, se observa en la Figura 35, que para los transformadores ONAN durante los meses de verano se han llegado a alcanzar temperaturas relativamente más elevadas, pero sin siquiera llegar a alcanzar los 92 ºC. Lo que se traduce, en que en ningún momento del año se ha operado a la temperatura nominal de los aislamientos, si quiera a la temperatura nominal del aislamiento convencional.

Respecto al efecto de la refrigeración ONAF, se aprecia en la Figura 34 y Figura 35 una mayor acumulación de tiempo de trabajo en el rango de temperaturas inferiores a 70 ºC. Esto último, es debido a que era a dicha temperatura de 70 ºC cuando se activaba la refrigeración por aire forzada, es decir, los ventiladores de la refrigeración ONAF. Dichos ventiladores acorde a los datos obtenidos de la Figura 36, del total de 4550 horas del año en el que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía, éstos están en funcionamiento un total de 902 horas, implicando un consumo energético de 0.89 MWh. Sin embargo, su impacto global dentro del transformador no es relativamente significativo. Ya que a pesar de cumplir con su función y reducir la temperatura de funcionamiento, dicha temperatura como se observa en el caso del transformador ONAN, en ningún caso llegaban a tomar valores que pudiesen comprometer la integridad de los aislamientos del transformador. Por lo que se podría concluir que implementar una refrigeración por ventilación forzada para este Caso donde ya de por si se está incurriendo en un sobredimensionamiento no aporta una ventaja significativa para los problemas que podría llegar a acarrear dicha refrigeración en el ámbito del mantenimiento.

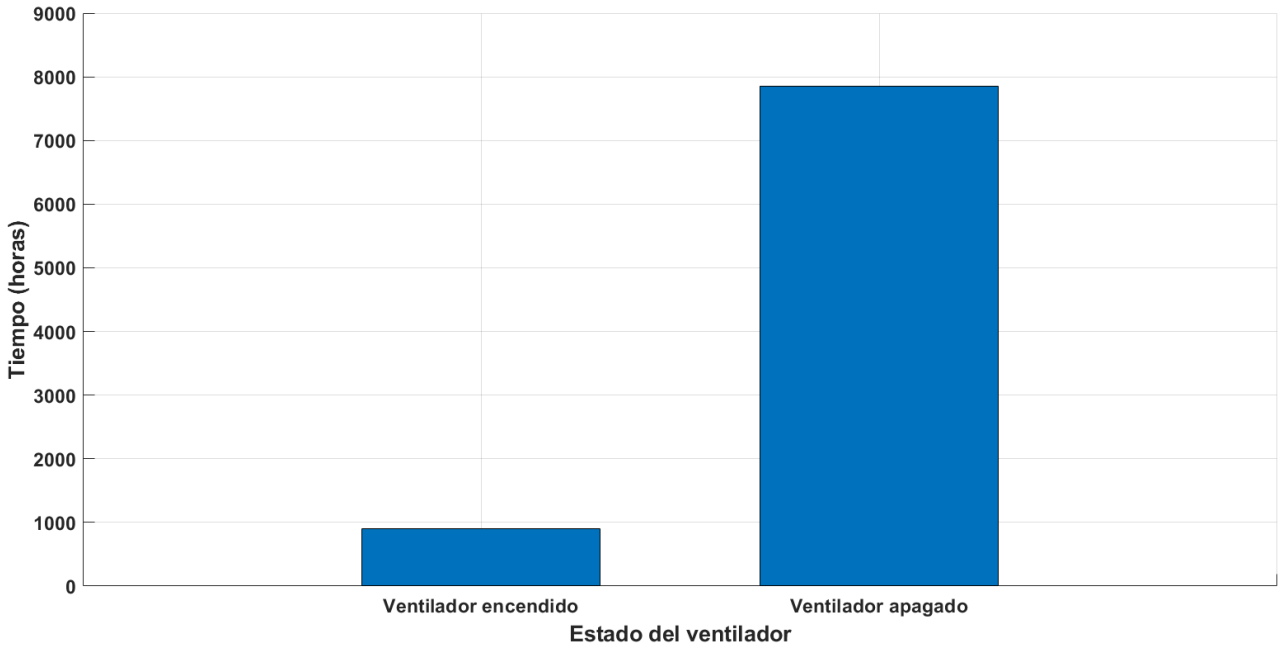

Figura 36 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados

Finalmente, respecto a las pérdidas producidas en este Caso, se aprecia en la Figura 37 y Figura 38 que están dominadas principalmente por las pérdidas de vacío. Como se ha explicado previamente a lo largo de este capítulo, las pérdidas de vacío son independientes de la carga y se producen simplemente por el hecho de estar sometido el transformador a tensión. Esto último, implica que el bajo factor de funcionamiento del parque fotovoltaico (0.1972) no afecta a la generación de pérdidas de vacío, que se mantendrá constante a lo largo de cada año con un valor excesivamente elevado debido al gran sobredimensionamiento que se ha incurrido en este Caso. Sin embargo, dicho sobredimensionamiento ha tenido el efecto positivo de mantener bajo un nivel muy reducido las pérdidas dependientes de la carga. Debido tanto al bajo factor de potencia como a las bajas temperaturas alcanzadas a las que ha operado el transformador.

De este modo, las pérdidas energéticas totales producidas a lo largo de dicho año han sido de un total de 236 MWh para ambos tipos de refrigeración ONAN y ONAF. Donde se observa, que las pérdidas para el caso del transformador ONAF son mayores que las del ONAN. Esto se debe, a que a pesar de conseguir una reducción

de las temperaturas mediante los ventiladores, el ahorro que dicha disminución de temperatura supone en las pérdidas por la bajada de los valores de las resistencias, es equivalente al consumo energético de dichos ventiladores. De modo que, no solo se puede observar que el impacto de la refrigeración ONAF ha tenido sobre el deterioro en los transformadores ha sido prácticamente anecdótico, sino que además éste penaliza en lo referente a las pérdidas.

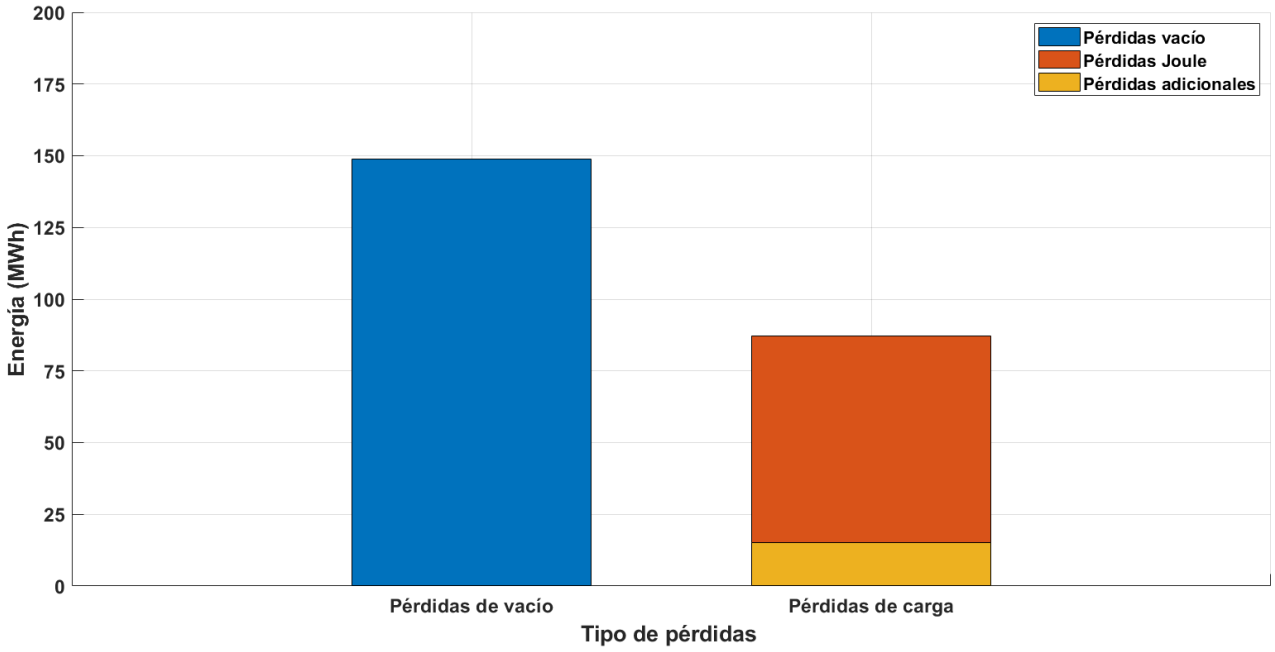

Figura 37 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAN

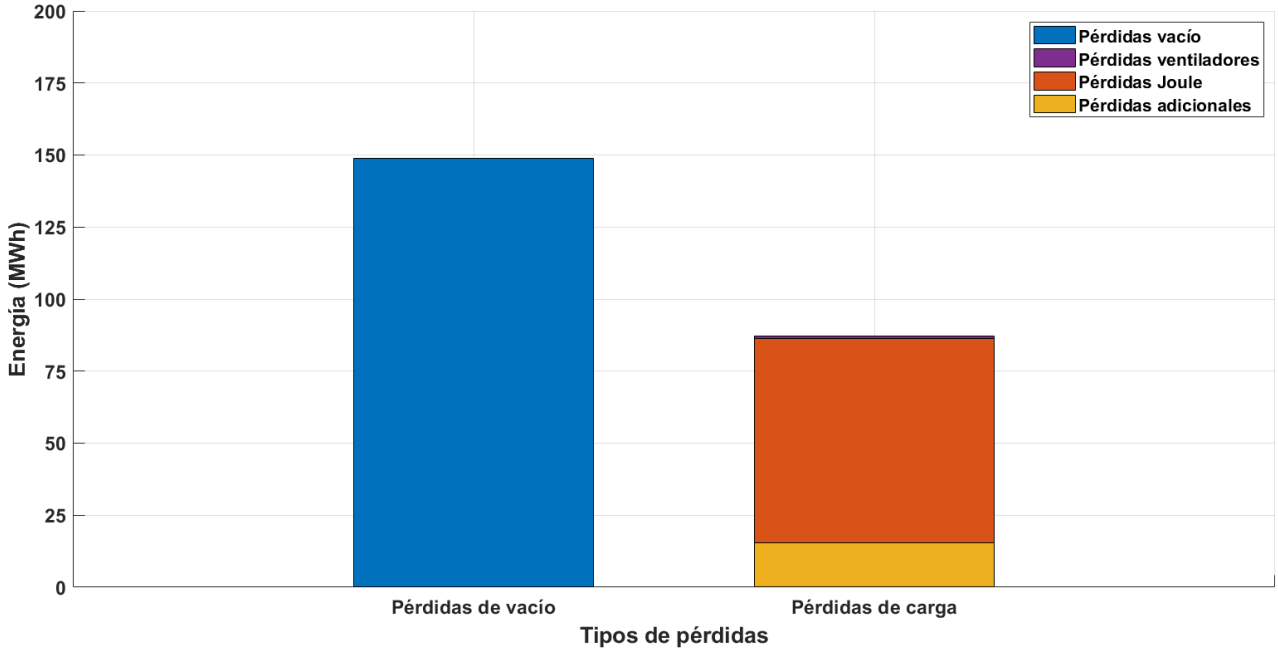

Figura 38 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 24 MVA de refrigeración ONAF

4.3.2 Caso 2: Transformador de potencia nominal de 15 MVA

El Caso 2 de este estudio, corresponde a un transformador cuya potencia nominal equivale al 62.5 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico. Para este Caso se espera solventar y no incurrir en la problemática del sobredimensionamiento del Caso 1.

Simulando del mismo modo durante un año el comportamiento de los transformadores, se han obtenido finalmente las siguientes evoluciones del deterioro para dicho transformador siendo éstas representadas en la Figura 39 y Figura 40.

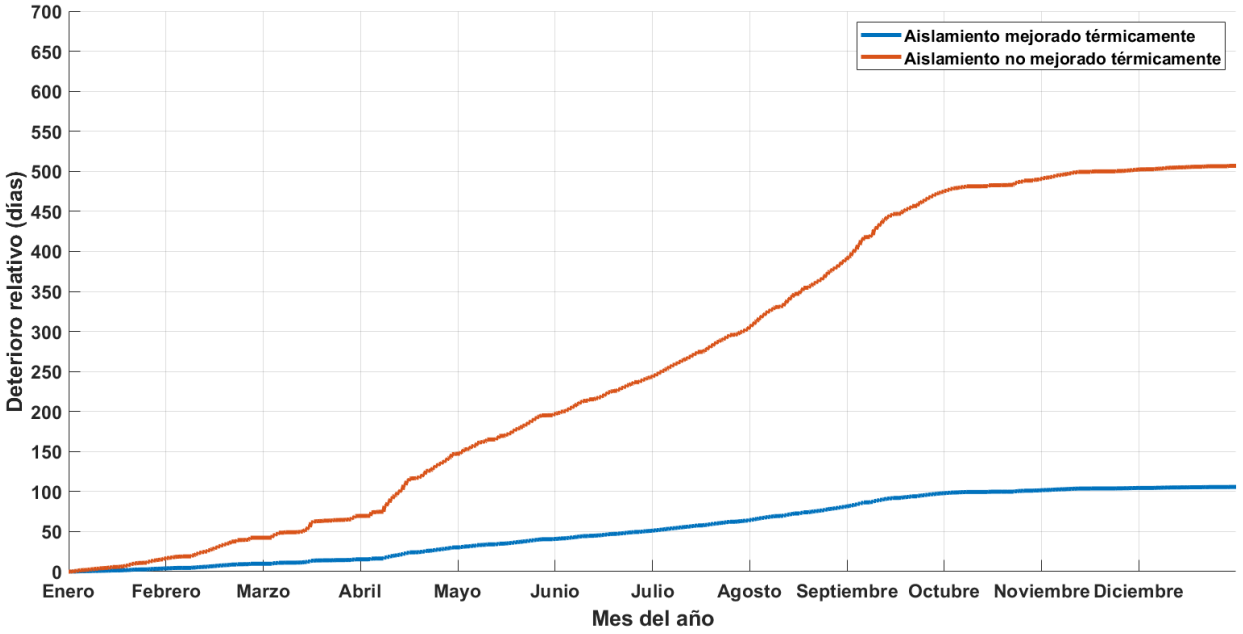

Figura 39 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación

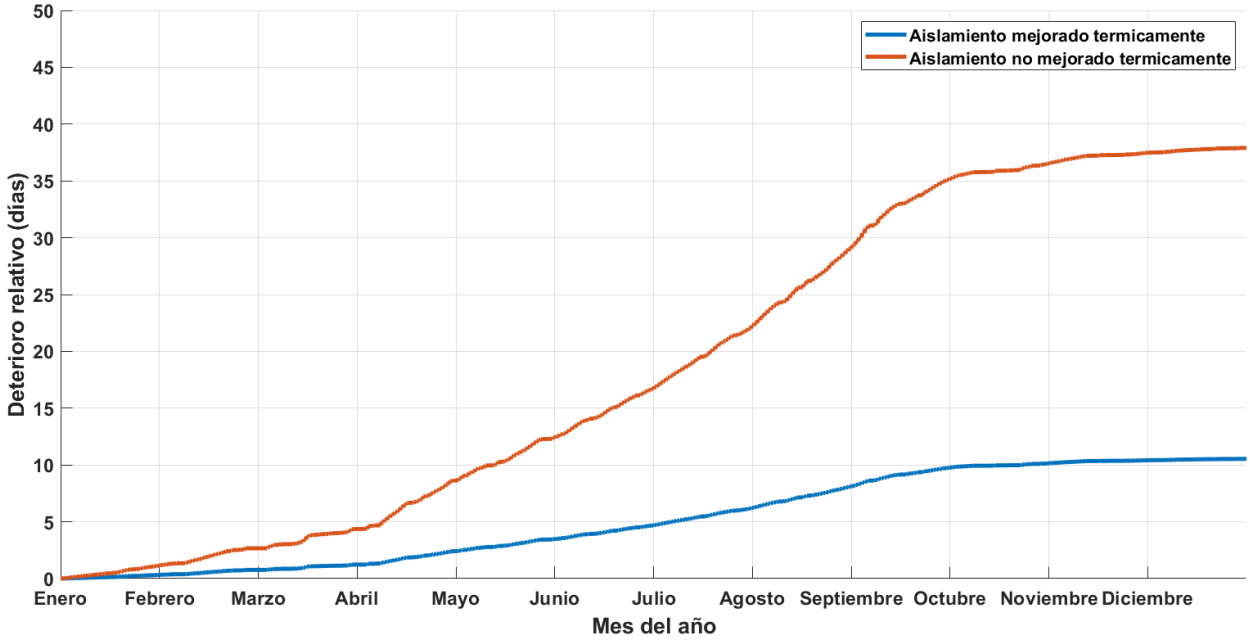

Figura 40 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación

Para esta simulación, finalmente se palia el sobredimensionamiento del Caso 1. Donde el bajo factor de funcionamiento y pérdidas del parque fotovoltaico se compensa con el hecho de implementar un transformador de una potencia nominal considerablemente inferior a la instalada.

Al contrario que en el Caso anterior, se observa para este Caso una diferencia considerable entre el transformador de refrigeración ONAN y ONAF. Donde, el deterioro relativo del transformador de refrigeración por ventilación natural, se dispara para el caso del aislamiento no mejorado térmicamente, resultando en prácticamente un acortamiento de alrededor del 30 % de la vida útil de dicho transformador. Por otro lado, el resto de transformadores siguen siendo viables técnicamente desde el punto de vista del deterioro del aislamiento, donde para el caso de refrigeración forzada el coeficiente de deterioro relativo anual sigue siendo aún muy inferior a la unidad. De modo que, para dicha refrigeración, aún se estaría sobredimensionado el transformador, especialmente para el caso de asilamiento mejorado térmicamente donde el deterioro tras un año de simulación apenas equivale a 10 días operados bajo condiciones nominales.

Esta gran diferencia entre el comportamiento de los transformadores de distinta refrigeración, se debe a que, en este Caso, el control de la temperatura cuando ésta supera los 70 ºC si ha supuesto un impacto notable. Esto es debido, a que al contrario que para el Caso anterior (donde las temperaturas jamás alcanzaban valores superiores a los 98 ºC para ninguno de los modos de refrigeración), en este Caso la temperatura no controlada mediante la refrigeración forzada si ha tomado valores superiores a las nominales de los asilamientos, tal y como se aprecia en la Figura 41 y Figura 42. Las cuales muestran las temperaturas alcanzadas por el transformador para las diferentes refrigeraciones a lo largo del año.

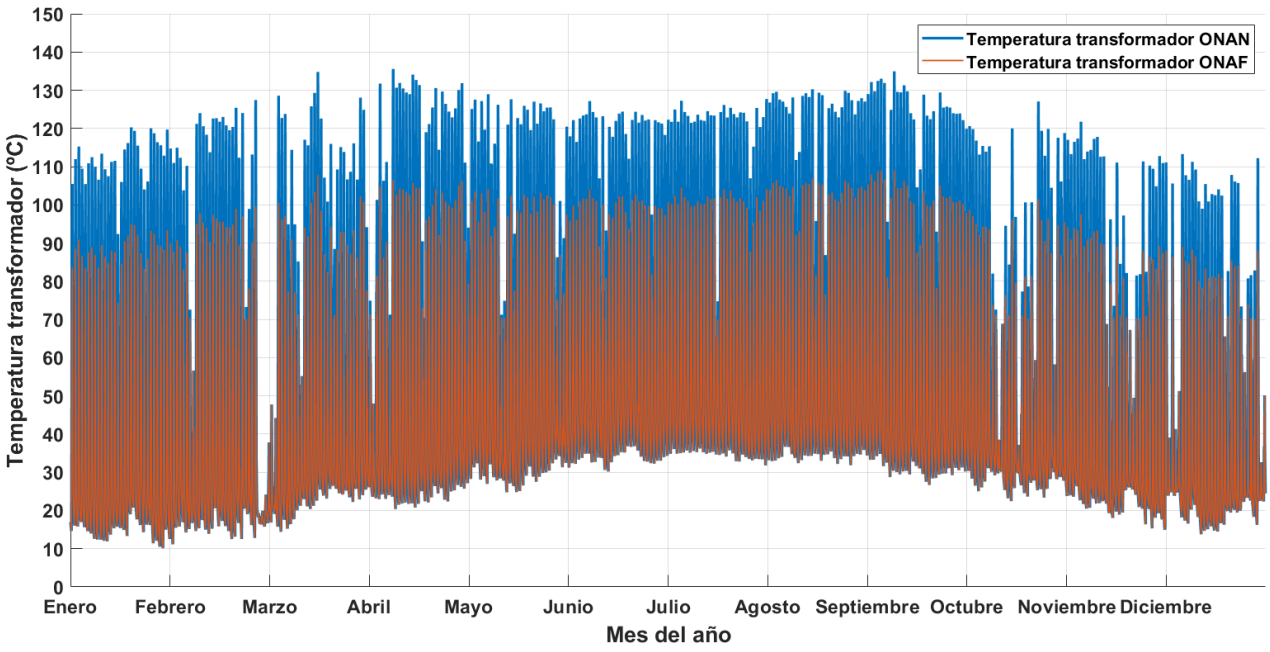

Figura 41 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 15 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración

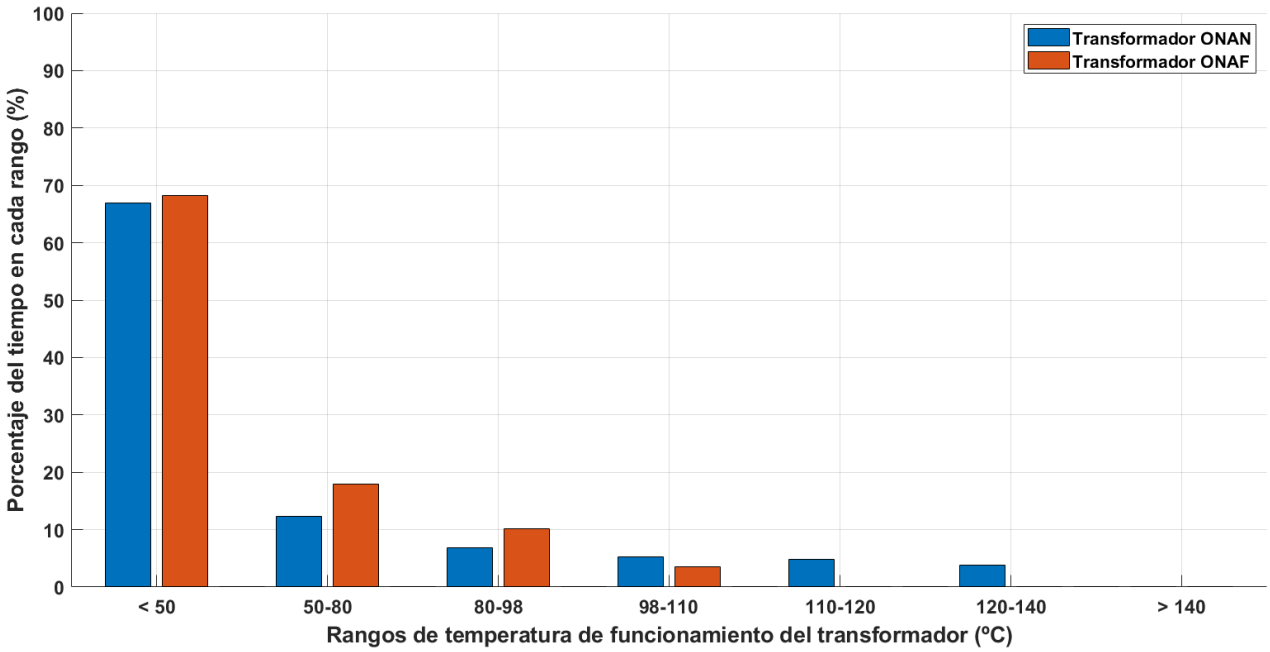

Figura 42 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 15 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura

Se aprecia en la Figura 41, que para este segundo Caso el tiempo en el cual el transformador se encuentra a temperaturas inferiores a 50 ºC se ha reducido, estando ahora por debajo del 70 % del total de las horas del año. A su vez, se han aumentado los tiempos para rangos de mayores valores de temperatura, donde para el caso del transformador ONAN, se aprecia en la Figura 42 que tan sólo alrededor de un 10 % y 15 % de las horas del año, éste se encontraba por encima de su temperatura nominal para los aislamientos mejorado térmicamente y convencional respectivamente. Lo cual, para el primer caso de aislamiento mejorado térmicamente, no se ha traducido en deterioros excesivos, pero sin embargo para el aislamiento convencional ha sido el causante de su deterioro relativo tan acentuado. Esto último, se debe a que como se observa en la Tabla 1, cada hora trabajada a una temperatura cercana a 140 ºC supone el equivalente a 128 horas para dicho aislamiento no mejorado térmicamente.

Por otro lado, esa problemática de alcanzar temperaturas excesivamente elevadas no se da con la refrigeración ONAF. Donde en ningún momento de operación durante el año se han alcanzado temperaturas superiores a los 110 ºC, es decir, nunca se ha trabajado por encima de la temperatura nominal del aislamiento térmicamente mejorado. En el caso del aislante convencional, únicamente se ha hecho durante cerca del 5 % del año y siempre bajo temperaturas no muy alejadas de sus 98 ºC nominales.

Por lo tanto, respecto al efecto de la refrigeración ONAF, se aprecia que para este Caso su impacto en el comportamiento del transformador a lo largo del año si ha sido determinante. Debido a que como se ha mencionado previamente, a que las temperaturas alcanzadas por el transformador sin refrigeración con ventilación forzada si comprometían al aislamiento del transformador.

Para este segundo Caso, el ventilador de la refrigeración ONAF funcionó tal y como se aprecia en la Figura 43 durante un total de 2107 horas. Lo que ha acarreado un consumo energético de 1.56 MWh, y supone casi un 50 % de las 4550 horas en las que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía. Finalmente, se puede concluir, que para este Caso 2 implementar la refrigeración por ventilación forzada sería redundante si el transformador de por si tiene un aislamiento térmicamente mejorado, pero beneficioso y necesario para el caso de un transformador con aislamiento convencional.

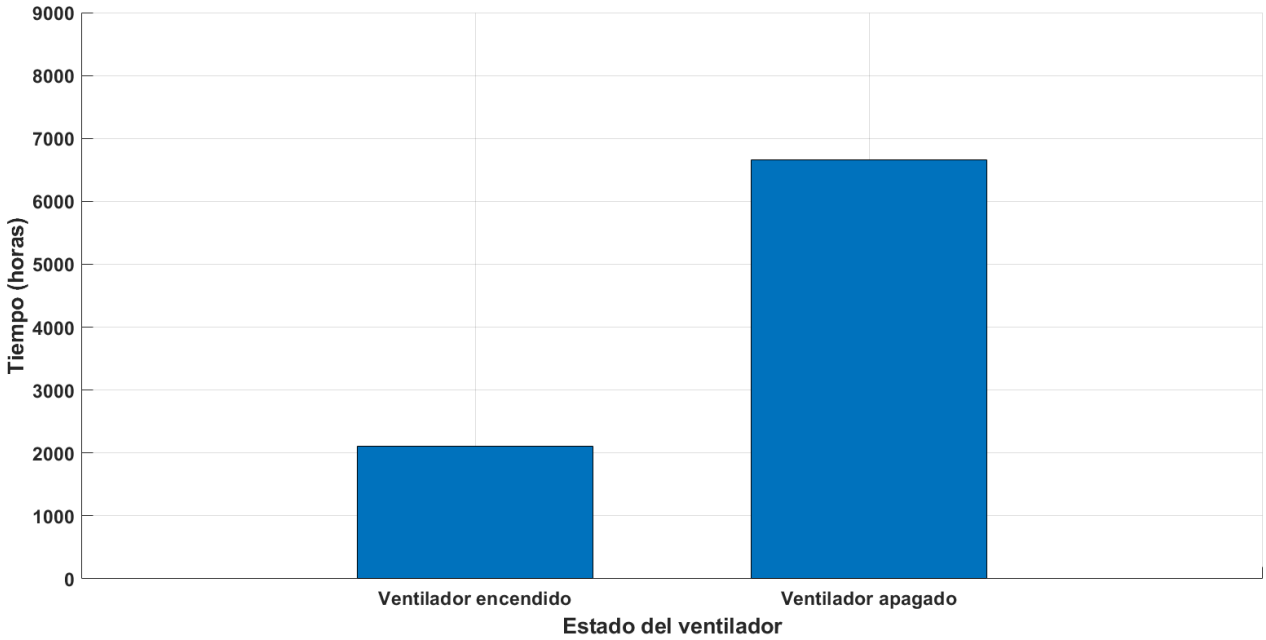

Figura 43 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 15 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados

En referencia a las pérdidas generadas, se observa en la Figura 44 y Figura 45, que debido al menor tamaño del transformador las pérdidas de vacío han disminuido significativamente respecto al Caso 1 y han pasado a un segundo plano frente a las pérdidas de carga. Por otro lado, el aumento de dichas pérdidas de carga se debe principalmente al aumento de temperatura del transformador a lo largo del año, que como se ha visto anteriormente en este capítulo, produce un aumento del valor de las resistencias y por ende de las pérdidas Joule.

El total de pérdidas energéticas producidas es de 268.5 MWh y 263.3 MWh para el transformador ONAN y ONAF respectivamente, lo que supone alrededor de un 2 % de ahorro de energía en pérdidas. De modo que, para este Caso, el ahorro de pérdidas producidas por la bajada de temperatura mediante la refrigeración por aire forzada ha sido superior al consumo energético de los ventiladores. Por otro lado, respecto al Caso 1, la diferencia del total de pérdidas es de tan sólo un 12 %, debido a que a pesar de disminuir significativamente las pérdidas de vacío (al no sobredimensionar el transformador), se ha producido por otro lado un aumento de las pérdidas de carga (al aumentar la temperatura).

Se aprecia finalmente, que la diferencia de pérdidas entre el transformador ONAN y ONAF no es realmente grande, de modo que la elección de refrigeración para el transformador debería centrarse más con vista a asegurar una vida útil del transformador (intentando evitar grandes deterioros), que con la idea de conseguir reducciones en las pérdidas. Siendo este último efecto de reducción de pérdidas un beneficio adicional más que el objetivo en sí mismo de la implementación de la refrigeración ONAF.

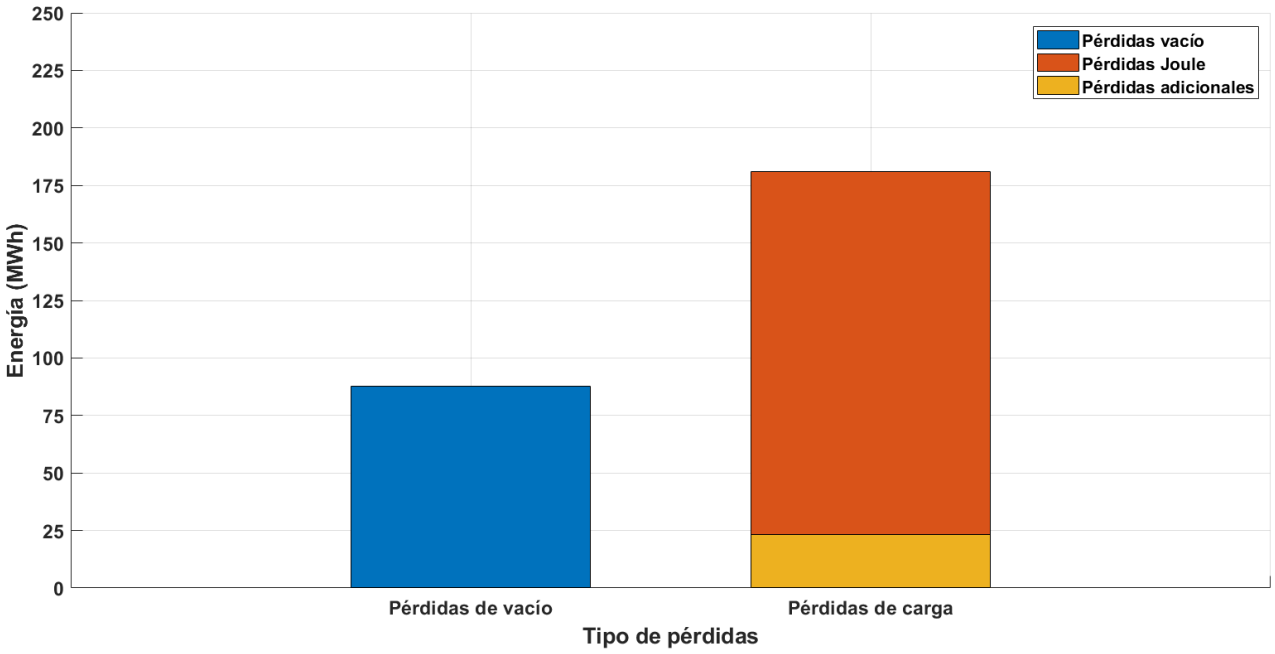

Figura 44 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN

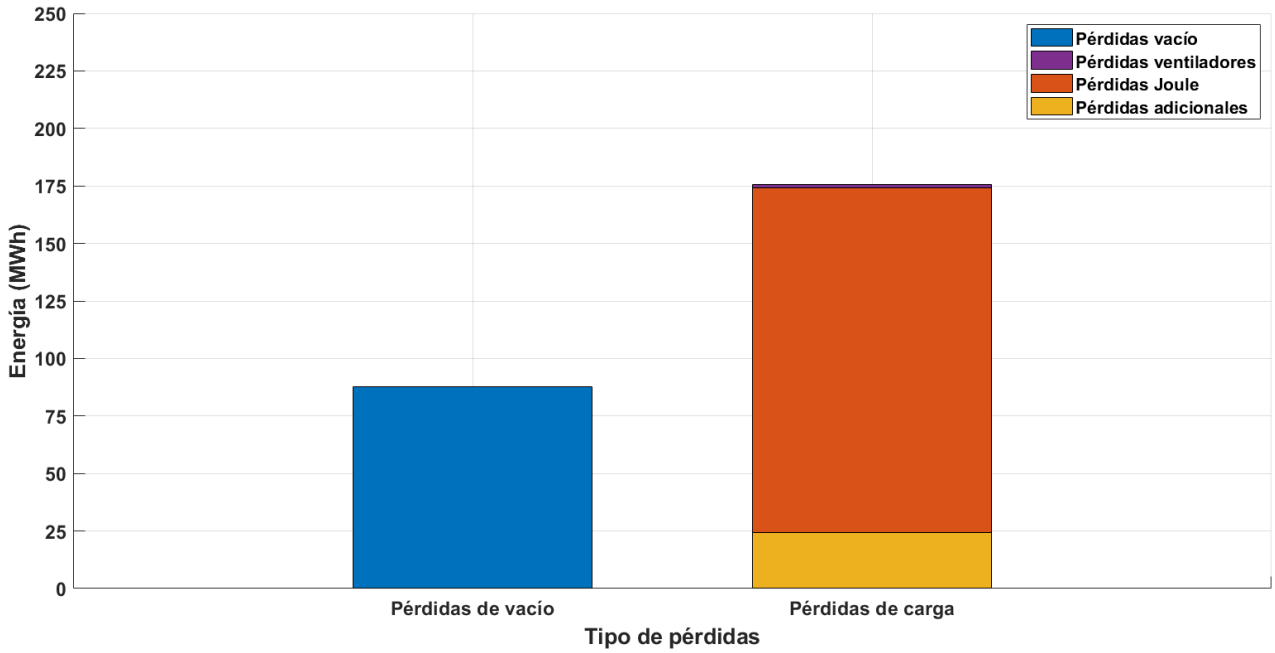

Figura 45 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF

4.3.3 Caso 3: Transformador de potencia nominal de 12 MVA

El Caso 3, se corresponde con un transformador de potencia nominal del 50 % de la potencia pico del parque fotovoltaico. Siendo el Caso en el cual menor potencia nominal instalada hay de transformadores y por ende en principio, será aquel en el que se alcanzarán las mayores temperaturas y a su vez en el que mayor deterioro relativo sufrirán los transformadores.

El deterioro sufrido por los transformadores para este Caso se representa a continuación en la Figuras 46 y Figura 47.

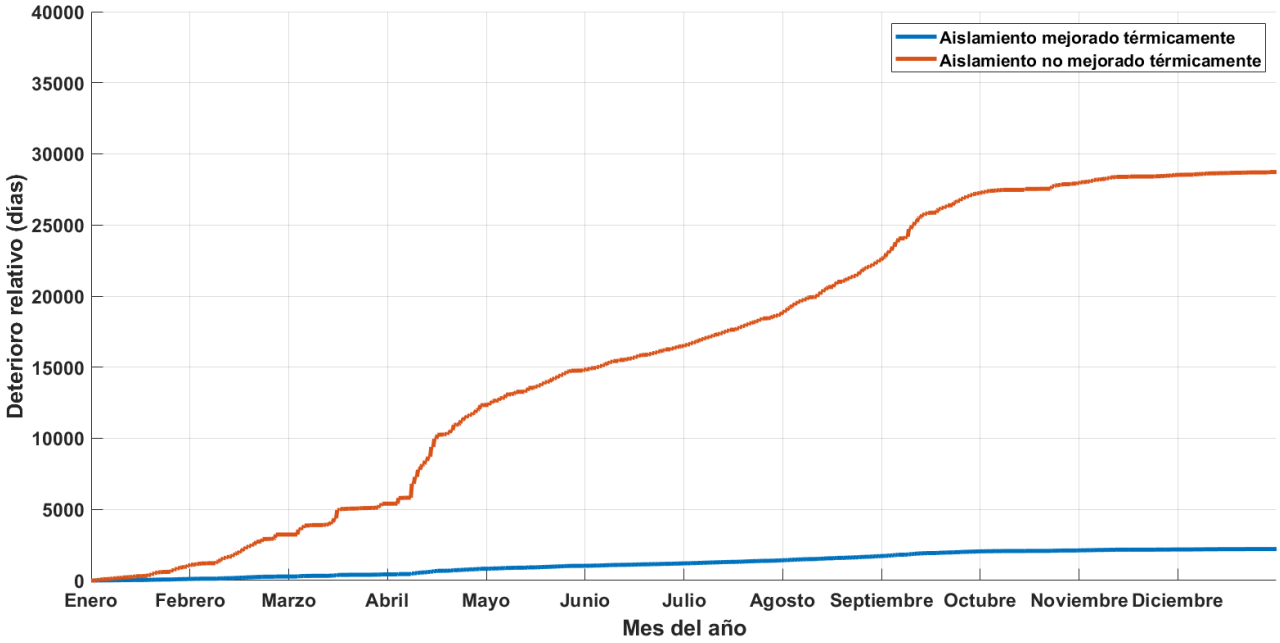

Figura 46 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación

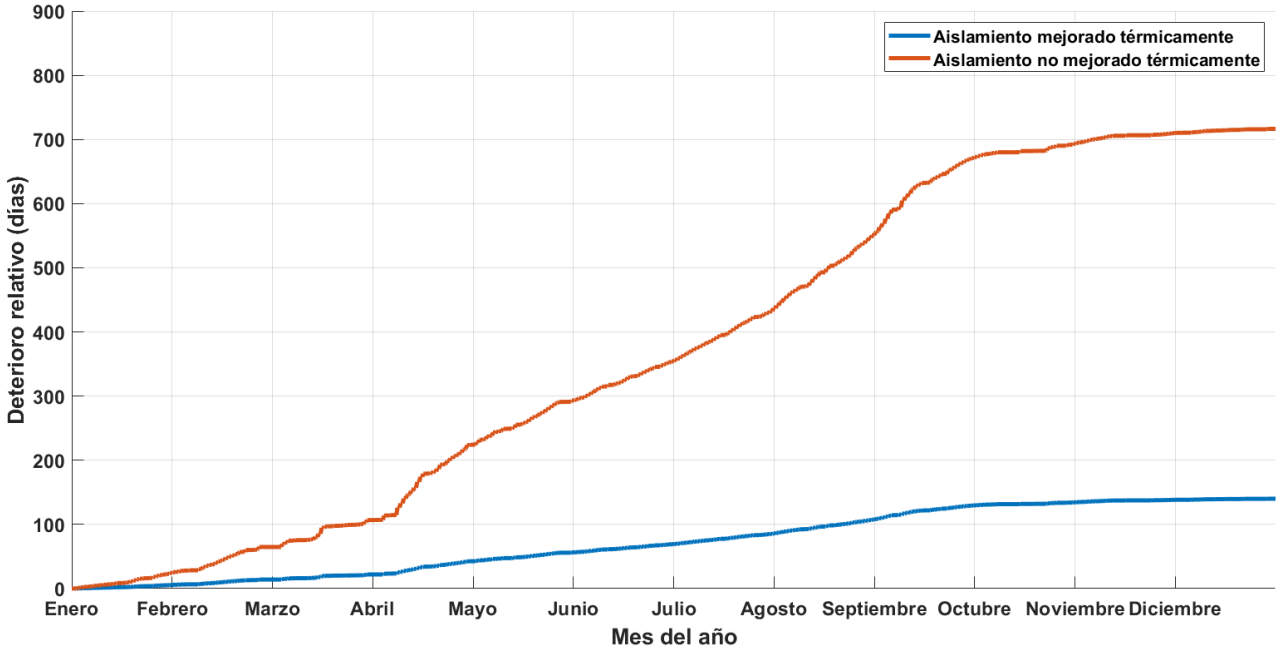

Figura 47 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación

En esta simulación del Caso 3, los resultados obtenidos de deterioro son efectivamente mucho más elevados que para los otros dos Casos anteriores. Se aprecia que para el caso del transformador con refrigeración ONAN, el deterioro relativo sufrido a lo largo del año de simulación se dispara tanto para el caso del aislamiento mejorado como el no mejorado térmicamente. De manera que, para el mes de enero y marzo

respectivamente, el coeficiente relativo anual para cada transformador ya ha llegado a la unidad, es decir, que una vez llegado a esos meses dichos transformadores ya han sufrido el deterioro equivalente al que sufrirían tras operar durante un año bajo condiciones nominales. De hecho, en el caso particular del transformador de aislamiento convencional, en el mes de abril dicho aislamiento ya llega al final de su vida útil (25 años), debido a las elevadas temperaturas alcanzadas.

Respecto a los transformadores con refrigeración por ventilación forzada, en el caso del transformador con aislamiento no mejorado térmicamente, termina sucediendo algo similar que para los transformadores ONAN mencionados previamente. Donde éste también sufre un deterioro excesivo que se traduce en un acortamiento de su vida útil de alrededor del 50 % del total, volviéndolo junto con los ya mencionados transformadores con refrigeración natural inviables técnicamente. De este modo, para este tercer Caso del transformador del 50 % de la potencia pico instalada del parque fotovoltaico, únicamente resulta técnicamente viable el transformador de refrigeración por ventilación forzada y aislamiento mejorado, el cual sufre un deterioro relativo anual inferior a la unidad.

A continuación, se presentan en la Figura 48 y Figura 49 las temperaturas alcanzadas por los transformadores a lo largo del año de simulación.

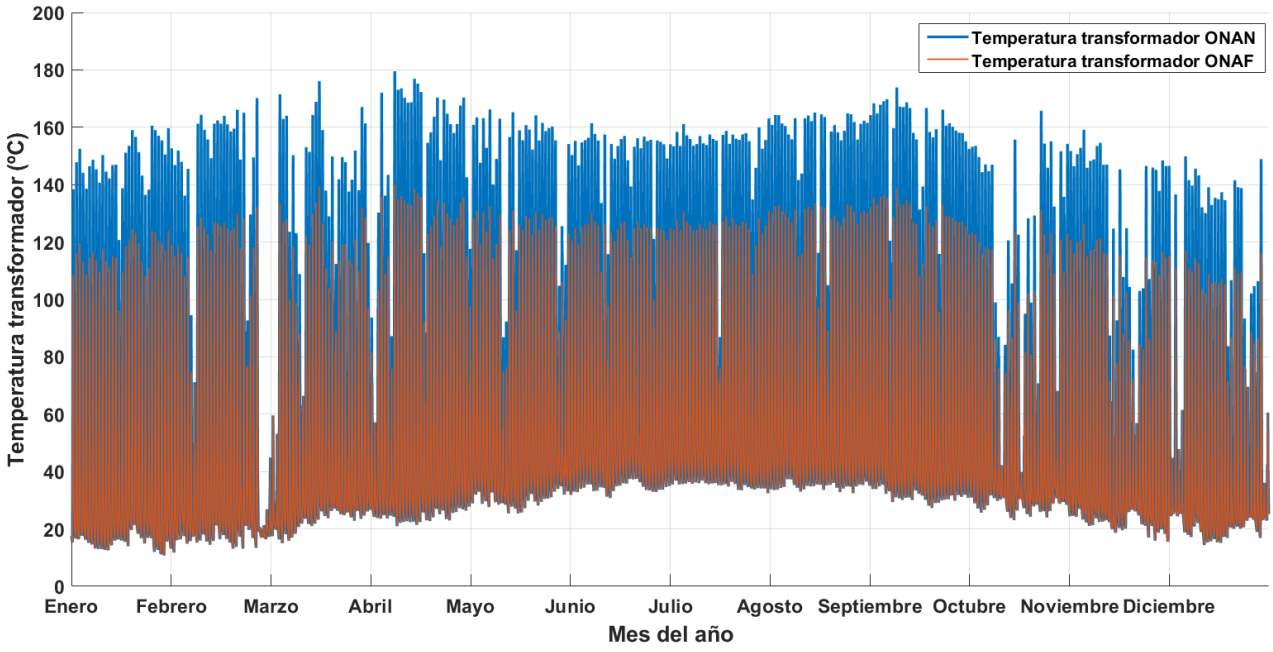

Figura 48 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 12 MVA a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración

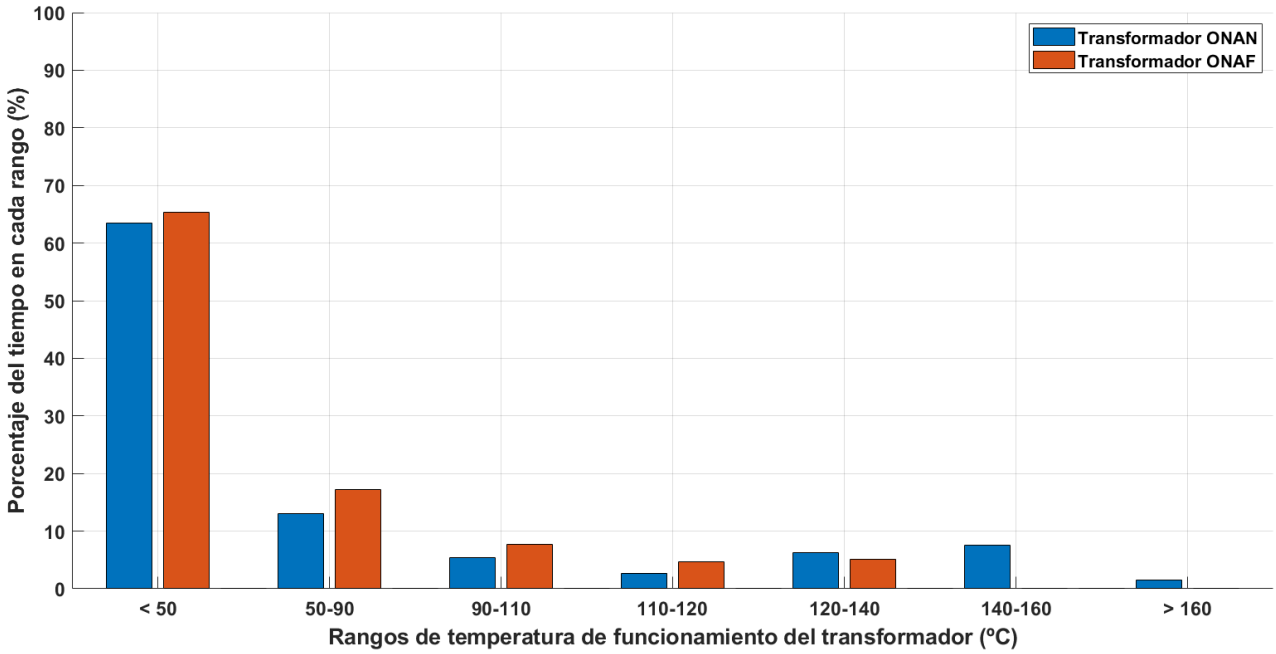

Figura 49 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 12 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura

Como se ha mencionado anteriormente, este tercer Caso es aquel en que se alcanzan las mayores temperaturas en los transformadores. Se observa además en la Figura 49, que el tiempo en el que el transformador se encuentra por debajo de los 50 ºC es el menor para los tres Casos ya vistos. Siendo éste de alrededor del 65 % del total de horas anuales.

Entrando más en detalle en el perfil de temperatura de los transformadores con refrigeraciones ONAN, también se observa que hay alrededor de un 20 % y 15 % del tiempo donde se trabaja por encima de las temperaturas nominales para los aislamientos mejorados térmicamente y convencional respectivamente. A su vez, dentro de esos porcentajes de tiempo de trabajo a temperaturas mayores de la nominal, se aprecia en la Figura 48 que de formas puntuales se llega a alcanzar temperaturas superiores a los 160 ºC (que llegan a rondar los 180 ºC), temperaturas que son devastadoras para cualquiera de los dos aislamientos y que es una de las razones causantes del gran deterioro que sufren los transformadores con dicha refrigeración y que los hace inviables técnicamente en este Caso.

Respecto al caso de los transformadores con refrigeración ONAF, a pesar del control de temperatura mediante ventilación forzada se siguen dando temperaturas elevadas cercanas a los 140 ºC. Pero que como se observa en la Figura 47, los aislamientos mejorados térmicamente si son capaces de trabajar y no llegar a sufrir deterioros excesivos frente a subidas puntuales de esas temperaturas. Sin embargo, para el caso del aislamiento convencional, a pesar de contar con la refrigeración por ventilación forzada aportada por los ventiladores, ésta no resulta suficiente y finalmente el asilamiento acaba por deteriorarse excesivamente.

De este modo, se concluye que para este Caso 3 es obligatorio implementar en los transformadores la refrigeración por ventilación forzada debido a todo lo mencionado anteriormente. Donde como se ha visto, aquellos transformadores que no contaban con dicha refrigeración terminaban alcanzando el final de su vida útil en cuestión de meses. De esta forma, queda claro el gran papel que toma dentro de este Caso la refrigeración ONAF. Donde, tal y como se observa en la Figura 50, para este tercer Caso es en el que se da la mayor actividad de los ventiladores de dicha refrigeración vista hasta el momento, funcionado un total de 2474 horas anuales, es decir, más del 50% de las horas en el que el parque fotovoltaico se encuentra en funcionamiento y produciendo energía. Lo que a su vez acarrea un consumo energético de 1.84 MWh.

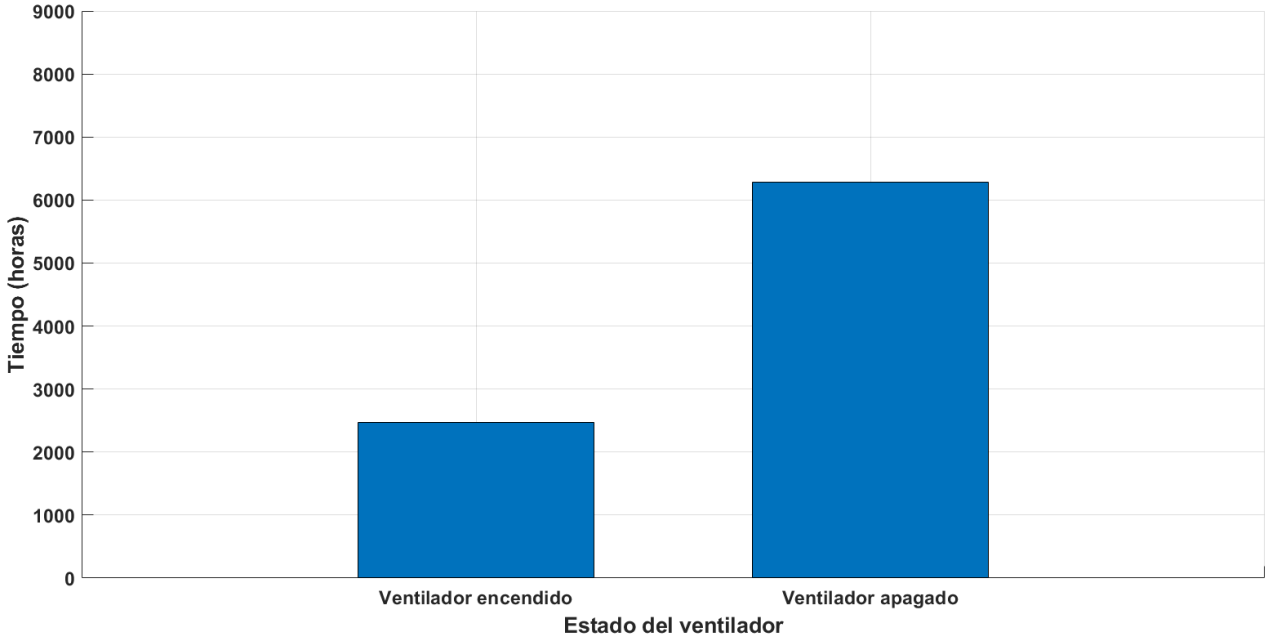

Figura 50 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 12 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados

Por último, en lo referente a las pérdidas representadas en la Figura 51 y Figura 52, este es el Caso en el cual las pérdidas de vacío toman el menor valor de entre todos los Casos vistos hasta el momento, y por el contrario las pérdidas de carga toman el mayor. Esto es debido a lo ya mencionado en el Caso 2, donde, por un lado, el menor tamaño del transformador y potencia nominal se traduce en una reducción de dichas pérdidas de vacío, pero tal como se observa en la Figura 48, al ser este el Caso donde mayores temperaturas de funcionamiento se alcanzan es por tanto a su vez aquel con las mayores pérdidas Joule.

Las pérdidas energéticas de los transformadores ONAF son un 3 % inferiores a las de los transformadores ONAN, siendo una diferencia del orden de la existente en el Caso 2. El total de dichas pérdidas para cada refrigeración es de 321.5 MWh y 310.8 MWh para ONAN y ONAF respectivamente. De este modo, la refrigeración por ventilación forzada no aporta un beneficio excesivo en cuanto a reducción de pérdidas, pero como se ha visto, es necesario su implementación para que el transformador sea viable. Dicha reducción de pérdidas es por tanto una mera ventaja añadida para el transformador de este Caso.

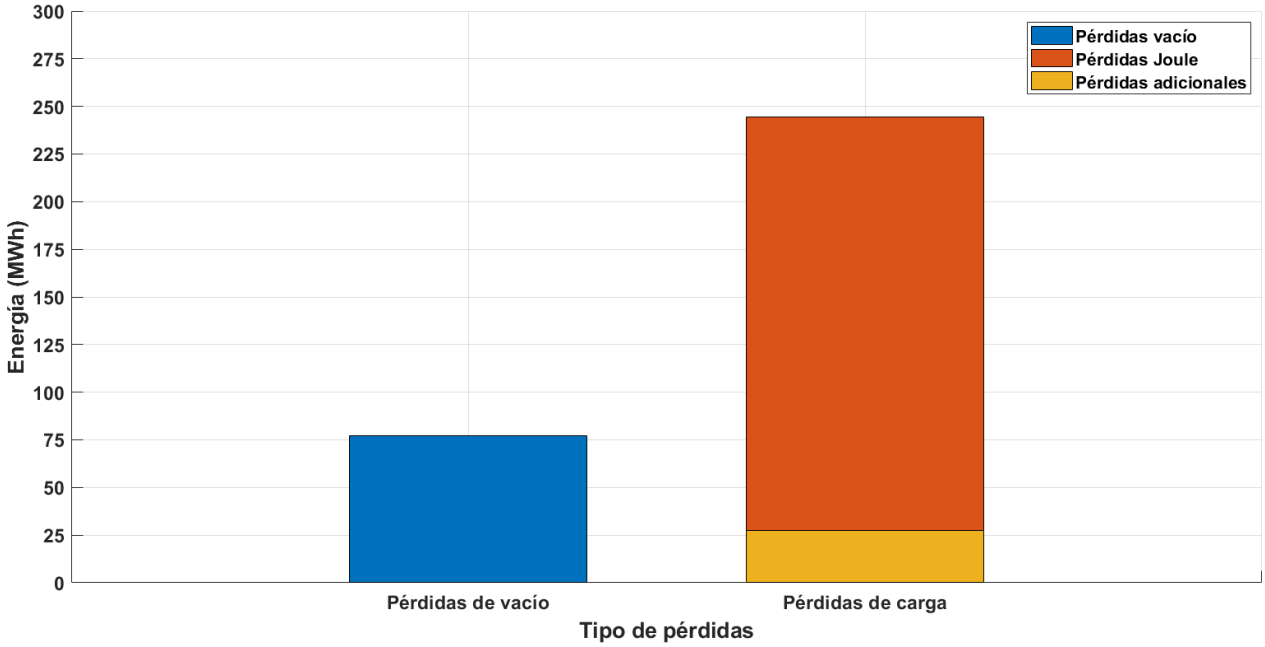

Figura 51 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAN

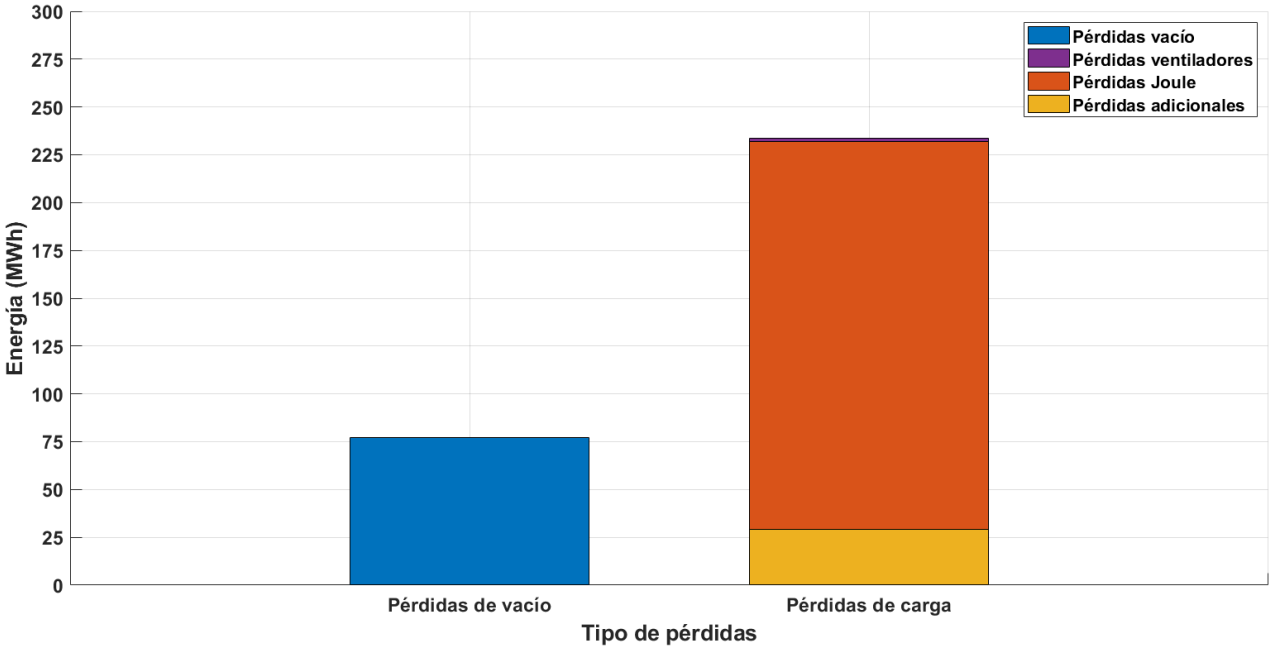

Figura 52 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 12 MVA de refrigeración ONAF

4.3.4 Caso 4: Transformador de potencia nominal de 15 MVA que se desconecta en las horas sin producción de energía

Este Caso 4, tiene analogía con el Caso 2 en cuanto a la potencia nominal del transformador, es decir, que su potencia nominal corresponde al 62.5 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico. Sin embargo, para este Caso se simulará una desconexión del transformador durante las horas en las cuales el parque fotovoltaico no se encuentre produciendo energía. Dicha desconexión reducirá significativamente las pérdidas en el hierro de los transformadores. Además, al estar desconectado de noche, su temperatura bajará más y a la

hora del amanecer, cuando se conecte el transformador y comience a operar, lo hará con una temperatura inferior, lo que se traducirá en un menor pico de temperatura como se presentará más adelante.

Al igual que en el resto de los Casos anteriores, se comienza representando en la Figura 53 y Figura 54, la evolución del deterioro relativo de los transformadores a lo largo del año.

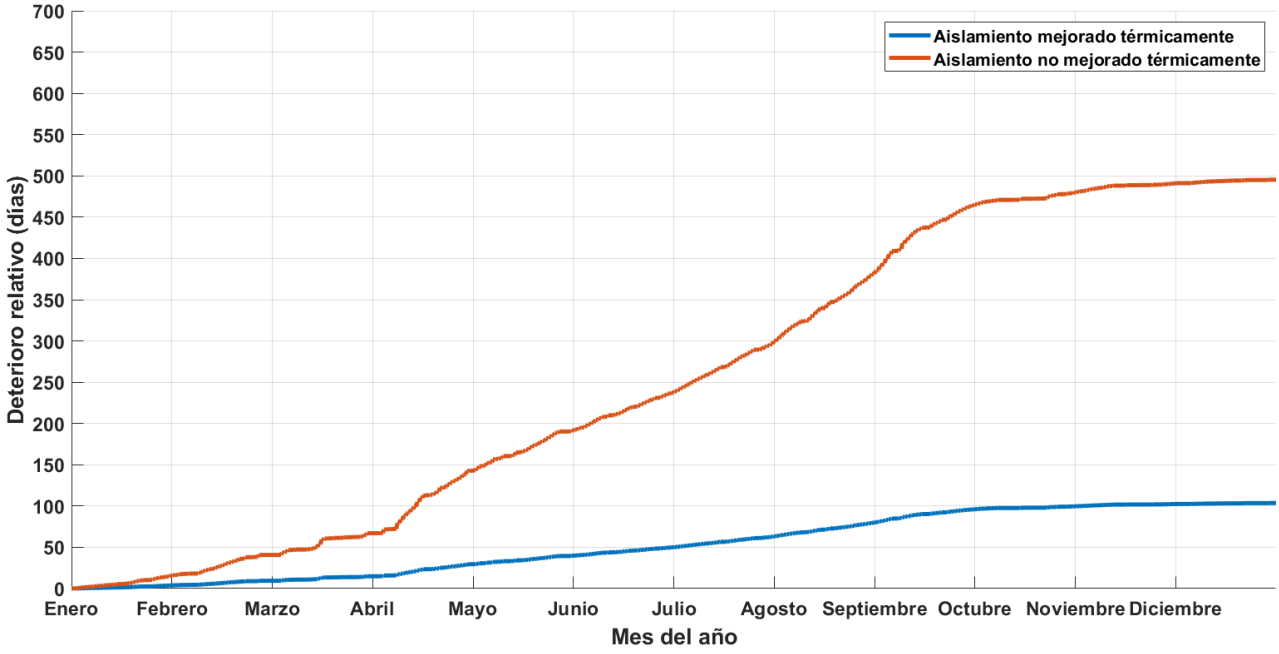

Figura 53 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año de simulación

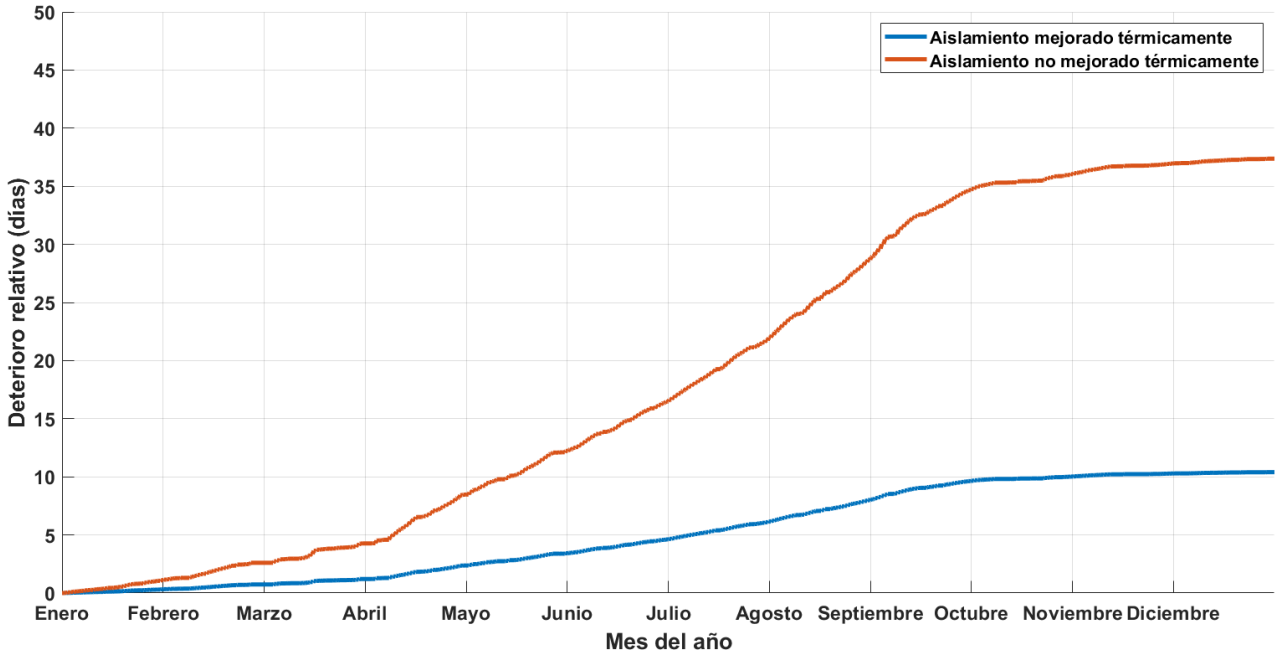

Figura 54 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año de simulación

En esta simulación del Caso 4, los resultados de la evolución del deterioro coinciden prácticamente en su totalidad con los obtenidos en la Figura 39 y Figura 40 referentes al deterioro del Caso 2, es decir, los transformadores experimentan el mismo deterioro relativo durante el año de simulación. Esto último se debe a que el deterioro que sufre el transformador del Caso 2 durante las horas en las que no existe producción de energía es prácticamente nulo. De modo que, la desconexión del transformador del Caso 4 no supone un impacto significativo en el deterioro a lo largo del año.

De este modo, al igual que para el Caso 2, existe una gran diferencia entre los transformadores con refrigeración ONAN y ONAF. Donde para el caso de refrigeración ONAN, el transformador con aislamiento convencional sufre un deterioro anual que acorta su vida en un 30 % del total. Mientras que los otros transformadores, si son técnicamente viables incluso llegándose a poder dar una problemática de llegar a incurrir en cierto modo en un sobredimensionamiento de la potencia nominal en los transformadores con refrigeración ONAF.

Por otro lado, dado que los datos de entrada del modelo (siendo estos la temperatura ambiente y factor de carga) son iguales durante las horas de producción, sumado al hecho de que además sus características obtenidas a partir de la Tabla 2 coinciden entre ellas. Se termina obteniendo un perfil de temperatura prácticamente idéntico al que se dio en el Caso 2, tal y como se observa en los resultados obtenidos de la temperatura en la Figura 55 y Figura 54.

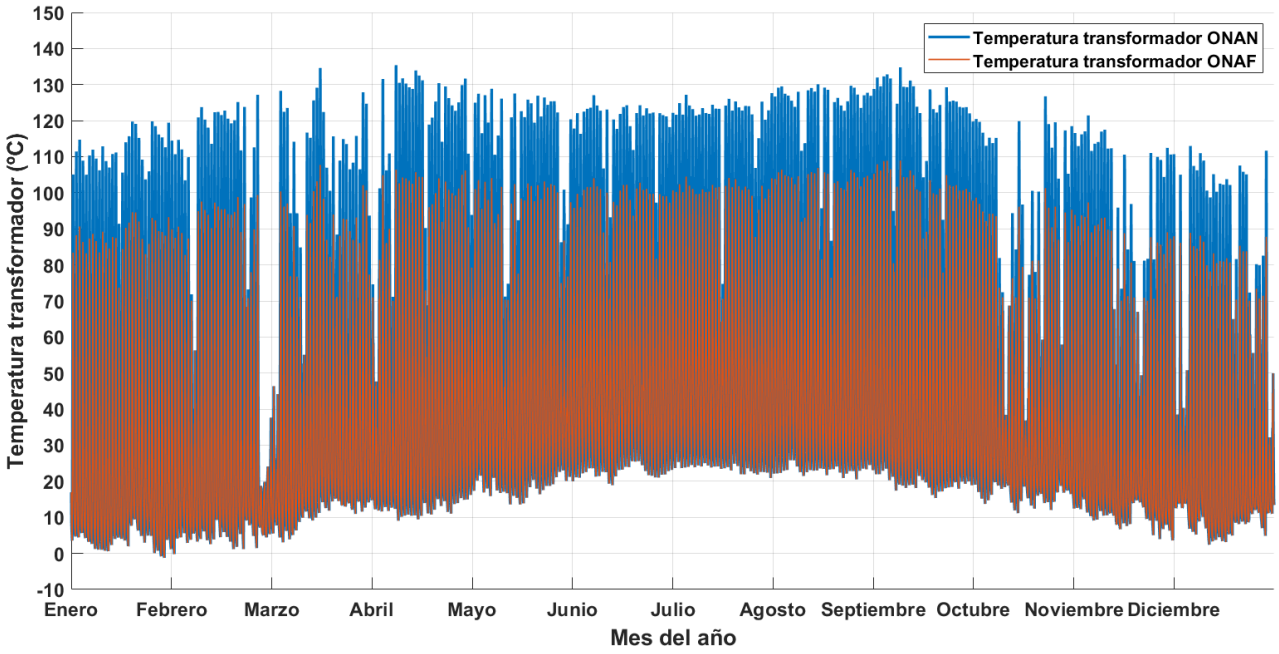

Figura 55 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de 15 MVA y desconexión durante las horas sin producción de energía a lo largo del año, para los distintos tipos de refrigeración

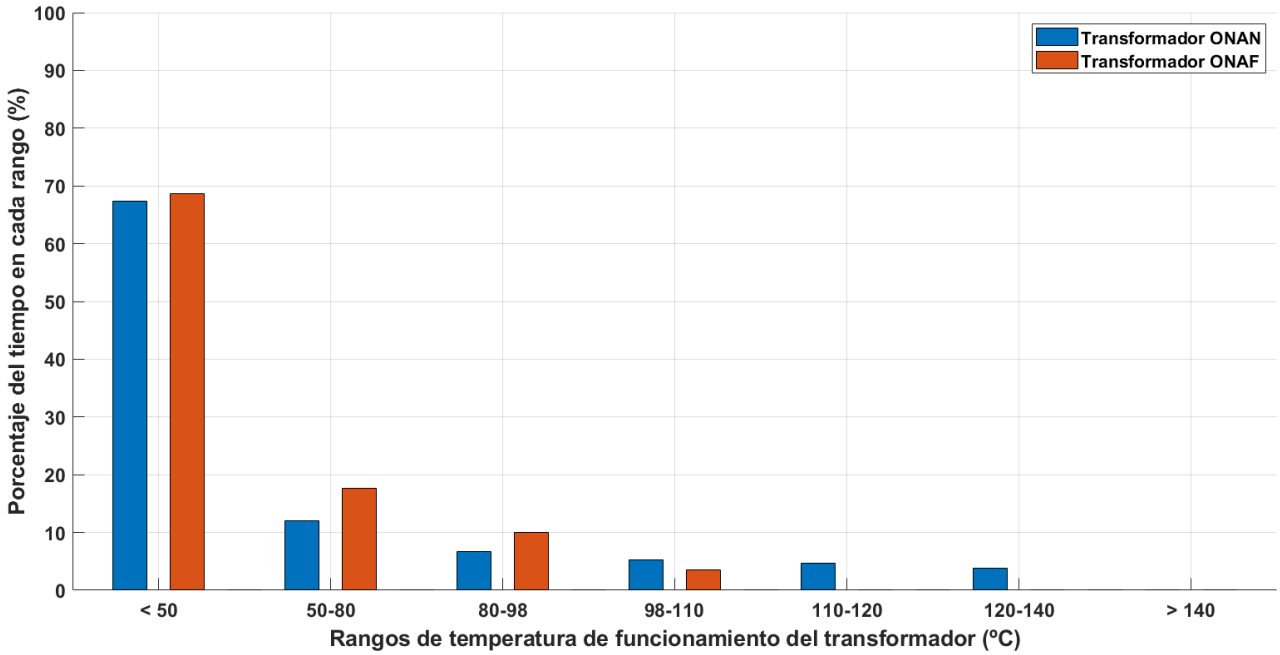

Figura 56 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 15 MVA con desconexión en las horas sin producción de energía se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura

La gran diferencia existente entre las temperaturas del Caso 2 y 4, se encuentra principalmente en las temperaturas a lo largo de la noche. Donde el transformador del Caso 4, al encontrarse desconectado y por tanto no produciendo pérdidas/calor debido a las pérdidas en el hierro, las temperaturas de su transformador se aproximan al perfil de la temperatura ambiente, siendo estas por tanto inferiores a las del Caso 2. Sin embargo, a largo plazo, una vez se vuelve a conectar el transformador a la red, éste hecho no tiene gran relevancia ni en el perfil de temperatura ni en cuanto al deterioro relativo sufrido. Ya que las temperaturas del transformador del Caso 4, una vez éste se reconecta, vuelven a aumentar rápidamente hasta prácticamente igualar a las de su Caso análogo 2, tal y como se observa en el perfil de temperatura de la Figura 55.

De esta forma, las conclusiones obtenidas del perfil de temperatura son idénticas a las del Caso 2. Donde como se mencionó para dicho Caso, las altas temperaturas alcanzadas por el transformador de refrigeración ONAN (las cuales en ciertos momentos alcanzan los 140 ºC) son la razón por la cual se da el gran deterioro en la Figura 53 para el transformador con el aislante convencional. Mientras que, para el transformador con refrigeración natural y aislamiento mejorado térmicamente, a pesar de trabajar de forma puntual a altas temperaturas, al ser su temperatura nominal de funcionamiento mayor, esto no desemboca en deterioros excesivos estando su factor deterioro relativo anual por debajo de la unidad.

Del mismo modo, como ya se mencionó en el Caso 2, para los transformadores de refrigeración ONAF dicha refrigeración se traduce en temperaturas de funcionamiento inferiores que terminan alargando en gran medida su tiempo de vida útil gracias a la ventilado forzada. Por otro lado, dicha convección forzada proveniente de los ventiladores está en funcionamiento un total de 2086 horas, tal y como se aprecia en la Figura 57. Siendo dicho valor como era de esperar muy similar a las 2107 horas del Caso 2, lo que acarrea a su vez un consumo de energía de 1.55 MWh anuales.

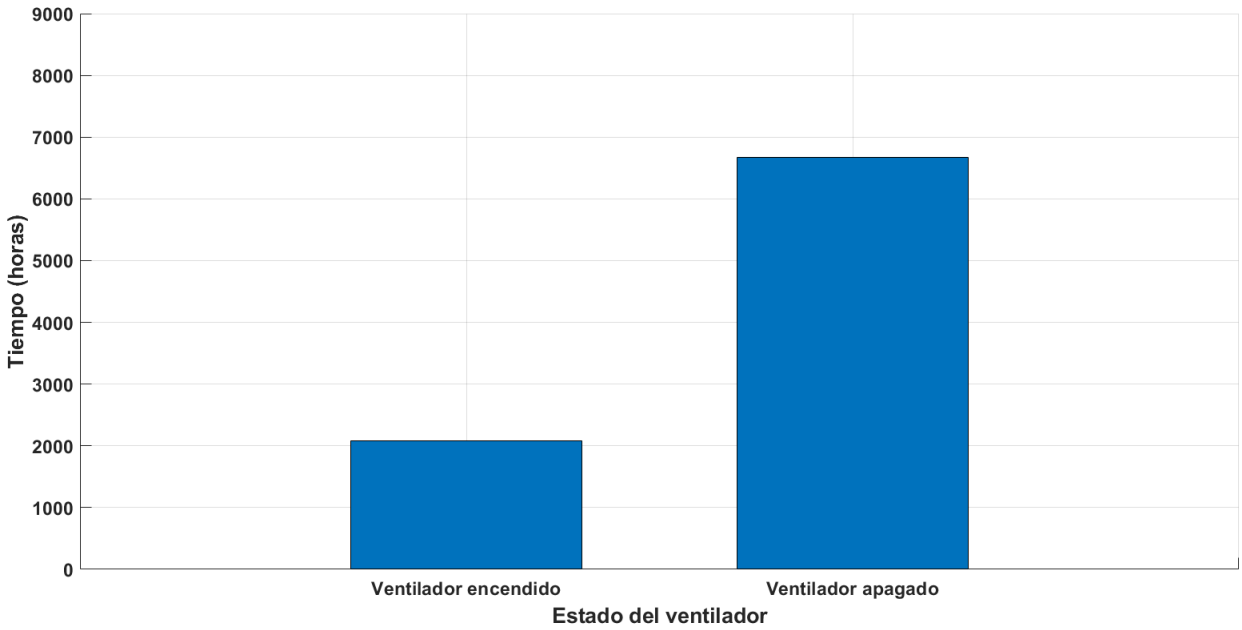

Figura 57 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 15 MVA con refrigeración ONAF y desconexión durante las horas sin producción de energía se encuentran encendidos y apagados

Finalmente, en lo referente a las pérdidas es donde realmente se aprecia los beneficios de la desconexión durante las horas sin producción de energía. Donde para el Caso 4, tal y como se ha mencionado, al estar desconectado el transformador no existe producción de pérdidas energéticas debido a las pérdidas de vacío, de modo que se da una reducción de las mismas cercana al 50 %.

Esto se traduce en una diferencia de pérdidas considerable, donde las pérdidas energéticas producidas a lo largo del año representadas en la Figura 58 y Figura 59 son de 226.2 MWh y 221 MWh para los transformadores de refrigeración ONAN y ONAF respectivamente. Lo que termina suponiendo una disminución de alrededor de un 16% de las pérdidas respecto al Caso 2. Esta desconexión del transformador durante las horas sin producción sería a su vez un atenuante a los sobredimensionamientos vistos en el Caso 1, donde a partir de dicha desconexión se consigue como se ha visto, reducir las pérdidas de vacío alrededor de un 50%

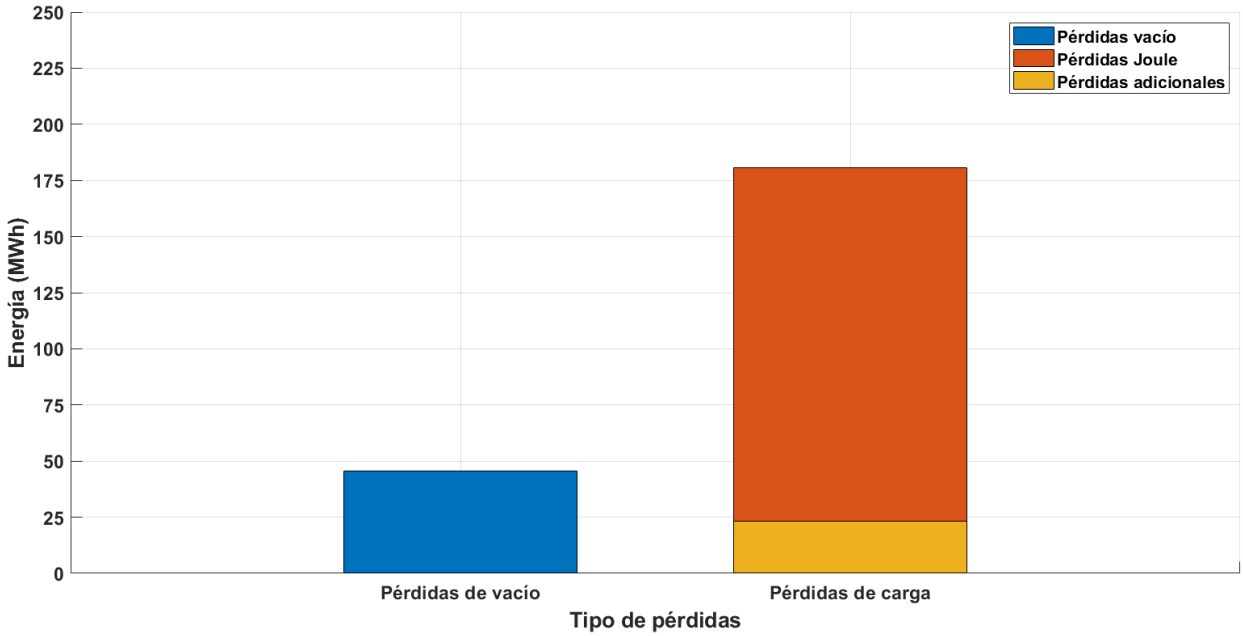

Figura 58 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAN y desconexión en horas sin producción de energía

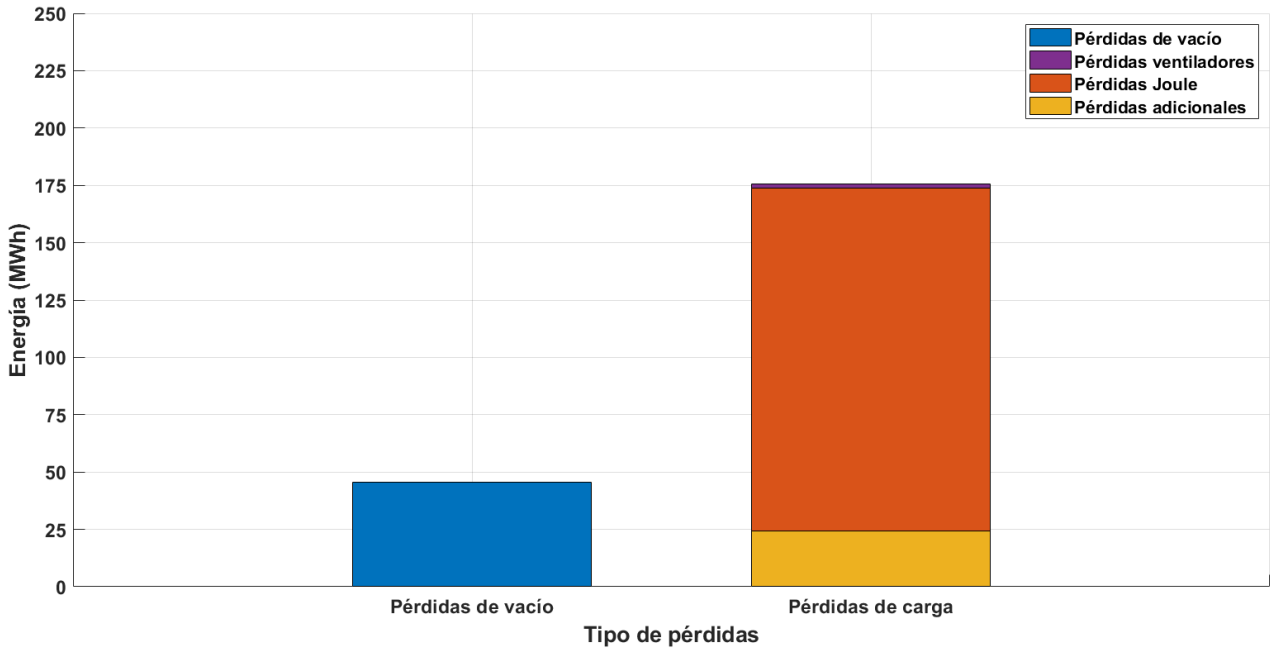

Figura 59 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador de 15 MVA de refrigeración ONAF y desconexión en horas sin producción de energía

4.3.5 Caso 5: Transformadores en paralelo de potencia nominal de 7.5 MVA cada uno de ellos, con conexión escalonada

Este último Caso, se corresponde con la instalación de dos transformadores en paralelo con conexión escalonada de una potencia nominal de 7.5 MVA cada uno, es decir, un total de 15 MVA de manera que coincide con la potencia instalada de transformación del Caso 2 y 4. A partir de este Caso, se podrá vislumbrar y analizar qué ventajas o inconvenientes referentes al deterioro y pérdidas existen entre instalar los

transformadores con una configuración en paralelo o simplemente instalar solo uno de ellos de mayor potencia nominal.

En este Caso 5, los transformadores al igual que para el Caso 4 se encontrarán ambos desconectados durante las horas en las que no haya producción de energía. Por otro lado, cuando el parque fotovoltaico se encuentre en producción se conectará únicamente un transformador para factores de carga del parque fotovoltaico inferiores a 0.5. Mientras que, cuando dicho factor de carga sea superior a 0.5 será cuando el segundo transformador también se conecte y ambos trabajen en paralelo.

Del mismo modo que se ha procedido con los otros Casos, se comienza representando el deterioro relativo sufrido a lo largo del año por los transformadores en la Figura 60 y Figura 61. Donde tanto para dichas figuras como las restantes de este mismo Caso, se le ha dado el nombre de "Transformador 1" a aquel que se conecta primero para factores de carga inferiores a 0.5, y de "Transformador 2" al transformador que se conecta en segundo lugar una vez el factor de carga del parque fotovoltaico supera dicho valor de 0.5

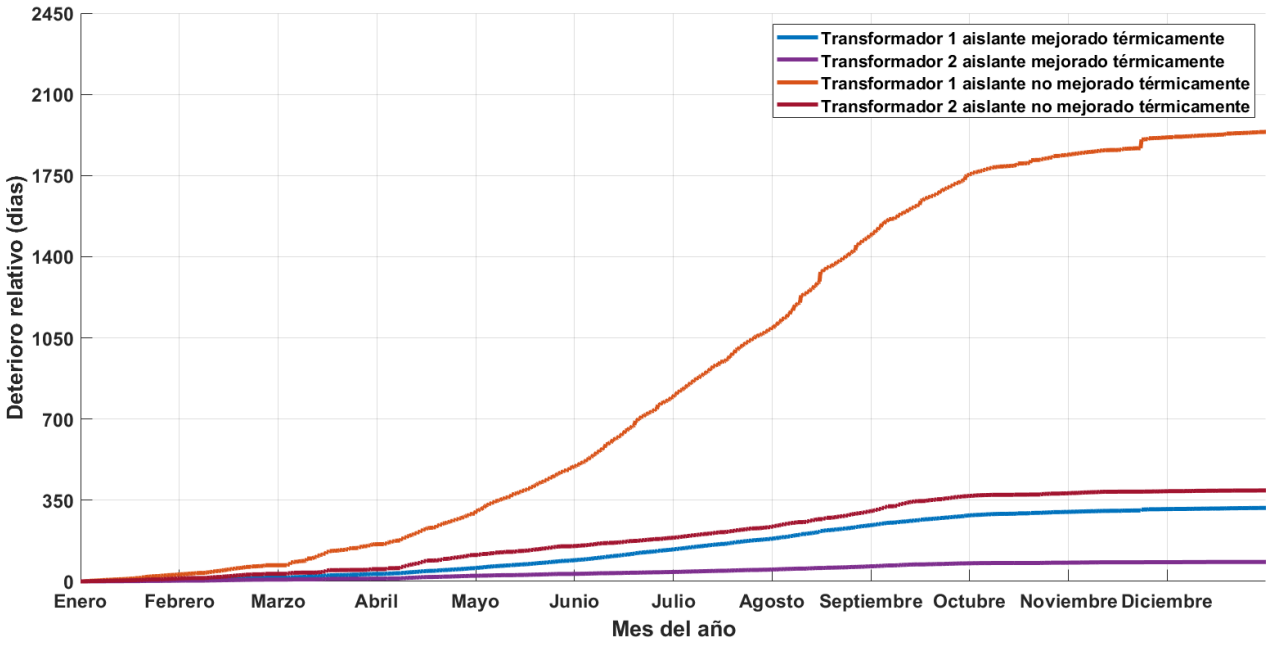

Figura 60 Evolución del deterioro relativo sufrido por los transformadores de 7.5 MVA de refrigeración ONAN a lo largo del año de simulación

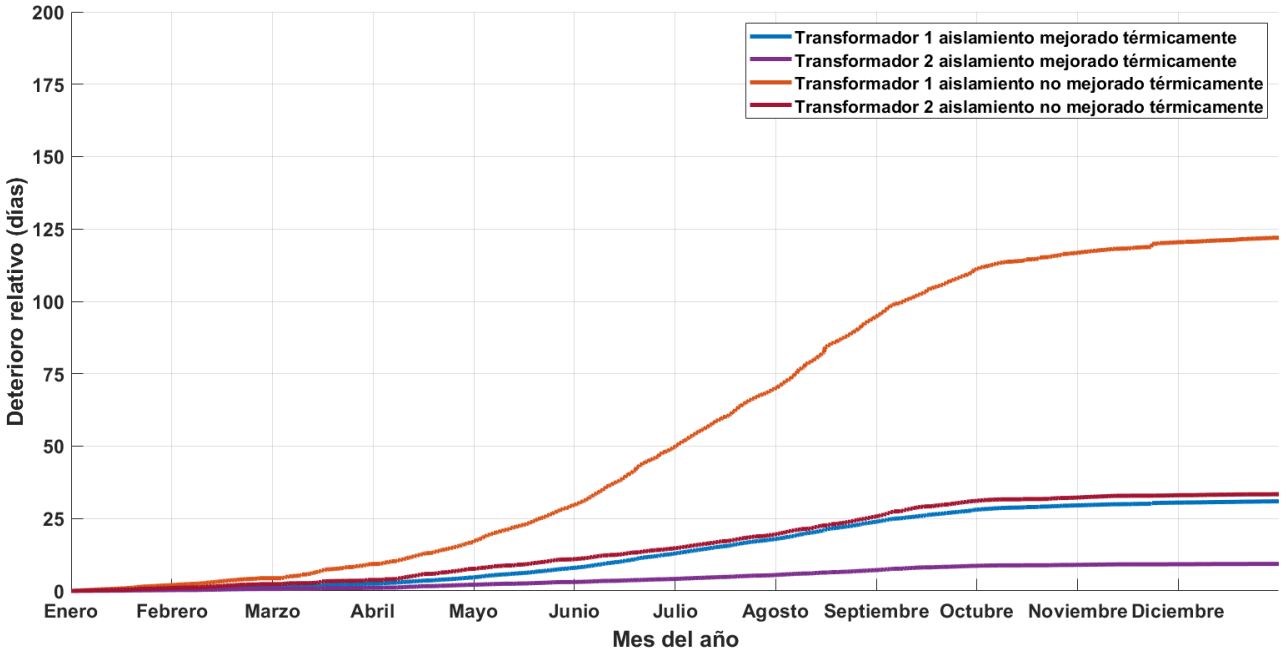

Figura 61 Evolución del deterioro relativo sufrido por los transformadores de 7.5 MVA de refrigeración ONAF a lo largo del año de simulación

Lo primero que se observa respecto a la evolución del deterioro de la Figura 60 y Figura 61, es la gran diferencia existente de deterioro entre los Transformadores 1 y 2 para ambos casos de refrigeración. Donde el transformador que se conecta en primer lugar, termina sufriendo un deterioro al final del año de más de cuatro veces superior al segundo de ellos. Esto último, se debe al hecho de que el Transformador 1 debe soportar por sí mismo todas las horas de funcionamiento del parque fotovoltaico en las que su carga relativa no supere el valor de 0.5 (lo que representa para el caso de este trabajo un total de 12 MVA). De este modo, puede llegar a suceder que, en algunos meses de baja producción de energía, dicho factor de carga se acerque a 0.5 pero sin llegar a superarlo, produciendo de este modo grandes deterioros en el Transformador 1. Este suceso puede apreciarse en el mes de noviembre de la Figura 60, en el cual, se da un escalón de deterioro sufrido por el Transformador 1 de refrigeración ONAN al no haber podido dicho transformador de 7.5 MVA soportar cargas cercanas a esos 12 MVA durante periodos mantenidos en el tiempo.

Se observa también la Figura 60 y Figura 61, que al igual que en los Casos 2 y 4, para la configuración del transformador de refrigeración ONAN con aislamiento convencional, estos son técnicamente inviables. Ya que a pesar de que el factor de deterioro anual del Transformador 2 es cercano a la unidad, el Transformador 1 ha sufrido un deterioro excesivo cercano a 1900 días debido a lo mencionado previamente.

Por otro lado, el resto de configuraciones de transformadores, tanto los ONAF, como el ONAN con aislamiento térmicamente mejorado son técnicamente viables. De modo que, gracias tanto a la refrigeración por aire forzada como a la mayor temperatura de funcionamiento nominal de los aislantes, dichos transformadores de 7.5 MVA han sido capaces de trabajar de forma momentánea bajo cargas de 12 MVA sin deteriorarse en exceso. Donde, por un lado, tanto los Transformadores 1 de la configuración ONAN con aislamiento mejorado, como el ONAF con asilamiento convencional han sufrido un deterioro equivalente a un factor de deterioro anual cercano a la unidad. Mientras que para los transformadores de configuración ONAF con aislamiento mejorado, su deterioro a lo largo del año es muy reducido tanto para su Transformador 1 como el 2.

La gran diferencia de deterioros entre las diferentes configuraciones y Transformadores 1 y 2, se debe a los distintos perfiles de temperatura que se dan para cada uno ellos. Se representa los resultados obtenidos de los perfiles de temperatura en las Figuras 62 y 63 (transformadores con refrigeración ONAN) y Figuras 64 y 65 (transformadores con refrigeración ONAF),

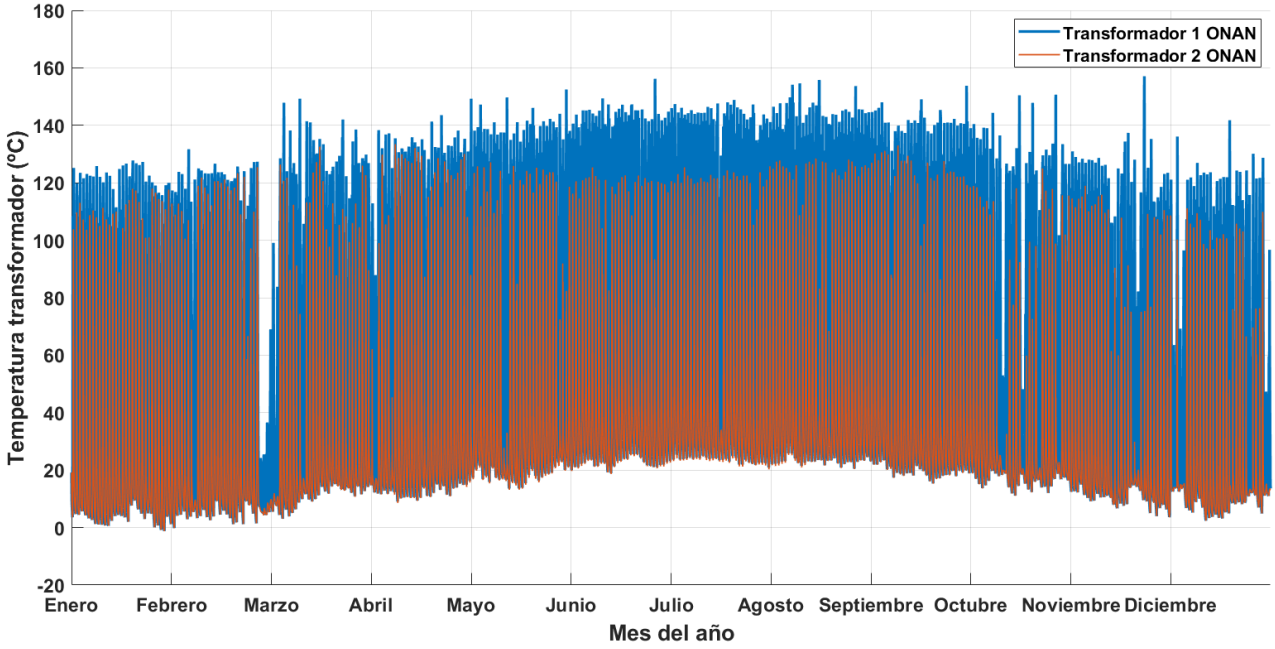

Figura 62 Evolución de la temperatura del punto caliente para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN lo largo del año

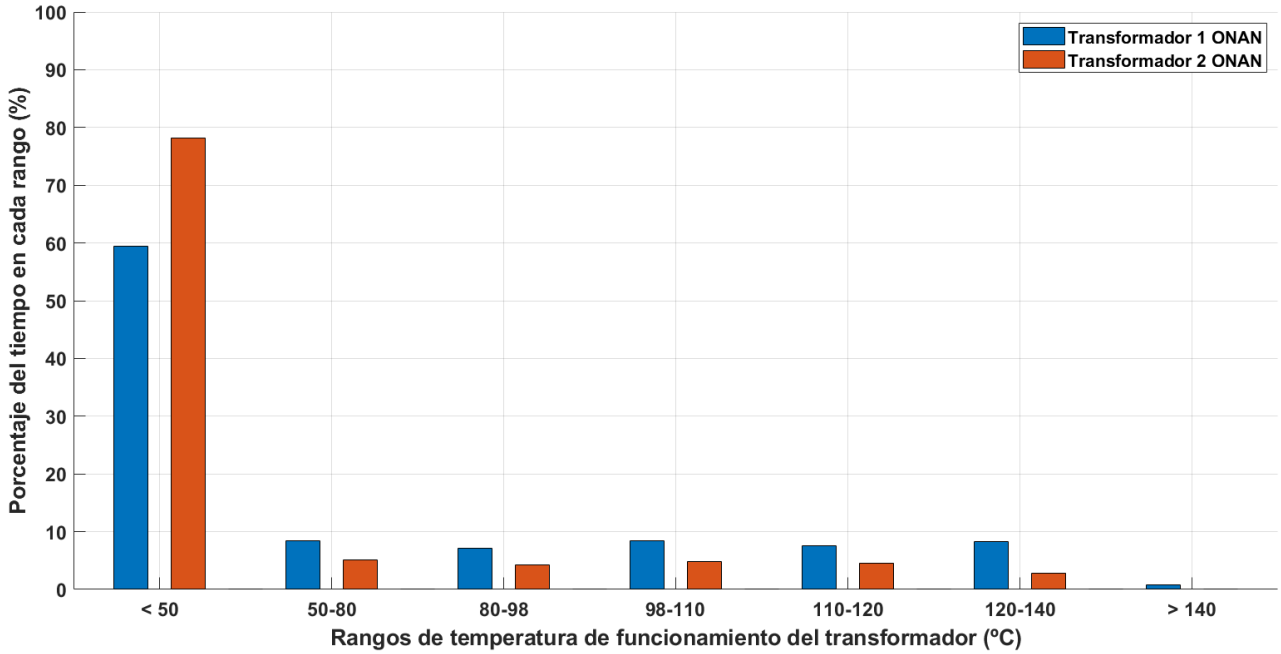

Figura 63 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN en que se encuentran operando bajo diferentes rangos de temperatura

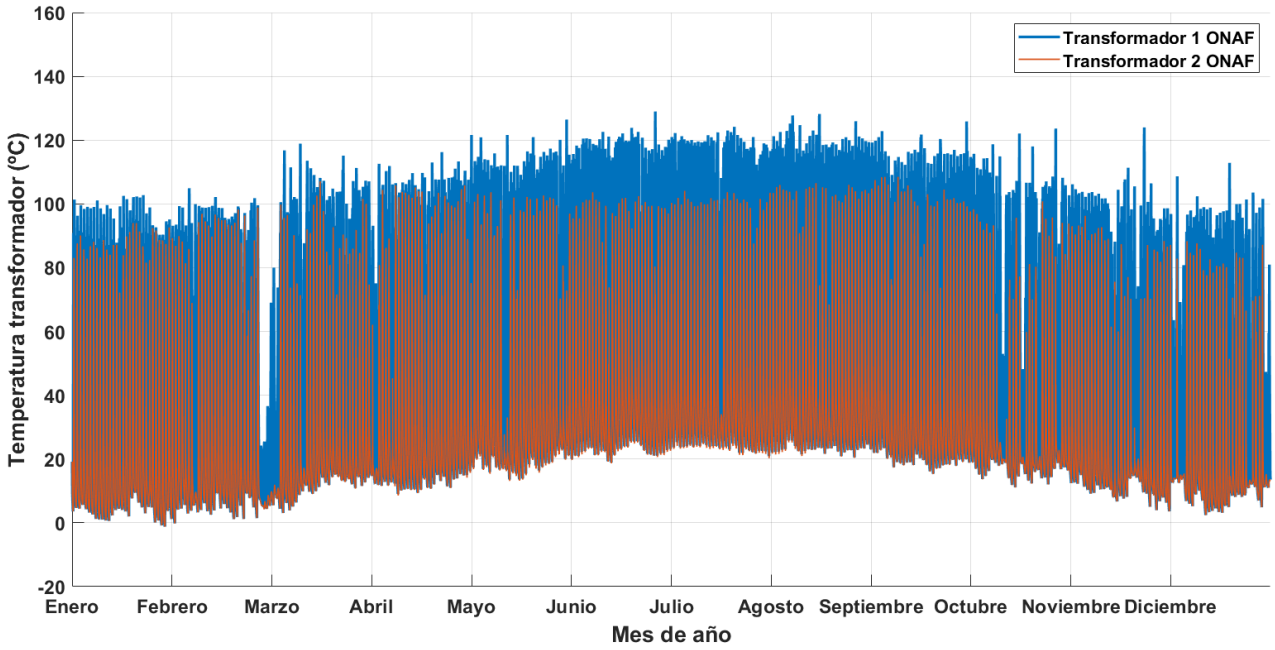

Figura 64 Evolución de la temperatura del punto caliente para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF lo largo del año

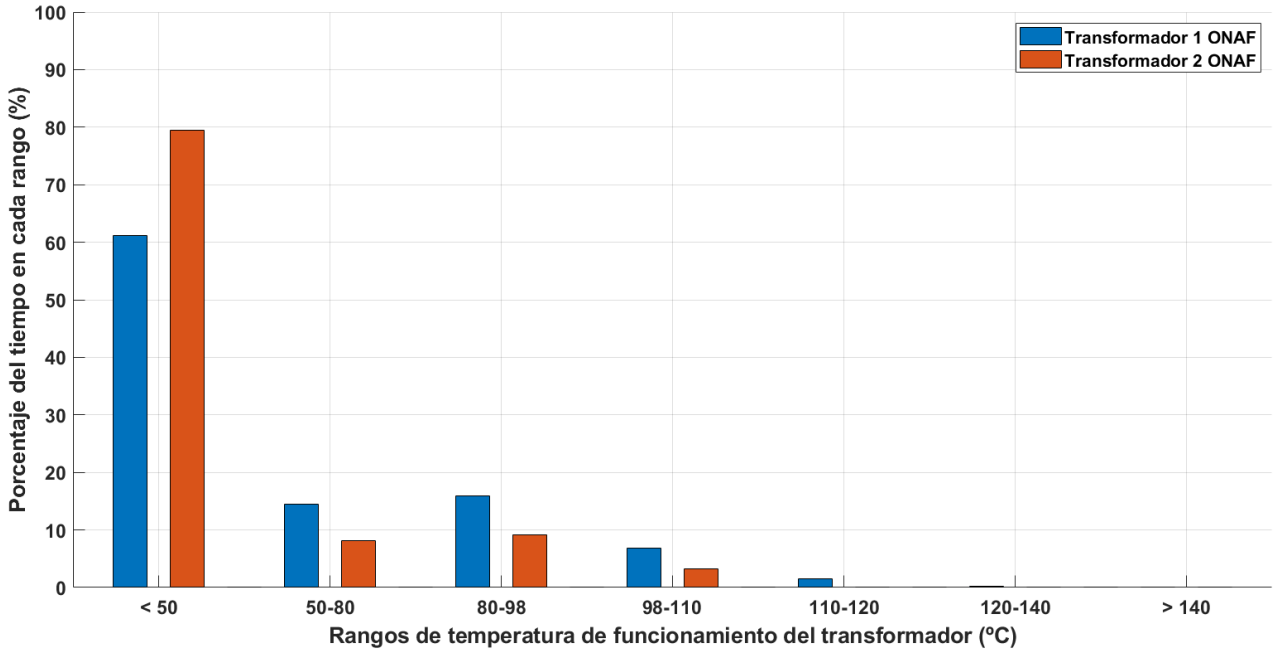

Figura 65 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF en que se encuentran operando bajo diferentes rangos de temperatura

Se observa en la Figura 62 y Figura 64, que existe una gran diferencia entre el perfil de temperatura del transformador que se conecta en primer lugar respecto al que se conecta a partir del factor de carga de 0.5 del parque fotovoltaico. Siendo dicha diferencia de temperaturas, la razón del gran deterioro de los Transformadores 1. Donde, las temperaturas de los Transformadores 1 alcanzan inicialmente grandes valores hasta que se conecta el segundo de ellos, de modo que la temperatura del primero comienza a disminuir hasta finalmente igualarse poco a poco a la temperatura del Transformador 2 (al estar ahora compartiendo la carga y por tanto tener ambos el mismo factor de carga).

A lo largo del periodo simulado, ambos transformadores se encuentran desconectados un total 4210 horas, por otro lado, durante un total de 2749 horas se trabaja únicamente con un transformador y las restantes 1801 horas son en las que se opera con ambos transformadores en paralelo. Es por esa razón, que se observa en la Figura 63 y Figura 65 que los Transformadores 2 se encuentran alrededor de un 80 % del tiempo a temperaturas inferiores a 50 ºC. A su vez, se observa que al igual que sucedía en el Caso 2, se llega de forma puntual para los transformadores de refrigeración ONAN a temperaturas cercanas a los 140 ºC, lo que se traduce en como ya se ha visto en la Figura 60, en grandes deterioros en el transformador de aislamiento convencional.

Por el contrario, los transformadores de refrigeración ONAF tienen un perfil de temperatura de valores inferiores gracias a la activación de los ventiladores, los cuales en este Caso se encuentran duplicados respecto los Casos anteriores (4 ventiladores por cada transformador). Estos ventiladores se encuentran funcionando un total de 2968 horas para el caso de los ventiladores del Transformador 1 y 1582 horas los del Transformador 2, tal y como se representa en la Figura 66. Esto último, se traduce en un consumo energético anual de 3.38 MWh, siendo este el mayor consumo por ventiladores de todos los Casos vistos.

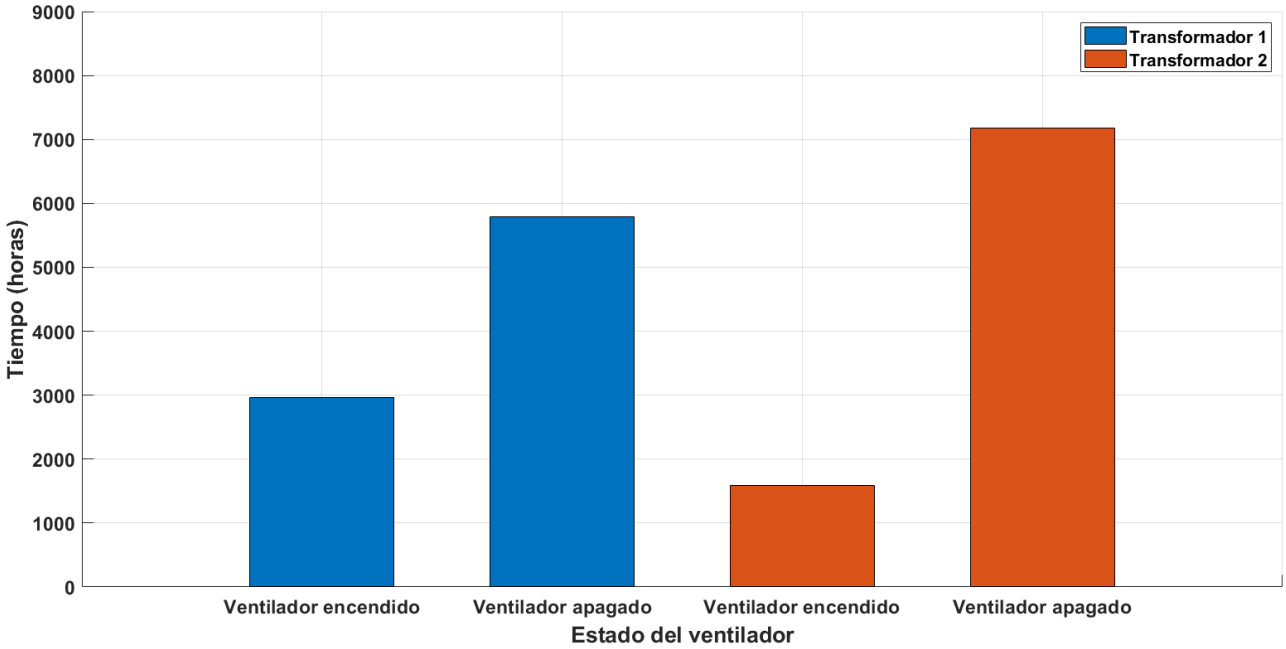

Figura 66 Total de horas en el que los ventiladores con configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA con refrigeración ONAF se encuentran encendidos y apagados

Respecto a las pérdidas, tal y como se muestra en la Figura 67 y Figura 68, a pesar de que se opera durante 2749 horas con un único transformador y tan solo 1801 horas a través de ambos transformadores en paralelo, las pérdidas de vacío son muy similares a las del Caso 4 (transformador de 15MVA con desconexión en horas sin producción de energía). Esto último se debe, a que tanto las pérdidas de vacío como las pérdidas de carga obtenidas mediante la tabla de transformadores de la empresa ABB de la Tabla 16, no guardan una relación totalmente lineal y directamente dependiente conforme a la potencia nominal de los transformadores. Es decir, que tanto las pérdidas de carga como las pérdidas de vacío de un transformador de una determinada potencia, no serán necesariamente la mitad de las pérdidas de un transformador del doble de su potencia nominal. De hecho, finalmente se observa que las pérdidas nominales para los transformadores de 7.5 MVA son algo más de la mitad que las pérdidas nominales correspondientes al transformador de 15 MVA. Esto último, se traduce en que mientras trabajen en paralelo dos transformadores de 7.5 MVA, sus pérdidas de vacío a lo largo de dichas horas serán superiores a las del transformador de 15 MVA de potencia nominal. De modo que finalmente, dichas pérdidas de vacío al final del año de simulación resultan en valores similares

Por otro lado, las pérdidas Joule se disparan tanto debido a lo mencionado previamente, como al hecho de que las temperaturas alcanzadas en los perfiles representados en la Figura 62 y Figura 64 son superiores,

aumentando, por tanto, el valor de las resistencias. Todo lo anterior, se traduce en un total de pérdidas energéticas de 276.5 MWh y 270.5 MWh para los transformadores de refrigeración ONAN y ONAF respectivamente. Siendo dichos valores de las pérdidas bastante similares en parte debido al gran consumo de los ventiladores de la refrigeración ONAF, que reduce el ahorro de pérdidas conseguido a partir de la reducción de temperatura obtenida mediante éstos. A su vez, cabe mencionar que dichas pérdidas son un 18 % superiores a las del Caso 4 debido a las altas pérdidas Joule a pesar de que en ambos Casos las potencias de transformación nominales instaladas sean las mismas (15 MVA).

Por último, cabe mencionar, que las pérdidas de este Caso 5 son ligeramente superiores a la del Caso 2 (transformador de 15MVA conectado durante todo el año). Esto se debe a que la potencia nominal instalada de estos transformadores es baja, por lo que el transformador del Caso 2, no tiene una excesiva penalización por pérdidas en el hierro por no desconectarse durante las horas sin producción. Y del mismo modo, los Transformadores 1 de la conexión en paralelo al ser aun de menor potencia nominal terminan disparando las pérdidas energéticas debido a las pérdidas Joule. De este modo, para potencias nominales de transformación mayores, las pérdidas del Caso 5 terminarían por ser inferiores a las del Caso 2. Al ser poco a poco el ahorro por pérdidas de vacío del Caso 5 más considerable frente al consumo de las mismas del Caso 2, y a su vez ser las pérdidas Joule de los transformadores del Caso 5 cada vez de menor envergadura al alcanzarse temperaturas más bajas en dichos transformadores.

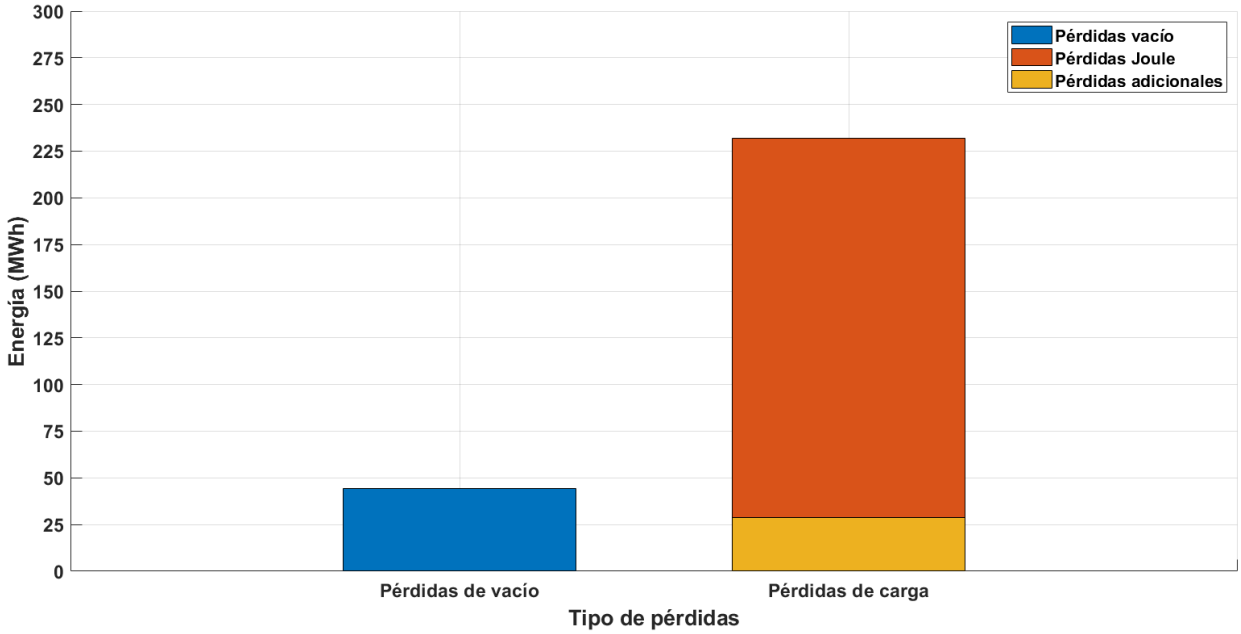

Figura 67 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAN

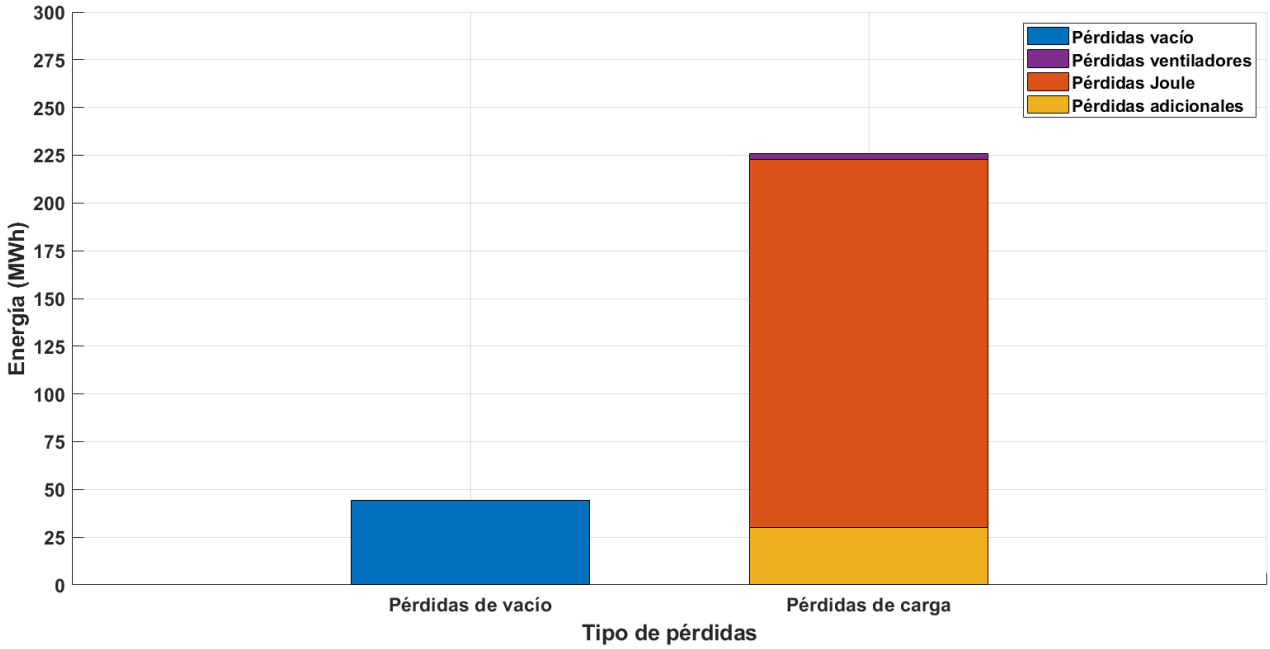

Figura 68 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para la configuración en paralelo de los transformadores de 7.5 MVA y refrigeración ONAF

4.4 Conclusiones del análisis técnico de los Casos

Una vez analizados todos los Casos seleccionados, se comenzará este apartado de conclusiones presentando en la Tabla 22 un resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos.

Tabla 22 Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Potencia nominal de los transformadores (MVA)	24	15	12	15	7.5 (paralelo)
Desconexión del transformador en las horas sin producción de energía	No	No	No	Sí	Sí
Horas de funcionamiento anuales de los transformadores (horas)	8760	8760	8760	4550	T1: 4550 T2: 1801
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante no mejorado (días)	4.9	506.8	28721.9	495.4	T1: 1937.9 T2: 392.3
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante mejorado (días)	1.3	105.7	2212.9	103.6	T1: 316.8 T2: 84.0
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante no mejorado (días)	2.0	37.9	716.6	37.4	T1: 122 T2: 33.4
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante mejorado (días)	0.5	10.5	140.1	10.4	T1: 30.9 T2: 9.3
Temperatura máxima del transformador ONAN a lo largo del año (ºC)	88.2	135.6	179.5	135.4	T1: 157.1 T2: 133.5
Temperatura mínima del transformador ONAN a lo largo del año (ºC)	12.1	10.1	10.7	-1.2	T1: -1.2 T2: -1.2
Temperatura máxima del transformador ONAF a lo largo del año (ºC)	75.7	109.0	140.0	108.9	T1: 129.0 T2: 108.5
Temperatura mínima del transformador ONAF a lo largo del año (ºC)	12.1	10.1	10.7	-1.2	T1: -1.2 T2: -1.2
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAN (MWh)	236.0	268.5	321.5	226.2	276.5
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAF (MWh)	236.0	263.3	310.8	221.0	270.5
Horas de funcionamiento ventiladores de la refrigeración ONAF (horas)	902	2107	2474	2086	T1: 2968 T2: 1582

Como se ha mencionado, tras analizar y presentar los resultados en la Tabla 22 de todos los Casos seleccionados a lo largo de este capítulo, se vislumbra que debido al bajo factor de funcionamiento de los parques fotovoltaicos no es necesario instalar un transformador de la misma potencia nominal que la instalada en dicho parque fotovoltaico. Ya que, de hacerlo, se incurre en un gran sobredimensionamiento que no sólo aumentará el coste del propio transformador, sino que produce un aumento grande e innecesario por pérdidas debido a las pérdidas de vacío.

De este modo, seleccionando un transformador por debajo del 100% de la potencia nominal hasta valores cercanos al 60% de dicha potencia pico del parque, se observa que los transformadores aún siguen siendo viables técnicamente en su mayoría y funcionando y respondiendo correctamente frente a la carga de la planta. Todo ello, sin necesidad si quiera de implementar una refrigeración forzada siempre y cuando el aislamiento de dichos transformadores sea térmicamente mejorado (temperatura nominal de funcionamiento de 110ºC). De este modo, se obtendría a priori un ahorro del coste inicial debido a la disminución del tamaño y potencia del transformador a cambio de un incremento en pérdidas debido al aumento del factor de carga (potencia relativa) y de la temperatura de funcionamiento.

Por otro lado, la potencia del transformador aún podría reducirse y optimizarse más hasta alrededor de un total del 50% de la potencia instalada del parque fotovoltaico. Para estos valores de potencia nominales del transformador, si sería obligatorio implementar una refrigeración con ventilación forzada junto con un aislamiento mejorado térmicamente. Ya que, de no ser así, el final de la vida útil del transformador llegaría a su fin en cuestión de un periodo de meses. Con esta optimización de la potencia nominal del transformador cabría esperar un nuevo ahorro de inversión inicial de compra del transformador a cambio de nuevo de un **aumento significativo de las pérdidas**.

A su vez, se aprecia a través del Caso 4, que desconectar los transformadores durante las horas en las que no hay producción de energía, **a pesar de no tener un gran efecto reductor en el deterioro** sufrido por los transformadores, reduce alrededor de un 50% las pérdidas de vacío de los transformadores. Lo que puede llegar a solventar en gran parte la problemática de las grandes pérdidas de vacío que se dan con los sobredimensionamientos de los transformadores mencionados previamente

En lo referente a instalar una potencia nominal determinada de transformación mediante una conexión de los transformadores en paralelo y conectarlos escalonadamente, se aprecia que no existe ningún beneficio significativo en lo referente a menores deterioros y mayores vidas útiles de los transformadores. Desembocando de hecho, en un **aumento de las pérdidas** respecto al Caso de un único transformador de la misma potencia nominal que la de transformación instalada en paralelo.

Finalmente, tras lo analizado, se dispondrá a continuación a analizar económicamente cada uno de los Casos anteriores para determinar cuál de entre todos los transformadores que cumplen la viabilidad técnica es el más rentable económicamente. Determinando de este modo, hasta qué punto es interesante optimizar la potencia del transformador ahorrando así en la inversión inicial a cambio de aumentar el costo a largo plazo debido a las pérdidas.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS CASOS

Tras el análisis técnico realizado en el capítulo 4, se puede diferenciar dentro de los 5 casos analizados 3 **tipologías** diferentes. Por un lado, se encuentran los Casos de un único transformador tanto con, como sin desconexión durante las horas de producción y finalmente la configuración en paralelo de los transformadores.

En este capítulo, se realizará el estudio económico de los Casos analizados del capítulo 4, y posteriormente se analizará que potencia nominal del transformador es finalmente la óptima para cada una de las **tipologías**. Para ello, se hará uso del VAN (valor actual neto) siendo este el criterio que definirá cuan viable es cada una de las opciones acorde con la potencia nominal de los transformadores y sus pérdidas a lo largo del año.

5.1 Introducción al análisis económico y asignación de costes

Como se ha mencionado, en este apartado se planteará el criterio del valor actual neto para distintas potencias nominales del transformador. Dicho criterio, consiste en actualizar tanto los cobros, como los gastos de una inversión o proyecto (en este caso referentes a una inversión), con el objetivo de determinar cuál va a ser el coste o beneficio final del mismo. Su expresión matemática viene definida en la ecuación (41).

$$VAN = -I_o + \sum_{t=1}^{n} \frac{F_n}{(1+i)^t} \qquad \text{(41) Ecuación del VAN}$$

Donde en dicha ecuación, en lo referente a términos relacionados con el ingreso o gasto se encuentran, I_o que hace referencia a la inversión inicial del proyecto expresado en euros y F_n que corresponde al flujo de dinero de distintos periodos expresado a su vez en euros. Por otro lado, el subíndice de dichos flujos de dinero t, índica el periodo al que corresponde cada flujo, habiendo hasta un total de n periodos. Donde cómo se puede observar en la ecuación (41), dichos periodos irán incrementando gracias al sumatorio y actualizando cada flujo de los distintos periodos en base a una tasa de descuento i, de manera que el resultado final obtenido equivaldría a la rentabilidad o coste final de proyecto o inversión actualizado al presente.

Para el caso del estudio económico de los transformadores, se obtendrá el VAN referente a los gastos a lo largo de un total de 25 años, por ser este valor el considerado como la vida útil de un transformador que opera en condiciones nominales como se ha mencionado anteriormente. De este modo, cada periodo t se corresponderá con un año, habiendo por tanto hasta un total de 25 periodos (uno por cada año). Por otro lado, el valor de la inversión inicial I_o se corresponderá con el coste referente a la compra del transformador, y, por último, los flujos de dinero F_n serán los costes económicos anuales debido a las pérdidas de los transformadores. Respecto a la tasa de descuento i, se le ha asignado un valor de un 4 % de acuerdo con las recomendaciones de la Unión Europea referentes a las energías renovables.

Dicho esto, se procede a continuación a asignar valores a los restantes términos de la ecuación del VAN, la inversión inicial I_o y los flujos anuales de dinero F_n.

5.1.1 Coste de la inversión inicial

Este término como ya se ha mencionado, se corresponde con el gasto asociado a la compra del transformador incluyendo también su instalación. El precio de venta de los transformadores de gran potencia es considerablemente elevado, en parte debido a su complejidad, tamaño y materiales a utilizar.

En lo referente a la distribución típica de los costes de los materiales, los correspondientes a los asignados a los papeles de aislamiento de las bobinas rondan solamente un 1% del total del precio de venta [24]. Por lo que, de cara a la comparativa del estudio económico, se ha optado por no distinguir entre el aislante convencional y el

térmicamente mejorado y únicamente hacer distinción entre el tipo de refrigeración de los transformadores (ONAN y ONAF). Dejando de este modo de lado, los distintos tipos de aislamiento y asumiendo por tanto que siempre se elegirá el aislamiento térmicamente mejorado (al tener éste como se ha visto en el capítulo 4 una mejor respuesta ante la temperatura debido a su mayor temperatura de funcionamiento nominal en comparación con el aislamiento convencional).

En cuanto al coste de los transformadores, se obtendrá en función de su potencia nominal. De manera que se ha asignado un valor de 17705 €/MVA [25], incluyéndose en dicho precio tanto su valor de compra, transporte como instalación. Por otro lado, en cuanto a la diferencia de inversión inicial entre los transformadores con refrigeración ONAN y ONAF, esta simplemente reside en la posterior instalación de los ventiladores para obtener dicha convección forzada para la refrigeración ONAF. El precio unitario de cada uno de los ventiladores se corresponderá con el fijado en la Tabla 21.

De este modo, finalmente la expresión del valor de la inversión inicial se muestra en las ecuaciones (42) y (43) para los distintos tipos de refrigeración ONAN y ONAF respectivamente.

$$I_o = 17705 \cdot Potencianominal(MVA) \quad \text{(42) Ecuación inversión inicial ONAN}$$

$$I_o = 17705 \cdot Potencianominal(MVA) + Coste_{vent} \cdot n_{vent.} \quad \text{(43) Ecuación inversión inicial ONAF}$$

5.1.2 Coste de los flujos de dinero

Para la obtención de los flujos de dineros anuales, se usarán las pérdidas energéticas producidas por los transformadores a lo largo del año y sus correspondientes costes de mercado en el momento que se generaron. Las pérdidas energéticas en cuestión fueron obtenidas en el capítulo anterior, mientras que para los valores de los costes de la energía se ha hecho uso de la base de datos del Operador de Mercado Eléctrico Ibérico de Energía (OMIE).

En concreto, se ha realizado una media de los precios horarios de diferentes años para cada uno de los meses, de forma que, finalmente, se ha obtenido para cada mes los precios horarios de lo que se consideraría un día promedio para dichos meses expresando los costes en €/MWh. Se muestra en la Figura 69 los precios horarios obtenidos para cada mes del año.

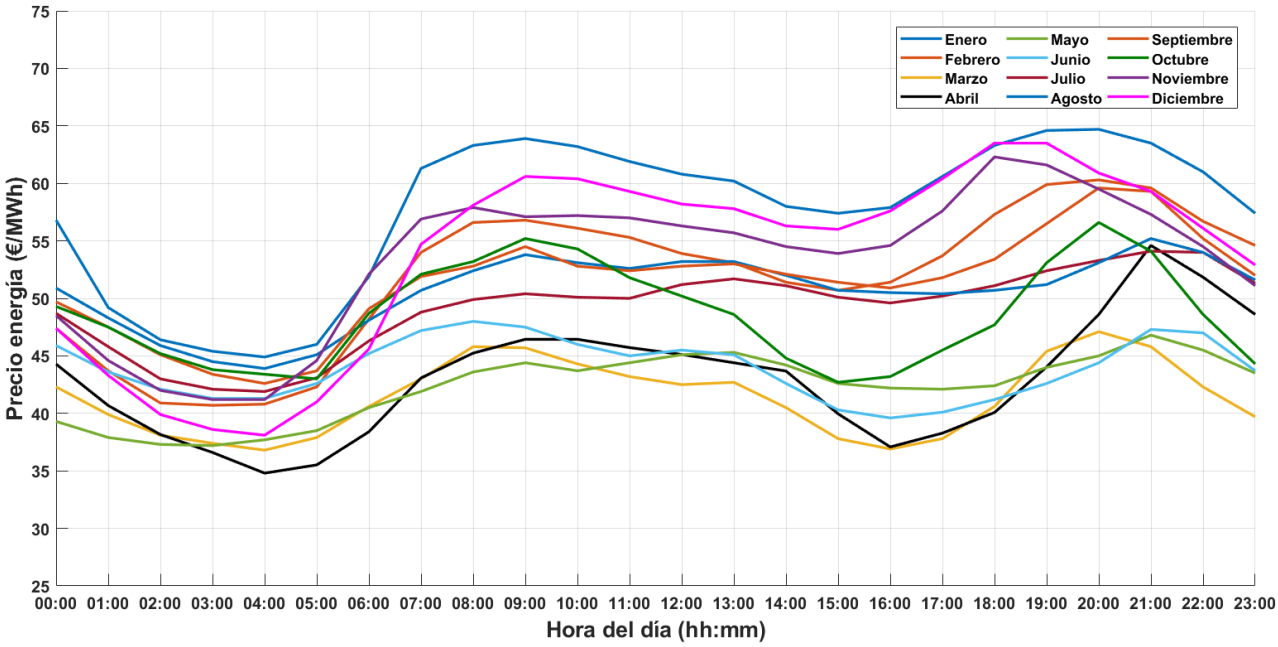

Figura 69 Costes horarios de las pérdidas energéticas en €/MWh para cada mes del año

De esta forma, la expresión para obtener los valores de los flujos de dinero anuales viene expresada por la ecuación (44):

$$F_t = \sum_{i=i}^{12} \sum_{j=1}^{d.mes} \sum_{k=1}^{24} Pérdidas Energéticas(MWh)_{ijk} \cdot Coste Energía(€/MWh)_{ik} \quad (44)$$

(44) Ecuación flujo de dinero anual

Donde el subíndice i, hace referencia a cada uno de los meses del año. el subíndice j, corresponde a cada uno de los días de los meses, y finalmente, el subíndice k se corresponde con cada una de las horas del día. Se ha considerado que el perfil de pérdidas energéticas anuales será constante para todos los años de vida útil del transformador. Por lo que el valor de los flujos de dinero se tomará constante para todos los años. Se observa además que como se tratan de costes, este término irá con signo negativo dentro de la ecuación del VAN.

5.2 Desarrollo del estudio económico de los Casos

En este apartado, se calcularán finalmente los VAN de cada uno de los Casos y posteriormente se obtendrá aquella potencia que los optimiza. Dicho valor actual neto, al ser el correspondiente a la inversión de compra de un transformador, depende como hemos visto únicamente de la inversión inicial y los costes de las pérdidas, por lo que su valor será siempre negativo. De este modo, al ser negativo, la potencia óptima del transformador será aquella que además de ser técnicamente viable, maximice el valor del VAN, es decir, cuanto mayor sea dicho VAN (o menor si se expresa en términos absolutos) implicará que la compra y posterior explotación de dicho transformador ha sido la inversión que menos costosa habrá resultado.

5.2.1 Cálculo del VAN para los distintos Casos

En este subapartado, antes de obtener las potencias nominales que optimizan el VAN para cada tipología, se calcularán a modo de ejemplo los distintos VAN correspondientes a los Casos del 1 al 5 ya analizados técnicamente en el capítulo 4. Para ello, se aplican las ecuaciones para el cálculo de los términos del valor

actual neto y se obtienen para cada uno de los Casos los siguientes valores de sus términos presentados en la Tabla 23.

Tabla 23 Valores de las inversiones iniciales, flujos de dinero anuales y VAN para los diferentes transformadores de los Casos

	ONAN			**ONAF**		
	I_o (€)	F_t (€)	VAN (€)	I_o (€)	F_t (€)	VAN (€)
Caso 1, Transformador 24 MVA (Sin desconexión en horas sin producción)	-424920	-10976	-596392	-427856	-10964	-599151
Caso 2, Transformador 15 MVA (Sin desconexión en horas sin producción	-265575	-13459	-475836	-268423	-13194	-474551
Caso 3, Transformador 12 MVA (Sin desconexión en horas sin producción	-212460	-16165	-465005	-214492	-15626	-458612
Caso 4, Transformador 15 MVA (Con desconexión en horas sin producción)	-265575	-11417	-443935	-268423	-11156	-442705
Caso 5, Dos Transformadores de 7.5MVA (Conexión en paralelo escalonada)	-265575	-13939	-483341	-269369	-13639	-482710

A partir de los datos de la tabla 23 se muestra cómo se han calculan los VAN de cada uno de los Casos vistos y sus respectivas refrigeraciones (siendo estos para un periodo de 25 años).

$$VAN_{caso\ 1,ONAN} = -424920 - \sum_{t=1}^{25} \frac{10976}{(1+0.04)^t} = -596392\ €$$

$$VAN_{caso\ 1,ONAF} = -427856 - \sum_{t=1}^{25} \frac{10964}{(1+0.04)^t} = -599151\ €$$

$$VAN_{caso\ 2,ONAN} = -265575 - \sum_{t=1}^{25} \frac{13459}{(1+0.04)^t} = -475836\ €$$

$$VAN_{caso\ 2,ONAF} = -268423 - \sum_{t=1}^{25} \frac{13194}{(1+0.04)^t} = -474551\ €$$

$$VAN_{caso\ 3,ONAN} = -212460 - \sum_{t=1}^{25} \frac{16165}{(1+0.04)^t} = -465005\ €$$

$$VAN_{caso\ 3,ONAF} = -214492 - \sum_{t=1}^{25} \frac{15626}{(1+0.04)^t} = -458612\ €$$

$$VAN_{caso\ 4,ONAN} = -265575 - \sum_{t=1}^{25} \frac{11417}{(1+0.04)^t} = -443935\ €$$

$$VAN_{caso\ 4,ONAF} = -268423 - \sum_{t=1}^{25} \frac{11156}{(1+0.04)^t} = -442705\ €$$

$$VAN_{caso\ 5,ONAN} = -265575 - \sum_{t=1}^{25} \frac{13939}{(1+0.04)^t} = -483341\ €$$

$$VAN_{caso\ 5,ONAF} = -269369 - \sum_{t=1}^{25} \frac{13639}{(1+0.04)^t} = -482710\ €$$

Se observa en la Tabla 23, que los valores de flujo de dinero anuales debidos a las pérdidas energéticas son muy bajos en comparación con el coste de la inversión inicial. Esto desemboca, en que, para el caso de transformadores de elevada potencia nominal, como en el Caso 1, los valores del VAN resulten excesivamente elevados implicando por tanto un mayor desembolso de dinero para dicha inversión.

Por otro lado, se observa también que para potencias nominales del transformador cercanas a la potencia nominal pico de la planta (como el Caso 1), el valor absoluto del VAN para la refrigeración ONAN resulta inferior al de la refrigeración ONAF, siendo por tanto más rentable económicamente al suponer un desembolso menor. Esto último se debe a lo mencionado en dicho Caso 1 en el capítulo 4, donde se observó, que el ahorro de pérdidas energéticas obtenido por la disminución de temperatura en el transformador, se perdía debido al consumo energético de los ventiladores. De modo que, finalmente, las pérdidas en ambos Casos resultaban prácticamente iguales. De este modo, el coste que supone la compra de los ventiladores nunca termina siendo rentabilizado y por tanto acaba siendo económicamente más costoso.

Sin embargo, se aprecia que conforme se va reduciendo la potencia nominal del transformador respecto a la instalada en el parque fotovoltaico (Casos 2 y 3), tal y como se observó en el capítulo 4, el ahorro de pérdidas por la bajada de temperatura en el transformador comienza a ser superior al consumo energético de los ventiladores, y por tanto se termina rentabilizando la inversión de la refrigeración ONAF (tal y como se puede observar en los resultados de los VAN de los Casos 2 y 3, en los cuales los transformadores con refrigeración forzada terminan siendo más rentable económicamente). A su vez, se observa que, reduciendo cada vez más la potencia nominal del transformador, se obtiene un ahorro significativo en el coste de la inversión inicial a cambio de un encarecimiento del coste de las pérdidas. Sin embargo, una reducción excesiva de la potencia nominal del transformador acarreará un aumento exponencial de la temperatura del mismo y por tanto un gran aumento en las pérdidas. De modo que, existirá una potencia nominal que optimice el VAN, con la cual se llegue a una solución de compromiso entre el ahorro en la inversión inicial por la reducción de la potencia nominal del transformador y el coste de las perdidas asociado a la explotación de los mimos.

Por otro lado, comparando el Caso 4 con el Caso de su potencia análoga de un único transformador sin desconexión en las horas sin producción (Caso 2). Se observa que se obtiene (para dicha potencia nominal de 15 MVA) un ahorro cercano al 7 % del coste de la inversión gracias al ahorro de pérdidas de vacío obtenido mediante la desconexión en las horas sin producción. Sin embargo, sucede al contrario con el Caso 5, el cual supone un encarecimiento de la inversión del 4 % frente al Caso 2, debido a tal y como se mencionó, a que, para potencias nominales bajas respecto a la potencia del parque fotovoltaico, se producían grandes pérdidas energéticas debido a las pérdidas Joule durante el periodo de tiempo en el que el Transformador 1 de dicho Caso operaba solo.

5.2.2 Obtención de la potencia nominal que optimiza el VAN para cada tipología de los Casos

En este apartado, se simulará la evolución del VAN para diferentes potencias nominales y refrigeraciones de los transformadores. De modo que, se pueda vislumbrar la potencia nominal de transformación que minimiza el valor absoluto del VAN (coste mínimo de la inversión), y que por tanto supone la opción más rentable económicamente. Dicha simulación de la evolución del VAN, se realizará para las tres tipologías de los Casos vistos. Por un lado, la configuración de un único transformador conectado al parque fotovoltaico de forma continuada (Tipología 1, Casos 1, 2 y 3), por otro lado, para la configuración de un único transformador que se desconecta en las horas sin producción de energía (Tipología 2, Caso 4), y finalmente, para la configuración de transformadores en paralelo con conexión escalonada (Tipología 3, Caso 5). Se muestran los resultados obtenidos de la evolución del VAN para cada uno de las configuraciones mencionadas en las Figuras 70, 71 y 72 respectivamente.

En dicha Figuras 70, 71 y 72 además de las curvas de los valores de la evolución del VAN para cada potencia nominal, se ha marcado mediante líneas discontinuas los máximos de los valores actuales netos para cada refrigeración. Del mismo modo, también se ha representado mediante líneas continuas verticales de color rojo y azul las potencias nominales mínimas que son técnicamente viables para los transformadores ONAF y ONAN respectivamente. Se ha considerado que un transformador dejaba de ser viable en el momento que su deterioro relativo anual superaba la unidad, de manera que dejaba de ser capaz de alcanzar esos 25 años de vida útil nominales.

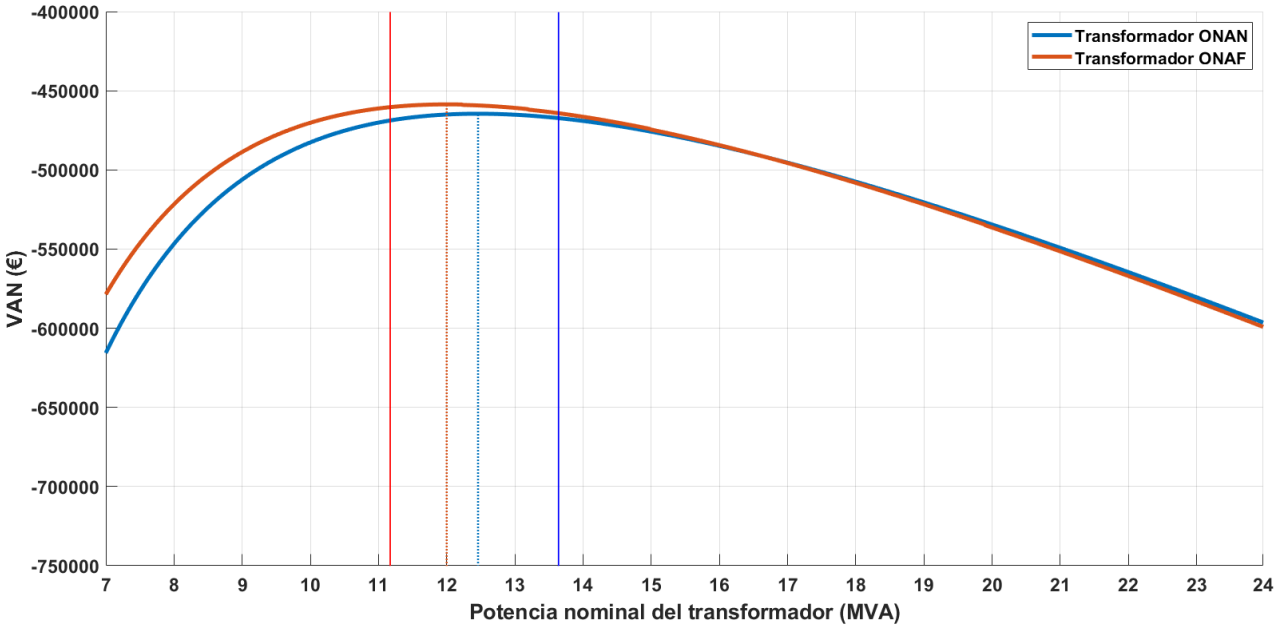

Figura 70 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de un único transformador conectado de forma continuada (Tipología 1).

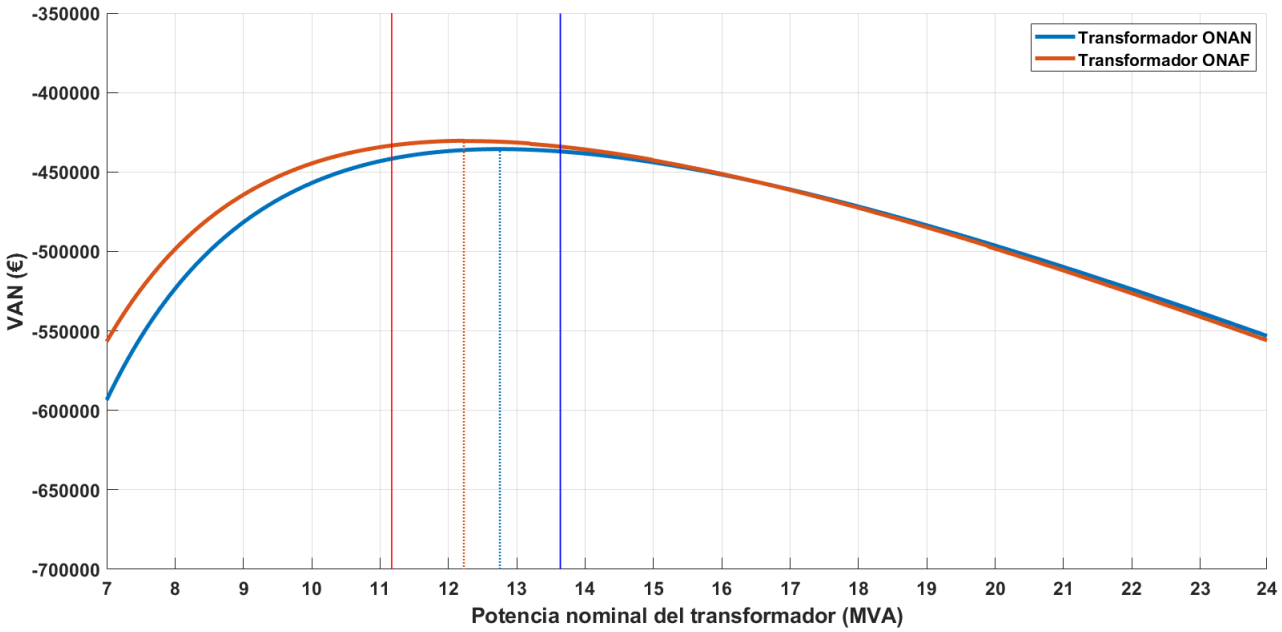

Figura 71 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de un único transformador con desconexión durante las horas sin producción (Tipología 2).

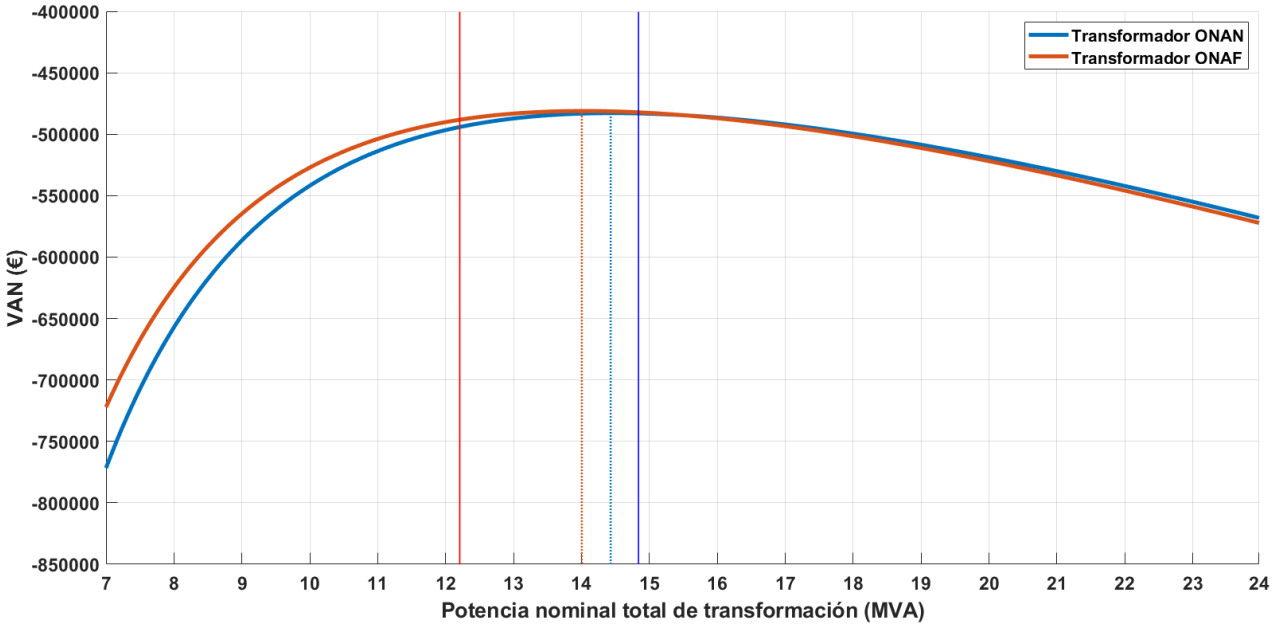

Figura 72 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal total instalada de los transformadores (ONAN y ONAF), para los Casos de transformadores en paralelo con conexión escalonada (Tipología 3).

Se observa en las Figuras 70 y 71 correspondientes a las configuraciones de un único transformador conectado al parque fotovoltaico, que la potencia nominal que optimiza el VAN tanto para los transformadores de refrigeración ONAN como ONAF, se encuentra dentro del rango de una potencia nominal cercana al 50% de la potencia pico instalada del parque fotovoltaico. A su vez, se aprecia que la potencia nominal que optimiza el VAN para estos los transformadores con refrigeración ONAN, se encuentra dentro de las potencias nominales que resultan técnicamente no viables, al contrario de lo que sucede para los transformadores de refrigeración ONAF.

Por otro lado, se observa también en las Figuras 70, 71 y 72, que en un principio el coste de la inversión para los transformadores ONAN resulta menor que el de la refrigeración por aire forzada, debido a como ya se ha mencionado, al hecho de que, para potencias nominales de los transformadores cercanas a la instalada en el parque fotovoltaico, los consumos de los ventiladores penalizan al ahorro obtenido por la bajada de temperatura de los transformadores. De modo que, en un principio el coste de dichos ventiladores no termina de ser rentabilizado.

A su vez, cabe mencionar, que para el caso de la evolución del VAN de la configuración de los transformadores en paralelo representada en la Figura 72. Es en dicho Caso, donde mayor resulta la potencia nominal que optimiza el valor del VAN, siendo esta, de en torno al 60 % de la potencia pico instalada del parque fotovoltaico. Esta diferencia respecto a sus dos casos anteriores, reside en el comportamiento observado de las pérdidas energéticas generadas por el efecto Joule en el Caso 5, donde para potencias nominales bajas de los transformadores, en aquel transformador que realizaba la conexión en primer lugar, se alcanzaban altas temperaturas que acarreaban a su vez elevadas pérdidas energéticas. Lo que se ha traducido, en que el equilibrio entre coste por potencia nominal del transformador y pérdidas del mismo se haya dado a una potencia nominal más elevada y que su VAN óptimo implique un mayor costo respecto a los otros Casos.

Del mismo modo, como se mencionó en las conclusiones del capítulo 4, el ahorro de las pérdidas obtenido por la conexión escalonada de los transformadores en paralelo del Caso 5, toma mayor peso para potencias nominales mayores. Donde las pérdidas energéticas por el efecto Joule producidas en el Transformador 1 no se disparan, y a su vez, el ahorro por pérdidas en el hierro es mayor en comparación con el consumo de las mismas de la configuración de los transformadores que trabajan conectados de forma continuada. Este comportamiento, se puede observar en la evolución del VAN para potencias elevadas (20-24 MVA) en las Figuras 70 y 72. Donde comparándolas, se aprecia que el coste de la inversión para los transformadores en paralelo es inferior durante ese rango de potencias nominales. Y que una vez dicha potencia nominal va disminuyendo, el coste de la inversión de la Figura 70 se va abaratando más aceleradamente que en la Figura 72, debido a que el ahorro en la inversión inicial para dicho Caso se pierde en gran parte por el ya mencionado gran aumento de las pérdidas energéticas en el Transformador 1.

5.3 Conclusiones del análisis económico

Al igual que para las conclusiones del análisis técnico del capítulo 4, se comenzará este apartado de conclusiones presentando en la Tabla 24 un resumen de los resultados obtenidos para cada una de las distintas tipologías de los Casos vistos en este capítulo.

Tabla 24 Resumen de los resultados obtenidos para cada una de las distintas Tipologías de los Casos vistos en el análisis económico, para transformadores con aislante térmicamente mejorado.

	Tipología 1	Tipología 2	Tipología 3
Desconexión del transformador en las horas sin producción de energía	No	Sí	Sí
Configuración de los transformadores en paralelo	No	No	Sí
Valor óptimo del VAN para refrigeración ONAN (€)	-435619	-464528	-482834
Valor óptimo del VAN para refrigeración ONAF (€)	-430351	-458613	-481132
Potencia nominal total que optimiza el VAN para refrigeración ONAN (MVA)	12.45	12.74	14.47
Potencia nominal total que optimiza el VAN para refrigeración ONAF (MVA)	12	12.22	14.04
Potencia nominal total mínima técnicamente viable para refrigeración ONAN (MVA)	13.63	13.60	14.86
Potencia nominal total mínima técnicamente viable para refrigeración ONAF (MVA)	11.18	11.16	12.21

Tras analizar económicamente los diferentes casos estudiados en el capítulo 4 y posteriormente determinar la potencia nominal que optimiza el VAN de los transformadores para cada una de las tipologías. Se aprecia en la Tabla 24 y Figuras 70, 71 y 72, que el coste de las inversiones de los transformadores está dominado principalmente por el valor de las inversiones iniciales de compra de los mismos hasta potencias nominales de los transformadores cercanas al 50 % de la instalada en el parque fotovoltaico. Esto último, es debido principalmente al bajo factor de funcionamiento del parque fotovoltaico, que limita en gran medida el volumen de pérdidas energéticas producidas a lo largo del año. De forma que, éstas terminan teniendo poco peso en comparación con el coste de los transformadores. De este modo, se observa en la Tabla 24, que debido al hecho de que los transformadores con refrigeración ONAF generan menos pérdidas energéticas anuales que los de refrigeración ONAN, el equilibrio entre los costes de las pérdidas energéticas y la inversión inicial de compra del transformador, llega para potencias nominales algo inferiores al ser el peso de las pérdidas menor para dicha refrigeración.

Por otro lado, comparando los valores del VAN de la Figura 71 entre el óptimo y aquel que se obtiene al sobredimensionar el transformador con una potencia nominal del 100 % a la del parque fotovoltaico. Se puede observar los efectos económicos que acarrea dicho sobredimensionamiento, donde como se aprecia, se produce un encarecimiento en torno al 40 % del coste de la inversión con una mala elección de la potencia nominal del transformador.

Respecto a la evolución del VAN, se aprecia en las Figuras 70 y 71, que una vez se trabaja a potencias nominales inferiores a 11 MVA (45 % de la potencia pico del parque fotovoltaico), el aumento exponencial de las pérdidas se traduce a su vez en un excesivo encarecimiento de la inversión del transformador, existiendo por tanto una combinación de pérdidas y potencia nominal óptima alrededor de los 12 MVA de potencia nominal.

En lo referente a la diferencia de valores obtenidos de los VAN para los distintos tipos de refrigeración ONAN y ONAF. Se aprecia que, en los óptimos del VAN, la inversión de los ventiladores queda rentabilizada, siendo

por tanto el coste de su inversión ligeramente inferior para la refrigeración ONAF. A su vez, se observa que para los transformadores con refrigeración ONAF, no sólo se pueden llegar a obtener mejores valores del VAN, sino que las potencias nominales en los que se alcanzan dichos valores, los transformadores presentan una mejor viabilidad técnica (menor deterioro) en comparación con los transformadores ONAN.

Finalmente, tras realizar tanto el análisis económico como técnico. Se puede concluir que la configuración que más abarata la inversión es la que se representa en la Figura 71 de un transformador de 12.25 MVA (51 % de la potencia instalada del parque fotovoltaico) con desconexión en las horas sin producción, y refrigeración ONAF. Dicho transformador, además de cumplir la viabilidad técnica presenta un valor absoluto del VAN (coste del ciclo de vida) de -430351 €. Siendo éste, un 6.5 % y 11.7 % inferior a los óptimos de las Figuras 70 y 72 respectivamente.

6 PROBLEMÁTICA DEL CAMBIO CLIMÁTICO PARA LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES

A pesar de que en la actualidad sigue habiendo una incertidumbre sobre el cambio climático y la forma en la que éste se desarrollará, existen diversos modelos de dicho fenómeno que coinciden en que entre los años 1990 y 2100 se producirá un aumento de la temperatura ambiente media de entre 1.4 ºC y 5.8 ºC [26].

Tal como se ha visto a lo largo de este trabajo, la temperatura ambiente siempre ha sido una variable con un peso muy importante dentro del comportamiento de los transformadores. Es por ello, que en este capítulo se estudiará qué efectos puede acarrear dicho aumento de temperatura ambiente tanto en su vida útil, pérdidas, como también en la temperatura del punto caliente. A su vez, se ha seleccionado la configuración de un único transformador con desconexión en las horas sin producción (por ser esta la configuración con mejores resultados tanto técnica como económicamente), para desarrollar nuevamente de forma más resumida el análisis técnico y económico. Pudiendo así comparar posteriormente, los resultados obtenidos con los de los capítulos 4 y 5, vislumbrando finalmente los efectos producidos por dicho cambio climático en la selección de transformadores.

6.1 Efectos del aumento de la temperatura ambiente sobre el transformador

En este subapartado, se estudiará como ya se ha mencionado, los efectos que tiene el aumento de la temperatura ambiente desde tres puntos de vista, las pérdidas producidas, el aumento de la temperatura del punto caliente del transformador y finalmente sobre la vida útil del mismo.

Estos aumentos de temperatura, tanto para este apartado como para los siguientes, se considerarán que se producen de forma uniforme sobre todo el perfil de temperatura. De modo que, a lo hora de modelarlo en el modelo térmico desarrollado, se incrementará la temperatura ambiente de cada instante, en el valor que se haya considerado que ha aumentado la temperatura ambiente debido al cambio climático

6.1.1 Efectos en la temperatura del punto caliente del transformador

La temperatura del punto caliente del transformador puede verse afectada por dos razones ante variaciones de la temperatura ambiente. Por un lado, debido a la evidente subida de temperatura en su entorno, y, por otro lado, debido al aumento de pérdidas, que hace que el factor de carga del transformador aumente ligeramente[1]. Dichas pérdidas, se generan por el incremento de temperatura, que conlleva a su vez un aumento del valor de las resistencias y por tanto de pérdidas Joule (que se transforman finalmente en calor). Sin embargo, el efecto que acarrean dichas nuevas pérdidas dentro del transformador es despreciable frente al ya producido por las pérdidas nominal de funcionamiento del mismo.

De este modo, se utilizará el modelo térmico desarrollado en el capítulo 2 para obtener la relación existente frente a variaciones de la temperatura ambiente y la temperatura del punto caliente. Se representan los resultados obtenidos en la Figura 73.

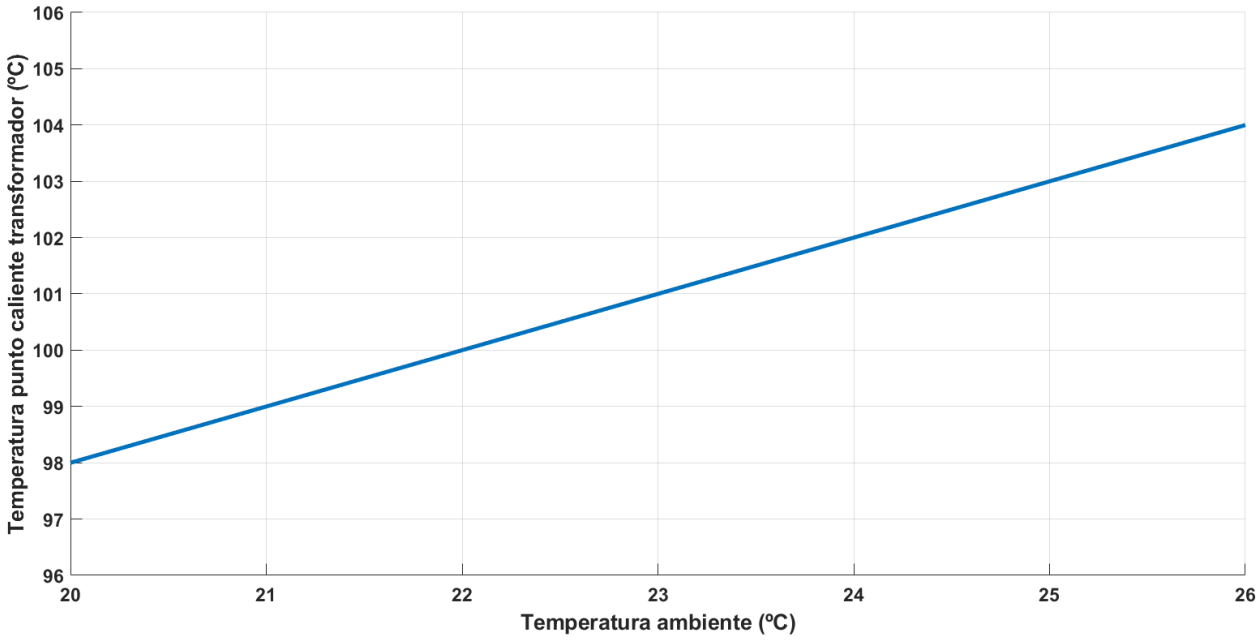

Figura 73 Variación de la temperatura del punto caliente del bobinado del transformador frente al aumento de la temperatura ambiente bajo condiciones nominales

La Figura 73 se corresponde con la evolución de la temperatura del punto caliente bajo condiciones nominales. Se observa en ella, que la relación que existe entre la temperatura ambiente y la del punto caliente es lineal. De modo que, por cada grado que aumenta la temperatura ambiente se aumenta a su vez un grado en dicho punto caliente del bobinado. Esto, traerá consecuencias respecto a las pérdidas, la viabilidad de los transformadores, y su vida útil tal y como se muestra a continuación.

6.1.2 Efectos en las pérdidas producidas por el transformador

Como se ha desarrollado en el capítulo 4, dentro de las pérdidas del transformador se encontraban aquellas que eran independientes de la carga y las que si dependían de la misma. Dentro de las pérdidas dependientes de la carga, se encontraban a su vez, aquellas que evolucionaban de forma directamente proporcional a la temperatura (pérdidas Joule), y las que lo hacían de forma inversamente proporcional (pérdidas adicionales).

Los valores de las potencias nominales de esas pérdidas, vienen dados por el fabricante generalmente a 20 ºC. Por lo que, para estimar el incremento de pérdidas debido a un aumento de la temperatura, se tomará en este subapartado esa temperatura como referencia. De este modo, finalmente se puede estimar una variación del 0.4 % de las pérdidas por cada grado centígrado aumentado respecto dicha temperatura de referencia [1]. Resultando, por tanto, en un aumento del 0.4 % de las pérdidas Joule y una disminución del 0.4 % de las pérdidas adicionales por cada grado de temperatura.

Dicha estimación porcentual de la variación de las pérdidas, viene de las expresiones de las ecuaciones (27) y (38), es decir, de la dependencia de las resistencias con la temperatura. Desarrollando esas ecuaciones para diferentes valores de temperatura diferenciados por 1 ºC, se obtiene que efectivamente las pérdidas Joule varían alrededor de un 0.4 % por cada grado aumentado de temperatura.

$$VariaciónPp_{1ºC} = \frac{R_{Tm+1}}{R_{Tm}} = \frac{R_{Tm(20ºC)} \cdot \left(\frac{T_{m+1}+235}{T_m+235}\right)}{R_{Tm(20º)} \cdot \left(\frac{T_m+235}{T_m+235}\right)} = \frac{\left(\frac{21+235}{20+235}\right)}{\left(\frac{20+235}{20+235}\right)} = \left(\frac{21+235}{20+235}\right) = 1.0039$$

Donde como ya se comentó en el capítulo 4, T_m hacía referencia a la temperatura de referencia (20 ºC), T correspondía a la temperatura a la que se quería evaluar la resistencia, y finalmente, R_m era el valor de la resistencia a la temperatura de referencia. De este modo, suponiendo una evaluación de las pérdidas Joule en unas condiciones de trabajo a plena carga ($K = 1$), se puede obtener dicho aumento mencionado del 0.4 % de las pérdidas Joule para cada aumento de la temperatura de 1 ºC.

$$P_{Joule}(T_m + 1) = P_{joule\ nominal\ 20ºC} \cdot \left(\frac{21 + 235}{20 + 235}\right) = P_{joule\ nominal\ 20ºC} + 0.39\ \% \cdot P_{joule\ nominal\ 20ºC}$$

Del mismo modo, aplicando este razonamiento para la relación inversamente proporcional de las pérdidas adicionales se obtiene el mismo resultado.

$$P_{adicionales}(T_m + 1) = P_{adicionales\ n.\ 20ºC} \cdot \left(\frac{20 + 235}{21 + 235}\right) = P_{adcionales\ n.20ºC} - 0.39\ \% \cdot P_{adicionales\ n.20ºC}$$

Representando gráficamente la evolución de las pérdidas para el aumento de la temperatura ambiente, se obtienen los resultados representados en la Figura 74 y Figura 75.

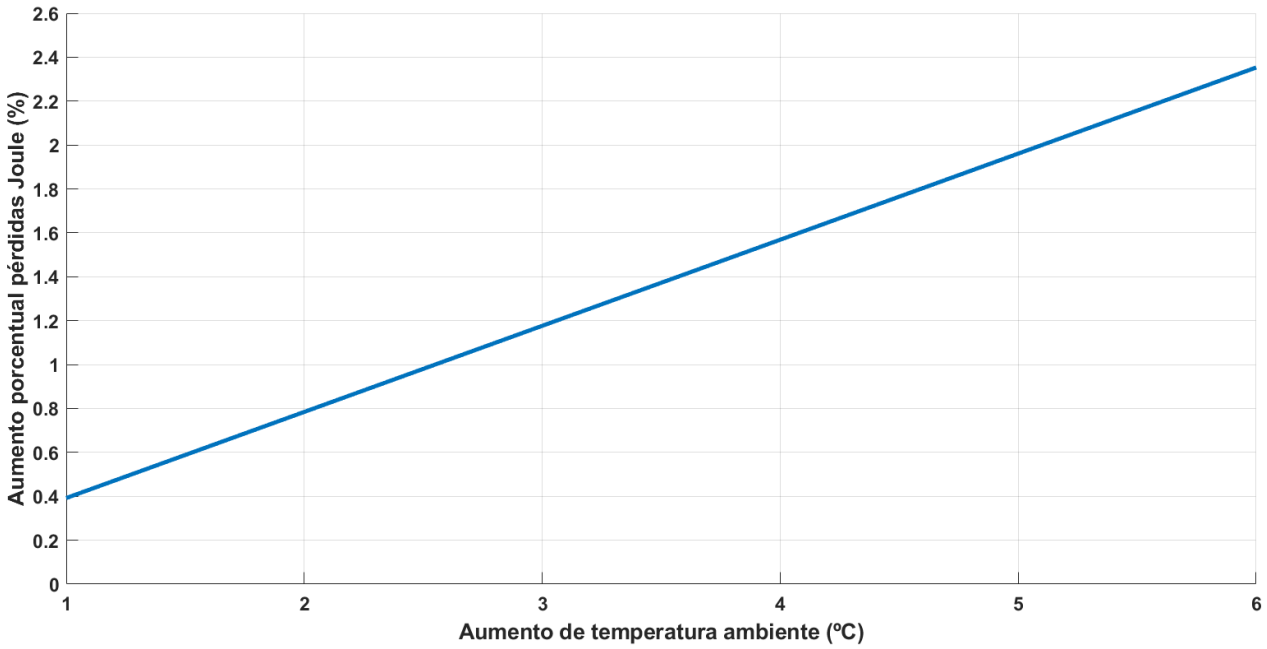

Figura 74 Variación porcentual de las pérdidas Joule respecto al aumento de la temperatura ambiente

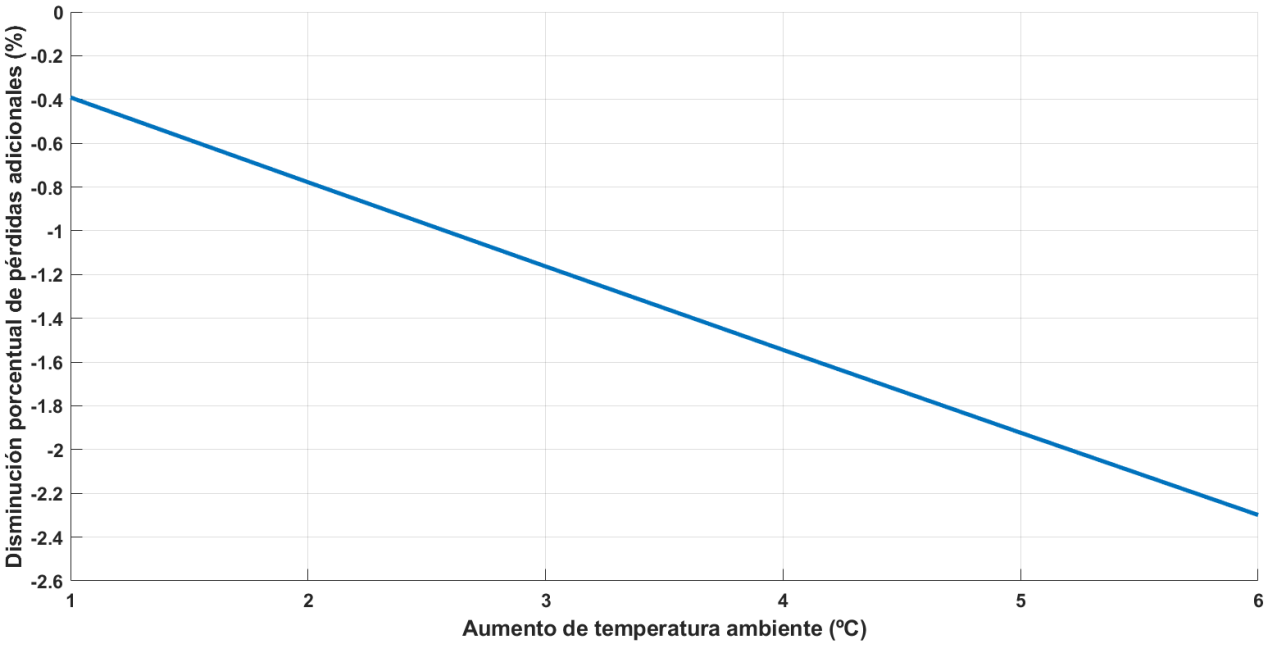

Figura 75 Variación porcentual de las pérdidas adicionales respecto al aumento de la temperatura ambiente

Se observa en las Figuras 74 y 75, que se habla directamente del aumento de las pérdidas respecto a la temperatura ambiente, debido a que como se ha visto, el aumento de 1 ºC de temperatura ambiente supone a su vez el aumento de 1 ºC en la temperatura de funcionamiento del transformador. Se aprecia también, que la evolución porcentual de las pérdidas es efectivamente lineal y de una variación cercana del 0.4 % por cada grado aumentado.

Tomando en cuenta la variación de cada una de las pérdidas que conforman las pérdidas de carga, la variación final sufrida por el efecto combinado de ambas pérdidas frente al aumento de la temperatura ambiente se representa en la Figura 76.

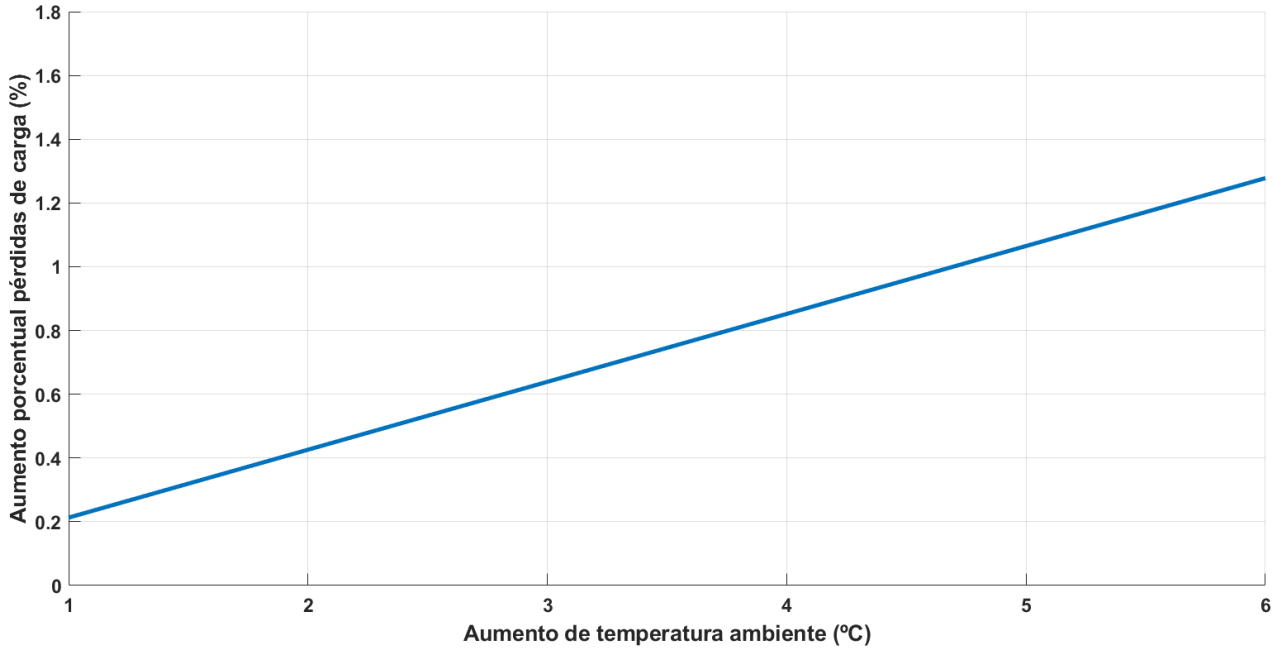

Figura 76 Variación porcentual de las pérdidas de carga respecto al aumento de la temperatura ambiente

Finalmente, se observa en dicha Figura 76, que por cada grado aumentado de la temperatura ambiente, las pérdidas de cargas se incrementan alrededor de un 0.21 % respecto a las pérdidas de carga nominales a 20 ºC, es decir, el aumento de las pérdidas de carga se puede definir mediante la ecuación (45).

$$\Delta Pérdidas = Pp_{carga\ nominales.\ 20ºC} \cdot 0.21\% \cdot \Delta T_{ambiente} \quad (45)$$

Variación pérdidas de carga respecto a la temperatura ambiente

Dicho aumento de las pérdidas, es como se ha mencionado meramente una estimación. Ya que realizando el mismo procedimiento de variaciones de 1 ºC para temperaturas más elevadas de referencia, el porcentaje de variación de pérdidas disminuye. Esta variación de las pérdidas, aun no siendo excesivamente grande puede llegar a influir a largo plazo económicamente. De modo que, más adelante se estudiará el efecto de dicho aumento y los nuevos valores del VAN producidos por el posible cambio climático.

6.1.3 Efectos en la vida útil de los transformadores

Tal y como se comentó en la introducción, la relación existente entre la temperatura y el deterioro sufrido por los transformadores es exponencial, de modo que, por cada grado trabajado por encima de la temperatura nominal del transformador, su vida útil se ve reducida en gran medida y cada vez en mayor cantidad.

Dicha relación entre la temperatura de funcionamiento y la vida útil del transformador, implica tal y como se aprecia en la Figura 77, que no tomar en cuenta el posible aumento de la temperatura ambiente por el cambio climático, puede llegar a implicar una mala selección de la potencia nominal del transformador produciéndose así acortamientos importantes en la vida útil de los mismos.

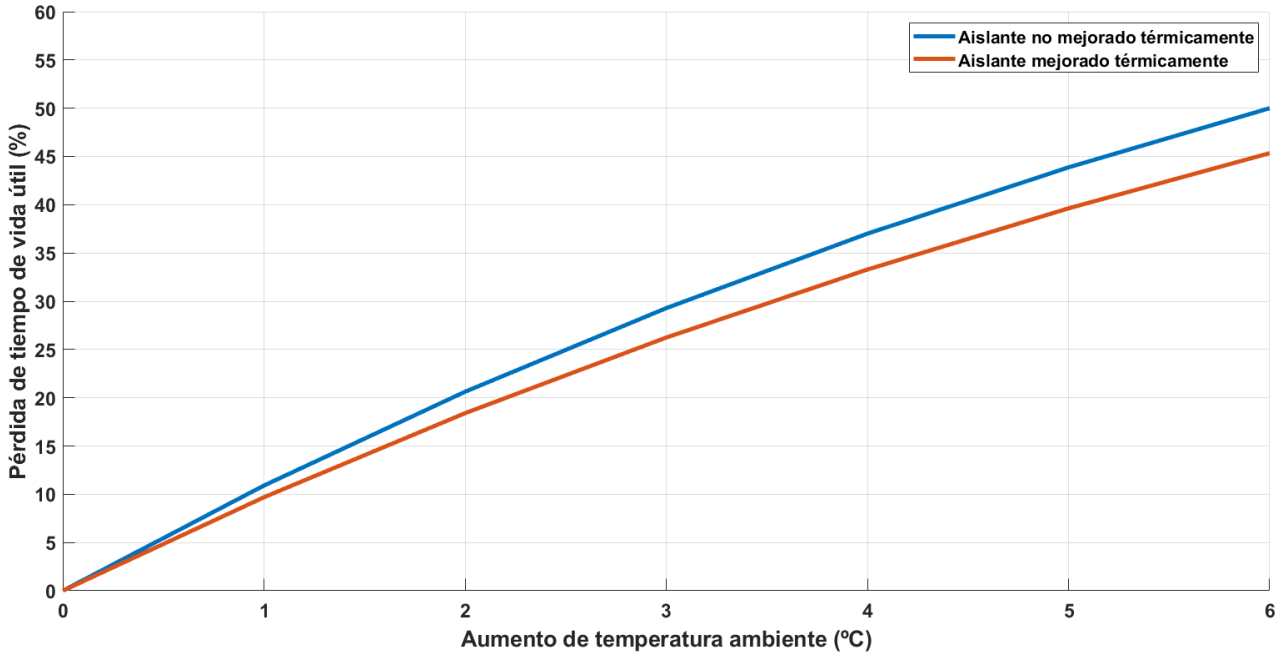

Figura 77 Pérdida de vida útil del transformador expresada en porcentaje respecto al aumento de la temperatura ambiente en condiciones nominales para los distintos tipos de aislamiento

Se observa por tanto en la Figura 77, que efectivamente la pérdida de vida de los transformadores se dispara si se aumenta la temperatura ambiente. Llegándose a acortar la vida útil en el caso del aislamiento convencional,

hasta un 50 % para el caso extremo de un aumento de la temperatura ambiente de 6 ºC por encima de las condiciones nominales.

Por otro lado, para el caso de un transformador operando en condiciones nominales con aislamiento térmicamente mejorado, la pérdida de vida es inferior a la dada en el aislamiento convencional para un mismo aumento de temperatura. Es último, es debido a que al tener el primero una mayor temperatura nominal de funcionamiento, porcentualmente el salto de temperatura es menor para dicho aislamiento. A su vez, el comportamiento del aislante térmicamente mejorado a altas temperaturas es superior al convencional, debido a que como se verá más adelante en el análisis técnico, el aislante mejorado soporta más eficazmente aumentos de temperatura a altas temperaturas de funcionamiento. Mientras que, por el lado del aislamiento convencional, su comportamiento es homogéneo, es decir, mientras que en el aislamiento convencional la velocidad a la que se deteriora siempre se duplicará ante un aumento de la temperatura ambiente de 6 ºC (perdiendo por tanto un 50 % de su vida útil), en el aislamiento térmicamente mejorado, cuanto mayor sea la temperatura media de funcionamiento del transformador a lo largo de su operación, menor será a su vez el porcentaje de vida útil perdido ante ese salto de 6 ºC.

Respecto a la problemática a la hora de seleccionar el transformador, puede solventarse de dos formas. Por un lado, escogiendo una potencia nominal del transformar de mayor tamaño, o bien reduciendo la curva de demanda del transformador. Todo ello, con el fin de trabajar a menores factores de carga (K) para atenuar el efecto del aumento de la temperatura ambiente. Se muestra en la Figura 78, la reducción de la curva de la demanda que habría que implementar, para que, tras el aumento de la temperatura ambiente, la temperatura del punto caliente del transformador se mantuviese en valores nominales.

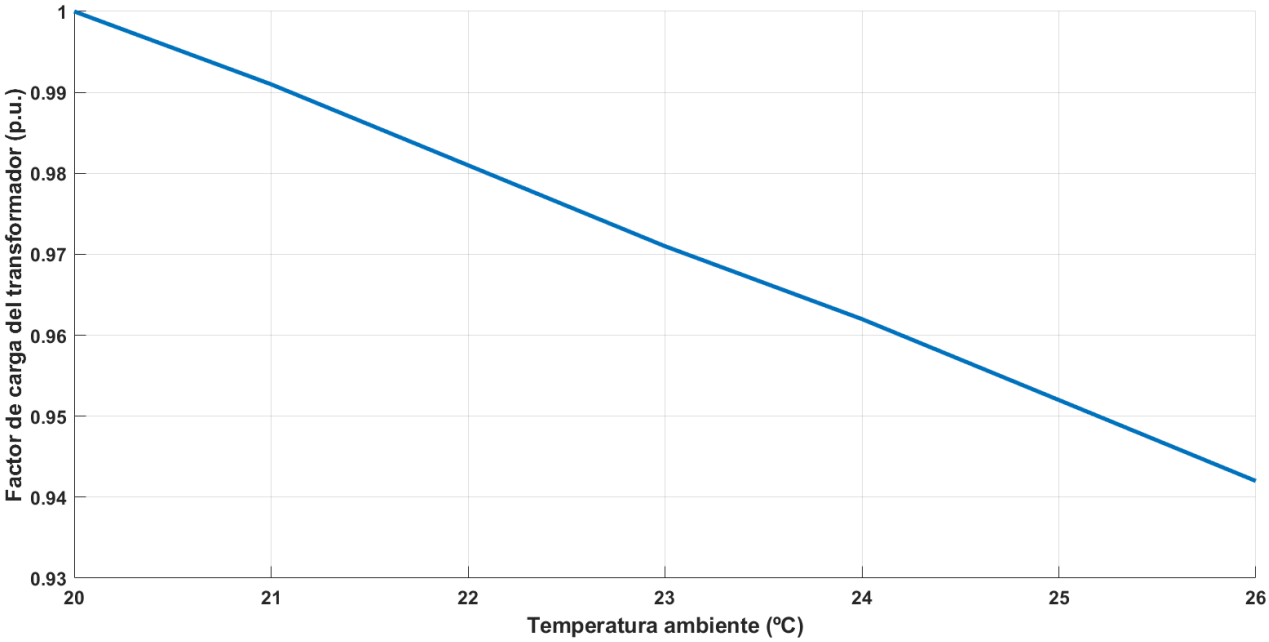

Figura 78 Variación del factor de carga en relación con el aumento de la temperatura ambiente bajo condiciones nominales

De este modo, se aprecia finalmente en la Figura 78, que, por cada grado de temperatura ambiente aumentado, haría falta reducir del orden del 1 % el factor de carga para mantener la temperatura del transformador en valores nominales. Dado que, para el caso del parque fotovoltaico, el control de la curva de la generación no es factible, se podrá en su lugar aumentar del orden del 1 % la potencia nominal del transformador por cada grado de temperatura ambiente aumentado.

6.2 Análisis técnico y económico de los transformadores para la problemática del cambio climático

Una vez analizados los diferentes efectos que implica el posible aumento de temperatura ambiente debido al cambio climático, en este apartado se realizarán los análisis técnico y económico para la configuración de un único transformador con desconexión en las horas sin producción. Para finalmente, comparar los resultados obtenidos con los previos de los capítulos 4 y 5. Para dichos análisis, se considerará un aumento de la temperatura ambiente de 4 ºC, siendo dicho valor escogido, uno que es cercano al valor medio del aumento mínimo y máximo que consideran posibles los modelos del cambio climático [26].

6.2.1 Análisis técnico de los transformadores para la problemática del cambio climático

Para el caso del análisis técnico de los transformadores, se realizará tal y como se hizo en el inicio del capítulo 4, una simulación del deterioro anual de los transformadores para distintas potencias nominales de los mismos. Representando posteriormente los resultados en formato tabla para recoger los factores de deterioro anual para cada una de las potencias nominales. Se muestran los resultados obtenidos, en la Figura 79, Figura 80 y Tabla 25.

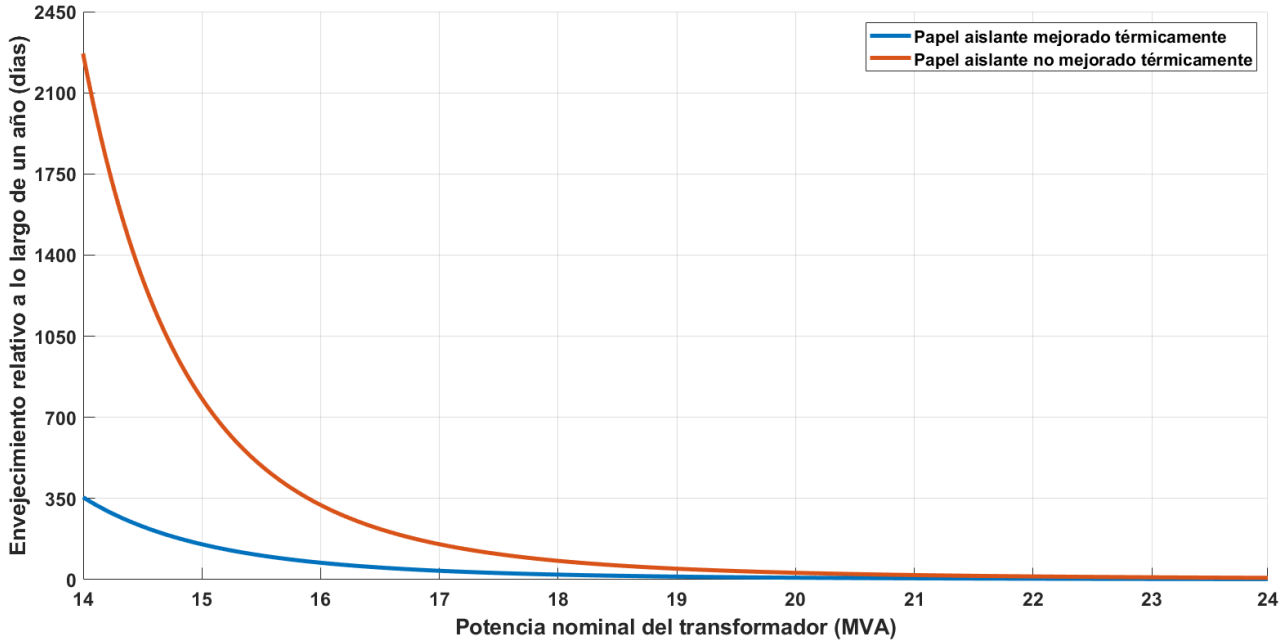

Figura 79 Deterioro relativo sufrido a lo largo de un año para diferentes potencias nominales de un transformador ONAN, con desconexión en las horas sin producción bajo la problemática del cambio climático

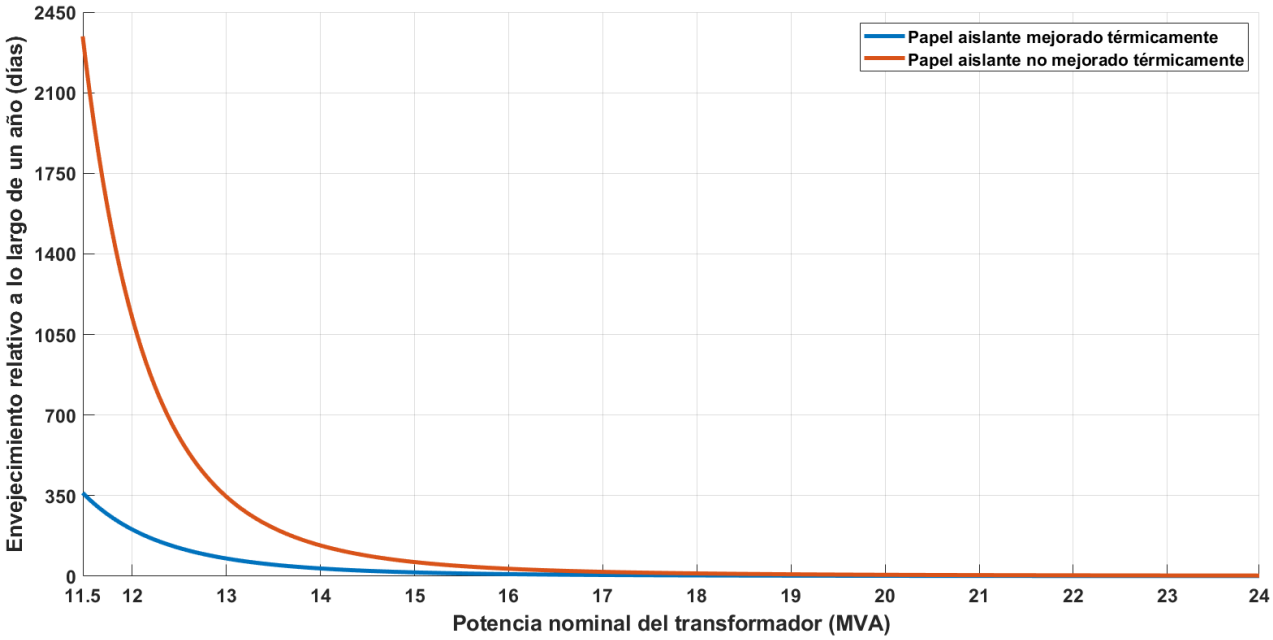

Figura 80 Deterioro relativo sufrido a lo largo de un año para diferentes potencias nominales de un transformador ONAF, con desconexión en las horas sin producción bajo la problemática del cambio climático

Tabla 25 Factores de deterioros relativos correspondientes a diferentes potencias nominales de los transformadores a lo largo de la simulación de un año de duración bajo la problemática del cambio climático

Potencia nominal del transformador expresada en el porcentaje que ésta supone respecto a la potencia instalada del parque fotovoltaico	Factor de deterioro relativo anualizado $\mathcal{V}$			
	Transformador ONAN		Transformador ONAF	
	Aislamiento convencional	A. mejorado térmicamente	Aislamiento convencional	A. mejorado térmicamente
100 %	0.021	0.0058	0.0078	0.0020
90 %	0.044	0.0123	0.012	0.0030
80 %	0.12	0.033	0.022	0.0060
70 %	0.49	0.12	0.059	0.016
68 %	0.69	0.16	0.074	0.021
66 %	**1.02**	0.22	0.098	0.027
64 %	1.54	0.32	0.13	0.036
62 %	2.43	0.46	0.18	0.050
60.0 %	4.00	0.69	0.26	0.069
58 %	6.90	**1.05**	0.39	0.098
56 %	12.57	1.66	0.61	0.14

54 %	24.36	2.70	**0.99**	0.22
52 %	50.73	4.55	1.68	0.34
50 %	114.73	7.96	3.05	0.55
48.5 %	225.18	12.43	5.00	0.82
47.5 %	364.96	16.97	7.11	**1.07**
46.5 %	609.07	23.42	10.32	1.42

De este modo, comparando la Tabla 11 y Tabla 25, se aprecia que los factores de deterioro anuales bajo los efectos del cambio climático de los aislamientos convencionales (Tabla 25), son un 59 % más elevados que los de la Tabla 11. Lo que se traduce, en una pérdida de tiempo de vida cercana al 37 %. Estando esos resultandos en concordancia con los obtenidos en la Figura 77 para una subida de la temperatura ambiente de 4 ºC

$$1.59 \cdot \mathcal{V}_{ambiente} \approx \mathcal{V}_{cambio\ clim.}$$

$$Pérdida_{vida\ útil} = Vida_{útil\ ambiente} - Vida_{útil\ cambio\ clim.} \rightarrow$$

$$\rightarrow Pérdida_{vida\ útil} = \frac{25\ años}{\mathcal{V}_{ambiente}} - \frac{25\ años}{\mathcal{V}_{cambio\ clim.}} = \frac{25\ años}{\mathcal{V}_{ambiente}} - \frac{25\ años}{1.59 \cdot \mathcal{V}_{ambiente}} \rightarrow$$

$$\rightarrow Pérdida_{vida\ útil} = \frac{25 \cdot \mathcal{V}_{ambiente} \cdot (1.59 - 1)}{1.59 \cdot \mathcal{V}_{ambiente}^2} = \frac{25 \cdot 0.59}{1.59 \cdot \mathcal{V}_{amb}} = \frac{25}{\mathcal{V}_{ambiente}} \cdot 0.37 \rightarrow$$

$$\rightarrow Pérdida_{vida\ útil} \approx Vida_{útil\ ambiente} \cdot 37\%$$

Del mismo modo, se comprueba para los aislamientos mejorados térmicamente, que los aumentos porcentuales de los factores de deterioros entre la Tabla 11 y 25, son cada vez menores conforme disminuye la potencia nominal de los transformadores (mayores temperaturas de operación). Implicando, por tanto, que la pérdida de vida útil a dichas potencias nominales será inferior que a potencias nominales mayores (menores temperaturas de funcionamiento).

A continuación, se llevará a cabo el análisis correspondiente al Caso 4 bajo los efectos de un aumento de la temperatura ambiente de 4 ºC. En dicho análisis, se realizará a su vez, una comparativa de los datos obtenidos frente a los del capítulo 4.

- Análisis técnico y comparación del Caso 4 para un aumento de la temperatura ambiente de 4 ºC

Al igual que se procedió en el capítulo 4, se comienza representando en las Figuras 81 y 82 la evolución del deterioro relativo a lo largo del año tanto para la refrigeración ONAN y ONAF.

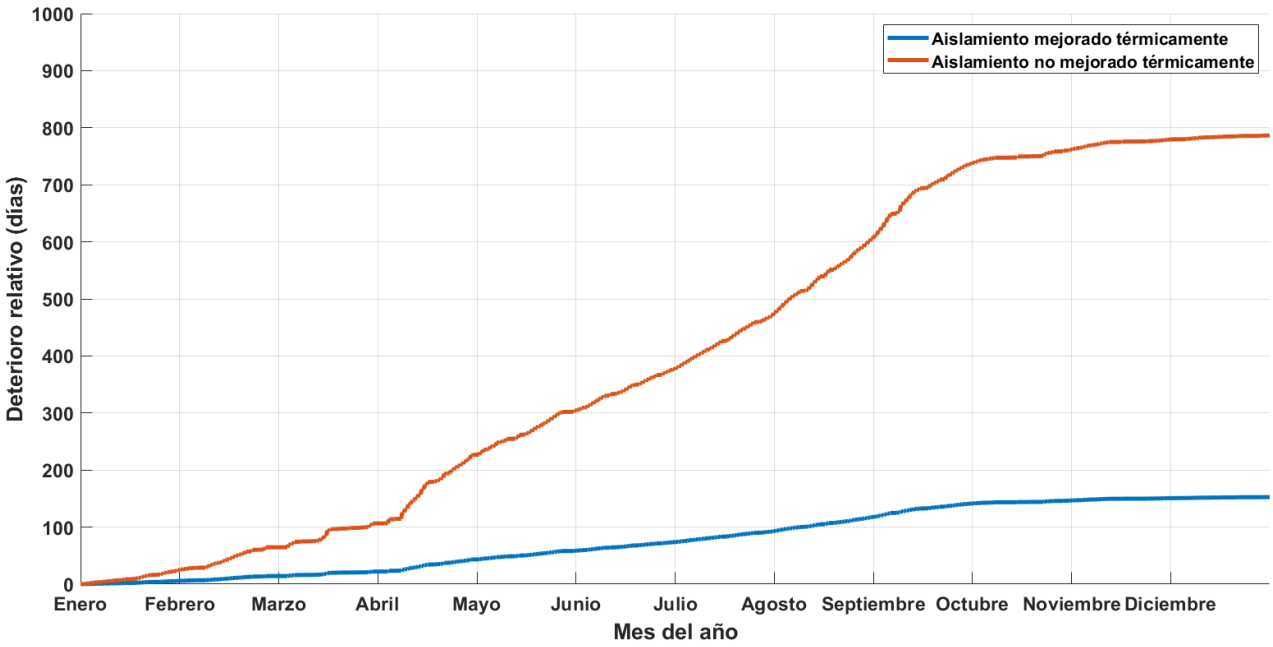

Figura 81 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de refrigeración ONAN de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación

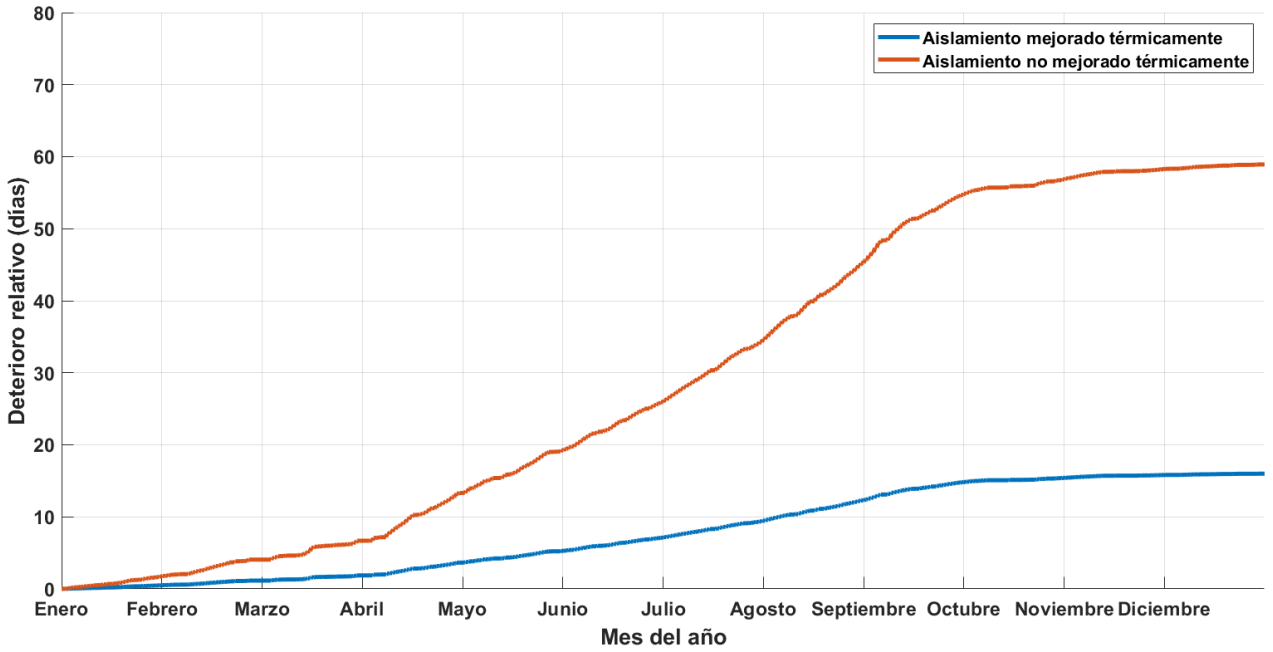

Figura 82 Evolución del deterioro relativo sufrido por el transformador de refrigeración ONAF de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación

Se aprecia en las Figuras 81 y 82, que efectivamente el deterioro sufrido para esta variante del Caso 4 es superior en comparación al de las Figuras 53 y 54 del Caso 4 original, debido al aumento de la temperatura ambiente. Se muestran para mayor claridad en la Tabla 26 los valores numéricos obtenidos de ambas variantes del Caso 4.

Tabla 26 Comparación de resultados del deterioro relativo obtenidos entre el Caso 4 y su variante bajo la problemática del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción)

	Caso 4	Variante Caso 4
Aumento de la temperatura ambiente debido a la problemática del cambio climático (ºC)	-	4
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante no mejorado (días)	495.4	786.3
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante mejorado (días)	103.6	152.0
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante no mejorado (días)	37.4	58.9
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante mejorado (días)	10.4	15.9

Se observa en dicha Tabla 26, que tal y como se ha mencionado previamente, el aumento del deterioro sufrido en la variante del cambio climático para los transformadores de aislamiento convencional con refrigeración tanto ONAN como ONAF, es del orden del 59 %. Por otro lado, en el caso de los aislamientos térmicamente mejorados, el aumento del deterioro ha sido de un 54 % y 47 % superior para las refrigeraciones ONAF y ONAN respectivamente. Se aprecia, por tanto, una mejor respuesta del aislante mejorado frente al convencional, y a su vez, un mejor comportamiento de dicho aislante mejorado para el caso de la refrigeración ONAN. Esto último, se debe a tal y como se mencionó, de que, a mayores temperaturas de funcionamiento, dicho aislamiento responde mejor ante aumentos en la temperatura. De esta forma, la refrigeración ONAN al no poseer una refrigeración por aire forzada mediante ventiladores, sus temperaturas terminan siendo mayores. Resultando finalmente en un menor incremento del deterioro frente a la problemática del cambio climático.

En lo referente a la viabilidad técnica de los transformadores, se observa que no se ha dado ningún cambio. Ya que aquellos transformadores que previamente eran técnicamente viables lo han continuado siendo para esta variante. Siendo únicamente no viable para ambos Casos, el transformador de aislamiento convencional con refrigeración ONAN. Esto en parte en se debe, a que, para transformadores con una potencia nominal con cierto sobredimensionamiento, un aumento del deterioro en torno al 40-58 % no resulta en un gran impacto en términos generales. Sin embargo, para transformadores con un alto factor de funcionamiento o factores de deterioro próximos a la unidad, el aumento de la temperatura ambiente por el cambio climático supondría en esos casos, la inviabilidad técnica de esos transformadores.

Por otro lado, se muestra en la Figura 83, el perfil de temperatura para esta variante del Caso 4. Se observa de él, que es idéntico al obtenido en la Figura 55 del Caso 4 original, con la diferencia de que los valores de sus temperaturas son todos ellos 4 ºC superiores. Del mismo modo, se aprecia comparando las Figuras 56 y 84, un aumento del porcentaje del tiempo bajo temperaturas más elevadas, debido evidentemente al aumento uniforme de todo el perfil térmico.

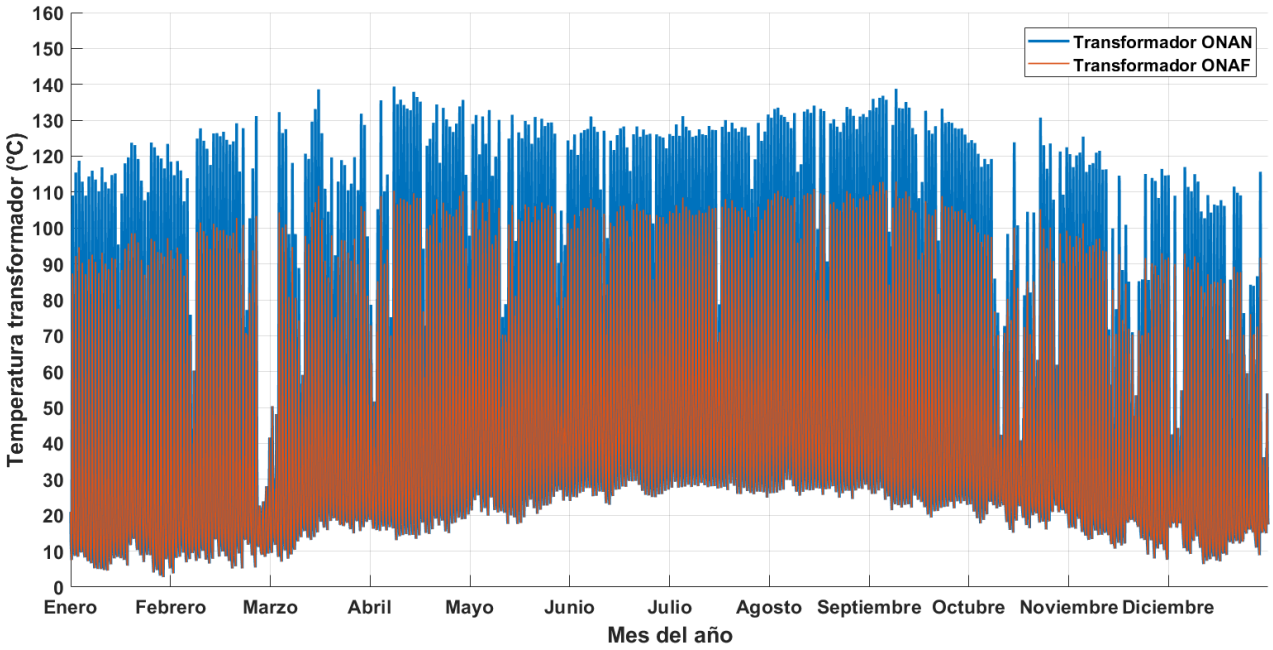

Figura 83 Evolución de la temperatura del punto caliento del transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, a lo largo del año de simulación para los distintos tipos de refrigeración

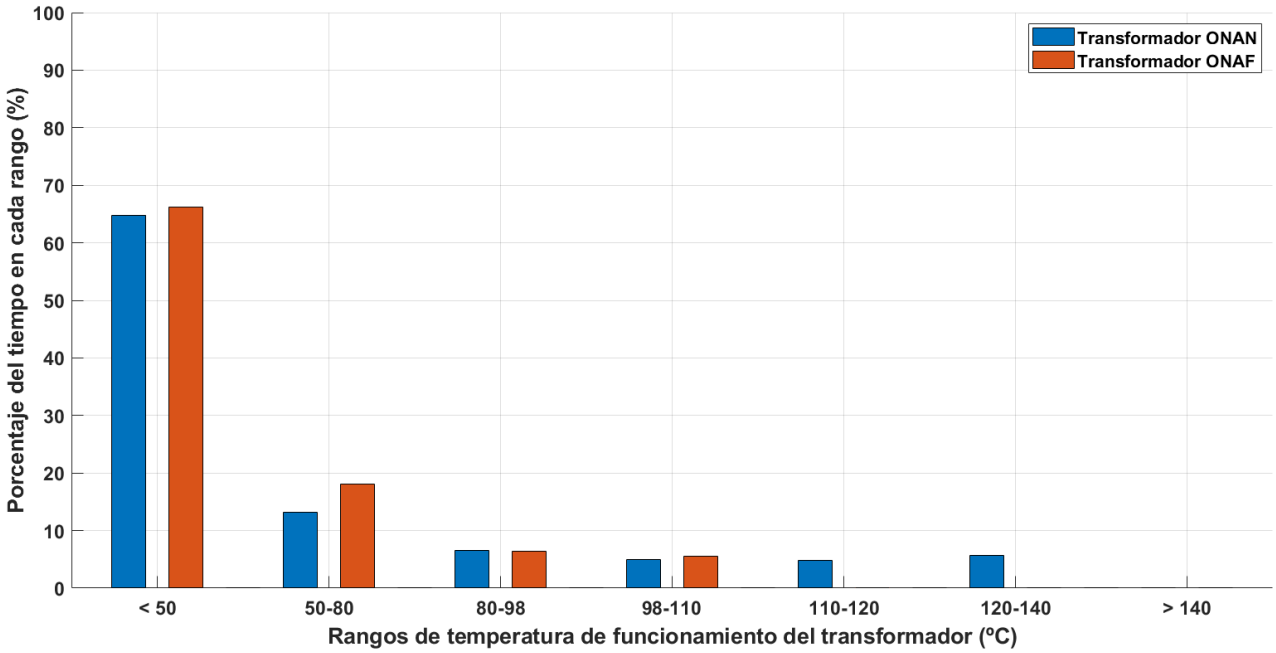

Figura 84 Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura

Dicho aumento de la temperatura ambiente en 4 ºC, además del efecto del incremento del deterioro en los aislamientos, ha supuesto a su vez, tanto un aumento en las pérdidas energéticas por el efecto Joule, como un mayor consumo energético de los ventiladores (al encontrarse éstos en funcionamiento durante un mayor número de horas). Se representan para este caso, tanto las horas de funcionamiento de los ventiladores, como las pérdidas energéticas totales tanto para la refrigeración ONAN como ONAF en las Figuras 85, 86 y 87 respectivamente. A su vez, del mismo modo que para los deterioros, se presenta en la Tabla 27 la comparativa

de los valores numéricos obtenidos en cada una de las Figuras mencionadas (pérdidas, temperaturas y horas de funcionamiento) para ambas variantes del Caso 4.

Tabla 27 Comparación de resultados de la temperatura y pérdidas obtenidos entre el Caso 4 y su variante bajo la problemática del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción)

	Caso 4	Variante Caso 4
Aumento de la temperatura ambiente debido a la problemática del cambio climático (ºC)	-	4
Temperatura máxima del transformador ONAN a lo largo del año (ºC)	135.4	139.4
Temperatura mínima del transformador ONAN a lo largo del año (ºC)	-1.2	2.8
Temperatura máxima del transformador ONAF a lo largo del año (ºC)	108.9	112.9
Temperatura mínima del transformador ONAF a lo largo del año (ºC)	-1.2	2.8
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAN (MWh)	226.2	227.8
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAF (MWh)	221.0	222.6
Horas de funcionamiento ventiladores de la refrigeración ONAF (horas)	2086	2236

Sabiendo a partir de la Tabla 18, que las pérdidas de carga nominales a 20 ºC del transformador de 15 MVA son de 60320 W. Por otro lado, que el aumento de temperatura ambiente ha sido de 4 ºC y que el transformador se encuentra operando durante un total de 4550 horas al año. Se obtiene a partir de la ecuación (45) de estimación de la variación de pérdidas de carga, un aumento estimado de pérdidas energéticas de 2.3 MWh anual. En su lugar, se observa finalmente en la Tabla 27, que para los transformadores de refrigeración ONAN se ha dado un aumento de las pérdidas energéticas de 1.6 MWh durante todo el año.

Por otro lado, para los transformadores de refrigeración ONAF, el aumento de pérdidas energéticas ha resultado a su vez de 1.6 MWh anuales, de los cuales, 0.11 MWh son debidos al consumo energético por un mayor funcionamiento de los ventiladores, los cuales han pasado de funcionar de un total de 2086 horas a 2236, acarreando un consumo energético anual de 1.66 MWh frente a los 1.55 MWh del Caso 4 original.

Dichos aumentos de las pérdidas, tal y como se observa comparando los valores de la Tabla 27, no suponen ni un incremento del 1% de las pérdidas originales del Caso 4. Por lo que realmente en lo referente a pérdidas, el aumento de temperatura ambiente por el cambio climático no acarrea grandes aumentos de las mismas.

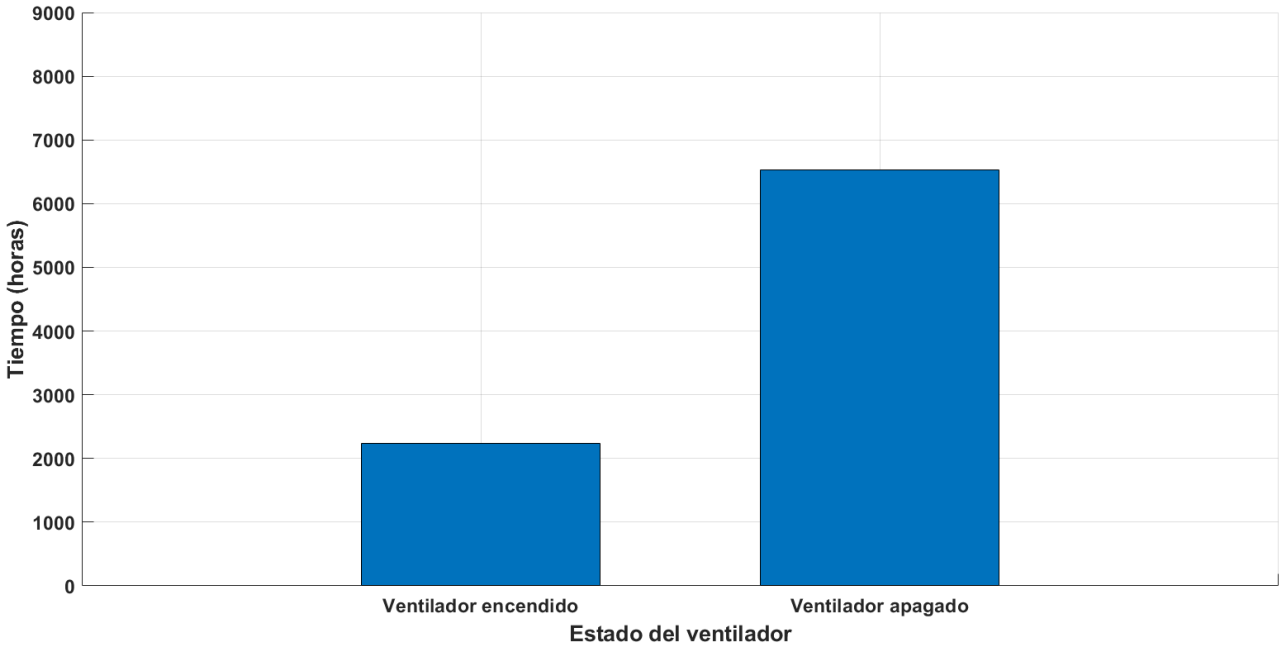

Figura 85 Total de horas en el que los ventiladores del transformador de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático se encuentran encendidos y apagados

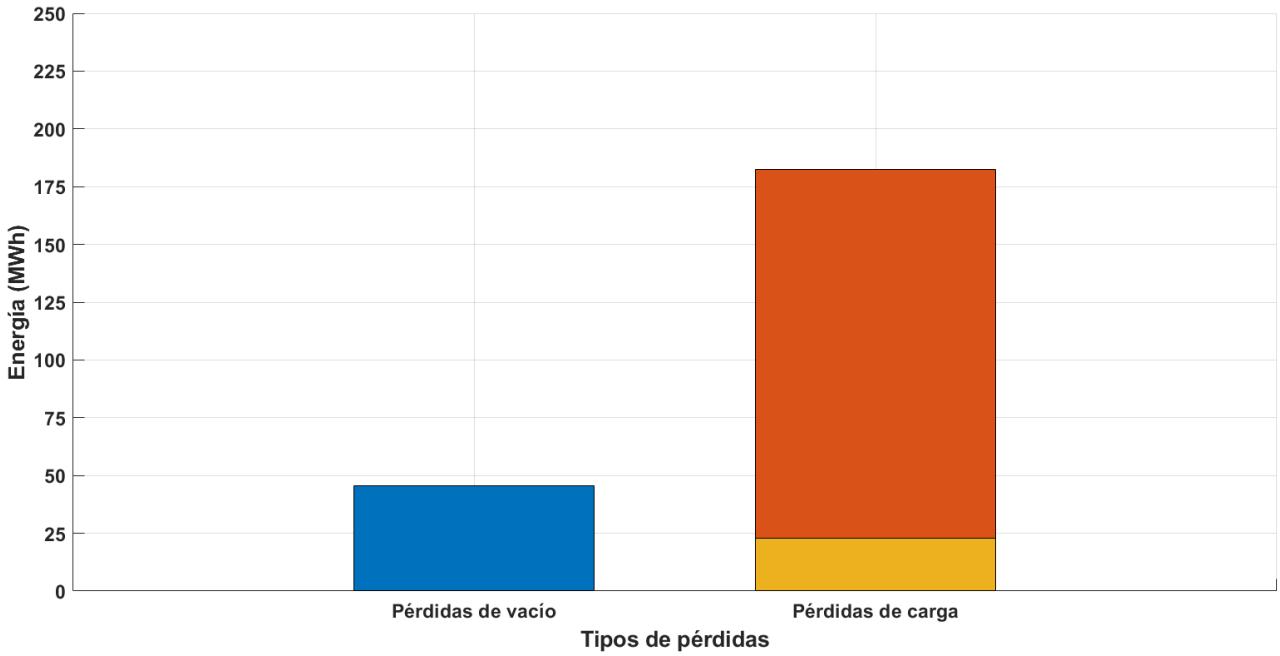

Figura 86 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador ONAN de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático

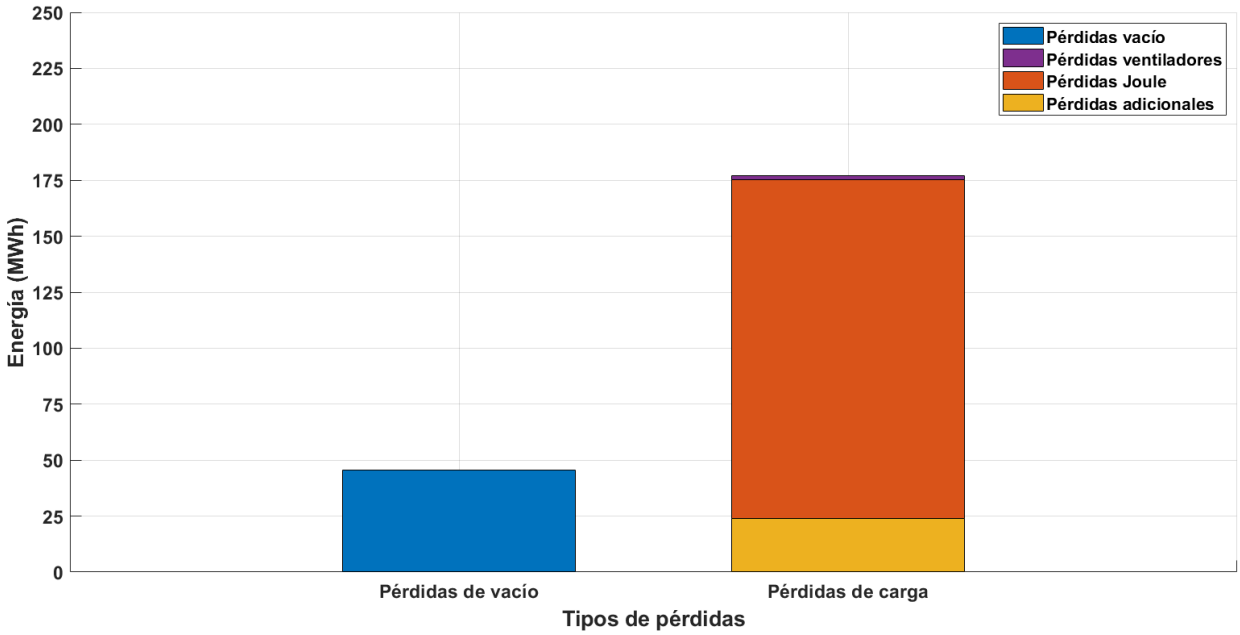

Figura 87 Energía total de pérdidas de vacío y de carga para el transformador ONAF de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático

6.2.2 Análisis económico de los transformadores para la problemática del cambio climático

Una vez vistos los efectos del aumento de la temperatura ambiente sobre los transformadores. Se desarrollará en este apartado el análisis del VAN para la variante del Caso 4 bajo los efectos del cambio climático. A su vez, también se representará la evolución del VAN para dicho aumento de la temperatura ambiente de 4 ºC, respecto a las diferentes potencias nominales de la configuración del transformador. Todo ello, con el fin de comparar posteriormente los resultados con los previamente obtenidos en el capítulo 5 para el Caso 4 original.

- Cálculo del VAN de la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático, aumento de la temperatura ambiente de 4 ºC

Para obtener los nuevos valores del VAN, se utilizarán los mismos datos aportados sobre los costes y las variables a lo largo del capítulo 5. A partir de ellos, se han calculado los términos del VAN para ambas refrigeraciones. Se presentan los resultados obtenidos en la Tabla 28.

Tabla 28 Valores de las inversiones iniciales, flujos de dinero anuales y VAN para la variante del Caso 4 bajo problemática del cambio climático

	ONAN			**ONAF**		
	I_o (€)	F_t (€)	VAN (€)	I_o (€)	F_t (€)	VAN (€)
Variante Caso 4, Transformador 15 MVA (Con desconexión en horas sin producción)	-265575	-11499	-445213	-268423	-11236	-443945

A partir de los valores de la Tabla 28, se calculan finalmente los VAN para un periodo de 25 años de cada una de las refrigeraciones de la variante del Caso 4.

$$VAN_{caso\ 4,ONAN} = -265575 - \sum_{t=1}^{25} \frac{11499}{(1+0.04)^t} = -445213\ €$$

$$VAN_{caso\ 4,ONAF} = -268423 - \sum_{t=1}^{25} \frac{11236}{(1+0.04)^t} = -443945\ €$$

Comparando los resultados obtenidos del VAN con los correspondientes al Caso 4 original del capítulo 5, se observa que éstos han aumentado en torno a un 1 %. Este aumento tan pequeño del coste total de la inversión, es debido a la pequeña variación de pérdidas resultante entre ambas variantes, ya que las inversiones iniciales son las mismas para los dos Casos.

De esta forma, sucede algo similar con la evolución del VAN para las diferentes potencias nominales, la cual se muestra en la Figura 88. Dicha Figura, sigue el mismo formato que sus análogas del capítulo 5. De forma que, además de las curvas de los valores de la evolución del VAN para cada potencia nominal, se ha marcado mediante líneas discontinuas los máximos de los valores actuales netos para cada refrigeración, y se ha representado mediante líneas continuas verticales de color rojo y azul las potencias nominales mínimas que son técnicamente viables para los transformadores ONAF y ONAN respectivamente

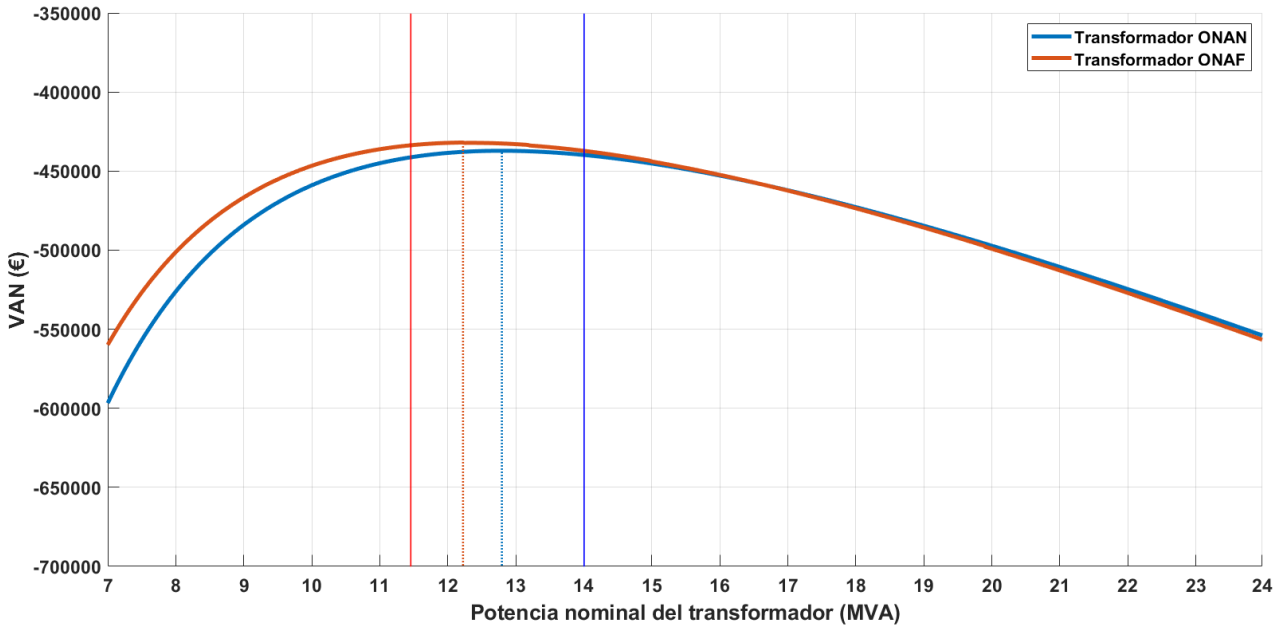

Figura 88 Evolución del **valor del VAN** en función de la potencia nominal de los transformadores (ONAN y ONAF), para la variante del Caso 4 bajo la problemática del cambio climático

Se observa comparando las Figuras 88 y 71, que la estructura de ambas es idéntica. Donde en un primer momento para potencias nominales elevadas, el coste de los ventiladores de la refrigeración ONAF no termina siendo rentabilizado, para posteriormente y conforme se va disminuyendo la potencia nominal de los transformadores, se consigue a su vez, un abaratamiento del coste de la inversión hasta llegar a un óptimo en el que se consigue un equilibrio entre el peso del coste de las pérdidas energéticas y el peso del coste de la inversión inicial por la compra del transformador.

Respecto a los valores del VAN óptimos alcanzados para cada una de las refrigeraciones, los obtenidos en la Figura 88 para los efectos del cambio climático, resultan tan sólo un 1 % inferiores. Es decir, los efectos del cambio climático para un aumento de 4 ºC de la temperatura ambiente, encarece el coste de la inversión en tan

sólo un 1 %. Esto se debe a como se ha mencionado, al bajo aumento de las pérdidas energéticas entre ambas variantes, el cual, tampoco llega a desplazar el equilibrio entre pérdidas y potencia nominal que optimiza el coste de la inversión (que se mantiene constante para ambos casos en torno a potencias nominales del transformador equivalentes al 51 % de la potencia nominal del parque fotovoltaico).

Por otro lado, lo que varía respecto a ambas variantes del Caso 4 entre las Figuras 88 y 71, es la potencia a la cual los transformadores comienzan a ser viables técnicamente. Dicha potencia nominal, como se ha mencionado, viene representada por las líneas continuas roja y azul para las refrigeraciones ONAF y ONAN respectivamente. Las cuales se han desplazado a la derecha (ha aumentado la potencia nominal mínima que hacía técnicamente viables a los transformadores) hasta potencias nominales en torno a un 3 % y 4 % superiores para ambas refrigeraciones.

6.3 Conclusiones del efecto del cambio climático sobre los transformadores y la selección de los mismos

En este apartado, del mismo modo que para los apartados de conclusiones de previos capítulos, se comenzará presentando en la Tabla 29 un resumen de la comparativa realizada entre el Caso 4 y su variante de la problemática del cambio climático.

Tabla 29 Comparación resumida de los resultados obtenidos en los análisis técnico y económico entre el Caso 4 y su variante del cambio climático (Transformador de 15 MVA con desconexión en horas sin producción)

	Caso 4	Variante Caso 4
Aumento de la temperatura ambiente debido a la problemática del cambio climático (ºC)	-	4
Valor óptimo del VAN para refrigeración ONAN (€)	-443935	-445213
Valor óptimo del VAN para refrigeración ONAF (€)	-442705	-443945
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante no mejorado (días)	495.4	786.3
Deterioro relativo anual del transformador ONAN con aislante mejorado (días)	103.6	152.0
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante no mejorado (días)	37.4	58.9
Deterioro relativo anual del transformador ONAF con aislante mejorado (días)	10.4	15.9
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAN (MWh)	226.2	227.8
Pérdidas energéticas anuales para refrigeración ONAF (MWh)	221.0	222.6

Tras analizar el comportamiento de los transformadores frente a un aumento de temperatura ambiente debido al cambio climático, se ha observado, que la temperatura del punto caliente del transformador aumenta de

forma solidaria respecto a la temperatura ambiente. De modo que, un aumento de 1 ºC de la temperatura ambiente, implica también un calentamiento de 1 ºC del punto caliente del transformador. Esto último, termina acarreando a su vez otros efectos perjudiciales tales como: el aumento de pérdidas, acortamiento de la vida útil del transformador y encarecimiento del coste de la inversión.

Respecto al aumento de las pérdidas, como se puede apreciar en la Tabla 29, dicho aumento es pequeño en comparación a las pérdidas energéticas generadas bajo la temperatura ambiente original. Esto, a su vez, limita el encarecimiento de la inversión del transformador, de forma que tal y como se ha visto, el coste de la misma para el Caso estudiado no variaba más de un 1 % de su valor original. Además del hecho de no modificar la potencia nominal del transformador a la que se obtenía el óptimo del coste de la inversión.

Por todo ello, el mayor inconveniente que conlleva el aumento de la temperatura ambiente a raíz del cambio climático, es el acortamiento de la vida útil de los transformadores. El cual, como se ha visto, bajo condiciones nominales y para aumentos de la temperatura ambiente de 4 ºC, dicho acortamiento puede rondar entre el 30 % y 37% de la vida útil dependiendo del tipo de aislamiento. Este acortamiento de la vida de los transformadores, se produce evidentemente debido a un aumento del deterioro de los aislamientos, el cual, si se llega a dar en transformadores cuyos factores de envejecimiento relativo se encuentren cercanos a la unidad, puede desembocar en una inviabilidad técnica del transformador a largo plazo.

Por último, y con el fin de evitar los efectos perjudiciales que puede conllevar el aumento de la temperatura ambiente por el cambio climático. Sería recomendable tras realizar el dimensionamiento de la potencia nominal del transformador, incrementar dicha potencia en torno a un porcentaje equivalente al número de grados que se prevé que va a aumentar la temperatura ambiente. Mediante esto último, se conseguirá operar el transformador a un menor factor de carga que al inicialmente estudiado. Lo cual, se traducirá en una reducción de la temperatura de operación que atenuará el aumento de la misma debido al incremento de la temperatura ambiente. Consiguiendo así, mantener las temperaturas de funcionamiento del transformador en rangos del orden de las temperaturas nominales del transformador.

7 CONCLUSIONES

Tradicionalmente, los transformadores de evacuación de los parques fotovoltaicos se han elegido de forma que su potencia nominal coincidiese con la potencia pico instalada de la planta a la que se encontraban conectados. En este trabajo, se ha llevado a cabo un estudio de la viabilidad técnica y económica de diferentes configuraciones y potencias nominales de transformadores para un mismo perfil de generación de un parque fotovoltaico de 24 MVA. Todo ello con el objetivo de determinar que potencia nominal de los transformadores obtenía los mejores resultados tanto desde el punto de vista técnico como económico, y conseguir así un criterio para la selección de los transformadores. Por otro lado, también se ha llevado a cabo un análisis de los posibles efectos que puede acarrear un aumento de la temperatura ambiente debido al cambio climático, así como sus efectos en el comportamiento de los transformadores y la selección de los mismos.

Los principales Casos que se han analizado en este trabajo, han consistido en transformadores de una potencia nominal del 100%, 62.5% y 50% de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico (todos ellos para diferentes refrigeraciones (ONAN y ONAF) y tipos de aislamientos). A su vez, también se ha estudiado el comportamiento y viabilidad para los transformadores de dichos Casos, cuando éstos eran desconectados en las horas sin producción de energía, y cuando se conectaban con una configuración en paralelo mediante una conexión escalonada en función del factor de carga de operación de la planta.

Tras llevar a cabo el análisis de los Casos mencionados, se ha llegado a la conclusión de que debido al bajo factor de funcionamiento que caracteriza los parques fotovoltaicos, instalar un transformador de la misma potencia nominal que la potencia pico de la planta a la que se encuentra conectado conlleva un gran sobredimensionamiento. Desde el punto de vista de la viabilidad técnica, se ha obtenido que para transformadores con refrigeración ONAF y aislamiento térmicamente mejorado, puede llegarse a operar sin afectar a su vida útil nominal con hasta transformadores cuyas potencias nominales supongan en torno al 47 % de la potencia pico de la planta.

A su vez, a lo largo de este trabajo, se ha obtenido que a medida que se reduce la potencia nominal de los transformadores, se produce un aumento del deterioro y las pérdidas energéticas producidas debido a unas mayores temperaturas de funcionamiento. Del mismo modo, también se ha observado que implementar una desconexión de los transformadores en las horas en las que no hay producción de energía, es muy beneficioso debido a una significativa reducción en las pérdidas del hierro. Esta desconexión, a pesar de no afectar en gran medida a una reducción del deterioro del aislamiento del transformador, sí que acarrea una reducción del coste de las pérdidas haciéndolo más viable desde el punto de vista económico.

Por otro lado, en lo referente a la viabilidad económica mencionada. Se ha observado que el coste del ciclo de vida del transformador se puede encarecer en torno a un 40 % si se realiza un sobredimensionamiento de la potencia nominal de dicho transformador. El coste del ciclo de vida de los transformadores, depende en mayor medida de la inversión inicial que supone la compra e instalación del transformador, que del coste de las pérdidas energéticas producidas a lo largo de la operación del mismo. Esto último, sumado al hecho de que el valor de compra e instalación del transformador está ligado de forma proporcional a su potencia nominal, se traduce en grandes ahorros monetarios conforme se va reduciendo dicha potencia nominal.

Sin embargo, como se ha mencionado, a menores potencias nominales se producen mayores pérdidas energéticas. De manera que, excesivas reducciones de la potencia nominal de los transformadores, acaban generando a su vez excesivas pérdidas energéticas que terminan encareciendo el coste del ciclo de vida del transformador. De este modo, existe un equilibrio entre el coste de compra del transformador y el coste de las pérdidas energéticas producidas que minimiza el coste final del ciclo de vida del transformador. Dicho equilibrio, se ha obtenido que se encuentra para potencias nominales del transformador cercanas al 50 % de la potencia pico instalada de la planta.

A modo de conclusión general extraída de los análisis técnicos y económicos realizados. Se puede afirmar, que la configuración y potencia nominal de los transformadores que alcanza unos mejores resultados tanto técnica como económicamente, consiste en la conexión de un único transformador de una potencia nominal que ronde el 50 % de la potencia instalada del parque fotovoltaico. Además, este transformador deberá desconectarse

durante las horas sin generación de energía, y tener tanto una refrigeración ONAF, como un aislante térmicamente mejorado.

Respecto a la problemática mencionada del aumento de la temperatura ambiente debido al cambio climático. Se ha obtenido, que el aumento de 1 ºC de la temperatura ambiente conlleva a su vez el aumento en 1 ºC de la temperatura de funcionamiento del transformador. Este comportamiento del transformador, acarrea no sólo un aumento del deterioro del aislamiento, sino también un aumento tanto de las pérdidas energéticas producidas, como del coste del ciclo de vida del transformador. Entre todos esos efectos mencionados, el que mayor importancia toma es el referente al aumento del deterioro relativo. Donde dicho aumento del deterioro, puede llegar a reducir la vida del transformador un 37 % para aumentos de la temperatura ambiente de 4 ºC.

Es por ello, que se recomienda que para aquellos transformadores cuyo factor de deterioro anual se encuentre cercano a la unidad, se instale un método de refrigeración que atenúe dichos aumentos de temperatura o bien se realice un ligero sobredimensionamiento en torno a un 1 % por cada grado que se prevea que vaya a aumentar la temperatura ambiente. Este sobredimensionamiento, se traducirá en un menor factor de carga de operación de los transformadores, lo cual, reducirá la temperatura de funcionamiento atenuando de este modo el aumento que se daría de la misma debido al cambio climático. De esta forma, se colocaría al transformador en el lado de la seguridad sin acarrear un excesivo encarecimiento del coste del ciclo de vida del mismo.

- Líneas futuras del trabajo

Como posible complementación y mejora al trabajo desarrollado, podría ser interesante realizar este mismo estudio disponiendo de unas medidas del perfil de carga del parque fotovoltaico y temperatura ambiente anuales con un mayor muestreo.

Por otro lado, se podría llevar a cabo el análisis del Caso en el que una configuración en paralelo de transformadores, en vez de realizar la conexión escalonada en función del factor de carga del parque fotovoltaico, la realizase acorde a las pérdidas. De manera que, el primero de los transformadores se conectase cuando la planta comenzase a generar energía. Mientras que el segundo de ellos, lo hiciese en el momento en el que la conexión de ambos supusiese una menor producción de pérdidas energéticas que operando únicamente con el primero de ambos.

Por último, a lo hora de realizar la comparativa entre la conexión de un único transformador frente a una configuración en paralelo. Sería de interés llevar a cabo un estudio de las diferencias que existen desde el punto de vista económico, tanto de los costes del mantenimiento, como de la penalización económica que acarrearía la pérdida de suministro energético debido a una contingencia en los transformadores.

8 ANEXOS

En este capítulo se mostrarán los datos que se han utilizado para llevar a cabo el trabajo pero que no han sido incluidos a lo largo de la memoria. Se ha referenciado a lo largo del trabajo los apartados en los que dichos datos han sido necesarios.

Anexo 1: Datos del ensayo del transformador: 24-30 MVA 66000/27000-15600 V

PROTOCOLO RESUMEN DEL ENSAYO EN ONAF

30000 kVA 66000/27000-15600 ONAF

	V	Conex	kVA	A pos 12	A pos 1	A pos 23
Tensión AT	66000	Y	30000	262.44	224.95	314.93
Tensión BT-2U	27000	y	30000	641.52		
	YNyn0					

POS.	VAT.	VBT	Relación	E U%	E V%	E W%
1	77000	27000	2.852	0.1	0.1	0.1
12	66000	27000	2.444	0.1	0.1	0.1
23	55000	27000	2.037	0.1	0.1	0.1

Pérdidas en vacío							
Voltios	V eficaz	Amp-U	Amp-V	Amp-W	Amp-med	Io %	Wo
24300	24379	0.45	0.26	0.45	0.39	0.08	13192
27000	**27040**	**0.56**	**0.37**	**0.56**	**0.50**	**0.10**	**16982**
29700	29763	1.14	0.82	1.12	1.03	0.23	23656

Pérdidas en cortocircuito				Temperatura:	20 ºC	
Voltios	Amp-U	Amp-V	Amp-W	Amp-med		Wcc
3898	131.58	132.38	131.28	131.75		31912
7765	66000/27000			262.44		126629
4995	113.74	114.12	113.54	113.98		34100
9858	77000/27000			224.95		132820
3025	157.27	158.64	157.37	157.76		33156
6039	55000/27000			314.93		132128

Resistencias (Ω) a:	20 ºC		
P1 1U-1V	0.6521	2U-2V	0.071710
P1 1U-1W	0.6533	2U-2W	0.071450
P1 1V-1W	0.6539	2V-2W	0.069920
P12 1U-1V	0.5228		
P12 1U-1W	0.5233		
P12 1V-1W	0.5233		
P23 1U-1V	0.4269		
P23 1U-1W	0.4285		
P23 1V-1W	0.4286		

Resultados obtenidos:	POSICIÓN 12		POSICIÓN 1		POSICIÓN 23	
Temperatura ºC:	20	75	20	75	20	75
RI2 AT:	54046	65703	49572	60264	63673	77407
ri2 BT:	43846	53303	43846	53303	43846	53303
Adicionales:	28737	23639	39401	32411	24609	20243
Wcc:	126629	142645	132820	145978	132128	150952
Ur %	0.42	0.48	0.44	0.49	0.44	0.50
Ux %	11.76	11.76	12.79	12.79	10.97	10.97
Uz %	11.76	11.77	12.80	12.80	10.98	10.98
	66000/27000		77000/27000		55000/27000	

Total resumen			Garantías	Diferencia
Wo	16982	w.	19000	-10.6
Wcc	142645	w.	153000	-6.8
Wt	159627	w.	172000	-7.2
Io 100	0.10	%		
Io 110	0.23	%		
Uz	11.77	%	11.50	2.3
Ruido		dB (A)		
P12 66000/27000				

PROTOCOLO RESUMEN DEL ENSAYO EN ONAN

24000 kVA 66000/27000-15600 ONAN

	V	Conex	kVA	A pos 12	A pos 1	A pos 23
Tensión AT	66000	Y	24000	209.95	179.96	251.94
Tensión BT-2U	27000	y	24000	513.22		
	YNyn0					

POS.	VAT.	VBT	Relación	E U%	E V%	E W%
1	77000	27000	2.852	0.1	0.1	0.1
12	66000	27000	2.444	0.1	0.1	0.1
23	55000	27000	2.037	0.1	0.1	0.1

Pérdidas en vacío							
Voltios	V eficaz	Amp-U	Amp-V	Amp-W	Amp-med	Io %	Wo
24300	24379	0.45	0.26	0.45	0.39	0.08	13192
27000	**27040**	**0.56**	**0.37**	**0.56**	**0.50**	**0.10**	**16982**
29700	29763	1.14	0.82	1.12	1.03	0.23	23656

Pérdidas en cortocircuito				Temperatura:	20 ºC	
Voltios	Amp-U	Amp-V	Amp-W	Amp-med		Wcc
3898	131.58	132.38	131.28	131.75		31912
6212	66000/27000			209.95		81043
4995	113.74	114.12	113.54	113.98		34100
7899	77000/27000			179.96		85274
3025	157.27	158.64	157.37	157.76		33156
4831	55000/27000			251.94		84562

Resistencias (Ω) a:	20 ºC		
P1 1U-1V	0.6521	2U-2V	0.071710
P1 1U-1W	0.6533	2U-2W	0.071450
P1 1V-1W	0.6539	2V-2W	0.069920
P12 1U-1V	0.5228		
P12 1U-1W	0.5233		
P12 1V-1W	0.5233		
P23 1U-1V	0.4269		
P23 1U-1W	0.4285		
P23 1V-1W	0.4286		

Resultados obtenidos:	POSICIÓN 12		POSICIÓN 1		POSICIÓN 23	
Temperatura ºC:	20	75	20	75	20	75
RI2 AT:	34589	42050	31726	31726	40751	49540
ri2 BT:	28062	34114	28062	28062	28062	34114
Adicionales:	18392	15129	25486	25486	15750	112955
Wcc:	81043	91293	85274	85274	84562	96610
Ur %	0.34	0.38	0.36	0.39	0.35	0.40
Ux %	9.41	9.41	10.25	10.25	8.78	8.78
Uz %	9.41	9.41	10.26	10.26	8.78	8.79
	66000/27000		77000/27000		55000/27000	

Total resumen			Garantías	Diferencia
Wo	16982	w.	19000	-10.6
Wcc	91293	w.	97920	-6.8
Wt	108275	w.	116920	-7.4
Io 100	0.10	%		
Io 110	0.20	%		
Uz	9.41	%	9.20	2.3
Ruido		dB (A)		
P12 66000/27000				

MEDIDA DE LA RESISTENCIA ÓHMICA DE LOS ARROLLAMIENTOS

RESISTENCIAS AT (Ω)				**RESISTENCIAS BT (Ω)**			
YNyn0				**YNyn0 27000 V**			
Pos AT	1U-1N	1V-1N	1W-1N	Pos BT	2U-2N	2V-2N	2W-2N
1	0.3264	0.3275	0.3282	2-5	0.041030	0.041010	0.041050
2	0.3208	0.3216	0.3227	2-4	0.036850	0.035120	0.035100
3	0.3147	0.3158	0.3165	2-3	0.031160	0.031060	0.031100
4	0.3091	0.3101	0.3049				
5	0.3035	0.3042	0.3049				
6	0.2976	0.2984	0.2992				
7	0.2918	0.2928	0.2937				
8	0.2860	0.2866	0.2876				
9	0.2803	0.2809	0.2828				
10	0.2746	0.2750	0.2759				
11	0.2688	0.2695	0.2704				
12	0.2622	0.2622	0.2627				
13	0.2720	0.2722	0.2738				
14	0.2658	0.2670	0.2681				
15	0.2603	0.2606	0.2619				
16	0.2543	0.2550	0.2563				
17	0.2489	0.2491	0.2503				
18	0.2429	0.2432	0.2447				
19	0.2379	0.2376	0.2389				
20	0.2316	0.2317	0.2330				
21	0.2256	0.2258	0.2278				
22	0.2199	0.2200	0.2212				
23	0.2137	0.2142	0.2155				

MEDIDA DE LA IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO Y DE LAS PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA (T= 20ºC)

Pos	VAT (V)	VBT (V)	Vcc med (V)	Vcc a In (V)	I u (A)	I v (A)	I w (A)	I media (A)	I nomin (A)	Wcc med (W)	Wcc a In (W)	Vcc (%)
1	77000	27000	4995	9858	113.7	114.1	113.5	114.0	224.9	34116	132881	12.83
2	76000	27000	4869	9681	114.7	115.1	114.2	114.6	227.9	33439	132189	12.74
3	75000	27000	4802	9481	117	117.4	116.5	117.0	230.9	33729	131189	12.64
4	74000	27000	4669	9260	118	118.5	117.6	118.0	234.1	33072	130080	12.51
5	73000	27000	4533	9061	118.7	119.2	118.3	118.7	237.3	32398	129439	12.41
6	72000	27000	4458	8865	121	121.4	120.5	121.0	240.6	32618	128992	12.31
7	71000	27000	4353	8674	122.4	122.9	122	122.4	244.0	32308	128294	12.22
8	70000	27000	4250	8488	123.9	124.4	123.4	123.9	247.4	32049	127834	12.13
9	69000	27000	4162	8299	125.8	126.5	125.4	125.9	251.0	31979	127139	12.03
10	68000	27000	4066	8117	127.5	128.2	127.2	127.6	254.7	32122	128004	11.94
11	67000	27000	3977	7936	129.4	130.2	129.1	129.6	258.5	32001	127420	11.84
12	66000	27000	3894	7757	131.6	132.4	131.3	131.7	262.4	31910	126622	11.75
13	65000	27000	3885	7761	133.3	134	132.9	133.4	266.5	34359	137109	11.94
14	64000	27000	3786	7574	135.2	135.9	134.8	135.3	270.6	34120	136543	11.83
15	63000	27000	3699	7395	137.4	138.2	137	137.5	274.9	34013	135930	11.74

Pos	VAT (V)	VBT (V)	Vcc med (V)	Vcc a In (V)	I u (A)	I v (A)	I w (A)	I media (A)	I nomin (A)	Wcc med (W)	Wcc a In (W)	Vcc (%)
16	62000	27000	3608	7214	139.6	140.4	139.2	139.7	279.4	33850	135313	11.64
17	61000	27000	3521	7038	141.9	142.7	141.6	142.1	284.0	33703	134651	11.54
18	60000	27000	3433	6868	144.1	145	143.8	144.3	288.7	33435	133822	11.45
19	59000	27000	3347	6698	146.4	147.5	146.2	146.7	293.6	33317	133439	11.35
20	58000	27000	3271	6532	149.3	150.4	149.1	149.6	298.6	33369	133065	11.26
21	57000	27000	3177	6373	151.1	152.3	151	151.5	303.9	32994	132761	11.18
22	56000	27000	3111	6217	154.4	155.7	154.3	154.8	309.3	33180	132510	11.10
23	55000	27000	3041	6071	157.3	158.6	157.4	157.8	314.9	33156	132128	11.04

9 BIBLIOGRAFÍA

[1] M. Hashmi, M. Lehtonen and S. Hänninen, "Effect of Climate Change on Transformers Loading Conditions in the Future Smart Grid Environment," Vols. Open Journal of Applied Sciences, Vol. 3 No. 2, 2013, pp. 24-29. doi: 10.4236/ojapps.2013.32B005.

[2] U. Pineda Espinosa, «Mitigación de efectos producidos en los transformadores de distribución para el uso de cargas eléctricas,» 2008. [En línea]. Available: https://docplayer.es/47814452-Mitigacion-de-efectos-producidos-en-los-transformadores-de-distribucion-por-el-uso-de-cargas-electricas.html.

[3] IEC 60076-7:2018, Power transformers - Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers..

[4] UNE-IEC 60076-7:2010, Transformadores de potencia. Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites.

[5] A. Granero, «Localización y orígenes de avería en Transformadores de potencia,» 2015. [En línea]. Available: http://imseingenieria.blogspot.com/2015/09/localizacion-y-origen-de-averias-en.html.

[6] Sea Marconi, «Degradación de los papeles aislantes, Introducción,» 2017. [En línea]. Available: https://www.seamarconi.com/es/criticidad/degradacion-del-papel-aislante/introduccion-degradacion-del-papel-aislante/.

[7] M. M. Salama, D. A. Mansour, S. M. Abdelmaksoud and A. A. Abbas, "Impact of Long-Term Climatic Conditions on the Ageing and Cost Effectiveness of the Oil-Filled Transformer," 2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, Egypt, 2018, pp. 494-499, doi: 10.1109/MEPCON.2018.8635184.

[8] I. Arifianto, F. Josue, R. Saers, J. Rosenlind, P. Hilber and Suwarno, "Investigation of transformer top-oil temperature considering external factors," 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Bali, 2012, pp. 198-201, doi: 10.1109/CMD.2012.6416409.

[9] I. Iskender and A. Mamizadeth, "Nonlinear thermal modeling of indoor and outdoor oil-immersed power transformers," Journal of Electrical Engineering, Vol 60, 6 (2009), pp. 321-327.

[10] G. Swift, S. Molinski and W. Lehn, "A fundamental approach to transformer thermal modeling. I. Theory and equivalent circuit," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, no. 2, pp. 171-175, April 2001, doi: 10.1109/61.915478.

[11] A. Eberle GmbH & Co. KG, «Transformer-Monitoring-Module TMM for upgrade,» 2016. [En línea]. Available: https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/ba_TMM_en_201609.pdf.

[12] B. Shahbazi, M. Savaghebi, M. Ashouri and M. Vadiati, "Investigation of transformer cooling improvement utilizing online monitoring system," 2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, Singapore, 2008, pp. 608-612, doi: 10.1109/ICIEA.2008.4582587.

[13] European Comission, EU Science Hub, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» [En línea]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html.

[14] C. Roselló García, «Proyecto de una Planta Fotovoltaica de 1 MVA Nominal Conectada a Red en Crevillent (Alicante),» 2017. [En línea]. Available: https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/87400/TRABAJO%20ENTERO_14994201016758165480739100400145.pdf?sequence=2.

[15] Ingelibre, «Influencia de la irradiación y temperatura sobre una placa fotovoltaica,» 2014. [En línea]. Available: https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/11/09/influencia-de-la-irradiacion-y-temperatura-sobre-una-placa-fotovoltaica/.

[16] Mheducation, «Ensayos transformadores,» pp. 65-69. [En línea]. Available: https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf.

[17] Devki Energy Consultancy Pvt. Ltd., «BEE CODE, Transformers,» 2006. [En línea]. Available: http://nredcap.in/PDFs/BEE_manuals/BEE_CODE_TRANSFORMERS.pdf.

[18] A. Ramos Gómez, «Circuitos magnéticos y transformadores, El circuito equivalente del transformador trifásico.,» 2010. [En línea]. Available: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/circuitos-magneticos-y-transformadores/practicas-de-laboratorio/Practica3.pdf.

[19] Ings. Lemory, Vinson y Jurado, «Estudio del incremento de las pérdidas y sus efectos en transformadores con cargas alineales,» pp. 54-61. [En línea]. Available: https://www.editores-srl.com.ar/sites/default/files/ie310_revista_aea_lemory_transformadores_con_cargas_alineales.pdf.

[20] ABB, «Power transformer abb energy efficiency ecodesign regulation,» [En línea]. Available: https://new.abb.com/docs/librariesprovider95/energy-efficiency-library/power-transformer-abb-energy-efficiency-ecodesign-regulation.pdf?sfvrsn=2.

[21] J. F. Moreno Molina, «Diseño de subestación transformadora,» 2004. [En línea]. Available: http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/624pub.pdf.

[22] P. Pacheco Ramos, «Optimización del Diseño de Grandes Transformadores de Potencia Incluyendo Aspectos Colaborativos y Medioambientales,» 2012. [En línea]. Available: http://catedraendesa.us.es/documentos/trabajo_master/Resumen%20Adaptado%20v0.pdf.

[23] «W. W. Grainer,» [En línea]. Available: https://www.grainger.com/category/hvac-and-refrigeration/cooling-fans/equipment-cooling-axial-fans/transformer-cooling-fans.

[24] M. Villegas, «Nuevos productos y Tecnologías para transformadores de distribución,» [En línea]. Available: https://es.slideshare.net/JuancitoGuarella/materiales-para-distribucion.

[25] J. Astudillo Muñoz, «Análisis técnico económico para la reparación o reemplazo de transformadores de potencia,» 2008. [En línea]. Available: https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/787/1/CD-1225.pdf.

[26] J. Stahlhut, G. Heydt y N. Selover, «A Preliminary Assessment of the Impact of Ambient Temperature Rise on Distribution Transformer Loss of Life,» IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 4, OCTOBER 2008.