

Trabajo Fin de Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Selección óptima del transformador de una planta renovable

Autor: Zeus Shabazz Bolton Caicedo

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

**Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2026



Trabajo Fin de Grado
en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Selección óptima del transformador de una planta renovable

Autor:

Zeus Shabazz Bolton Caicedo

Tutores:

Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2026

Trabajo Fin de Grado: Selección óptima del transformador de una planta renovable

Autor: Zeus Shabazz Bolton Caicedo
Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández
Manuel Burgos Payán

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2026

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mis tutores, Juan Manuel Roldán Fernández y Manuel Burgos Payán, por su orientación, dedicación y disponibilidad a lo largo de todo el desarrollo de este trabajo. Su rigor académico y sus aportaciones han sido fundamentales para llevar este proyecto a buen puerto.

A mi familia, por ser el pilar sobre el que se sustenta todo. Gracias por el apoyo incondicional, la paciencia y el esfuerzo que han depositado en mí a lo largo de estos años. Este logro es tan mío como vuestro.

A mis amigos, por los momentos compartidos durante esta etapa universitaria, por hacer más llevaderos los momentos difíciles y por estar siempre presentes cuando más se os ha necesitado.

Por último, y no por ello menos importante, a Elia, por su apoyo constante, su comprensión en los momentos de mayor exigencia y por recordarme siempre que el esfuerzo tiene recompensa.

A todos vosotros, gracias.

.

Zeus Shabazz Bolton Caicedo
Sevilla, 2026

El presente Trabajo Fin de Grado aborda la selección óptima del transformador de potencia para plantas fotovoltaicas de distintas potencias pico, combinando criterios técnicos y económicos en un marco de análisis integrado.

El punto de partida del trabajo es el papel crítico que desempeña el transformador de potencia dentro del sistema eléctrico, y en particular en las instalaciones de generación renovable. Dado que la vida útil de estos equipos está determinada fundamentalmente por la degradación térmica de su aislamiento de celulosa, se desarrolla un modelo térmico basado en ecuaciones diferenciales conforme a la norma UNE-IEC 60076-7, el cual permite simular la evolución de la temperatura del punto caliente y la pérdida de vida del transformador bajo perfiles de carga variables, característicos de la operación fotovoltaica. El modelo es validado frente a los ejemplos de referencia de la propia norma, garantizando su fiabilidad.

Las variables de entrada del modelo se obtienen mediante la herramienta de simulación PVGIS de la Comisión Europea, que proporciona los perfiles de potencia generada y temperatura ambiente para una localización concreta a lo largo de un año completo. A partir de estos datos se construyen los perfiles de factor de carga horarios para cada combinación de transformador y potencia pico de planta analizada.

El análisis técnico evalúa el comportamiento térmico de dos transformadores (uno de 20-25 MVA y otro de 24-30 MVA) frente a distintos niveles de sobredimensionamiento de la planta, y para dos modos de refrigeración: convección natural (ONAN) y ventilación forzada (ONAF). Los resultados se expresan en términos de pérdida de vida anual del transformador, tomando como frontera de viabilidad técnica el umbral de 365 días por año, por encima del cual el equipo envejece a un ritmo superior al tiempo real.

El análisis económico complementa el anterior mediante la construcción de flujos de caja anuales y el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) de cada configuración, integrando la inversión inicial, los costes operativos, los ingresos por venta de energía y la penalización económica asociada a la degradación térmica del transformador.

Finalmente, el análisis tecno-económico integra ambas perspectivas en una representación gráfica de doble eje que permite comparar simultáneamente la rentabilidad financiera y el desgaste térmico para cada escenario. Los resultados determinan que, para el transformador de 20-25 MVA, la configuración óptima es la planta de 50 MWp operando en modo ONAF, con un VAN de 19.0072 millones de euros y una pérdida de vida de 125 días anuales. Para el transformador de 24-30 MVA, la solución óptima es la planta de 60 MWp en modo ONAF, que combina el mayor retorno económico con una degradación térmica dentro de los límites técnicamente admisibles.

Abstract

This Bachelor's Thesis addresses the optimal selection of the power transformer for photovoltaic plants of different peak power ratings, combining technical and economic criteria within an integrated assessment framework.

The starting point of the work is the critical role played by the power transformer within the electrical system, and particularly in renewable energy installations. Since the service life of these assets is fundamentally determined by the thermal degradation of their cellulose insulation, a thermal model based on differential equations is developed in accordance with standard UNE-IEC 60076-7. This model simulates the evolution of the hot-spot temperature and the transformer loss of life under variable load profiles, characteristic of photovoltaic operation. The model is validated against the reference examples provided by the standard itself, ensuring its reliability.

The model input variables are obtained through the PVGIS simulation tool of the European Commission, which provides the generated power and ambient temperature profiles for a specific location over a full year. From this data, hourly load factor profiles are constructed for each transformer and peak plant power combination analysed.

The technical analysis evaluates the thermal behaviour of two transformers (one rated 20-25 MVA and another rated 24-30 MVA) across different levels of plant oversizing and for two cooling modes: natural convection (ONAN) and forced ventilation (ONAF). Results are expressed in terms of annual loss of life, taking 365 days per year as the technical viability threshold, beyond which the equipment ages faster than real time elapses.

The economic analysis complements the former through the construction of annual cash flows and the calculation of the Net Present Value (NPV) for each configuration, integrating the initial investment, operating costs, energy sales revenues and the economic penalty associated with the thermal degradation of the transformer.

Finally, the techno-economic analysis integrates both perspectives into a dual-axis graphical representation that simultaneously compares financial profitability and thermal wear for each scenario. The results determine that, for the 20-25 MVA transformer, the optimal configuration is the 50 MWp plant operating in ONAF mode, yielding an NPV of 19.0072 million euros and an annual loss of life of just 125 days. For the 24-30 MVA transformer, the optimal solution is the 60 MWp plant in ONAF mode, which combines the highest economic return with thermal degradation within technically admissible limits.

Agradecimientos	ix
Resumen	x
Abstract.....	xii
Índice	xiv
Índice de Tablas.....	xvi
Índice de Figuras	xvii
1 Introducción.....	1
2 Modelo térmico del transformador	7
2.1 Introducción a los modelos térmicos de los transformadores	7
2.2 Parametrización de las variables del modelo basado en ecuaciones diferenciales	8
2.3 Desarrollo del modelo térmico basado en ecuaciones diferenciales	10
2.3.1 Validación del modelo térmico basado en ecuaciones diferenciales	11
2.4 Selección de los transformadores a analizar.....	18
2.4.1 Parametrización de las variables para los cálculos de las constantes del transformador.....	19
2.4.2 Ecuaciones para los cálculos de las constantes y parámetros del transformador.....	19
2.4.3 Características de los transformadores seleccionados	20
3 Obtención variables de entrada	23
3.1 Variables de entradas obtenidas.....	23
4 Análisis Técnico de Escenarios Operativos	44
4.1 Análisis técnico de los casos para un transformador de potencia 20-25 MWp.....	44
4.1.1 Caso 2: Planta fotovoltaica de 30 MWp	44
4.1.2 Caso 4: Planta fotovoltaica de 40 MWp	48
4.1.3 Caso 6: Planta fotovoltaica de 50 MWp	52
4.1.4 Caso 7: Planta fotovoltaica de 60 MWp	56
4.2 Análisis técnico de los casos para un transformador de potencia 24-30 MVA.....	61
4.2.1 Caso 3: Planta fotovoltaica de 35 MWp	61
4.2.2 Caso 5: Planta fotovoltaica de 45 MWp	64
4.2.3 Caso 6: Planta fotovoltaica de 50 MWp	67
4.2.4 Caso 7: Planta fotovoltaica de 60 MWp	70
4.3 Conclusiones del análisis técnico de los casos	74
5 Análisis Económico de los Casos	76
5.1 Introducción al análisis económico	76
5.1.1 Cálculos y asignación de costes	77
5.2 Desarrollo del estudio económico de los Casos.....	80
5.2.1 Cálculo del VAN para los distintos Casos	80
6 Conclusiones	88
6.1 Análisis tecno-económico para el transformador de 20-25MVA.....	88
6.2 Análisis tecno-económico para el transformador de 24-30MVA.....	90
6.3 Discusión	91

6.4	<i>Líneas Futuras</i>	92
Bibliografía		93
Glosario		94

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos del ejemplo de calentamiento dado por la norma [3]	13
Tabla 2. Datos de salida del ejemplo dado por la norma [3]	15
Tabla 3. Resultados numéricos obtenidos por el programa desarrollado, tras simular el ejemplo del Anexo I de la norma UNE-IEC 60076-7.	17
Tabla 4. Características térmicas recomendadas por la norma [3]	20
Tabla 5. Características del transformador 20-25 MVA.	21
Tabla 6. Características del transformador 24-30 MVA.	21
Tabla 7. Datos proporcionados a PVGIS para la simulación.	25
Tabla 8. Producción anual de cada planta fotovoltaica	43
Tabla 9. Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico para el transformador de 20-25 MVA.	74
Tabla 10. Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico para el transformador de 24-30 MVA.	74
Tabla 11. Valores del análisis económico para el transformador 20-25MVA en funcionamiento ONAN	80
Tabla 12. Valores del análisis económico para el transformador 20-25MVA en funcionamiento ONAF	81
Tabla 13. Valores del análisis económico para el transformador 24-30MVA en funcionamiento ONAN	83
Tabla 14. Valores del análisis económico para el transformador 24-30MVA en funcionamiento ONAF	85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Partes de un transformador de potencia.	2
Figura 2. Papel de aislamiento.....	3
Figura 3. Circuito térmico equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [4]	4
Figura 4 . Circuito térmico equivalente simplificado del comportamiento térmico de los transformadores [4] ..	6
Figura 5. Diagrama de bloques del modelo basado en ecuaciones diferenciales [3].....	8
Figura 6. Evolución temporal del factor de carga, K , y la temperatura ambiente, θ_a , para el ejemplo planteado.	14
Figura 7. Resultados aportados por la norma, de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del devanado θ_h en °C (curva superior, eje izquierdo) y la pérdida de vida L en días (curva inferior, eje derecho) para las entradas de la Figura 6 [3].....	16
Figura 8. Resultados obtenidos de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del devanado θ_h y pérdida de vida L	16
Figura 9. Herramienta de simulación PVGIS de la Comisión Europea [6].....	23
Figura 10. Influencia en la energía anual producida en función de orientación e inclinación [7]	24
Figura 11. Evolución de la temperatura ambiente durante el año en la localización seleccionada.....	26
Figura 12. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 25 MWp durante el año.	26
Figura 13. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 30 MWp durante el año.	27
Figura 14. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 35 MWp durante el año.	27
Figura 15. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 40 MWp durante el año.	28
Figura 16. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 45 MWp durante el año.	28
Figura 17. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 50 MWp durante el año	29
Figura 18. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 60 MWp durante el año	29
Figura 19. Evolución diaria de la temperatura ambiente de un día típico de cada estación.	30
Figura 20. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 25 MWp para un día típico de cada estación.....	31
Figura 21. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 30 MWp para un día típico de cada estación.....	31
Figura 22. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 35MWp para un día típico de cada estación.....	32
Figura 23. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 40 MWp para un día típico de cada estación.....	32
Figura 24. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 45 MWp para un día típico de cada estación.....	33
Figura 25. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 50 MWp para un día típico de cada estación.....	33
Figura 26. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 60 MWp para un día típico de cada estación.....	34
Figura 27. Evolución del factor de carga de la planta solar de 25 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	35
Figura 28. Evolución del factor de carga de la planta solar de 30 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	35
Figura 29. Evolución del factor de carga de la planta solar de 35 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	36

Figura 30. Evolución del factor de carga de la planta solar de 40 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	36
Figura 31. Evolución del factor de carga de la planta solar de 45 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	37
Figura 32. Evolución del factor de carga de la planta solar de 50 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	37
Figura 33. Evolución del factor de carga de la planta solar de 60 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.	38
Figura 34. Evolución del factor de carga de la planta solar de 25 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	38
Figura 35. Evolución del factor de carga de la planta solar de 30 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	39
Figura 36. Evolución del factor de carga de la planta solar de 35 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	39
Figura 37. Evolución del factor de carga de la planta solar de 40 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	40
Figura 38. Evolución del factor de carga de la planta solar de 45 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	40
Figura 39. Evolución del factor de carga de la planta solar de 50 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	41
Figura 40. Evolución del factor de carga de la planta solar de 60 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.	41
Figura 41. Efecto de la interpolación en Temperatura: 1 hora vs 3 minutos.	42
Figura 42. Efecto de la interpolación del factor de carga (K) para la planta de 25 MWp del transformador de 25 MVA ONAF: 1 hora vs 3 minutos.	42
Figura 43. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 30 MWp, según el modo de refrigeración.	45
Figura 44. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 30 MWp.	46
Figura 45. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 30 MWp.	46
Figura 46. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran conectados y desconectados.	47
Figura 47. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 30 MWp.	48
Figura 48. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 40 MWp.	49
Figura 49. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 40 MWp.	50
Figura 50. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 40 MWp.	50
Figura 51. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 40 MWp.	51
Figura 52. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 40 MWp.	52
Figura 53. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 50 MWp.	53
Figura 54. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 50 MWp.	53

Figura 55. Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 50 MWp.	54
Figura 56. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 50 MWp.	55
Figura 57. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 50 MWp.	56
Figura 58. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 60 MWp.	56
Figura 59. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 60 MWp.	57
Figura 60. Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 60 MWp.	57
Figura 61. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 50 MWp.	58
Figura 62. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 60 MWp.	59
Figura 63. Acortamiento de la vida del transformador frente a las diferentes potencias pico instaladas para un transformador de 20-25MVA en funcionamiento ONAF.	60
Figura 64. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 35 MWp, según el modo de refrigeración.	61
Figura 65. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 35 MWp.	62
Figura 66. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 35 MWp.	62
Figura 67. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados para una planta de 35 MWp.	63
Figura 68. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 35 MWp.	64
Figura 69. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 45 MWp, según el modo de refrigeración.	64
Figura 70. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 45 MWp.	65
Figura 71. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 45 MWp.	65
Figura 72. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.	66
Figura 73. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 45 MWp.	67
Figura 74. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 50 MWp, según el modo de refrigeración.	67
Figura 75. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 50 MWp.	68
Figura 76. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 50 MWp.	68
Figura 77. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.	69
Figura 78. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 50 MWp.	70
Figura 79. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 60 MWp, según el modo de refrigeración.	70

Figura 80. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 60 MWp.	71
Figura 81. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 60 MWp.	71
Figura 82. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.	72
Figura 83. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 60 MWp.	73
Figura 84. Acortamiento de la vida del transformador frente a las diferentes potencias pico instaladas para un transformador de 24-30MVA en funcionamiento ONAF.	74
Figura 85. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAN	81
Figura 86. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAF	82
Figura 87. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAN	84
Figura 88. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAF	86
Figura 89. Análisis tecno-económico del transformador de 20-25MVA. Variación del VAN y de la pérdida de vida, L , con la potencia pico de la instalación.	89
Figura 90. Análisis tecno-económico del transformador de 24-30MVA . Variación del VAN y de la pérdida de vida, L , con la potencia pico de la instalación.	91

1 INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico 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 energía, protección del sistema frente a casos de contingencia o bien de monitorización de parámetros entre otras.

De entre todos los componentes del sistema eléctrico, cabría destacar los transformadores de potencia por su papel. Los transformadores de potencia son los responsables de aumentar o disminuir la tensión de la corriente en el que se encuentran, con lo que inversamente, se disminuye o aumenta la intensidad de la corriente, y con el cuadrado de estas intensidades, las pérdidas de línea del sistema eléctrico. Esto convierte los transformadores de potencia en la base del sistema eléctrico, ya que permite el transporte y distribución de enormes cantidades de energía eléctrica de manera eficiente [1].

Es por ello que es crucial saber durante cuánto tiempo y a que potencia van a estar sometidos estos transformadores durante su vida de funcionamiento, ya que un fallo en dicho dispositivo puede comprometer el funcionamiento de todo el sistema, lo que generaría altos costos no solo por la reparación y reemplazo de los equipos afectados, sino por la demanda que deja de ser atendida y las penalizaciones por la interrupción del servicio [2].

Operado correctamente la vida de los transformadores puede llegar a ser muy larga, alcanzando incluso los 40 años y más. 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 algunas de sus partes más importantes.

A continuación, se describe brevemente los componentes principales de un transformador de potencia y sus funciones.

- Núcleo: Estructura central hecha de láminas delgadas de acero magnético. Su función es proporcionar un camino de baja reluctancia para el flujo magnético, reduciendo las pérdidas por corrientes de Foucault.
- Tanque: La carcasa metálica exterior que contiene el núcleo, las bobinas y el aceite de enfriamiento y aislamiento. Proporciona protección mecánica y estructural para todo el conjunto activo.
- Tubos de refrigeración: Un conjunto de aletas metálicas en el lateral del tanque diseñadas para aumentar la superficie de disipación de calor. El aceite caliente del interior circula por ellos para enfriarse por convección.
- Bobinas de baja tensión: Devanados internos, más cercanos al núcleo, con menos espiras de conductor, donde se induce la energía a la tensión de salida.

- Bobinas de alta tensión: Devanados externos que rodean las bobinas de bajo voltaje, con más espiras de conductor, que reciben la energía a alta tensión para crear el campo magnético.
- Bornes de baja tensión: Terminales aislados para la conexión de salida del transformador, que manejan tensiones más bajas
- Bornes de alta tensión: Terminales aislados de mayor tamaño y más robustos, diseñados para la conexión de entrada a alta tensión. Su mayor longitud y número de aletas proporcionan un aislamiento más seguro.
- Culata inferior: Es la pieza horizontal inferior del circuito magnético que une las columnas del núcleo, cerrando el camino para que fluya el campo magnético

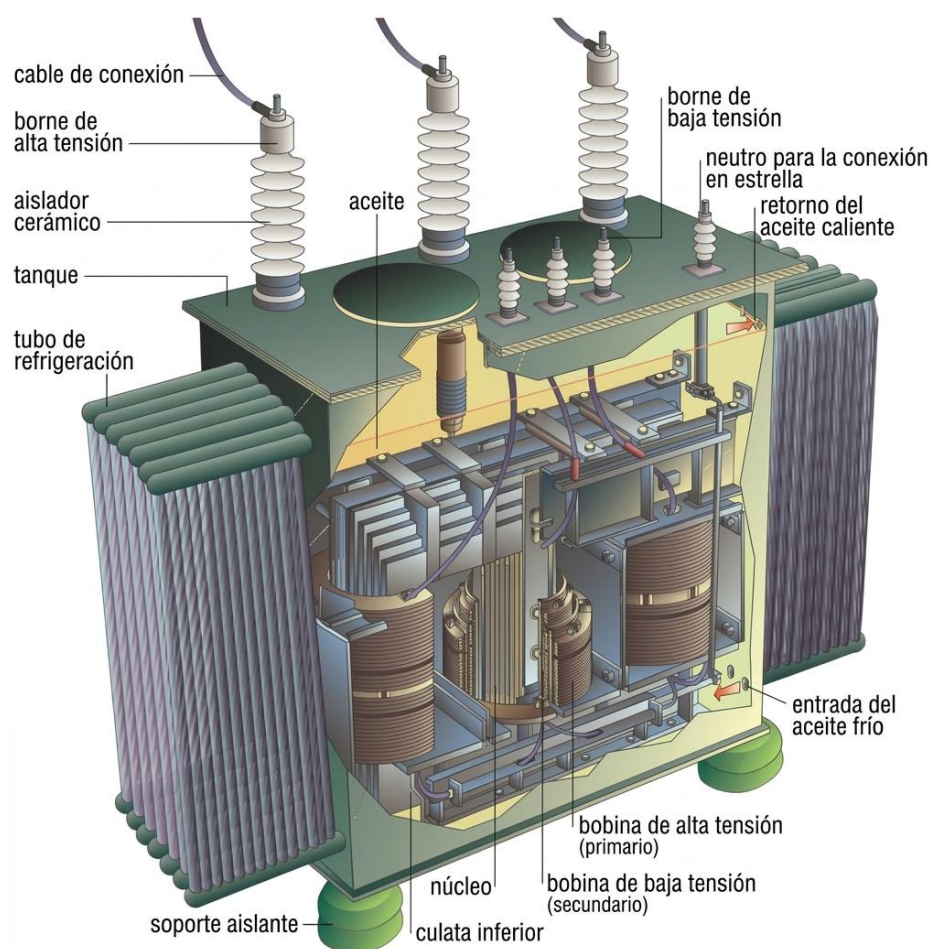


Figura 1. Partes de un transformador de potencia.

Sin embargo, de todos estos componentes, el 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, mostrado en la Figura 2 [1].



Figura 2. Papel de aislamiento.

Se pueden encontrar dos tipos de papel aislado, por un lado, el papel térmicamente mejorado, y por otro el papel no térmicamente mejorado o papel convencional. 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 envejecimiento de la celulosa puede describirse mediante una combinación de tres procesos, es decir, oxidación, hidrólisis y pirólisis. En cuanto a la oxidación, el agente oxidante en este entorno es el oxígeno procedente del aire y, como producto final del proceso, aparece el agua. La hidrólisis de la celulosa es un proceso gobernado catalíticamente donde la velocidad de escisión de la cadena depende de los ácidos carboxílicos disociados en agua. Como durante el envejecimiento de la celulosa se producen tanto agua como ácidos carboxílicos, este proceso se acelera automáticamente. La pirólisis es un proceso que puede tener lugar sin acceso a agua y/o oxígeno, o cualquier otro agente que inicie la descomposición. En un transformador real, todos estos procesos (hidrólisis, oxidación y pirólisis) actúan simultáneamente [3].

Como se acaba de mencionar, el envejecimiento del aislamiento es una función temporal de la temperatura del aislamiento, el nivel de humedad y el oxígeno contenido en él. En los transformadores sumergidos en aceite de nuevo diseño, el nivel de humedad y el oxígeno presente en el aceite pueden mantenerse bajo control. Por lo tanto, el parámetro más importante que se debe controlar es la temperatura de operación del transformador [4].

El modelo térmico es una representación analítica diseñada para estudiar la temperatura del aceite superior del transformador. Su propósito fundamental es conocer la condición del aislamiento, la vida útil operativa y la capacidad de carga del equipo. Dado que la temperatura es

el factor que más acelera el envejecimiento del aislamiento, este modelo permite predecir y controlar dicho parámetro para garantizar una operación económica y segura.

Para comprender dicho modelo, es fundamental identificar de donde viene este calor y cómo se produce. El calor generado en un transformador proviene de las pérdidas de potencia. Estas pérdidas se componen de pérdidas en vacío y pérdidas en carga. Las pérdidas en vacío comprenden las pérdidas por corrientes de Foucault y por histéresis del núcleo, mientras que las pérdidas en carga comprenden las pérdidas resistivas (pérdidas en los devanados, en los puntos de unión y en los conectores), las pérdidas por corrientes de Foucault en los devanados y las pérdidas parásitas [4].

El calor generado en un transformador se transfiere fundamentalmente en tres etapas. Una de ellas, donde el calor, provocado por las pérdidas de potencia en el interior del equipo, se transfiere desde su lugar de origen hacia el aceite del transformador. El aceite actúa como aislante eléctrico, pero también como vehículo térmico y conduce este calor hacia las paredes o la superficie de la cuba del equipo. Finalmente, el calor es liberado desde el equipo al medio ambiente. Durante este proceso se dan los tres medios de transferencia de calor: la conducción, la convección y la radiación [1].

Para mayor claridad y comprensión del proceso de transferencia de calor anteriormente explicado, se muestra en la Figura 3 el equivalente de dicho proceso en su modelo de circuito térmico equivalente [4].

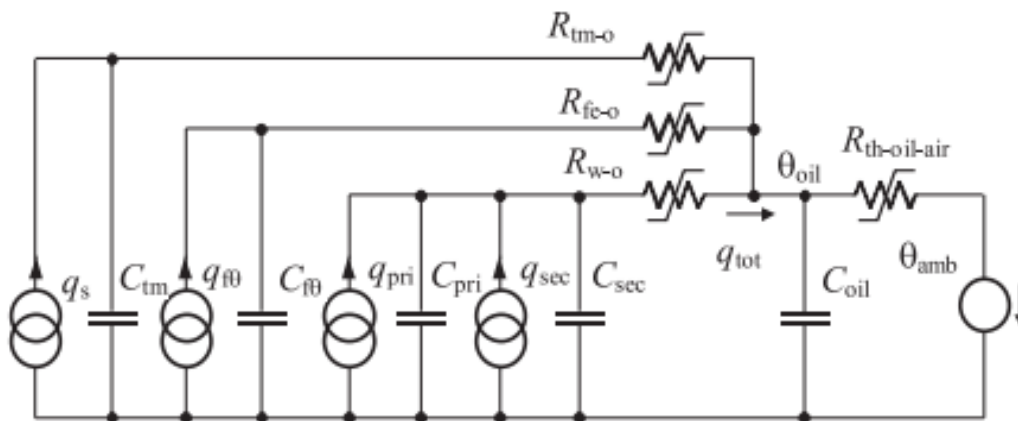


Figura 3. Circuito térmico equivalente del comportamiento térmico de los transformadores [4]

En este modelo de circuito se representan los parámetros térmicos mediante componentes eléctricos. 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.

En la Figura 3, 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 se transfieren al aceite. Donde: q_s , $q_{f\theta}$, q_{pri} , y q_{sec} , son las pérdidas de potencia debidas a las pérdidas parásitas, las pérdidas del núcleo, las pérdidas del devanado primario y las pérdidas del devanado secundario, respectivamente. Dichos flujos térmicos transmitidos por las pérdidas vienen también acompañados de las distintas capacidades térmicas de los focos de calor en los que se producen las pérdidas, donde: C_s , $C_{f\theta}$, C_{pri} , y C_{sec} son las capacitancias térmicas de la cuba, el núcleo, el conductor del devanado primario y el conductor del devanado secundario, respectivamente. Las resistencias no lineales R_{tm-o} , R_{fe-o} , y R_{w-o} , representan las resistencias térmicas que ofrecen el paso de calor del tanque al aceite, del núcleo al aceite y de los devanados al aceite, respectivamente [4].

Los flujos térmicos de toda esta primera etapa convergen en la variable q_{tot} , que representa el flujo térmico total transmitido por los diferentes componentes de pérdidas al aceite. A su derecha se encuentran las variables θ_{oil} y C_{oil} , que representan la temperatura de la parte superior del aceite y la capacidad térmica del aceite, respectivamente. Finalmente, en el circuito térmico equivalente de la Figura 3, las últimas dos etapas correspondientes a la transferencia de calor entre el aceite a la superficie del transformador y la posterior transferencia del mismo al aire exterior. Vienen ambas representadas en la restante parte derecha del circuito mediante la resistencia ofrecida entre el aceite y el aire exterior, $R_{th-oil-air}$, seguidos de θ_{amb} que representa la temperatura de ambiente exterior [4].

A efectos prácticos, el circuito térmico equivalente de la Figura 3 se suele representar de forma simplificada mediante el siguiente circuito mostrado en la Figura 4. En este circuito térmico se desprecian las resistencias térmicas que ofrecen tanto el tanque, el núcleo y los devanados 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 Foucault y la de los conductores en un mismo término, q_l , que representa las pérdidas dependientes de la carga [4]. 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} .

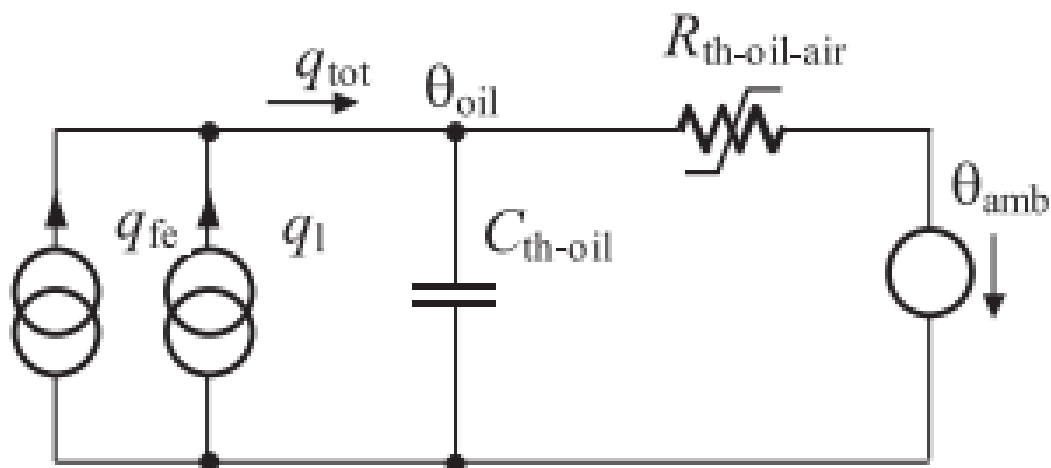


Figura 4 . Circuito térmico equivalente simplificado del comportamiento térmico de los transformadores [4]

Es dicho circuito térmico equivalente simplificado de la Figura 4, aquel que se trata de representar y simular mediante modelos térmicos. Este modelo térmico se desarrollará en el siguiente capítulo.

2 MODELO TÉRMICO DEL TRANSFORMADOR

La temperatura de funcionamiento es el parámetro que, principalmente, determina y limita la vida útil de los transformadores. En este capítulo, se desarrollará un modelo para obtener los parámetros de los transformadores, y el modelo térmico utilizado para obtener la temperatura a la que operarían estos.

2.1 Introducción a los modelos térmicos de los transformadores

Los modelos térmicos buscan predecir de manera suficientemente exacta cómo evolucionan las temperaturas de un transformador bajo determinadas condiciones de operación (carga y temperatura ambiente) a lo largo del tiempo.

El modelo de obtención y seguimiento de la temperatura de funcionamiento utilizado en este trabajo se ha obtenido a partir de la norma UNE-IEC_60076-7 [3]. La norma en cuestión, además del modelo térmico, 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 su deterioro (acortamiento de la vida útil).

La norma ofrece dos modelos de monitorización, uno basado en ecuaciones exponenciales (variaciones escalonadas de la carga, con temperatura ambiente constante), y otro basado en ecuaciones diferenciales (caso general, con variaciones arbitrarias de la carga y la temperatura ambiente). El método basado en ecuaciones exponenciales se suele aplicar para variaciones de carga según una función escalonada, es decir, mediante ensayos. Este modelo está basado en parámetros constantes, lo que significa que proporciona una respuesta exponencial para procesos térmicos que están predefinidos; como consecuencia, el desarrollo posterior de este método está limitado a casos con funciones escalonadas (variaciones bruscas de la carga) y temperatura ambiente constante (ensayos). Por otro lado, el método basado en ecuaciones diferenciales es más general y funciona mejor para seguimientos donde el factor de carga y la temperatura ambiente varían continuamente con el tiempo, es decir, monitorización en línea. Sin embargo, para garantizar una solución precisa el paso de tiempo utilizado en el cálculo debe ser lo más pequeño posible, sin superar la mitad de la constante de tiempo más pequeña del modelo térmico.

Esta restricción se justifica por el propio comportamiento físico del transformador ante variaciones de carga. Cuando se produce una variación en escalón, la temperatura del equipo no aumenta de forma instantánea, sino que evoluciona siguiendo una curva exponencial, debido a su enorme masa. En este modelo, la constante de tiempo térmica (τ) representa el tiempo necesario para que la temperatura alcance el 63 % de su valor de régimen permanente. Siguiendo esta progresión, al cabo de 4τ , la temperatura alcanza el 98 % del valor final, y a los 5τ supera el 99 %, momento en el cual se puede considerar, a efectos prácticos, que el transformador ha alcanzado el régimen permanente. En consecuencia, si se utilizaran intervalos de cálculo demasiado grandes, el modelo matemático omitiría información vital sobre la curva de calentamiento. Es por ello que, al limitar el paso de integración a valores muy inferiores, como $0.5 \cdot \tau$, se asegura que la simulación posea la resolución suficiente para reproducir con fidelidad y precisión la dinámica del régimen transitorio.

Ambos métodos arrojan los mismos resultados y son válidos para una variación escalonada de la carga y una temperatura ambiente constante. Sin embargo, se decide tomar la opción del modelo basado en ecuaciones diferenciales debido a que funciona mejor para seguimientos donde el factor de carga y temperatura ambiente varían continuamente con el tiempo.

La Figura 5 muestra un diagrama de bloques del modelo seleccionado, donde a la izquierda se puede ver que las variables de entrada son el factor de carga K y la temperatura ambiente θ_a . La variable de salida es la temperatura calculada del punto caliente θ_h en la parte derecha. En los bloques con funciones de transferencias, s es la variable de Laplace.

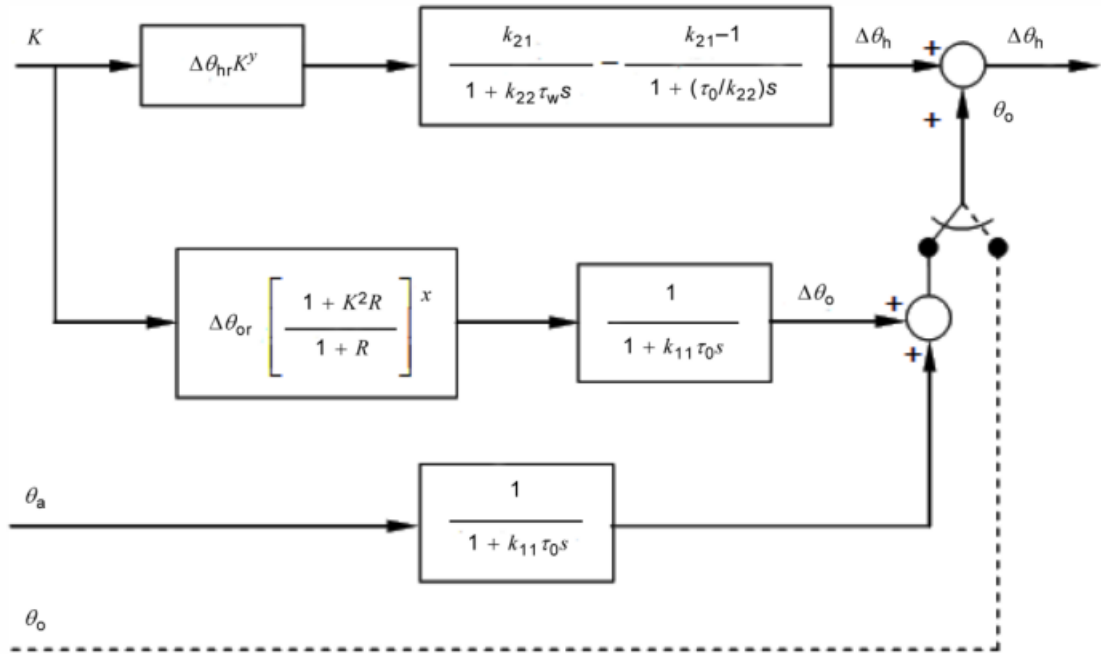


Figura 5. Diagrama de bloques del modelo basado en ecuaciones diferenciales [3]

Si la temperatura superior del aceite, θ_o , se puede medir como una señal eléctrica en un dispositivo informático, entonces una formulación alternativa es la representada por la línea discontinua del flujograma con el conmutador de selección en la posición derecha. En ese caso, la ruta de cálculo del aceite superior, con el conmutador de selección en la izquierda, ya no es necesaria [3].

2.2 Parametrización de las variables del modelo basado en ecuaciones diferenciales

Antes de plantear las ecuaciones, es necesario definir las variables y parámetros involucrados en el modelo térmico seleccionado. Puede diferenciarse entre las variables de entrada, factores/constantes de tiempo y temperaturas [3].

- Variables de entrada

Por un lado, está el factor de carga, definido como la relación entre la intensidad de carga y la intensidad asignada, $K = I/I_N$, y por otro lado la temperatura ambiente, θ_a , en grados centígrados.

K : Factor de carga (p.u.).

θ_a : Temperatura ambiente (°C).

- Constantes del transformador

Son los valores fijos que dependen de las características constructivas, el tamaño y el método de refrigeración del transformador. Se pueden obtener mediante ensayos de calentamiento o usando los valores recomendados por la norma.

τ_o : Constante de tiempo del aceite (minuto).

τ_w : Constante de tiempo del devanado (minuto).

x : Exponente del aceite (adimensional).

y : Exponente del devanado (adimensional).

k_{11}, k_{21}, k_{22} : Constantes del modelo térmico específicas del transformador (adimensional).

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 .

$\Delta\theta_{or}$: Diferencia entre la temperatura del aceite y temperatura ambiente para la intensidad asignada (K).

$\Delta\theta_{hr}$: Diferencia entre la temperatura del punto caliente del devanado y la temperatura del aceite superior para la intensidad asignada (K).

R : Relación entre las pérdidas en carga a intensidad asignada y las pérdidas en vacío a la tensión asignada, $R = P_k/P_0$ (p.u.).

H : Factor del punto caliente (adimensional).

- Variables de salida y variables intermedias

Son las variables que el modelo calcula en cada paso temporal para conocer el estado térmico y el desgaste del transformador.

θ_o : Temperatura del aceite superior (en la cuba) a la carga considerada (°C).

θ_h : Temperatura del punto caliente del devanado (*hot-spot*) (°C).

L : Pérdida de vida del aislamiento. Si se incluyen las ecuaciones en diferencias finitas para el desgaste del papel, esta es una variable de salida clave que acumula el envejecimiento en el tiempo.

$\Delta\theta_{h1}, \Delta\theta_{h2}$: Componentes empleadas para el cálculo del gradiente de temperatura del punto caliente. El gradiente $\Delta\theta_{h1}$ representa el incremento fundamental de temperatura, mientras que $\Delta\theta_{h2}$ representa la tasa de variación debida al flujo de aceite que pasa por el punto caliente [3]

2.3 Desarrollo del modelo térmico basado en ecuaciones diferenciales

Tras haber definido la nomenclatura de todas las variables y parámetros térmicos que tienen lugar en el modelo, en este apartado se desarrollará 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 y temperatura ambiente, y dos gradientes de temperatura referentes a la diferencia existente entre la temperatura del aceite y la del bobinado, $\Delta\theta_{hl}$ e $\Delta\theta_{h2}$, para el mismo factor de carga y temperatura ambiente [3].

$$\theta_{o(0)} = \left[\frac{1+K^2 \cdot R}{1+R} \right]^x \cdot \Delta\theta_{or} + \theta_a \quad (1)$$

$$\Delta\theta_{h1(0)} = k_{21} \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} \quad (2)$$

$$\Delta\theta_{h2(0)} = (k_{21} - 1) \cdot K^y \cdot \Delta\theta_{hr} \quad (3)$$

- 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 $k + 1$ a partir de la temperatura en el instante k . Para ello, primero 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.

$$D\theta_{o(1)} = \frac{Dt}{k_{11}\tau_o} \cdot \left(\left(\frac{1+K^2R}{1+R} \right)^x \cdot (\Delta\theta_{or}) - (\theta_{o(0)} - \theta_a) \right) \quad (4)$$

$$\theta_{o(1)} = \theta_{o(0)} + D\theta_{o(1)} \quad (5)$$

En segundo lugar, se realiza el mismo tipo de cálculo para las diferencias de temperatura entre el aceite y el devanado, obteniéndose así dos gradientes, $D\Delta\theta_{hl}$ y $D\Delta\theta_{h2}$.

$$D\Delta\theta_{h1(1)} = \frac{Dt}{k_{22}\tau_w} \cdot (k_{21} \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h1(0)}) \quad (6)$$

$$D\Delta\theta_{h2(1)} = \frac{Dt}{\frac{1}{k_{22}}\tau_o} \cdot ((k_{21} - 1) \cdot \Delta\theta_{hr} \cdot K^y - \Delta\theta_{h2(0)}) \quad (7)$$

$$\Delta\theta_{h1(1)} = \Delta\theta_{h1(0)} + D\Delta\theta_{h1(1)} \quad (8)$$

$$\Delta\theta_{h2(1)} = \Delta\theta_{h2(0)} + D\Delta\theta_{h2(1)} \quad (9)$$

Por último, 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, θ_h , y sumárselo a la temperatura obtenida del aceite para la iteración actual. Obteniendo así la temperatura del punto caliente del devanado en esta iteración, θ_h .

$$\Delta\theta_{h(1)} = \Delta\theta_{h1(1)} - \Delta\theta_{h2(1)} \quad (10)$$

$$\theta_{h(1)} = \theta_{o(1)} + \Delta\theta_{h(1)} \quad (11)$$

Repitiendo este proceso de la resolución de las ecuaciones diferenciales se puede desarrollar un proceso iterativo para cada instante de tiempo. Además, se puede obtener el envejecimiento relativo que está sufriendo el transformador para cada momento del que se ha obtenido la temperatura del punto caliente del devanado, θ_h .

$$V_{(1)} = e^{\frac{15000}{110+273} - \frac{15000}{\theta_{h(1)}+273}} \quad (12)$$

$$DL_{(1)} = V_{(1)} \cdot Dt \quad (13)$$

$$L_{(1)} = L_{(0)} + DL_{(1)} \quad (14)$$

2.3.1 Validación del modelo térmico basado en ecuaciones diferenciales

Una vez realizado y programado en Matlab [5] el modelo térmico, se realiza una comprobación de que esté implementado correctamente. Con este fin el Anexo I de la norma facilita un perfil temporal de carga y temperatura ambiente con el que puede llevarse a cabo la comprobación de que el programa funciona correctamente [3]. De esta forma, se comprobará 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. Dado que la entrada no es escalonada ni la temperatura de ambiente se mantiene constante, el método utilizado es el de las ecuaciones diferenciales.

El ejemplo en cuestión se plantea para un transformador de tamaño mediano y con refrigeración del tipo ONAF, del cual la norma aporta directamente todas las variables que son necesarias para aplicar el modelo. Estos parámetros se eligen de tal modo que la temperatura del punto caliente asignada es 110 °C a una temperatura ambiente de 30 °C [3].

- Incremento de temperatura del aceite y ambiente, $\Delta\theta_{or} = 45$ K
- Constante de tiempo del aceite, $\tau_o = 150$ min
- Relación entre las pérdidas en carga y en vacío, $R = 8$

- Exponente del devanado, $y = 1.3$
- Constante del modelo térmico específica del transformador, $k_{21} = 2$
- Incremento de temperatura del punto caliente del devanado y temperatura del aceite superior, $\Delta\theta_{hr} = 35 \text{ K}$
- Constante de tiempo del devanado, $\tau_w = 7 \text{ min}$
- Exponente del aceite, $x = 0.8$
- Constante del modelo térmico específica del transformador, $k_{11} = 0.5$
- Constante del modelo térmico específica del transformador, $k_{22} = 2$

Por otro lado, la norma también indica 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 ($\Delta t = t_{k+1} - t_k = 3 \text{ min.}$). Dichos valores son los que se indican en la Tabla 1 [3].

Tabla 1. Datos del ejemplo de calentamiento dado por la norma [3]

Etapa	Tiempo t (min)	Hora del día H (h:min)	Temperatura Ambiente θ_a (°C)	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
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
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 entrada de la Tabla 1, la norma UNE-IEC 60076-7 [3] los traza y los representa mediante la Figura 6.

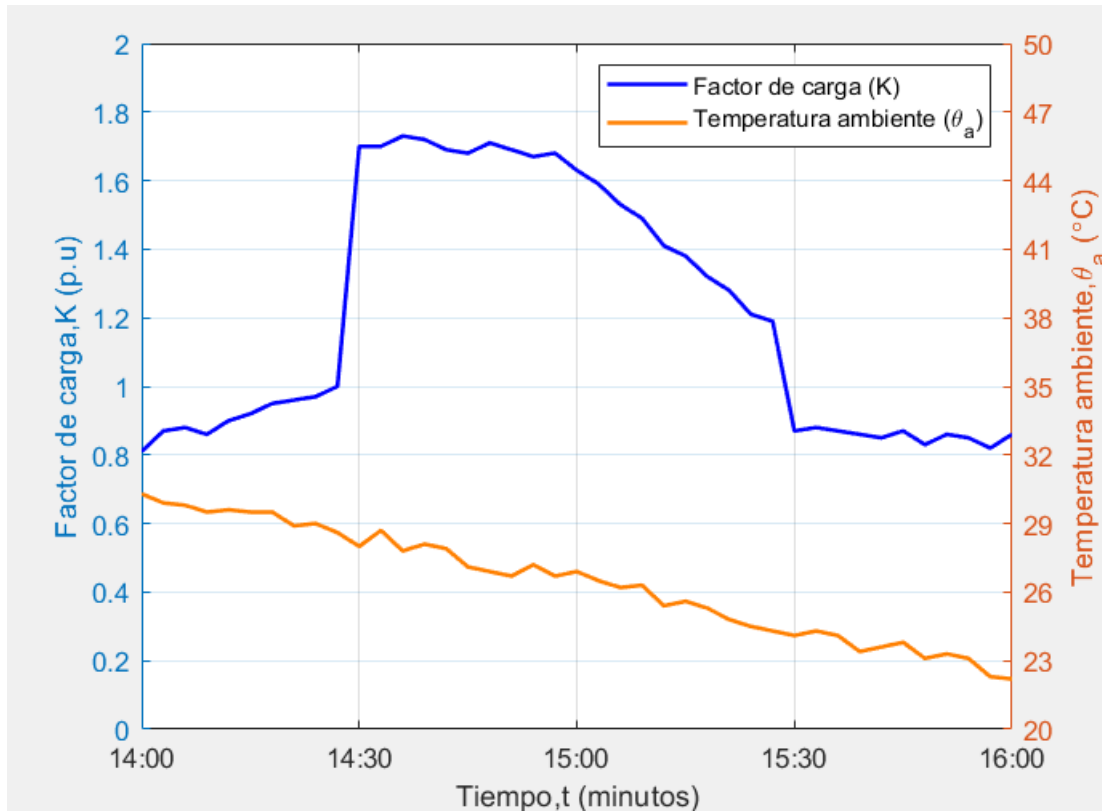


Figura 6. Evolución temporal del factor de carga, K , y la temperatura ambiente, θ_a , para el ejemplo planteado.

Con dichos valores, la norma obtiene los resultados reflejados en la Tabla 2, y representado mediante la Figura 7.

Tabla 2. Datos de salida del ejemplo dado por la norma [3]

Etapas	Tiempo t min	Hora del día h:min	Temperatura del Punto Caliente θ_h °C	Pérdida de vida L min
0	0	14:00	90.5	0
1	3	14:03	91.6	0
2	6	14:06	92.7	1
3	9	14:09	93.2	1
4	12	14:12	94.3	2
5	15	14:15	95.6	3
6	18	14:18	97.2	3
7	21	14:21	98.6	4
8	24	14:24	100.0	5
9	27	14:27	101.6	7
10	30	14:30	118.6	14
11	33	14:33	132.1	39
12	36	14:36	143.5	109
13	39	14:39	152.4	258
14	42	14:42	158.8	508
15	45	14:45	163.6	875
16	48	14:48	168.2	1402
17	51	14:51	171.5	2076
18	54	14:54	173.6	2871
19	57	14:57	175.7	3796
20	60	15:00	176.1	4754
21	63	15:03	175.6	5675
22	66	15:06	173.8	6480
23	69	15:09	171.5	7156
24	72	15:12	167.8	7667
25	75	15:15	164.3	8055
26	78	15:18	160.1	8335
27	81	15:21	156.0	8534
28	84	15:24	151.1	8668
29	87	15:27	146.8	8761
30	90	15:30	136.9	8800
31	93	15:33	129.1	8819
32	96	15:36	122.8	8830
33	99	15:39	117.5	8836
34	102	15:42	113.1	8840
35	105	15:45	110.0	8843
36	108	15:48	106.6	8846
37	111	15:51	104.5	8847
38	114	15:54	102.6	8849
39	117	15:57	100.4	8850
40	120	16:00	99.3	8851

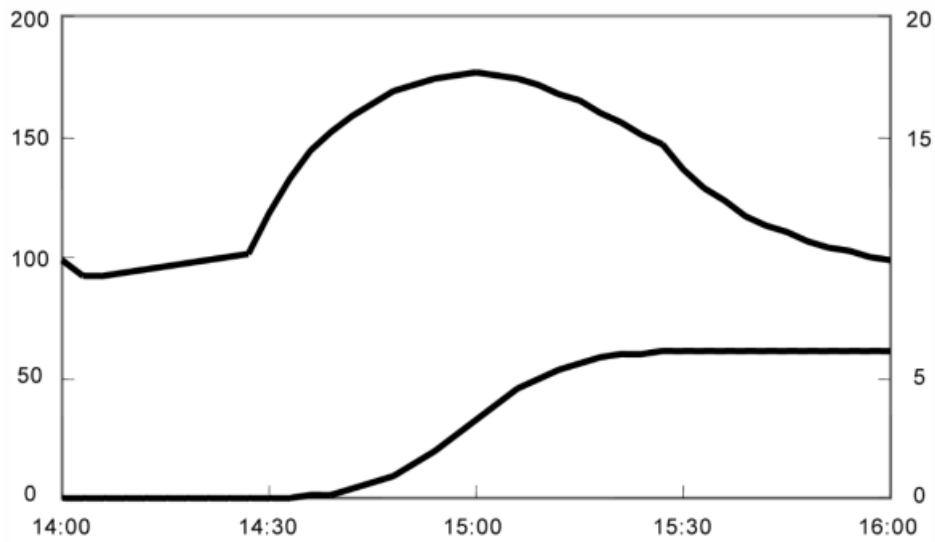


Figura 7. Resultados aportados por la norma, de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del devanado θ_h en $^{\circ}\text{C}$ (curva superior, eje izquierdo) y la pérdida de vida L en días (curva inferior, eje derecho) para las entradas de la Figura 6 [3]

Por otro lado, introduciendo los valores de entrada de la Tabla 1 en el programa desarrollado del modelo térmico en Matlab, finalmente se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 3 y en la Figura 8.

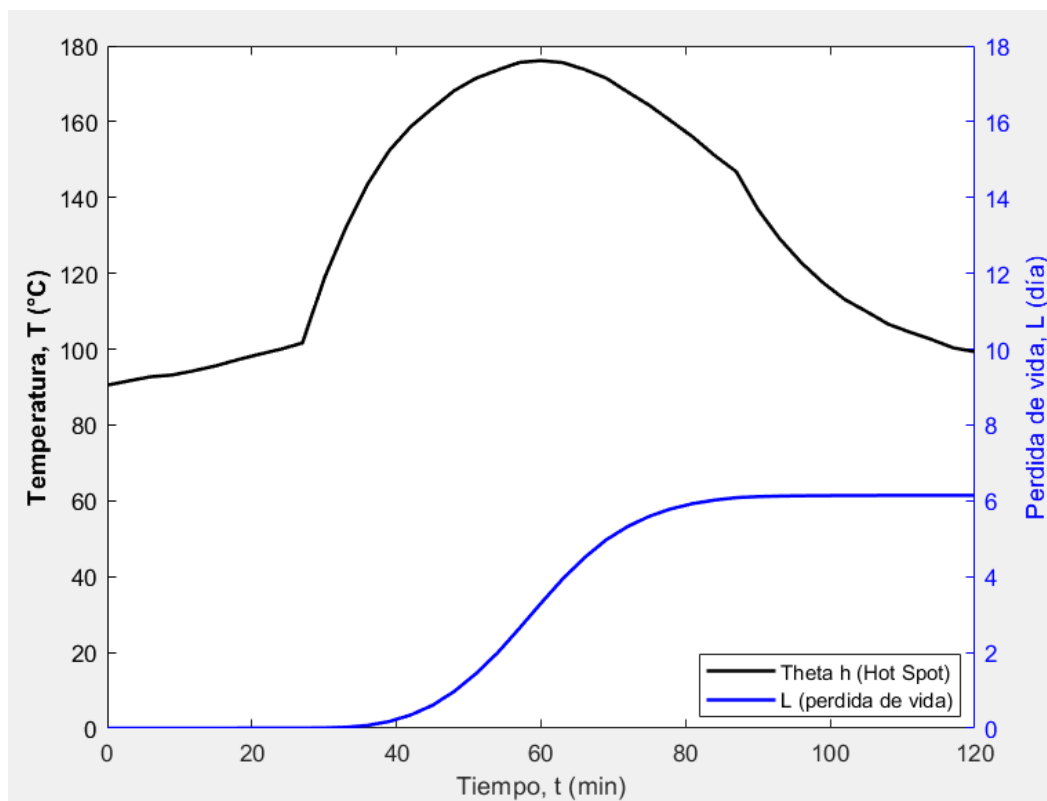


Figura 8. Resultados obtenidos de la evolución temporal del calentamiento del punto caliente del devanado θ_h y pérdida de vida L .

Tabla 3. Resultados numéricos obtenidos por el programa desarrollado, tras simular el ejemplo del Anexo I de la norma UNE-IEC 60076-7.

Etapa	Tiempo t min	Hora del día H (h:min)	Resultados del modelo realizado		Resultados de la Norma	
			Temperatura del Punto Caliente θ_h (°C)	Pérdida de vida L (min)	Temperatura del Punto Caliente θ_h (°C)	Pérdida de vida L (min)
0	0	14:00	90.52	0.00	90.5	0
1	3	14:03	91.65	0.42	91.6	0
2	6	14:06	92.73	0.89	92.7	1
3	9	14:09	93.18	1.39	93.2	1
4	12	14:12	94.31	1.95	94.3	2
5	15	14:15	95.60	2.60	95.6	3
6	18	14:18	97.20	3.37	97.2	3
7	21	14:21	98.65	4.28	98.6	4
8	24	14:24	99.99	5.33	100.0	5
9	27	14:27	101.65	6.58	101.6	7
10	30	14:30	118.60	13.67	118.6	14
11	33	14:33	132.08	39.05	132.1	39
12	36	14:36	143.51	109.13	143.5	109
13	39	14:39	152.39	257.74	152.4	258
14	42	14:42	158.76	507.67	158.8	508
15	45	14:45	163.60	875.03	163.6	875
16	48	14:48	168.22	1401.6	168.2	1402
17	51	14:51	171.46	2076.3	171.5	2076
18	54	14:54	173.63	2871.5	173.6	2871
19	57	14:57	175.65	3796.2	175.7	3796
20	60	15:00	176.12	4754.0	176.1	4754
21	63	15:03	175.59	5674.6	175.6	5675
22	66	15:06	173.80	6479.6	173.8	6480
23	69	15:09	171.50	7156.2	171.5	7156
24	72	15:12	167.84	7667.5	167.8	7667
25	75	15:15	164.29	8055.5	164.3	8055
26	78	15:18	160.14	8334.8	160.1	8335
27	81	15:21	155.96	8534.2	156.0	8534
28	84	15:24	151.11	8667.8	151.1	8668
29	87	15:27	146.82	8760.9	146.8	8761
30	90	15:30	136.86	8799.9	136.9	8800
31	93	15:33	129.15	8819.3	129.1	8819
32	96	15:36	122.81	8829.9	122.8	8830
33	99	15:39	117.53	8836.3	117.5	8836
34	102	15:42	113.12	8840.4	113.1	8840
35	105	15:45	109.96	8843.4	110.0	8843
36	108	15:48	106.62	8845.6	106.6	8846
37	111	15:51	104.49	8847.2	104.5	8847
38	114	15:54	102.56	8848.6	102.6	8849
39	117	15:57	100.36	8849.7	100.4	8850
40	120	16:00	99.32	8850.7	99.3	8851

Como puede verse, los resultados obtenidos con la rutina de cálculo elaborada en Matlab, coinciden exactamente con los que muestra la norma si se considera que la norma aplica un criterio de redondeo al alza cuando el decimal es igual o superior a cinco. Por lo tanto, queda validado el programa para su uso en los próximos capítulos.

Por otro lado, la diferencia entre el tiempo transcurrido (120 min) y la pérdida de vida calculada (8851 min) refleja el impacto térmico de la sobrecarga. Según la norma UNE-IEC 60076-7, el envejecimiento del aislamiento aumenta de forma exponencial con la temperatura [3].

Dado que el punto caliente superó significativamente la temperatura de referencia (98°C), alcanzando picos de 168.2°C, la tasa de deterioro se aceleró drásticamente. En términos prácticos, el transformador ha consumido en solo 2 horas el equivalente a 6 días de su vida útil bajo condiciones nominales, lo que demuestra que la magnitud de la carga es mucho más crítica para la longevidad del equipo que la duración cronológica del evento.

2.4 Selección de los transformadores a analizar

El modelado térmico de los transformadores se alimenta de parámetros físicos e inercias térmicas que determinan cómo de rápido se calientan el aceite y el cobre. Dado que cada diseño es único, estos parámetros deben extraerse de los ensayos de recepción en fábrica (*Factory Acceptance Test - FAT*), específicamente del ensayo de calentamiento. En este apartado, se calcularán dichos parámetros a partir de los ensayos de calentamiento, combinados con las directrices genéricas de la norma UNE-IEC 60076-7, cuando no se dispone de mediciones con sensores de fibra óptica.

Se han elegido dos ensayos correspondientes a dos únicos transformadores físicos. Aunque en la documentación técnica de cada equipo se especifican dos valores de potencia aparente, 20/25 MVA para el primer transformador y 24/30 MVA para el segundo, cabe destacar que no se trata de cuatro máquinas distintas, sino del modelado de dos regímenes de funcionamiento térmico (condiciones de refrigeración) evaluados sobre el mismo equipo.

Esta dualidad en la potencia responde a los dos métodos de refrigeración que incorpora el diseño de la máquina. Por un lado, uno que opera con refrigeración ONAN (*Oil Natural Air Natural*), es decir, tanto el aire y aceite fluyen naturalmente (convección natural) 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 devanado, se activa una ventilación externa (convección forzada del aire de refrigeración) para refrigerar de forma más eficaz a los transformadores. Esta mejora en la refrigeración permite que la misma máquina física sea capaz de gestionar mayores pérdidas internas, sin sobrepasar los límites de máxima temperatura, elevando su capacidad de potencia aparente máxima.

De este modo, los datos extraídos de estos dos protocolos de pruebas en fábrica (FAT) han permitido modelar y contrastar el comportamiento térmico de ambos transformadores tanto en su estado de refrigeración pasiva (ONAN) como activa (ONAF), justificando así las cuatro condiciones de operación analizadas en este trabajo.

2.4.1 Parametrización de las variables para los cálculos de las constantes del transformador

Antes de plantear las ecuaciones, es necesario definir las variables y parámetros involucrados en los cálculos para obtener las constantes de los transformadores seleccionados [3].

- Gradiente devanado-aceite para la carga considerada, g (K)
- Calor específico del material del conductor, c (W·s/(kg·K))
- Pérdida del devanado para la carga considerada, P_w (W)
- Masa del conjunto de devanados, m_w (kg)
- Masa del núcleo, m_{FE} (kg)
- Masa de la cuba y accesorios, m_T (kg) (solo se deben considerar 2/3 de la masa del tanque).
- Masa de aceite, m_o (kg)
- Calor específico del material del devanado, c_w (W·s/(kg·K))
- Calor específico del núcleo, c_{FE} (W·s/(kg·K))
- Calor específico de la cuba y de los accesorios, c_T (W·s/(kg·K))
- Calor específico del aceite, c_o (W·s/(kg·K))
- Factor de corrección del aceite en los modos de refrigeración ONAF, ONAN, OF y OD; k_o
- Pérdidas producidas con la carga considerada, P (W)

2.4.2 Ecuaciones para los cálculos de las constantes y parámetros del transformador

Una vez definido la nomenclatura de todas las variables y parámetros que tienen lugar en el cálculo, en este subapartado se desarrollará las ecuaciones que son necesarias para calcular los parámetros necesarios para el modelo térmico [3].

- Cálculo de la constante de tiempo del devanado y del aceite

$$\tau_w = \frac{m_w \cdot c_w \cdot g}{60 \cdot P_w} \quad (15)$$

$$C = c_w \cdot m_w + c_{FE} \cdot m_{FE} + \frac{2}{3} \cdot c_T \cdot m_T + k_o \cdot c_o \cdot m_o \quad (16)$$

$$\tau_o = \frac{C \cdot \Delta\theta_o}{60 \cdot P} \quad (17)$$

- Cálculo de los parámetros del transformador

La norma específica que para poder calcular los parámetros (k_{11} , k_{21} y k_{22}), el devanado del transformador debe estar equipado con sensores de fibra [3]. En los ensayos de calentamiento elegidos, se mide indirectamente la temperatura del punto caliente mediante la variación de la resistencia (usando multímetros), por tanto, obtendremos los valores de los parámetros de la Tabla 4 proporcionada por la norma UNE-IEC 60076-7.

- Cálculo de los exponentes del aceite y del devanado

Para poder calcular estos exponentes (x e y) mediante el ensayo, la norma específica que debe ser un ensayo de calentamiento extendido, es decir, en lugar de inyectar únicamente el 100 % de las pérdidas hasta que la máquina se estabilice, el ensayo extendido obliga a mantener el transformador funcionando pasando por tres escalones de carga sucesivos hasta alcanzar el régimen permanente en cada uno de ellos. El ensayo extendido consta de tres fases sucesivas:

Fase 1: Ensayo a carga reducida (ej. inyectando el 70 % de las pérdidas en carga + pérdidas en vacío).

Fase 2: Calentamiento estándar (inyectando el 100 % de las pérdidas totales).

Fase 3: Ensayo en sobrecarga (inyectando el 125 % de las pérdidas en carga + pérdidas en vacío).

Como el ensayo de calentamiento seleccionado no es extendido, obtendremos los exponentes del aceite, y , del devanado de la Tabla 4 [3].

Tabla 4. Características térmicas recomendadas por la norma [3]

Característica	Pequeños transformadores	Transformadores de media y de gran potencia						
	ONAN	ONAN restringida ^a	ONAN	ONAF restringida ^a	ONAF	OF restringida ^a	OF	OD
Exponente del aceite x	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1,0	1,0	1,0
Exponente del devanado 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_0 , min	180	210	210	150	150	90	90	90
Constante de tiempo τ_w , min	4	10	10	7	7	7	7	7
a Si un devanado de un transformador con refrigeración ON o con refrigeración OF se refrigera en zigzag, un espesor de espaciador radial menor que 3 mm podría causar una circulación restringida del aceite, es decir, un mayor valor máximo de la función $\Delta\theta_h(t)/\Delta\theta_{hr}$ que el obtenido por espaciadores de espesor ≥ 3 mm.								

2.4.3 Características de los transformadores seleccionados

A continuación, se muestran las características de los transformadores seleccionados mediante la Tabla 5 y la Tabla 6.

Tabla 5. Características del transformador 20-25 MVA.

Característica	Transformador 20-25 MVA, 66000/25000 V, 50 Hz	
	ONAN (20 MVA)	ONAF (25 MVA)
Exponente del aceite x	0.80	0.80
Exponente del aceite y	1.30	1.30
Constante k_{11}	0.50	0.50
Constante k_{21}	2.00	2.00
Constante k_{22}	2.00	2.00
Constante de tiempo τ_o (min)	206.52	112.50
Constante de tiempo τ_w (min)	3.61	4.71
Relación de pérdidas R	6.04	9.43
Calentamiento del aceite superior para las pérdidas asignadas $\Delta\theta_{or}$ (K)	42.10	36.70
Gradiente entre el punto caliente y el aceite superior (en la cuba), para la intensidad asignada $\Delta\theta_{hr}$ (K)	10.01	20.41
Potencia de los ventiladores de refrigeración (W)	1379	1379

Tabla 6. Características del transformador 24-30 MVA.

Característica	Transformador 24-30 MVA, 66000/27000 V, 50 Hz	
	ONAN (24 MVA)	ONAF (30 MVA)
Exponente del aceite x	0.80	0.80
Exponente del aceite y	1.30	1.30
Constante k_{11}	0.50	0.50
Constante k_{21}	2.00	2.00
Constante k_{22}	2.00	2.00
Constante de tiempo τ_o (min)	177.09	109.90
Constante de tiempo τ_w (min)	6.86	5.89
Relación de pérdidas R	5.38	8.40
Calentamiento del aceite superior para las pérdidas asignadas $\Delta\theta_{or}$ (K)	37.90	34.30
Gradiente entre el punto caliente y el aceite superior (en la cuba), para la intensidad asignada $\Delta\theta_{hr}$ (K)	19.89	26.65
Potencia de los ventiladores de refrigeración (W)	1379	1379

En el modelo térmico de un transformador de potencia, las constantes de tiempo (τ_o para el aceite y τ_w para el devanado) definen la velocidad con la que el equipo alcanza el equilibrio térmico ante variaciones de carga. Si comparamos los modos de refrigeración ONAN y ONAF, se observa que los valores de estas constantes disminuyen cuando se activan los ventiladores.

La constante de tiempo del aceite no depende únicamente de la masa de los materiales (aceite, núcleo y cuba), sino también de la capacidad del sistema para disipar calor al ambiente. En el modo ONAN, la evacuación de calor depende de la convección natural del aire. Al ser un proceso lento y menos eficiente, el sistema presenta una gran "inercia térmica", lo que resulta en una constante τ_o elevada. En el modo ONAF, al activar la ventilación forzada, se incrementa drásticamente el coeficiente de

transferencia de calor en la superficie de los radiadores. Esto permite que el aceite ceda su energía al aire de forma mucho más rápida, por tanto, el sistema alcanza su temperatura final en menos tiempo. Es por ello, que τ_o es menor en ONAF que en ONAN.

A diferencia del aceite, la constante de tiempo del devanado experimenta una variación mucho menor entre ambos modos, aunque también tiende a reducirse ligeramente en ONAF. El motivo es que τ_w depende del intercambio de calor entre el cobre y el aceite que lo rodea inmediatamente. Dado que en ambos modos (ONAN y ONAF) la circulación del aceite dentro de las bobinas sigue siendo Natural (ON), la resistencia térmica interna no cambia significativamente. Sin embargo, en ONAF al estar el aceite globalmente más frío y circular con una velocidad ligeramente mayor por el gradiente térmico, la transferencia mejora levemente, reduciendo τ_w .

3 OBTENCIÓN VARIABLES DE ENTRADA

En este capítulo se desarrollará cómo se han obtenido las dos variables de entrada necesarias para modelar la temperatura en el modelo térmico de Matlab. Por un lado, el factor de carga que corresponderá a la de un parque fotovoltaico, y por otro lado la temperatura ambiente. 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 [6].

Los datos obtenidos no podrán ser implementados directamente en el programa del modelo térmico del transformador, ya que como se ha mencionado lo que se requiere es la medición del factor de carga y temperatura ambiente cada 3 minutos. Es por ello, que se deberá interpolar linealmente entre los valores obtenidos a cada hora para así desarrollarlos y obtener a su vez los equivalentes para cada 3 minutos.

3.1 Variables de entradas obtenidas

Como se ha dicho anteriormente, se ha hecho uso de la herramienta de simulación de la Comisión Europea. En ella se realiza una simulación de cómo se comportarían paneles fotovoltaicos en la ubicación geográfica seleccionada, obteniendo tanto la temperatura ambiente a la que estarían expuestos como su curva de generación. Se muestra una imagen de la herramienta en la Figura 9.

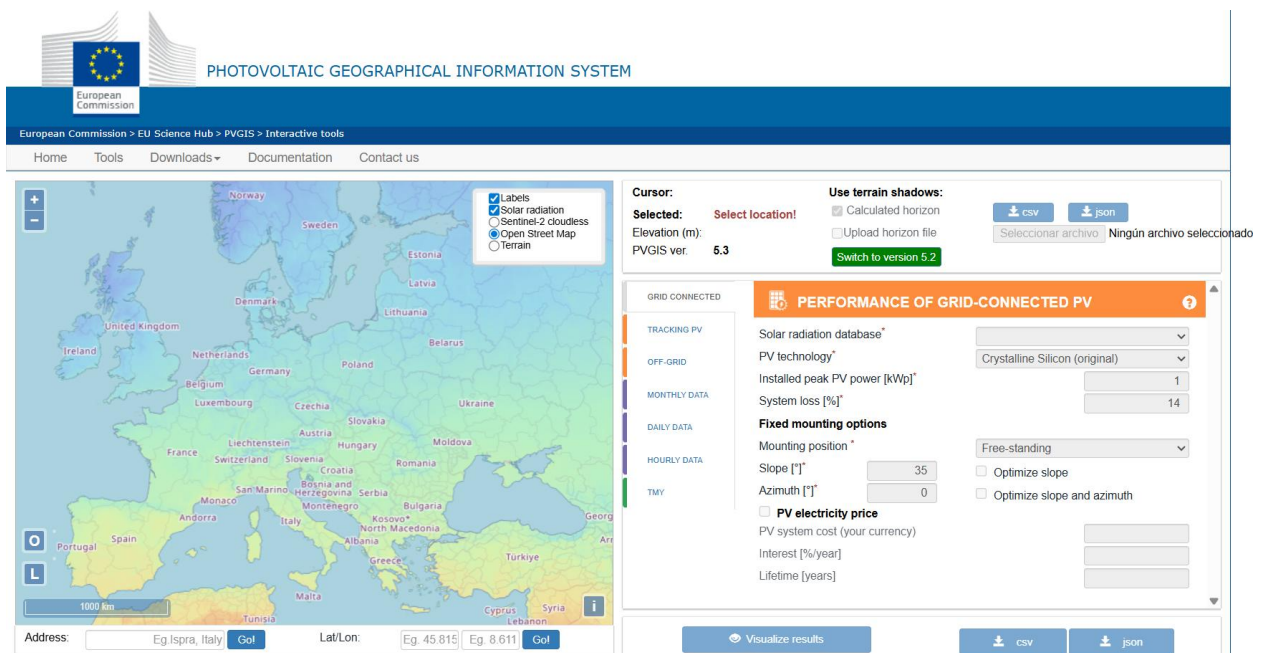


Figura 9. Herramienta de simulación PVGIS de la Comisión Europea [6]

Para hacer uso de la herramienta 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 determina tanto el tipo de panel, como su inclinación y material.

La localización seleccionada es la provincia de Sevilla, y las pérdidas de la planta se han estimado en torno al 14 %, valor estándar que el programa utiliza para ajustar la producción teórica a la realidad operativa. Este porcentaje se justifica técnicamente por las pérdidas en la eficiencia del inversor (conversión de corriente continua a corriente alterna), la resistencia eléctrica en el cableado, la acumulación de suciedad sobre los módulos y la degradación progresiva de las células fotovoltaicas con el tiempo. Por último, se han seleccionado paneles solares de tipo fijo, montados con 35° de inclinación y de silicio, esto último debido a que es el material más utilizado comúnmente.

La elección de una inclinación de 35° se fundamenta en el objetivo de maximizar la producción de energía bruta a lo largo del ciclo anual. Según la Figura 10, una configuración geométrica con una inclinación de 35° orientada al Sur permite alcanzar un factor de aprovechamiento del 100 %, que representa el pico máximo de eficiencia en la captación de radiación solar [7]. Cualquier desviación respecto a este ángulo de inclinación óptimo provocaría una pérdida geométrica en la recepción de la irradiancia y, en consecuencia, un descenso en el total de energía inyectada anualmente por la instalación.

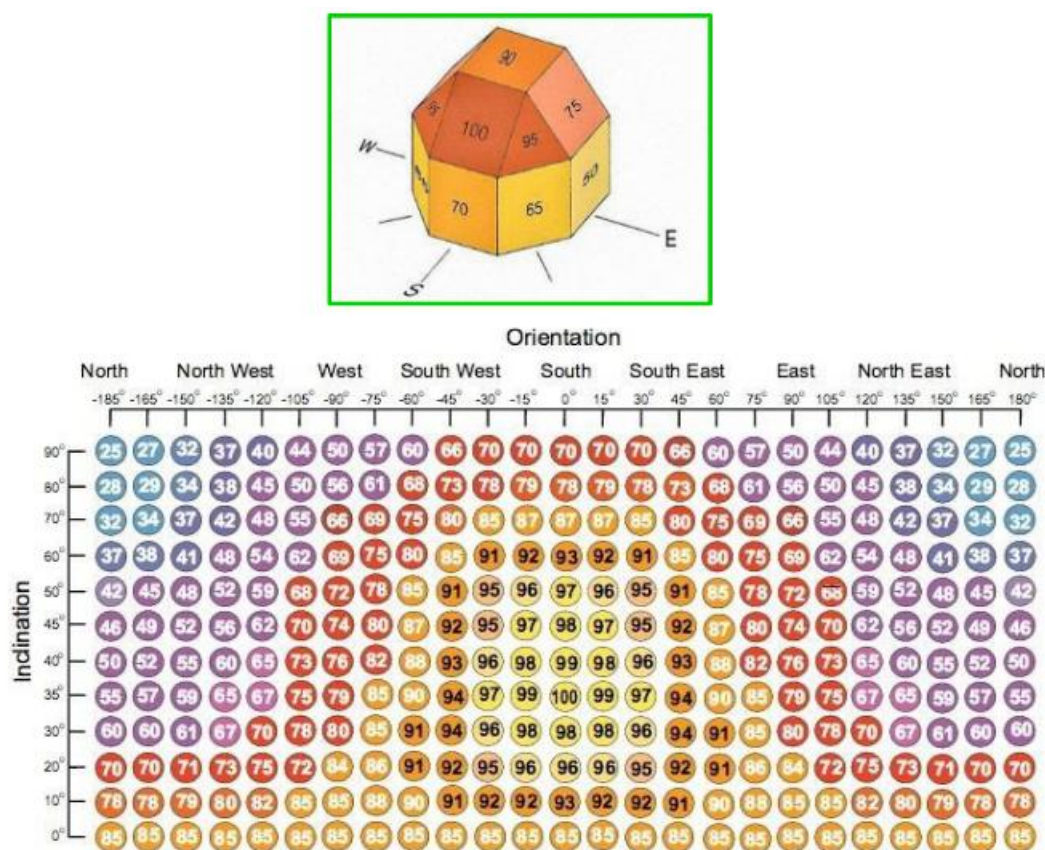


Figura 10. Influencia en la energía anual producida en función de orientación e inclinación [7]

Dado que la planta fotovoltaica alcanzará su pico de producción en contadas ocasiones al año, un diseño de 25 MWp apenas lograría aprovechar la capacidad nominal del transformador. Por este motivo, se realizan simulaciones con instalaciones de mayor tamaño, contemplando incluso escenarios que excedan el límite del transformador y generen momentos de sobrecarga.

A continuación, se muestran los datos proporcionados a PVGIS para realizar la simulación en la Tabla 7.

Tabla 7. Datos proporcionados a PVGIS para la simulación.

Datos	Valores
Localización	Sevilla
Latitud	37.388°
Longitud	-5.992°
Inicio del año	2023
Final del año	2023
Tipo de paneles solares	Fijos
Inclinación	35°
Acimutal	0°
Tecnología Fotovoltaica	Silicio
Pérdidas de la planta	14 %
Potencia de la planta: Caso 1	25 MWp
Potencia de la planta: Caso 2	30 MWp
Potencia de la planta: Caso 3	35 MWp
Potencia de la planta: Caso 4	40 MWp
Potencia de la planta: Caso 5	45 MWp
Potencia de la planta: Caso 6	50 MWp
Potencia de la planta: Caso 7	60 MWp

Tras realizar la simulación para los datos recogidos del año 2023, la herramienta devuelve tanto la potencia generada a cada hora como la temperatura ambiente. Los resultados obtenidos de la temperatura ambiente se muestran en la Figura 11 mientras que los obtenidos para una potencia de la planta de 25 MWp en la Figura 12, para 30 MWp se muestra en la Figura 13, para 35 MWp en la Figura 14, para 40 MWp en la Figura 15, para 45 MWp en la Figura 16, para 50 MWp en la Figura 17 y para 60 MWp en la Figura 18.

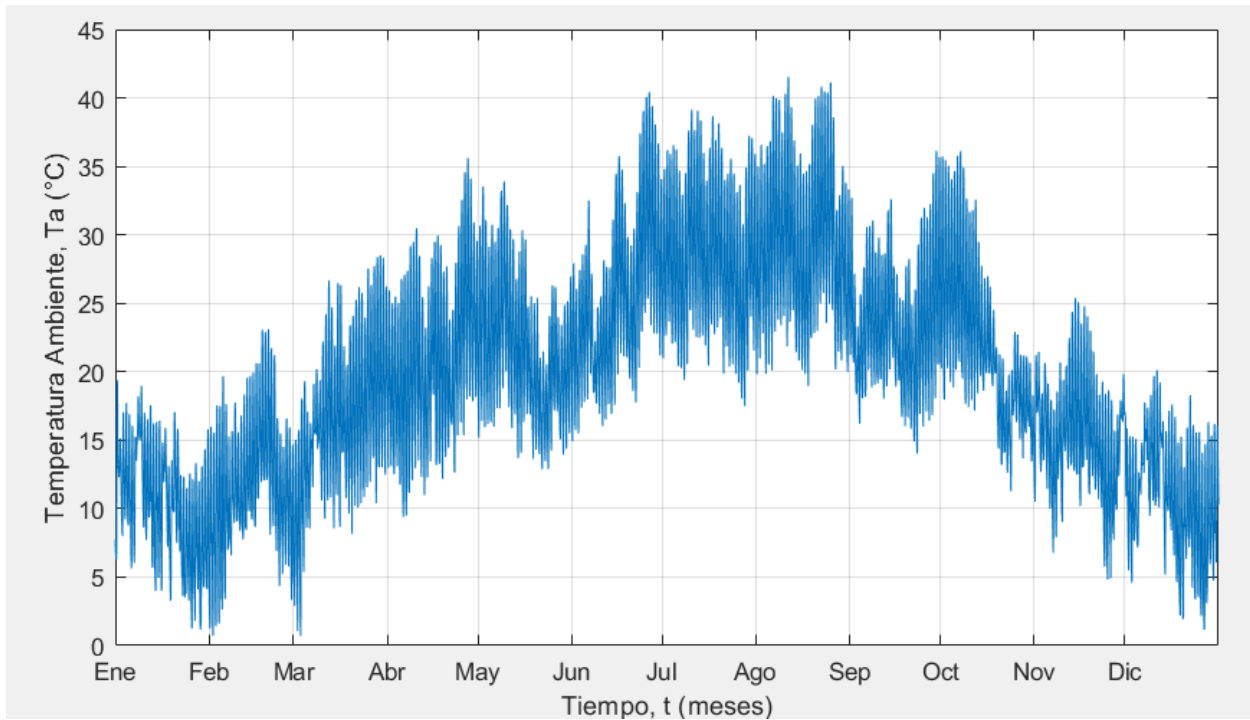


Figura 11. Evolución de la temperatura ambiente durante el año en la localización seleccionada.

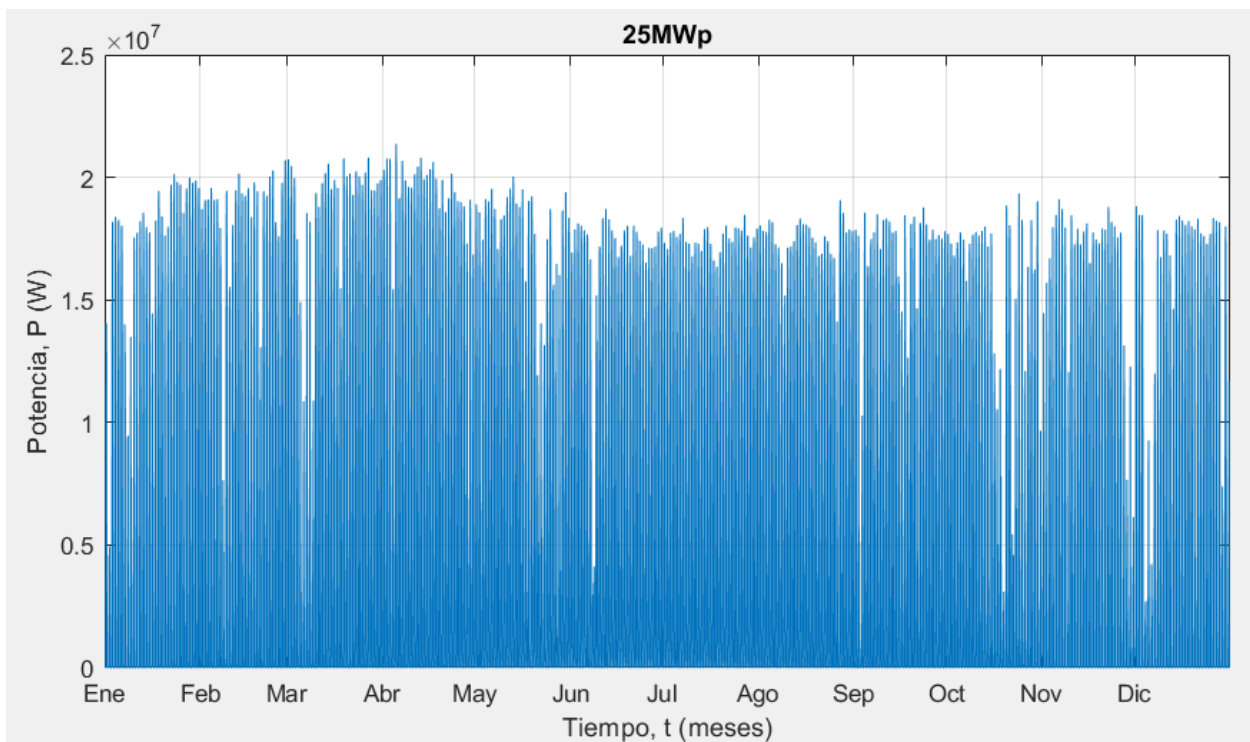


Figura 12. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 25 MWp durante el año.

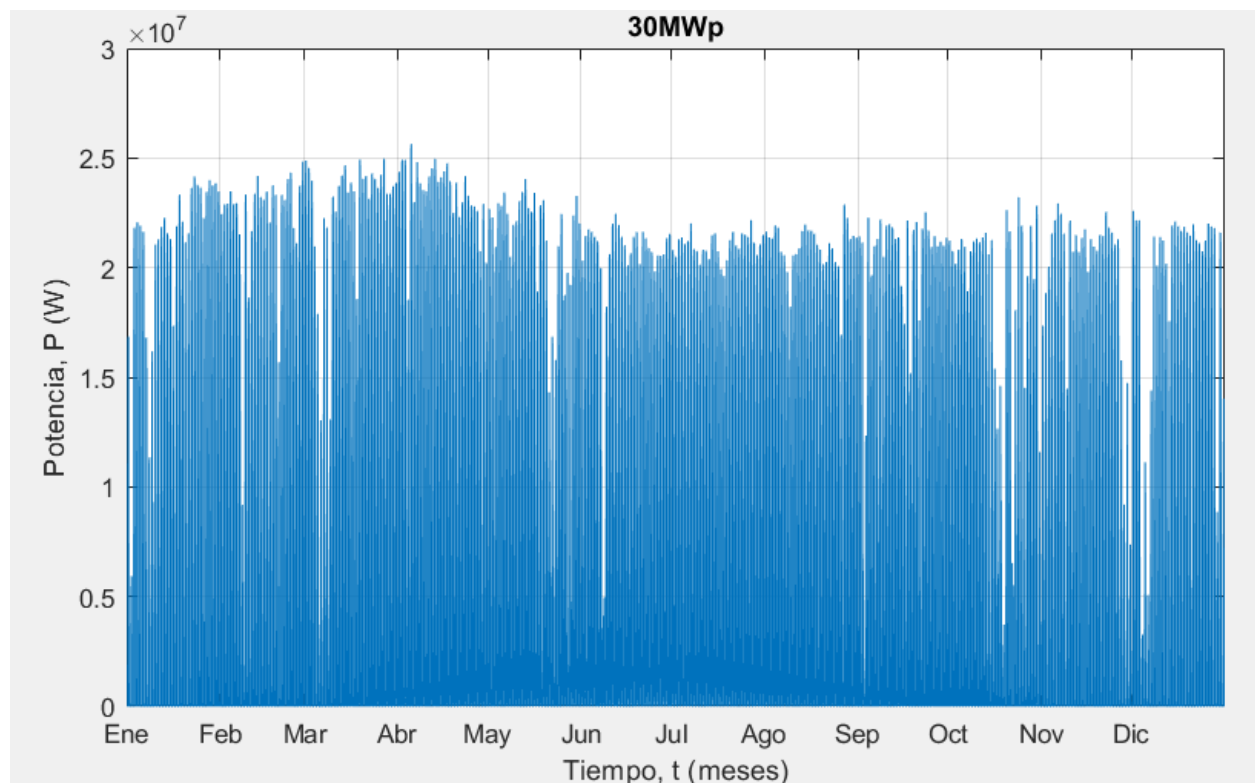


Figura 13. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 30 MWp durante el año.

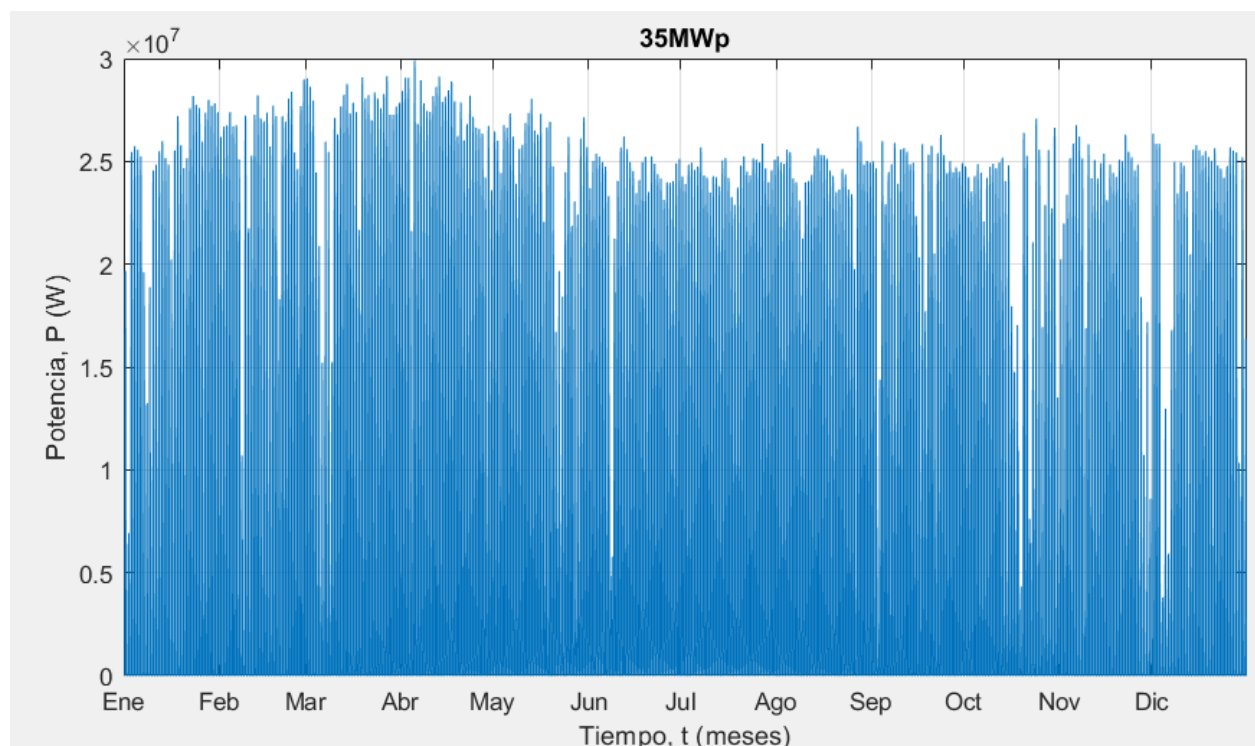


Figura 14. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 35 MWp durante el año.

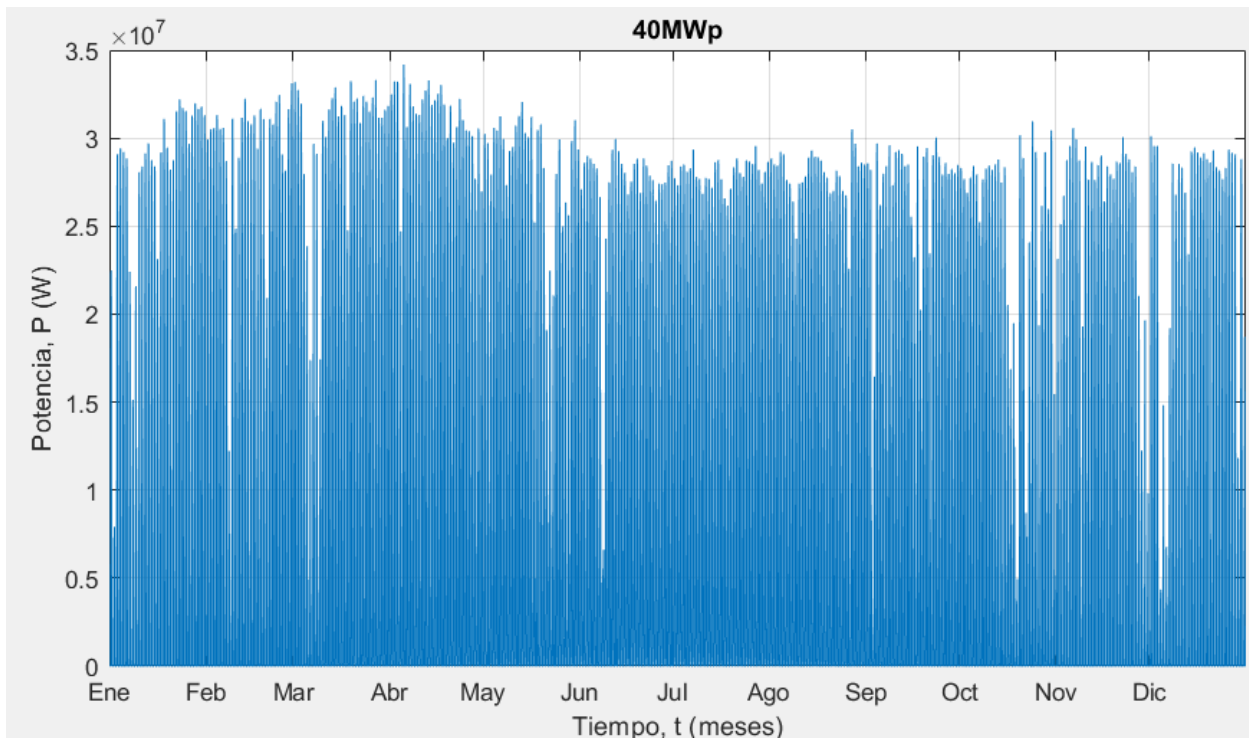


Figura 15. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 40 MWp durante el año.

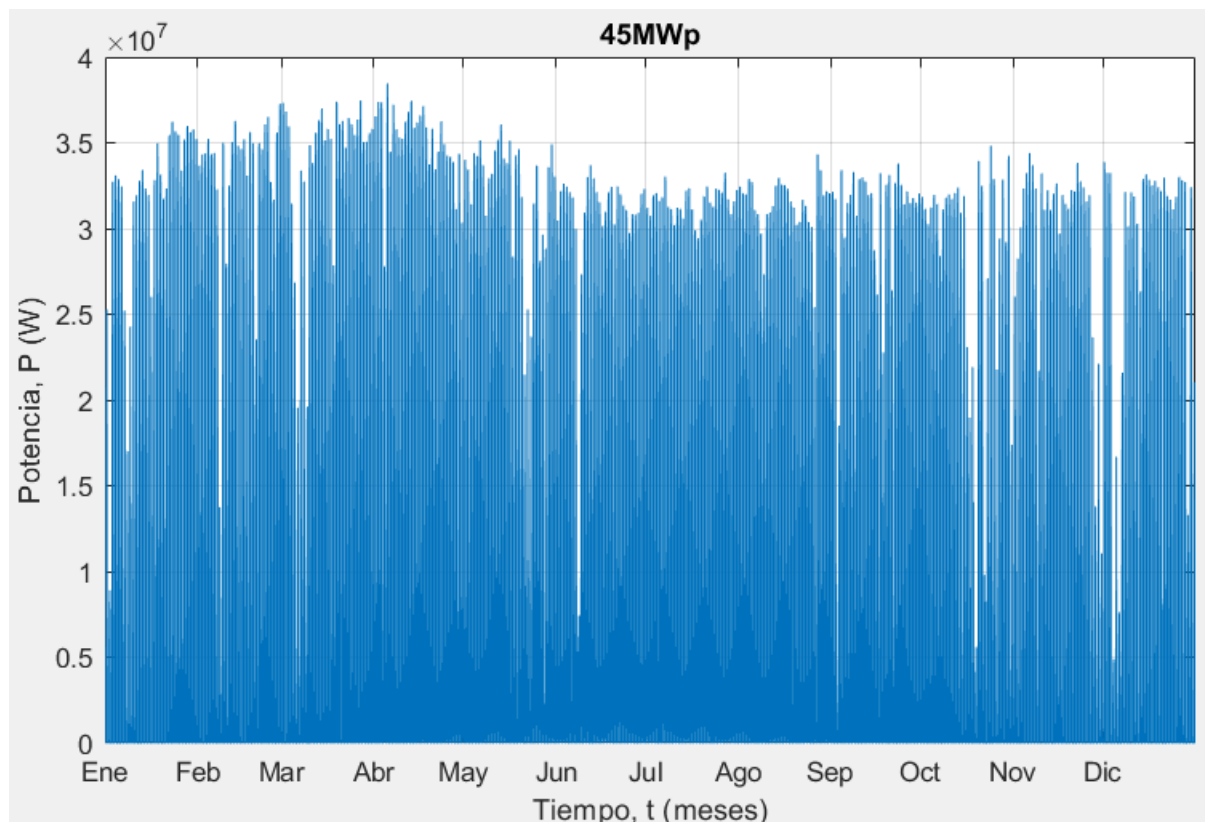


Figura 16. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 45 MWp durante el año.

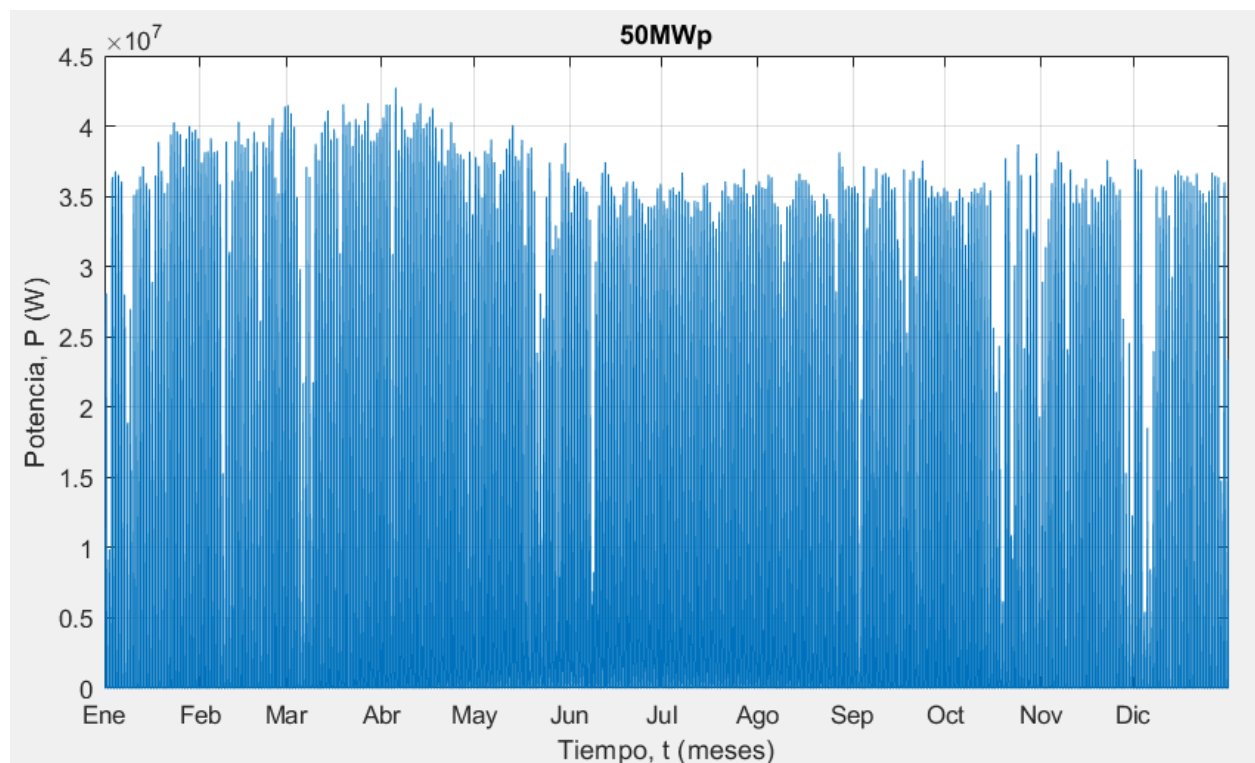


Figura 17. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 50 MWp durante el año

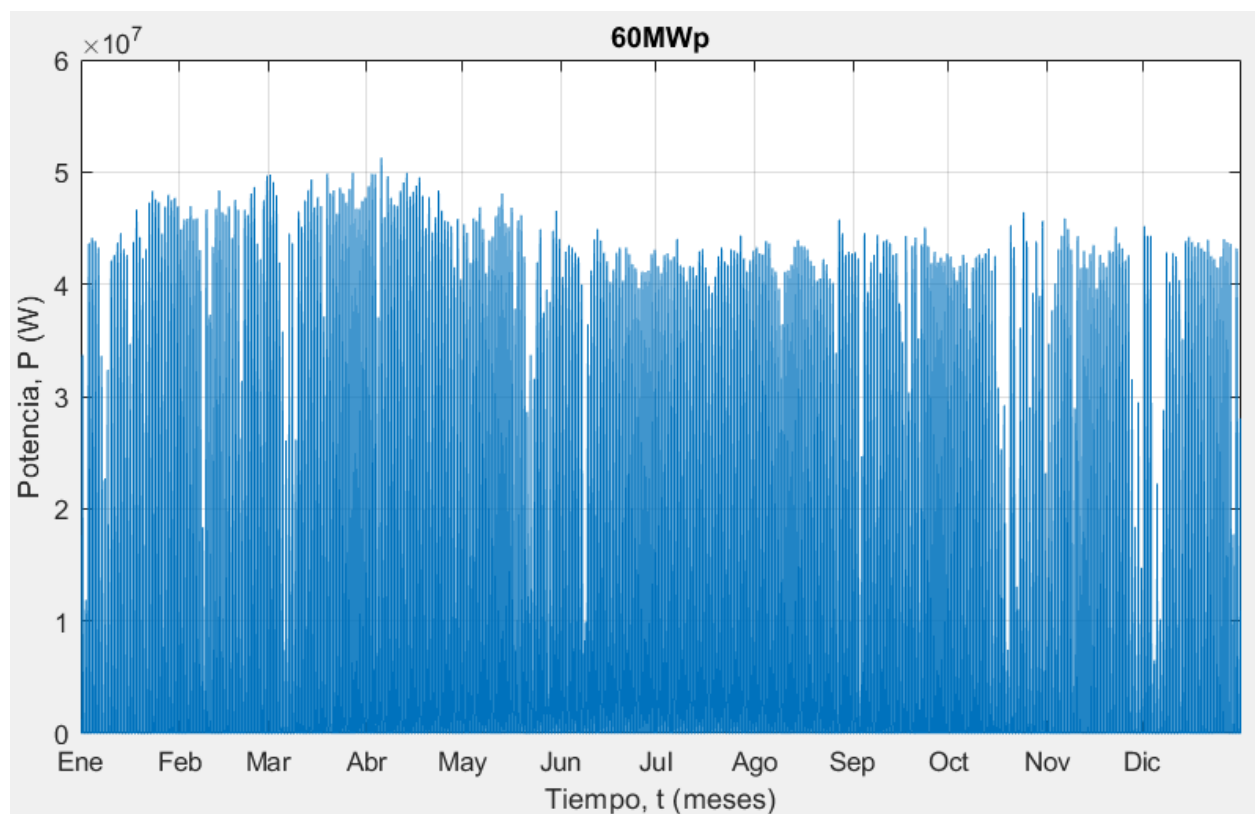


Figura 18. Evolución de la potencia generada por la planta solar de 60 MWp durante el año

Para una mejor visualización de los resultados, en la Figura 19 se muestra la evolución diaria de la temperatura ambiente y, de la Figura 20 a la Figura 26 la evolución diaria de la producción de potencia de un día de cada estación para cada planta solar. Para ello, se ha seleccionado los solsticios (verano e invierno) y los equinoccios (primavera y otoño), ya que estos días representan los picos y los puntos medios del comportamiento solar a lo largo del año.

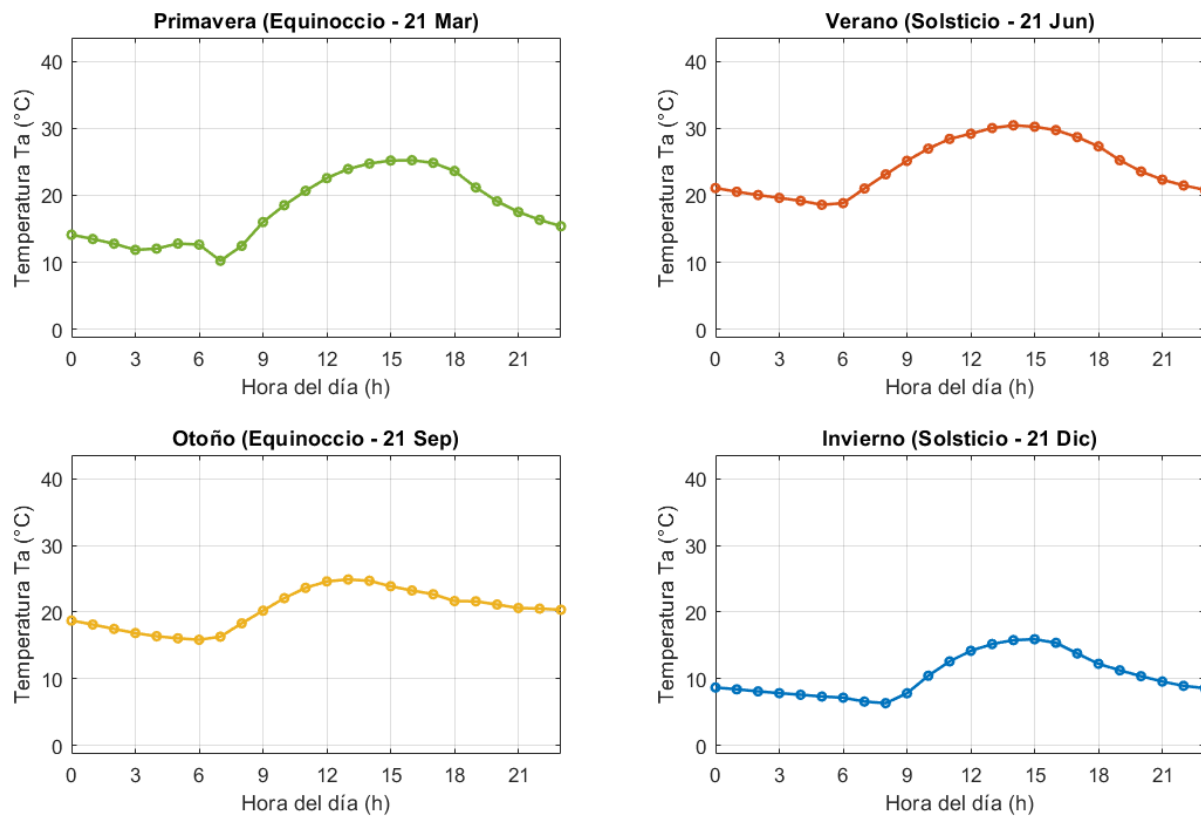


Figura 19. Evolución diaria de la temperatura ambiente de un día típico de cada estación.

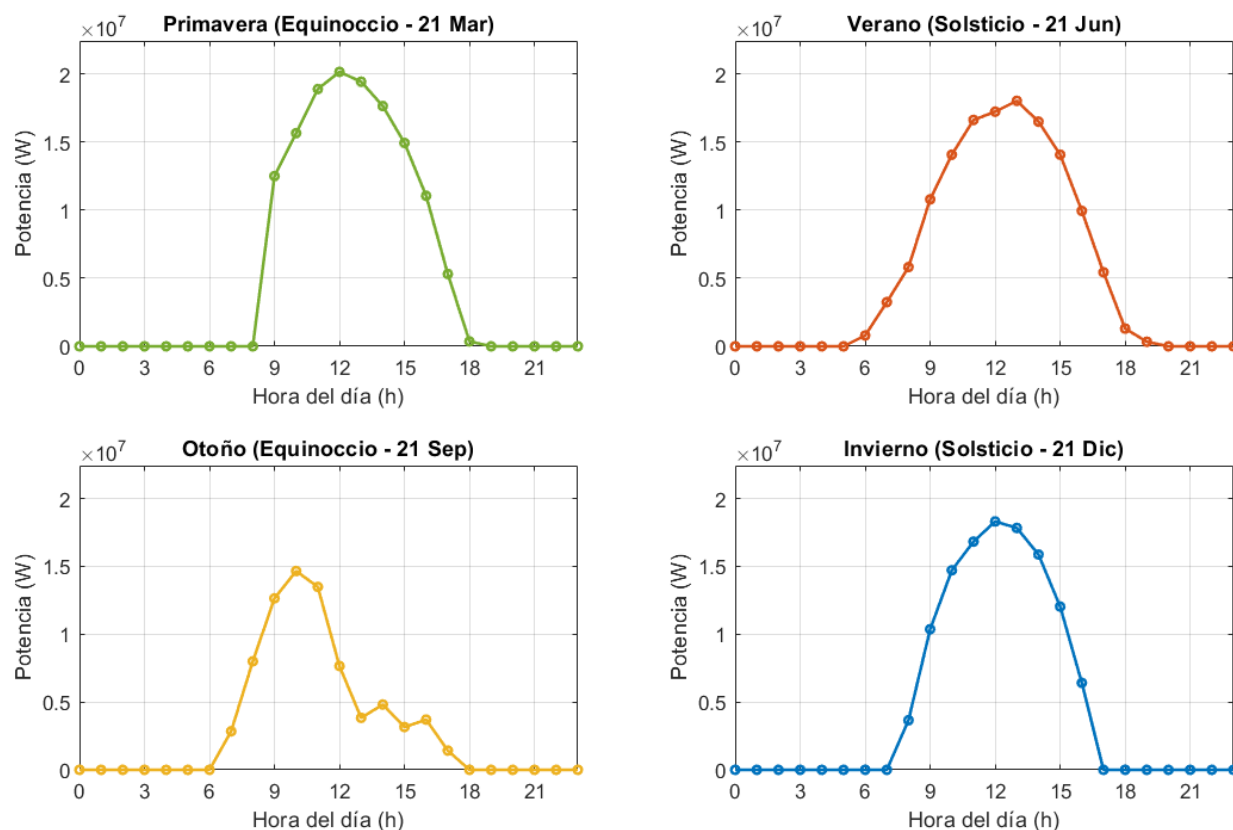


Figura 20. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 25 MWp para un día típico de cada estación.

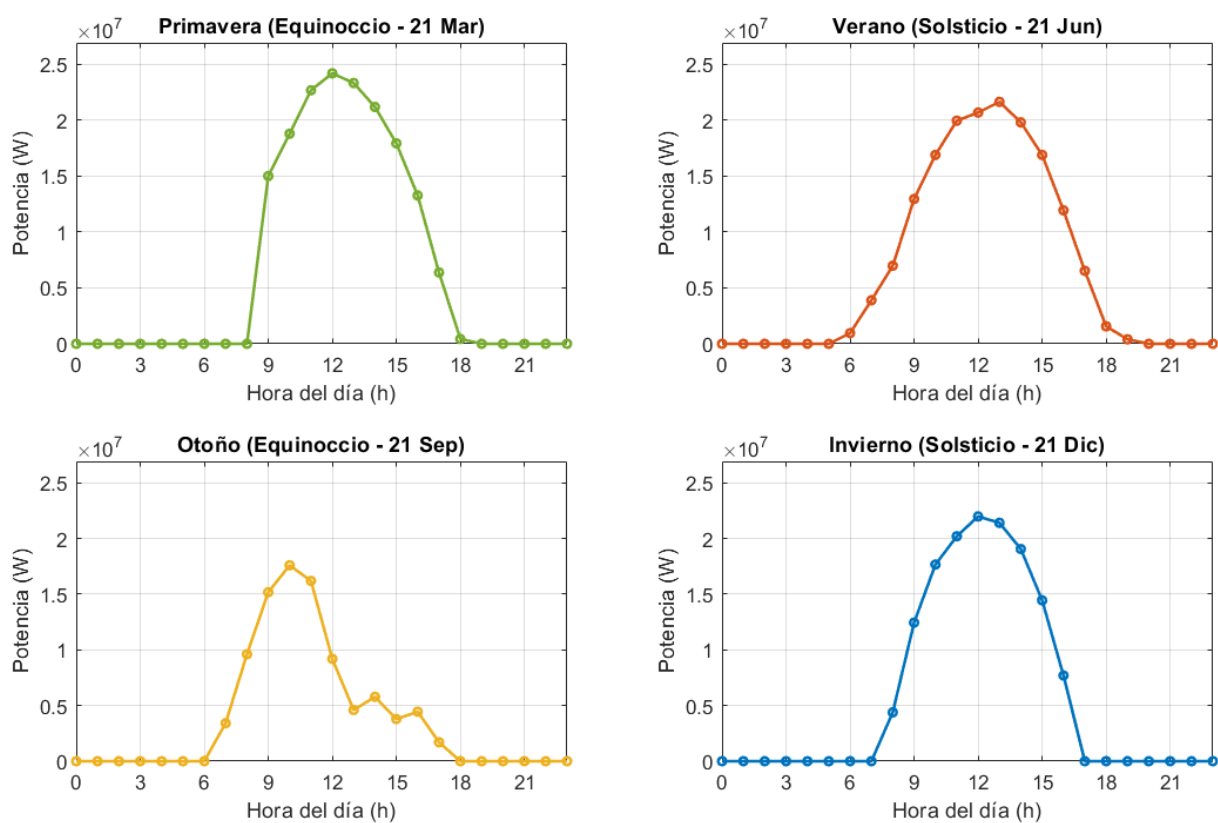


Figura 21. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 30 MWp para un día típico de cada estación.

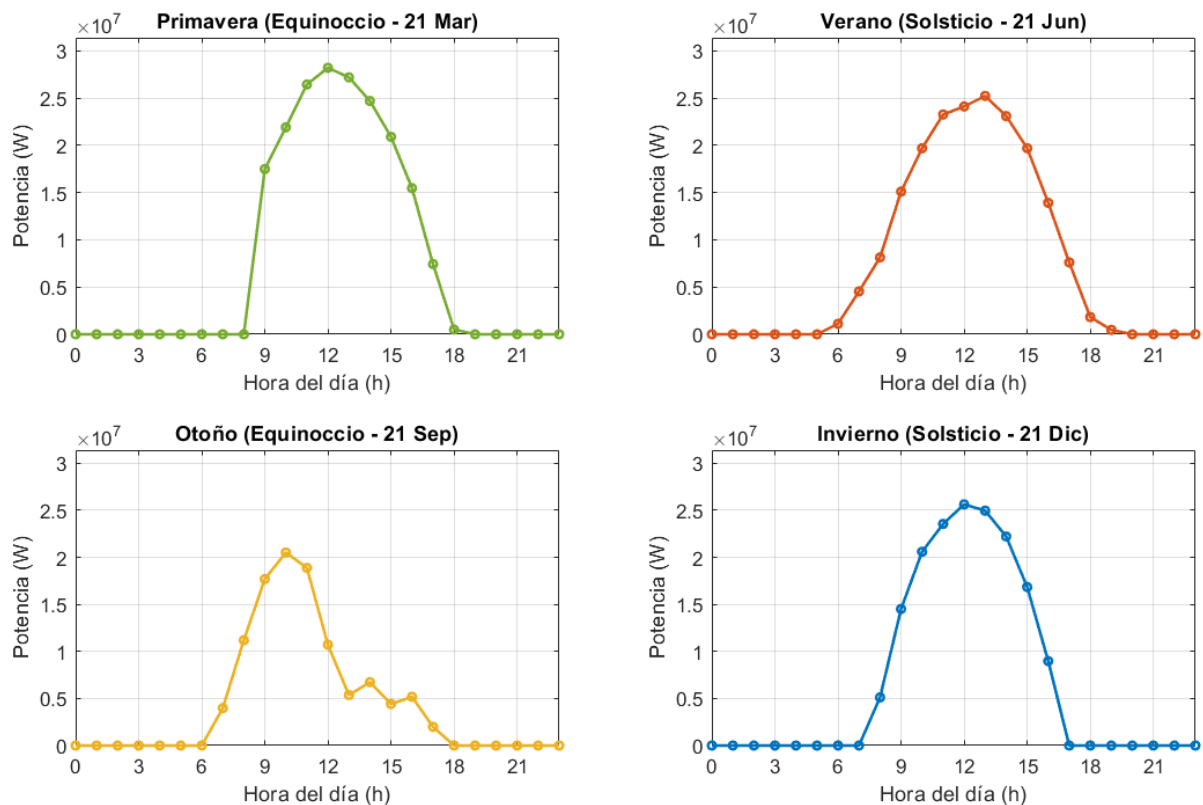


Figura 22. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 35MWp para un día típico de cada estación.

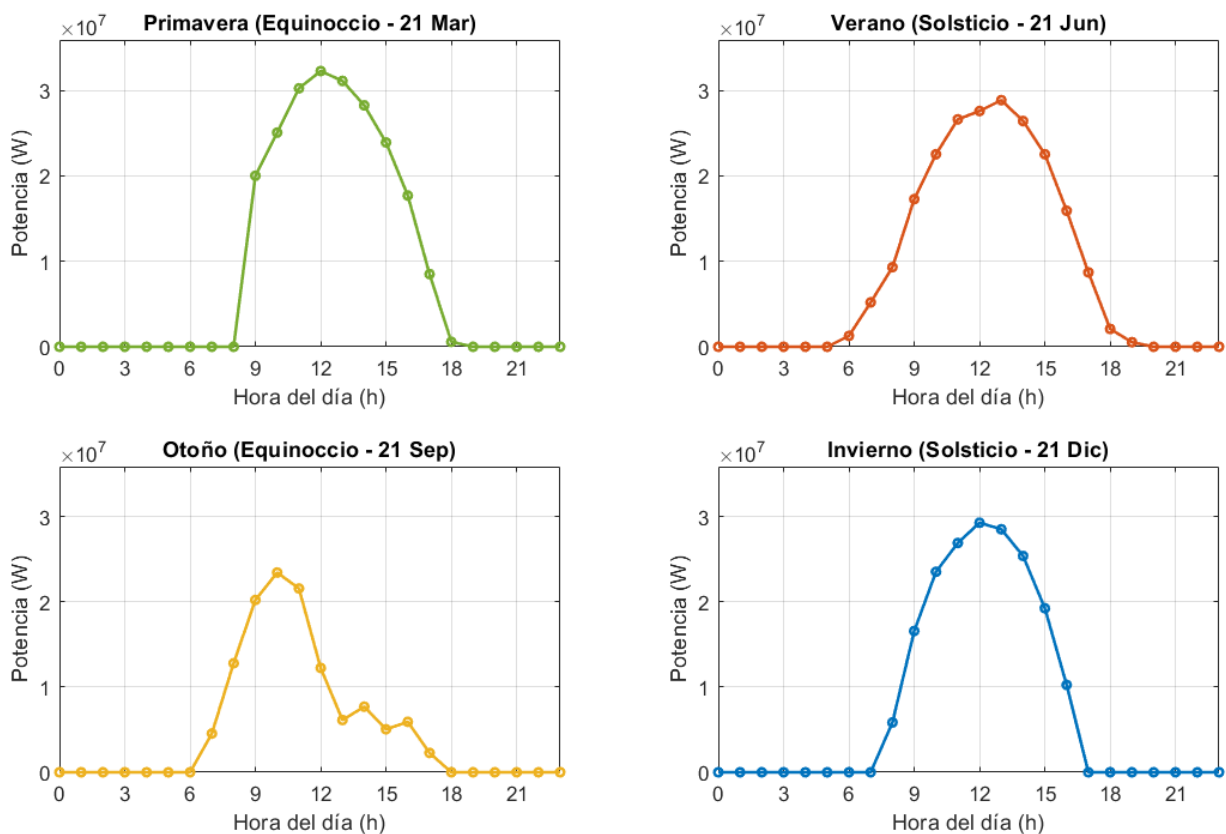


Figura 23. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 40 MWp para un día típico de cada estación.

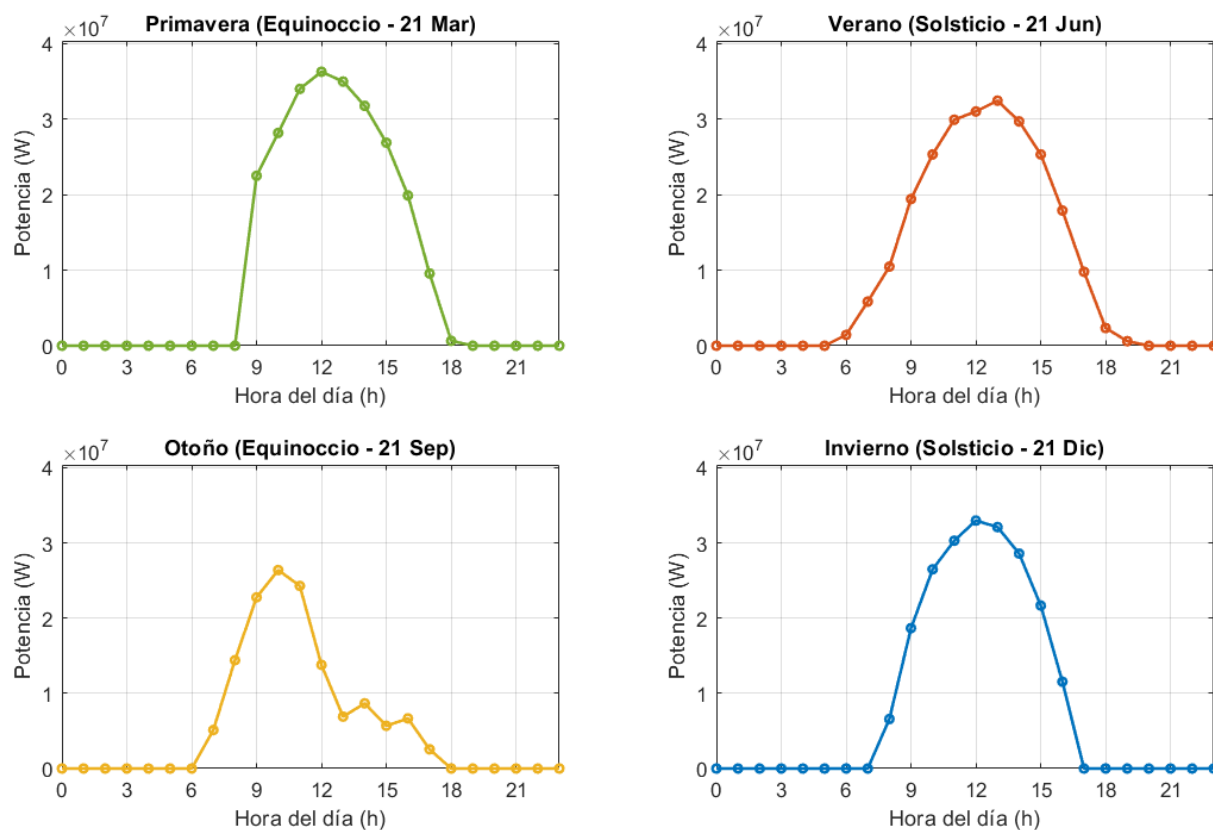


Figura 24. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 45 MWp para un día típico de cada estación.

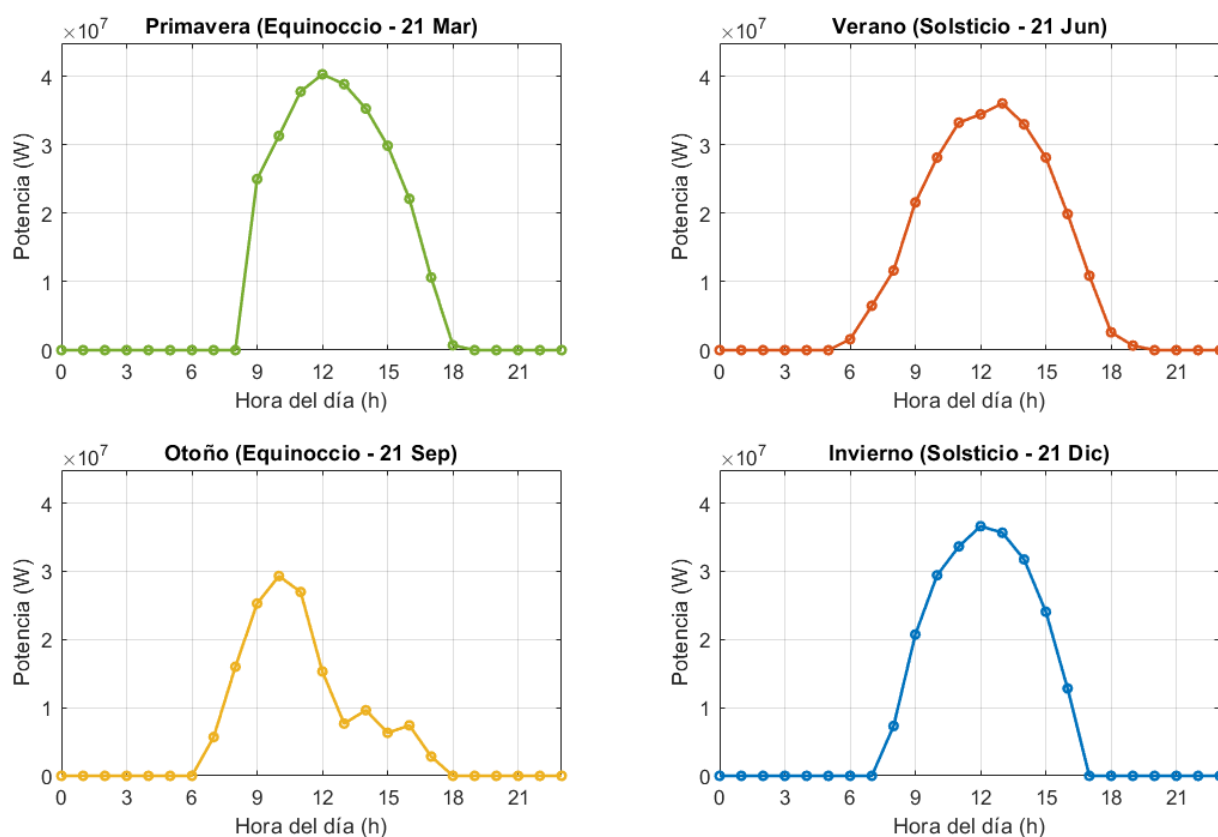


Figura 25. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 50 MWp para un día típico de cada estación.

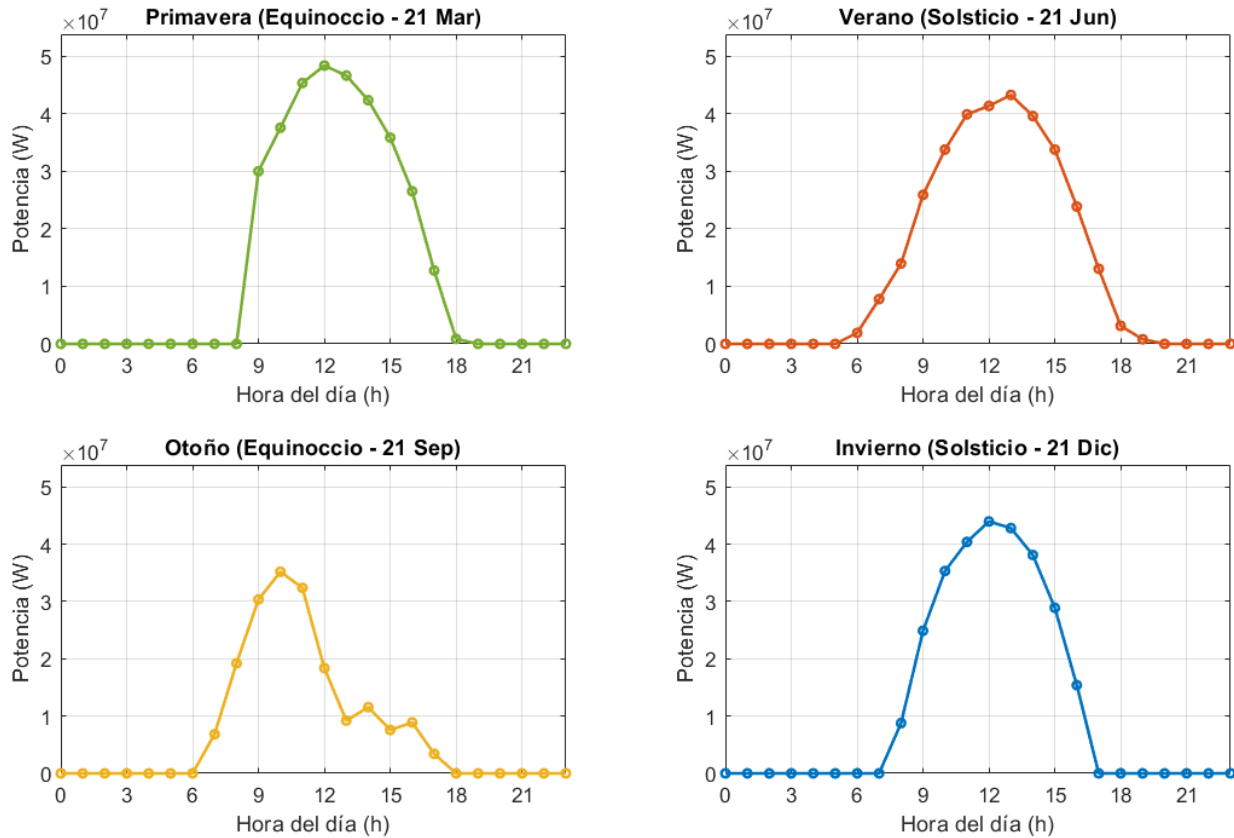


Figura 26. Evolución diaria de la potencia generada por la planta de 60 MWp para un día típico de cada estación.

A continuación, se determina el factor de carga para ambos transformadores (20-25 MVA y 24-30 MVA) en función de la potencia generada por cada configuración fotovoltaica. Para determinar el factor de carga en cada escenario, se calcula el cociente entre la potencia suministrada por la instalación fotovoltaica y la potencia nominal del transformador. Obteniéndose así los valores mostrados de la Figura 27 a la Figura 33 para el transformador de 25 MVA en modo de operación ONAF y, de la Figura 34 a la Figura 40 para el transformador de 30 MVA en modo de operación ONAF.

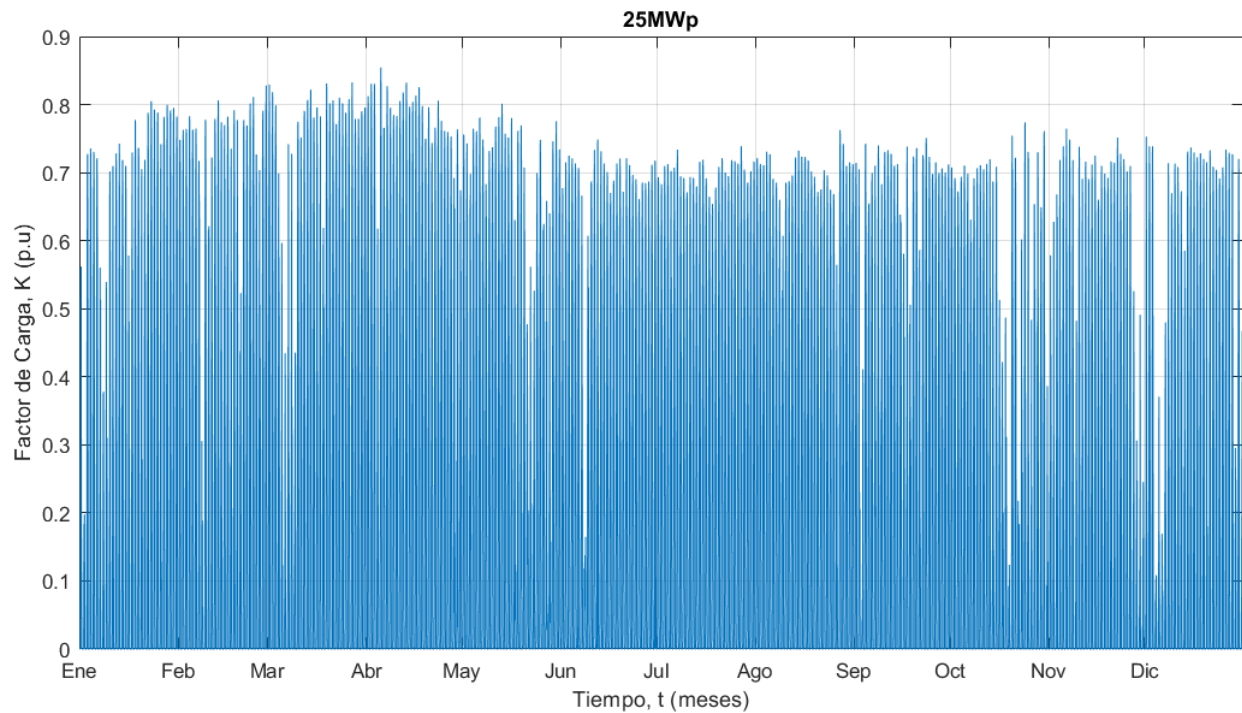


Figura 27. Evolución del factor de carga de la planta solar de 25 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

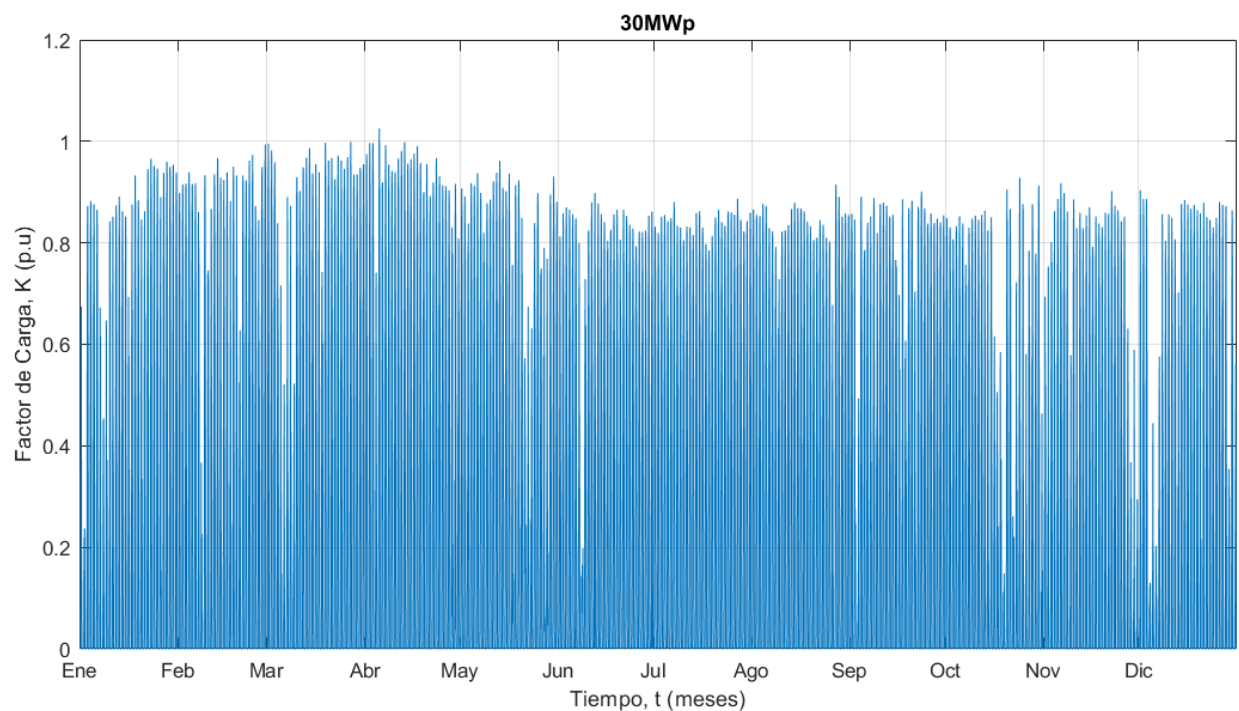


Figura 28. Evolución del factor de carga de la planta solar de 30 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

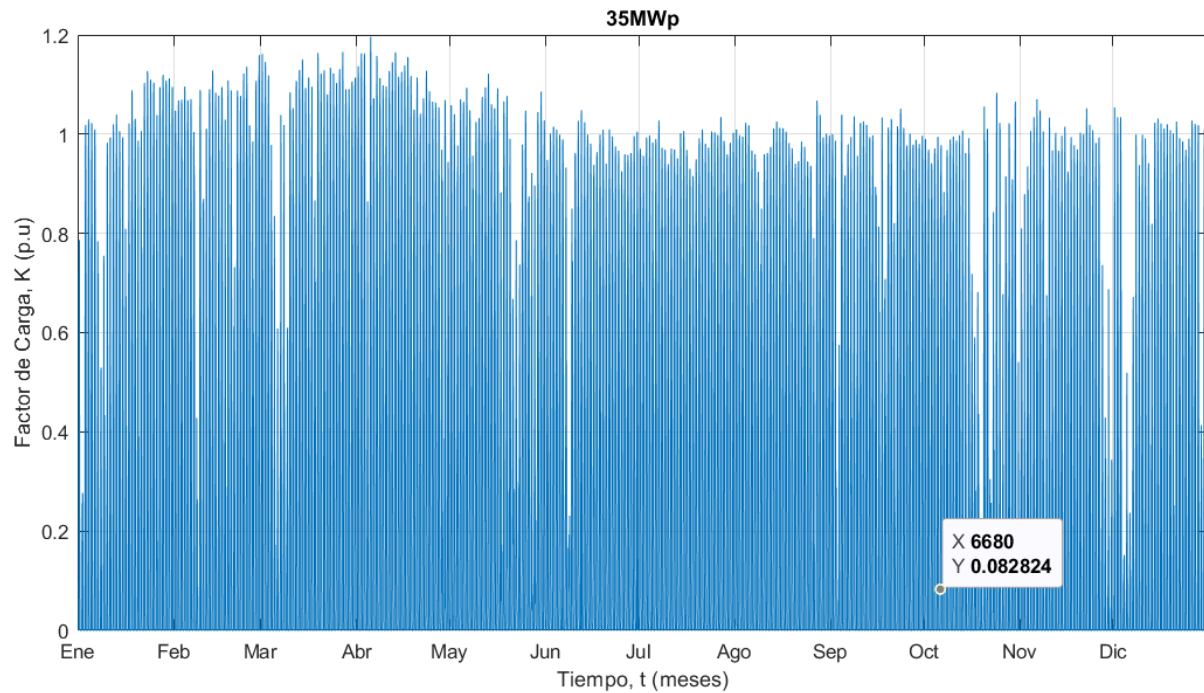


Figura 29. Evolución del factor de carga de la planta solar de 35 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

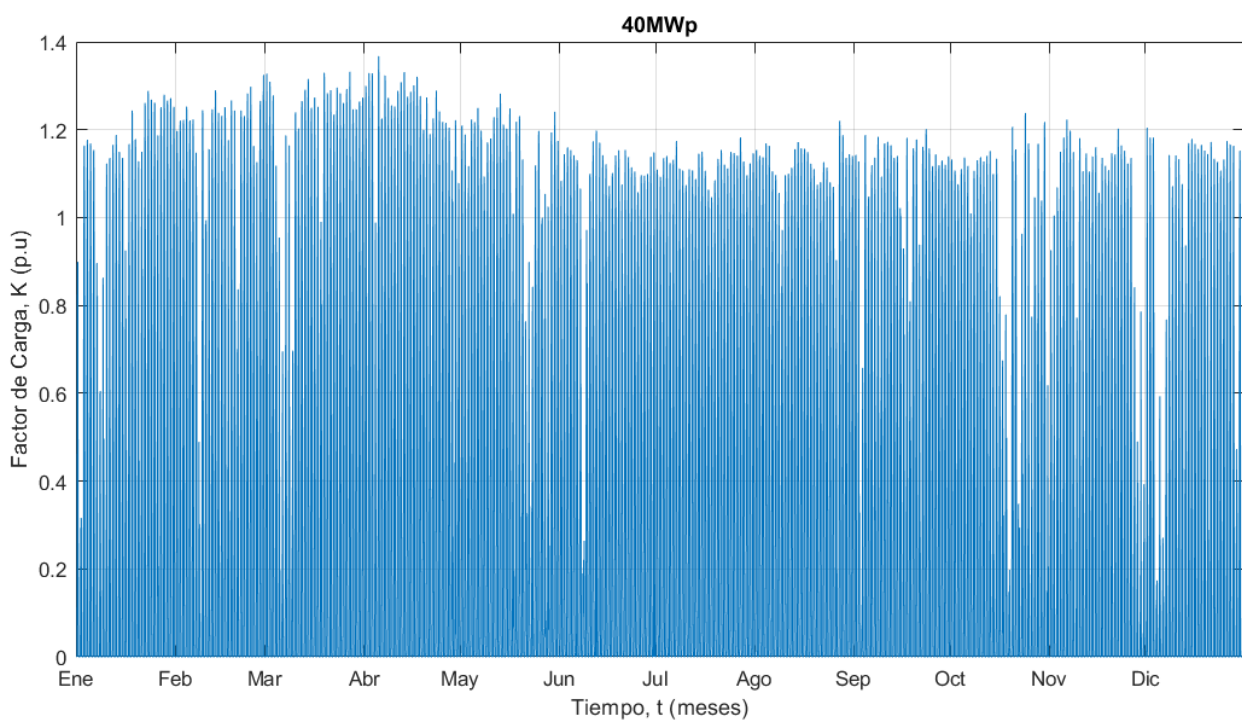


Figura 30. Evolución del factor de carga de la planta solar de 40 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

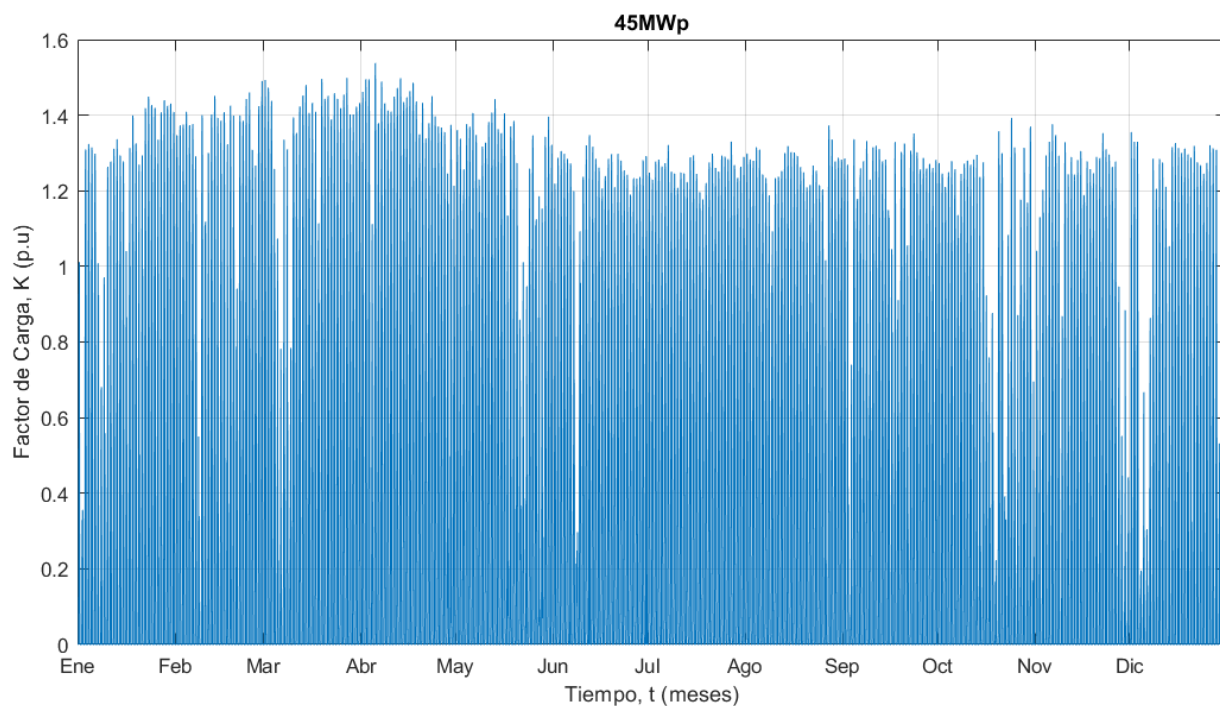


Figura 31. Evolución del factor de carga de la planta solar de 45 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

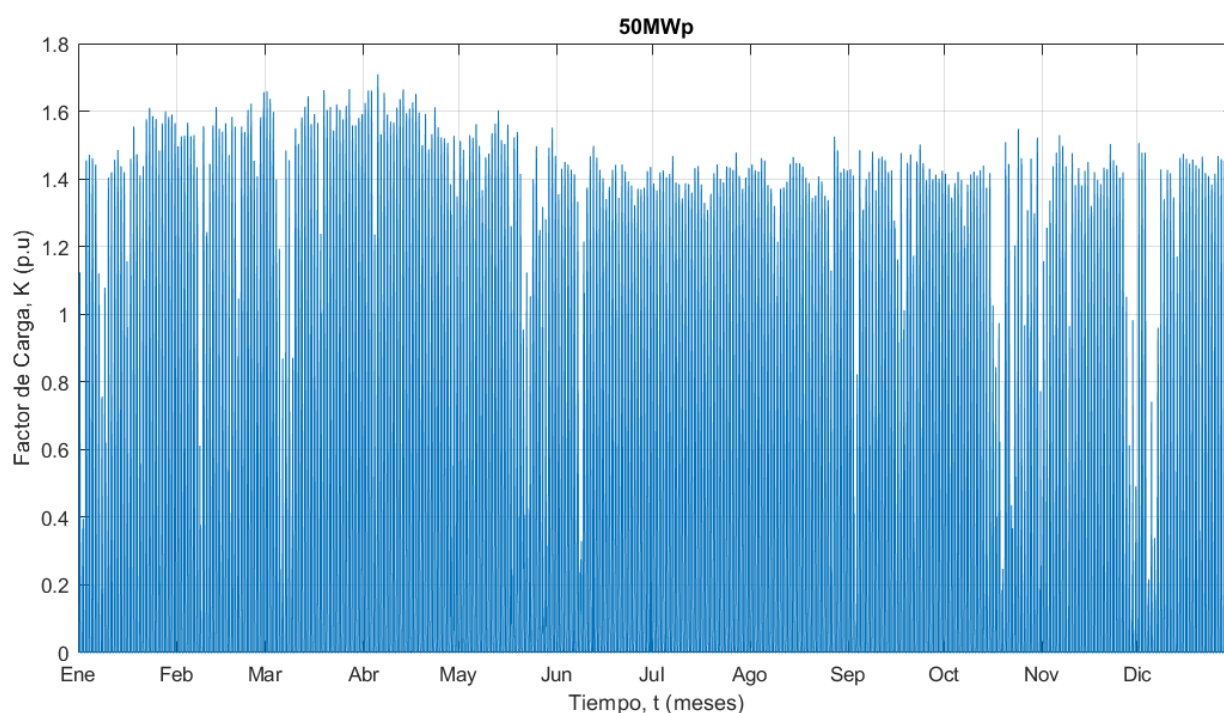


Figura 32. Evolución del factor de carga de la planta solar de 50 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

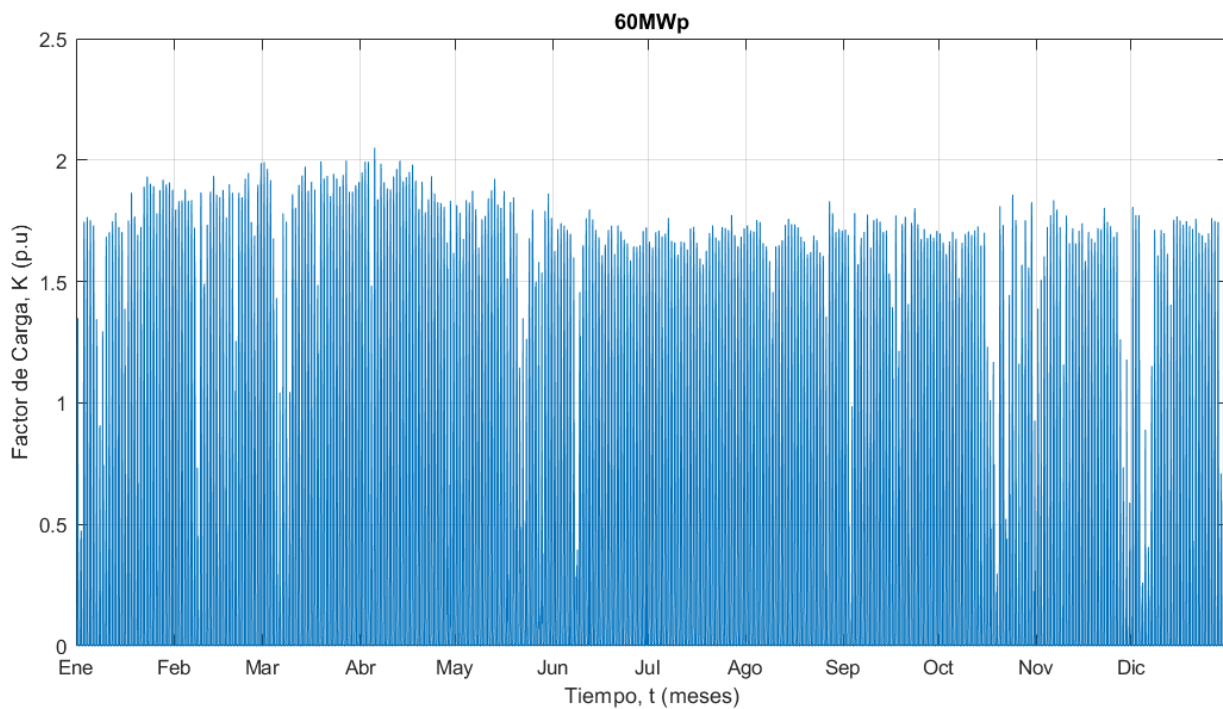


Figura 33. Evolución del factor de carga de la planta solar de 60 MWp para el transformador de 25 MVA ONAF durante el año.

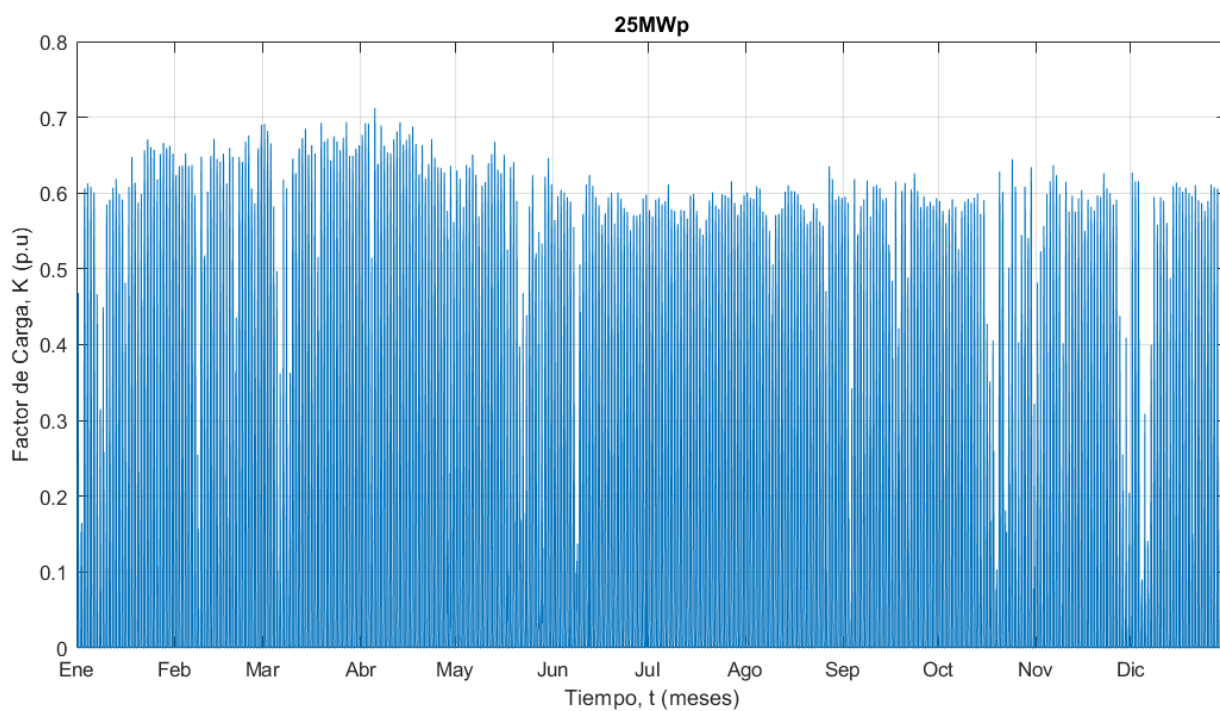


Figura 34. Evolución del factor de carga de la planta solar de 25 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

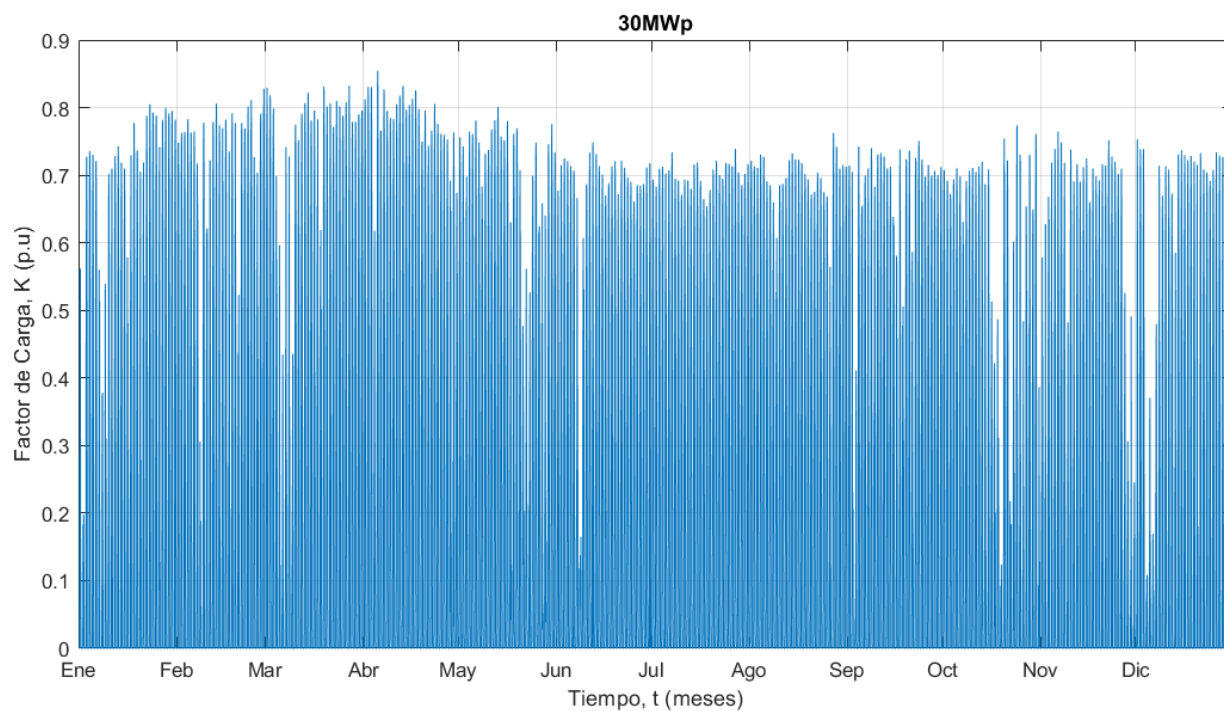


Figura 35. Evolución del factor de carga de la planta solar de 30 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

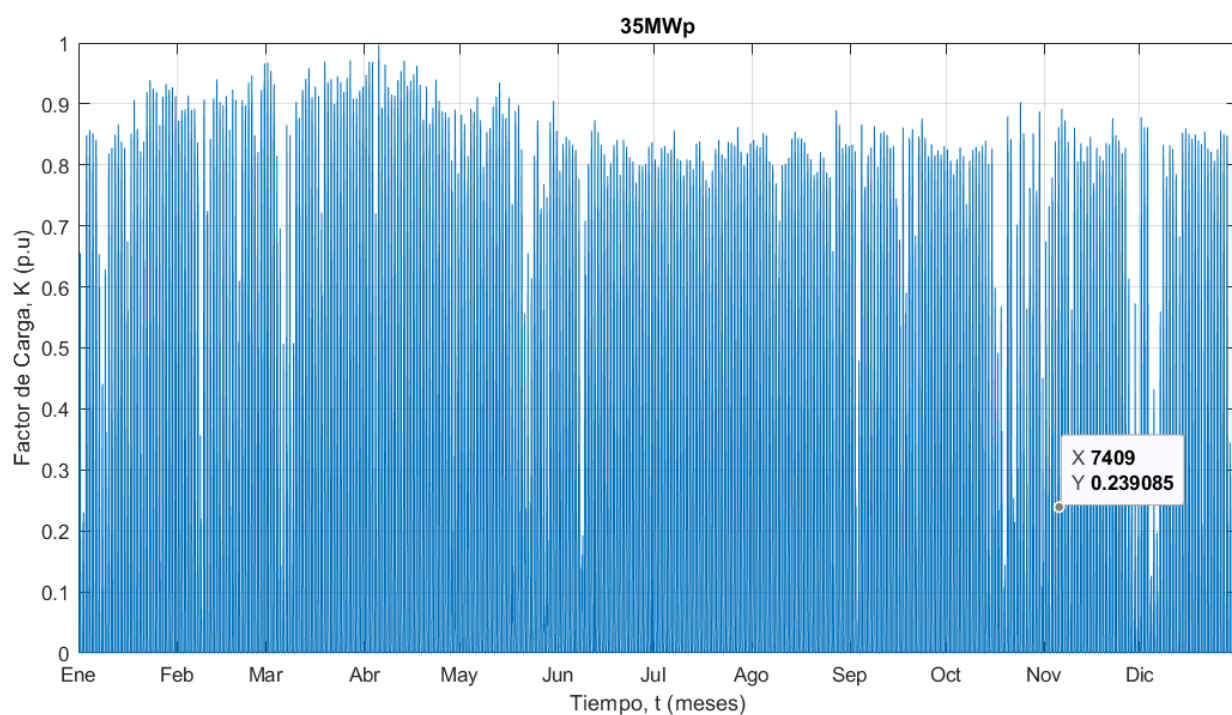


Figura 36. Evolución del factor de carga de la planta solar de 35 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

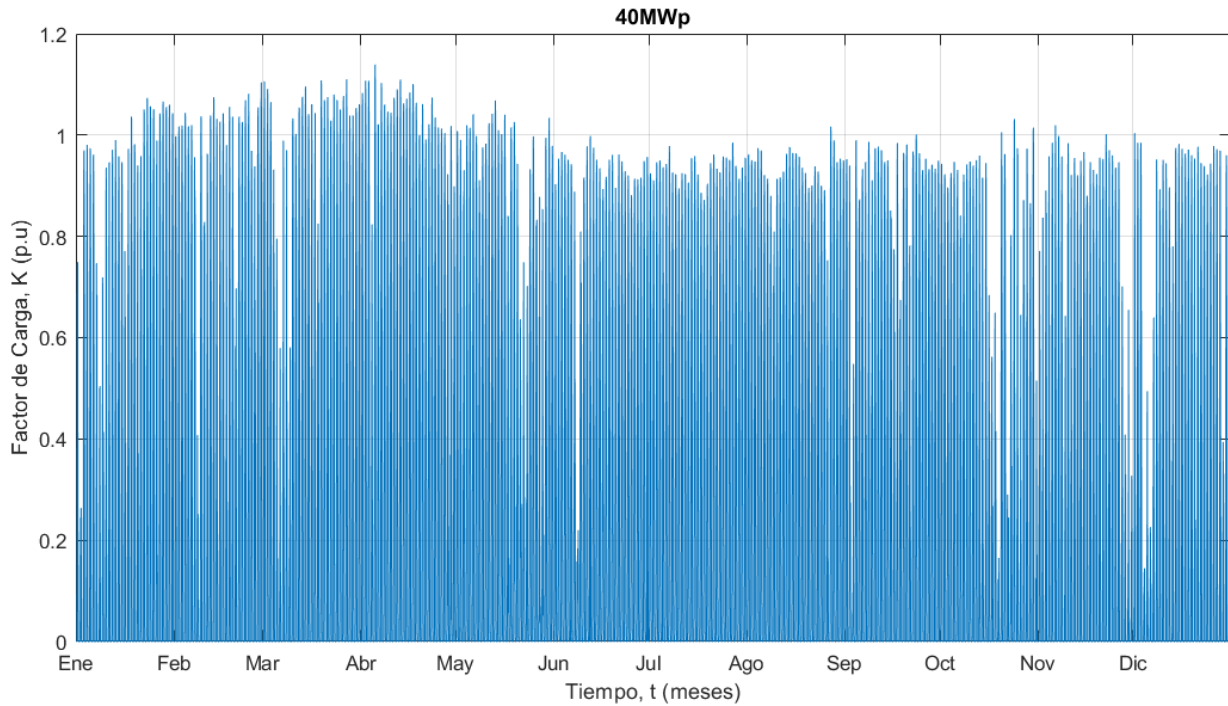


Figura 37. Evolución del factor de carga de la planta solar de 40 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

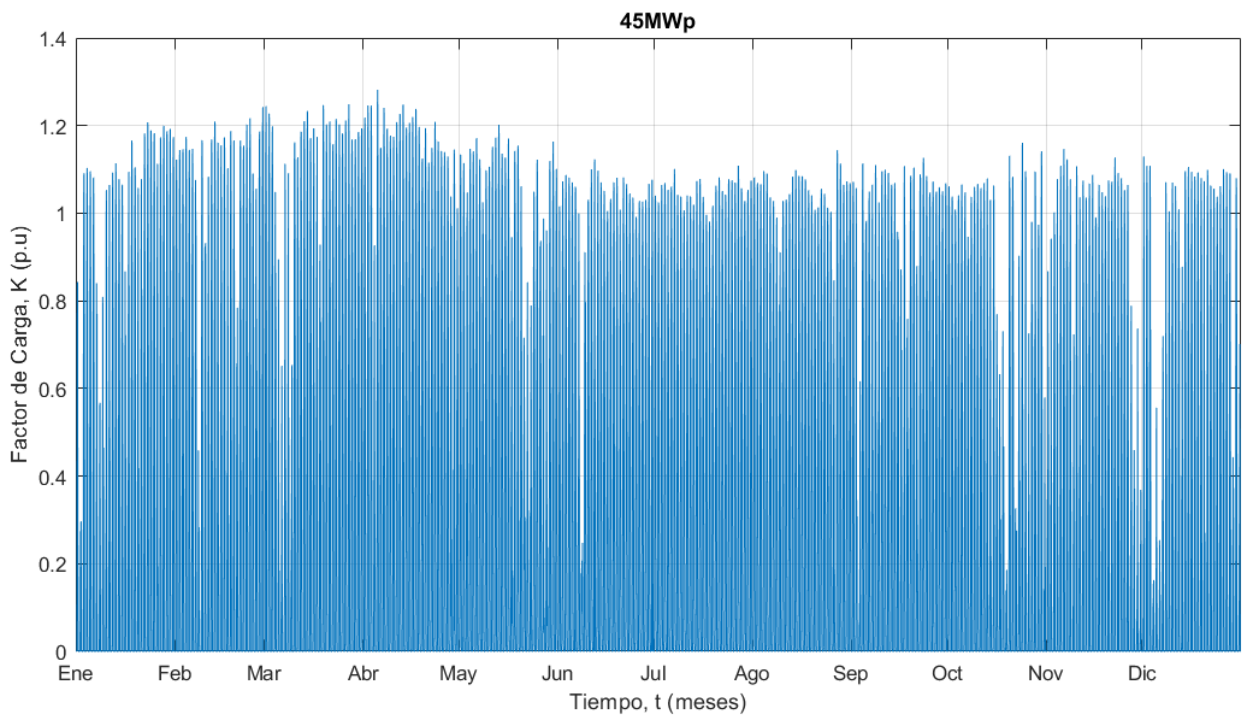


Figura 38. Evolución del factor de carga de la planta solar de 45 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

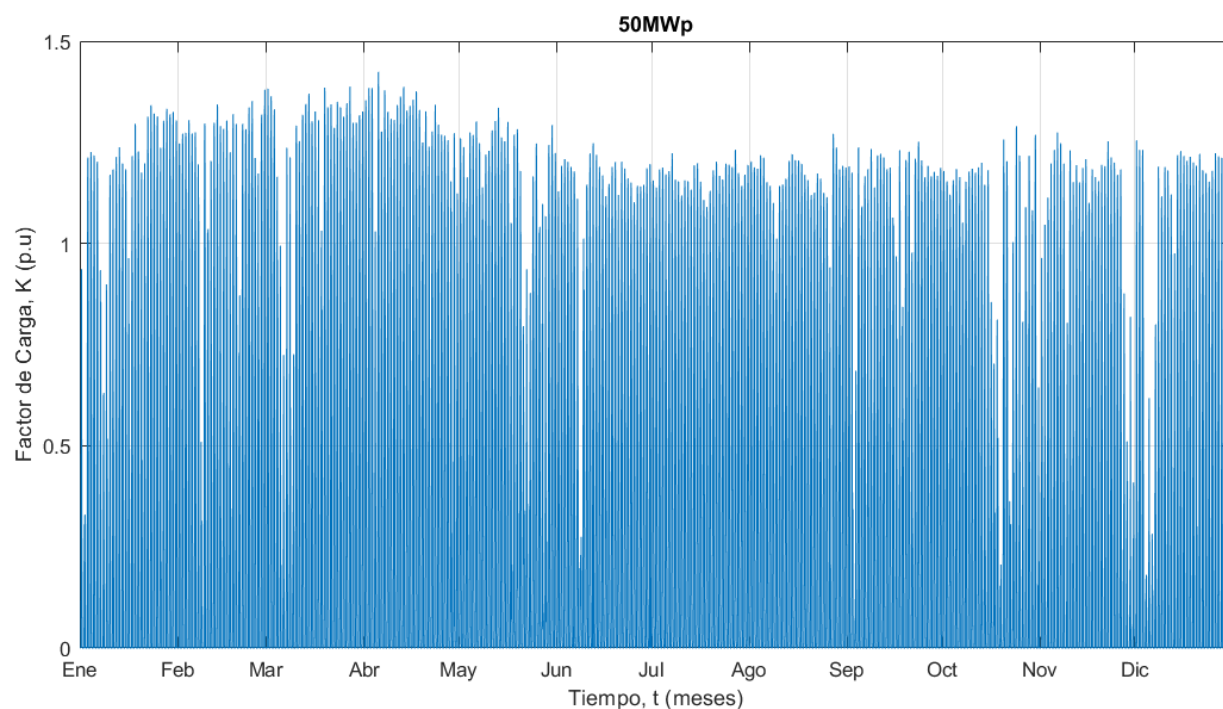


Figura 39. Evolución del factor de carga de la planta solar de 50 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

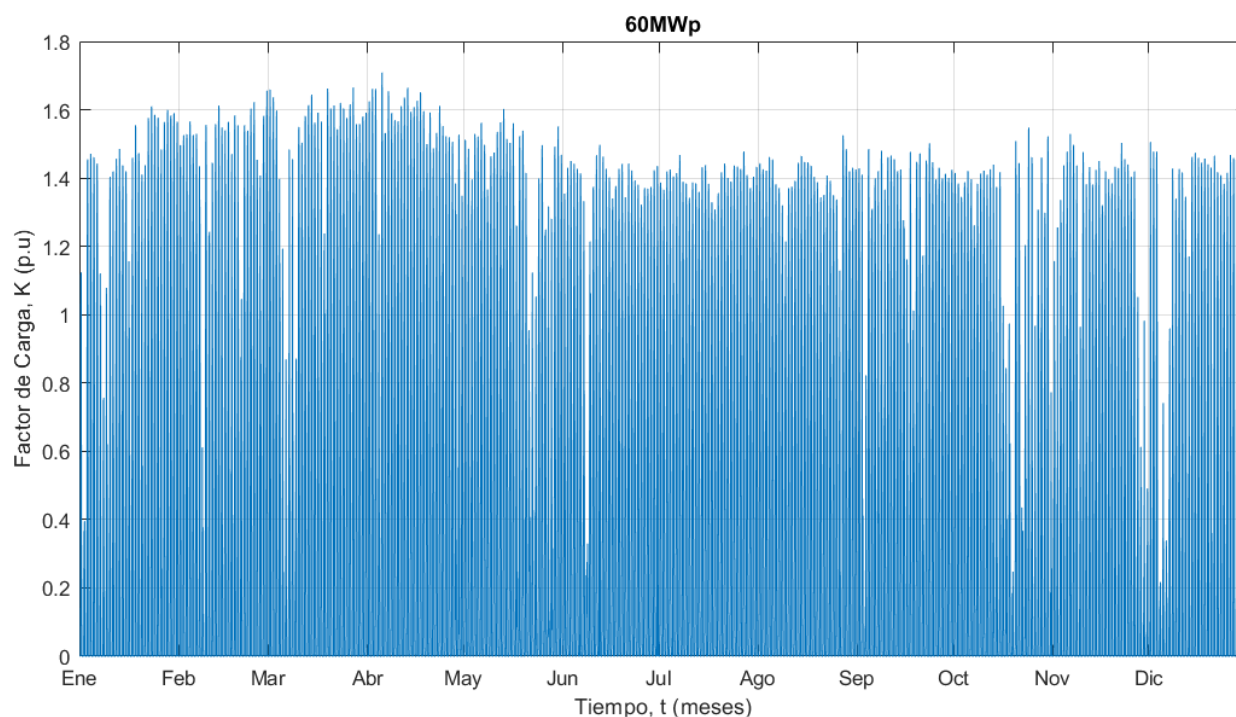


Figura 40. Evolución del factor de carga de la planta solar de 60 MWp para el transformador de 30 MVA ONAF durante el año.

Como se ha mencionado al principio, los datos obtenidos no podrían ser implementados directamente en el programa del modelo térmico del transformador. Para resolver esto, se ha decidido interpolar linealmente entre los valores obtenidos a cada hora para así desarrollarlos y obtener a su vez los equivalentes para cada 3 minutos.

En la Figura 41 se expone un ejemplo representativo del resultado obtenido tras aplicar el proceso de interpolación a la temperatura ambiente de un día completo y, en la Figura 42 del factor de carga para la planta de 25 MWp con el transformador de 25 MVA ONAF.

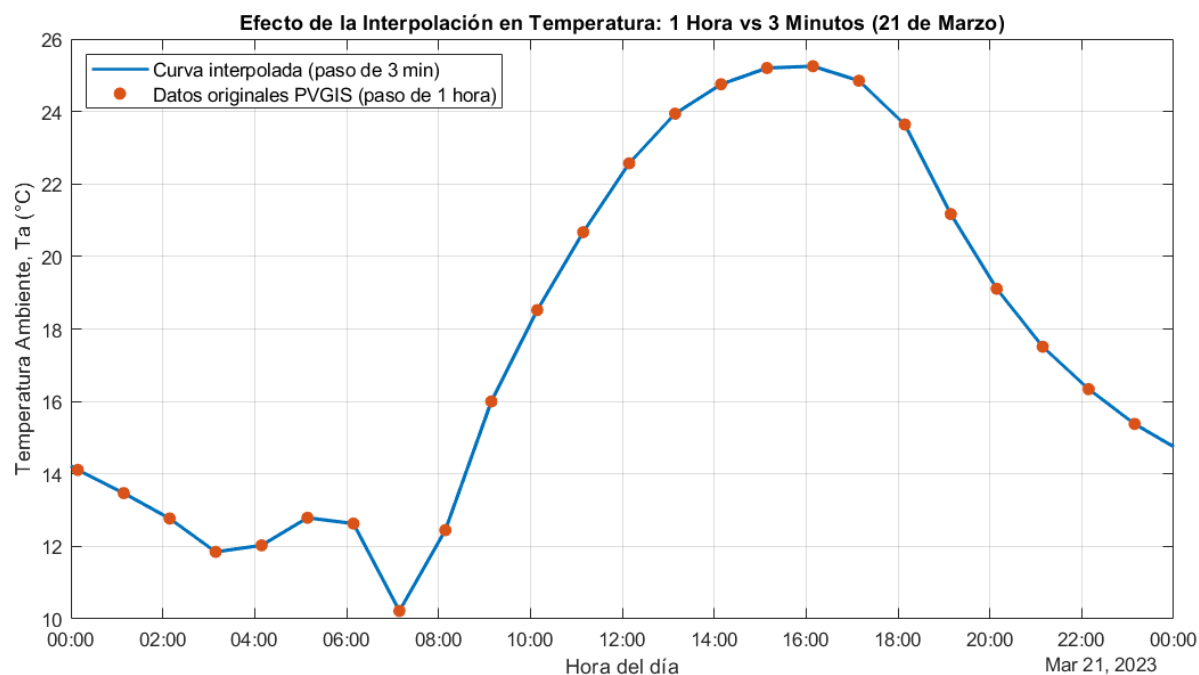


Figura 41. Efecto de la interpolación en Temperatura: 1 hora vs 3 minutos.

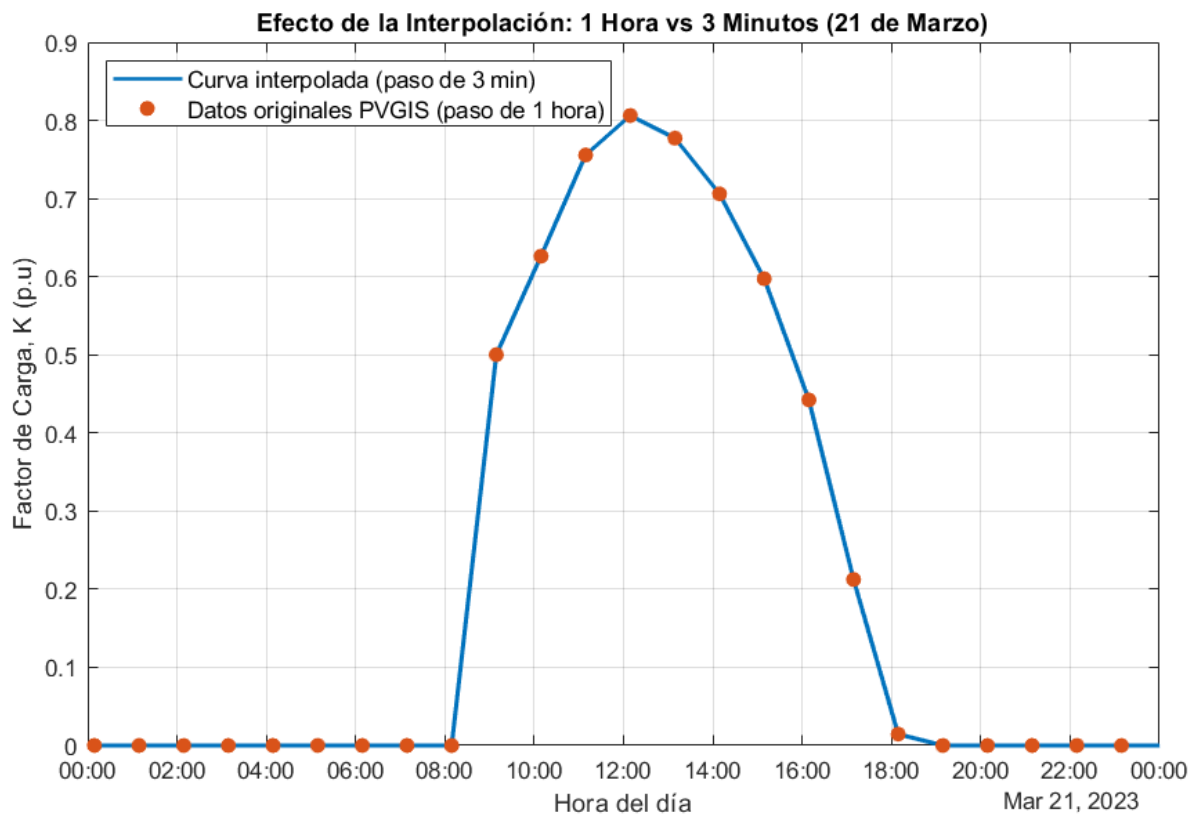


Figura 42. Efecto de la interpolación del factor de carga (K) para la planta de 25 MWp del transformador de 25 MVA ONAF: 1 hora vs 3 minutos.

Finalmente, la Tabla 8 presenta un resumen comparativo de la producción energética anual estimada para cada una de las plantas fotovoltaicas analizadas.

Tabla 8. Producción anual de cada planta fotovoltaica

Potencia pico de la planta fotovoltaica	Producción anual
25 MWp	42.64 GWh
30 MWp	51.16 GWh
35 MWp	59.69 GWh
40 MWp	68.22 GWh
45 MWp	76.74 GWh
50 MWp	85.27 GWh
60 MWp	102.33 GWh

Tras el análisis desarrollado a lo largo del capítulo, quedan plenamente definidas las dos variables de entrada requeridas por el modelo térmico: el factor de carga asociado a la generación del parque fotovoltaico y los perfiles de temperatura ambiente. Con estos datos de partida ya consolidados, en el siguiente capítulo se procederá a realizar las simulaciones del modelo térmico en MATLAB, integrando estas curvas de generación para evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones reales de operación.

4 ANÁLISIS TÉCNICO DE ESCENARIOS OPERATIVOS

En este capítulo, se hará uso del modelo térmico y del perfil de carga de los capítulos anteriores para llevar a cabo un análisis técnico para distintas configuraciones y dimensionamientos 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 su pérdida de vida útil a lo largo de dicho año.

A partir de la obtención del deterioro relativo producido durante el año de simulación, se podrá contemplar 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 Análisis técnico de los casos para un transformador de potencia 20-25 MWp

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. En concreto, se estudiarán los Casos 2, 4, 6 y 7, por ser los que presentan un mayor interés desde el punto de vista técnico.

El objetivo será realizar una simulación de un año de duración para los diferentes transformadores, y plantas fotovoltaicas. Se analizarán tres puntos diferentes: la evolución de la temperatura de funcionamiento a lo largo del año que experimentan los transformadores, la pérdida de vida y el impacto que supone los distintos tipos de refrigeración.

4.1.1 Caso 2: Planta fotovoltaica de 30 MWp

Este primer caso, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 83.33 % de 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 la pérdida de vida sufrido por el transformador en la Figura 43.

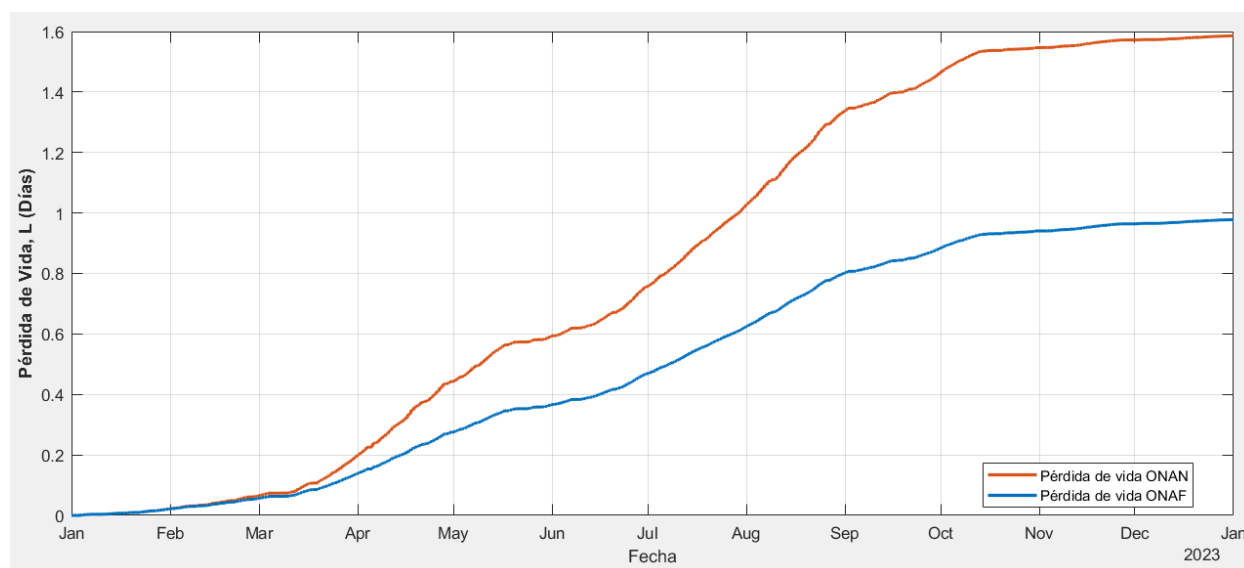


Figura 43. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 30 MWp, según el modo de refrigeración.

La simulación anual del comportamiento del transformador indica que, operando en modo ONAN, el equipo sufre un envejecimiento térmico equivalente a 1.59 días de funcionamiento bajo condiciones y potencia nominales. Por otro lado, al operar en modo ONAF, esta pérdida de vida útil se reduce a tan solo 0.98 días anuales. Estos bajos niveles de desgaste, tras un año completo de operación, evidencian un claro sobredimensionamiento del equipo respecto de la potencia pico de la planta.

Este comportamiento se explica por las características inherentes de las plantas fotovoltaicas. Aunque la potencia nominal del transformador sea similar a la potencia pico de la planta, las pérdidas de generación (en torno al 14 %) impiden que alcance su carga nominal, obligándolo a operar siempre con factores de carga inferiores a la unidad. Si a esto se suman las limitadas horas de máxima producción solar, el resultado es que el equipo trabaja habitualmente con cargas muy reducidas. En consecuencia, su temperatura de operación se mantiene baja (ya que esta depende directamente del factor de carga) lo que justifica el mínimo deterioro.

Dicha temperatura de funcionamiento alcanzada en el transformador puede observarse en la Figura 44.

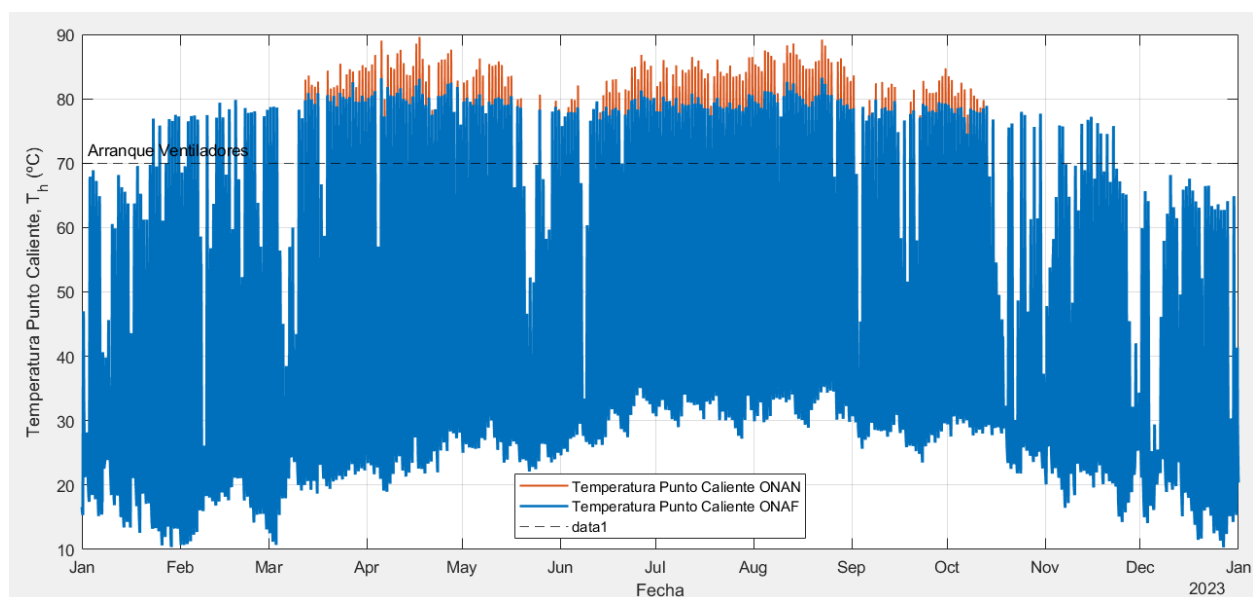


Figura 44. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 30 MWp.

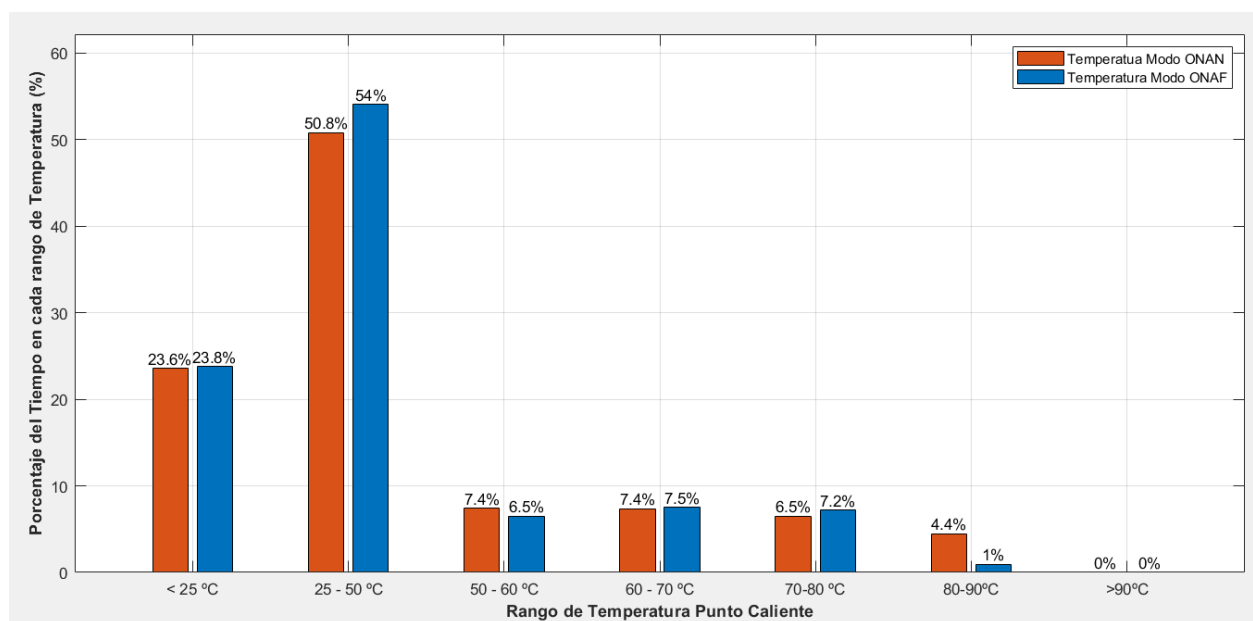


Figura 45. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 30 MWp.

Como se observa en la Figura 44, para el modo de refrigeración ONAF hay una mayor acumulación de tiempo de trabajo en el rango de temperaturas inferiores a 70 °C. Esto último, es debido a que era a dicha temperatura de 70 °C 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 46, del total de 4556 horas del año en el que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía, éstos están en funcionamiento un total de 1062 horas, implicando un consumo energético de 1.46 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 sí 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.

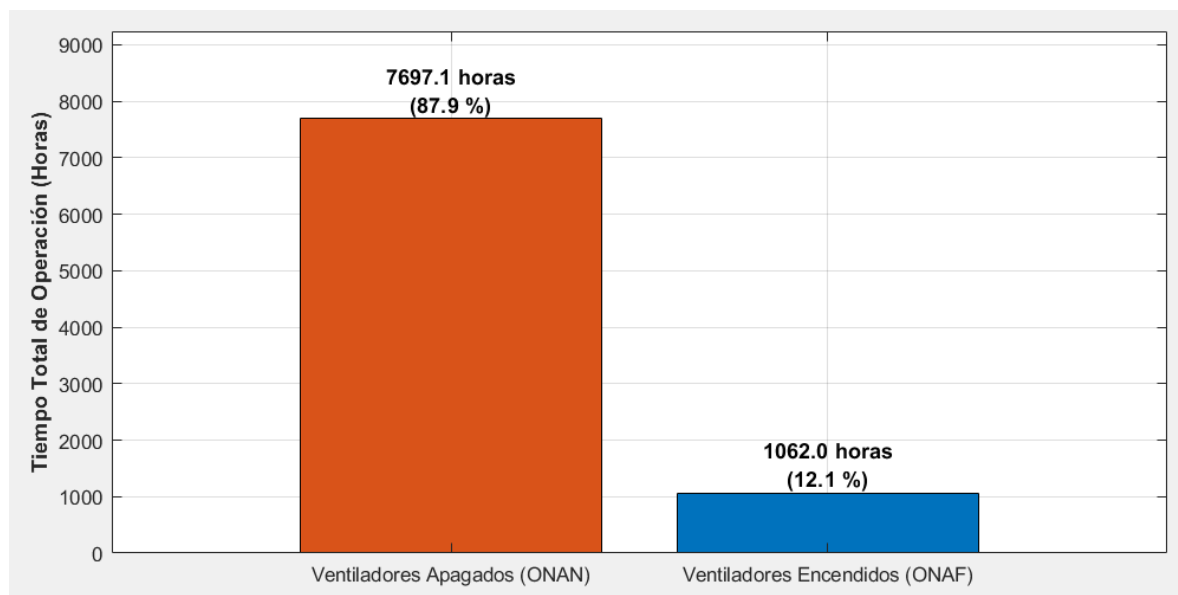


Figura 46. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran conectados y desconectados.

Finalmente, la Figura 47 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). Se observa que, durante el solsticio de invierno, la temperatura se mantiene por debajo de los 70 °C, por lo que los ventiladores no entran en funcionamiento. Por el contrario, en los tres días restantes, el transformador supera dicho umbral térmico, activando así el sistema de ventilación.

Al observar los extremos de la Figura 47 (horas 0 y 24), se aprecia que la temperatura del transformador al inicio y al final del día es muy similar, pero no siempre idéntica. Esto refleja el nivel de acoplamiento térmico o inercia del sistema de un día para otro. Por ejemplo, en el solsticio de verano y el equinoccio de otoño se observa un ligero decrecimiento neto de la temperatura al finalizar el día, mientras que en el equinoccio de primavera existe una muy leve acumulación térmica (la temperatura a las 24 h es ligeramente superior a la de las 0 h). En general, el sistema logra disipar el calor absorbido durante el día gracias al enfriamiento nocturno, evitando una acumulación térmica continua a lo largo de los días sucesivos.

Por otro lado, resulta llamativo el comportamiento de la curva térmica al superar el umbral de los 70 °C, momento en el que se activa el sistema de ventilación forzada. Lejos de suavizarse inmediatamente, la pendiente de calentamiento parece incrementarse en los tres días donde se alcanza el pico. Este fenómeno, aparentemente contraintuitivo, no se debe a que la ventilación sea ineficaz, sino a que coincide temporalmente con la rampa de máxima inyección de potencia fotovoltaica hacia el mediodía. En este periodo, las pérdidas internas del transformador (que crecen

con el cuadrado de la corriente) aumentan a un ritmo mucho mayor del que el sistema de refrigeración es capaz de evacuar inicialmente. De no haber entrado en funcionamiento los ventiladores, la pendiente de calentamiento habría sido aún más abrupta y el pico de temperatura máxima alcanzado habría sido notablemente superior.

Un aspecto crucial del análisis es la comparativa entre el equinoccio de primavera y el solsticio de verano. Como se observa en la Figura 47, el pico de temperatura del transformador es mayor en primavera que en verano. Esto se explica por el efecto que tiene la temperatura ambiente tanto en la producción eléctrica como en la refrigeración:

- **Impacto en la generación:** Aunque en verano hay mayor disponibilidad de irradiancia solar, las altas temperaturas ambiente (visibles en análisis previos) degradan el rendimiento de los módulos fotovoltaicos debido a su coeficiente de temperatura negativo. Por el contrario, en primavera, la combinación de alta irradiancia y temperaturas ambiente más suaves permite que la planta alcance picos de generación de potencia más altos. Al inyectar más potencia, el transformador soporta una mayor carga y, por ende, genera más calor interno.
- **Impacto en la refrigeración:** La temperatura ambiente también define la capacidad del transformador para evacuar calor al exterior. En verano, al ser la temperatura exterior más alta, el salto térmico entre el transformador y el aire ambiente es menor, dificultando la refrigeración.

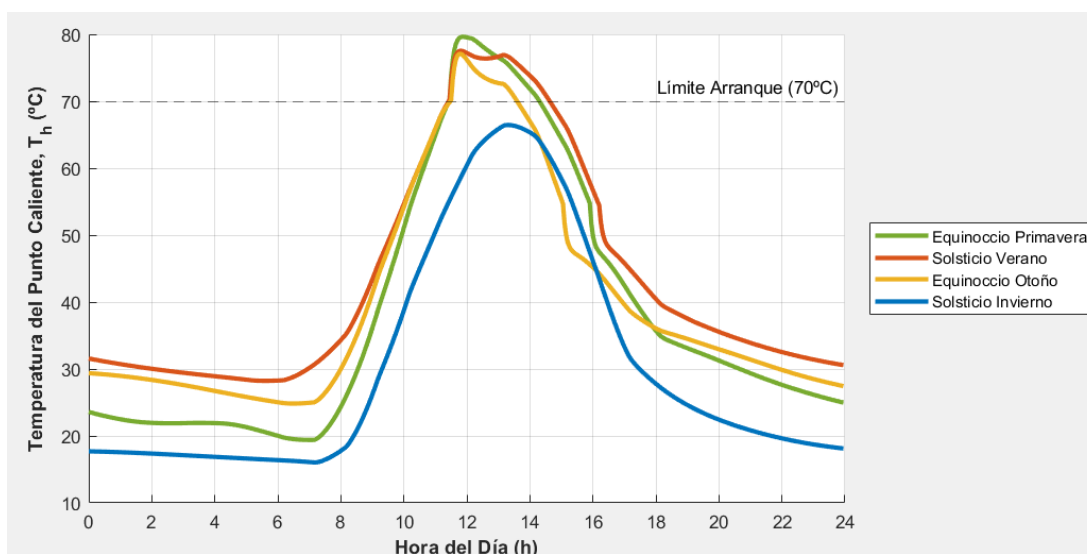


Figura 47. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 30 MWp.

4.1.2 Caso 4: Planta fotovoltaica de 40 MWp

Este segundo caso se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 62.5 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico (40 MWp).

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 48.

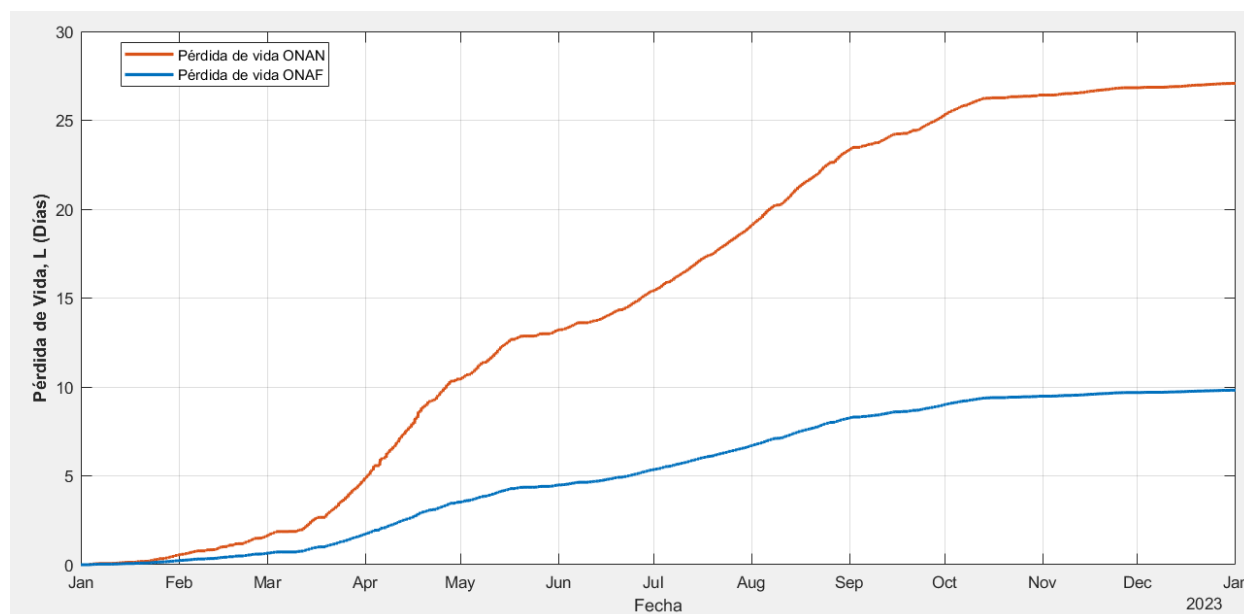


Figura 48. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 40 MWp.

En esta simulación, disminuye el sobredimensionamiento observado en el Caso 1. Para ello, el bajo factor de funcionamiento y las pérdidas del parque fotovoltaico se compensan instalando una potencia pico superior a la capacidad nominal del transformador.

Al contrario que en el caso anterior, se observa que se amplía la diferencia de la pérdida de vida experimentado por el transformador entre ambos modos de refrigeración. Aunque el transformador siga siendo viable técnicamente, se puede observar que sigue estando sobredimensionado, ya que, el deterioro experimentado por el transformador de refrigeración ONAN durante un año es de 27 días, y el de refrigeración ONAF es de apenas 10 días.

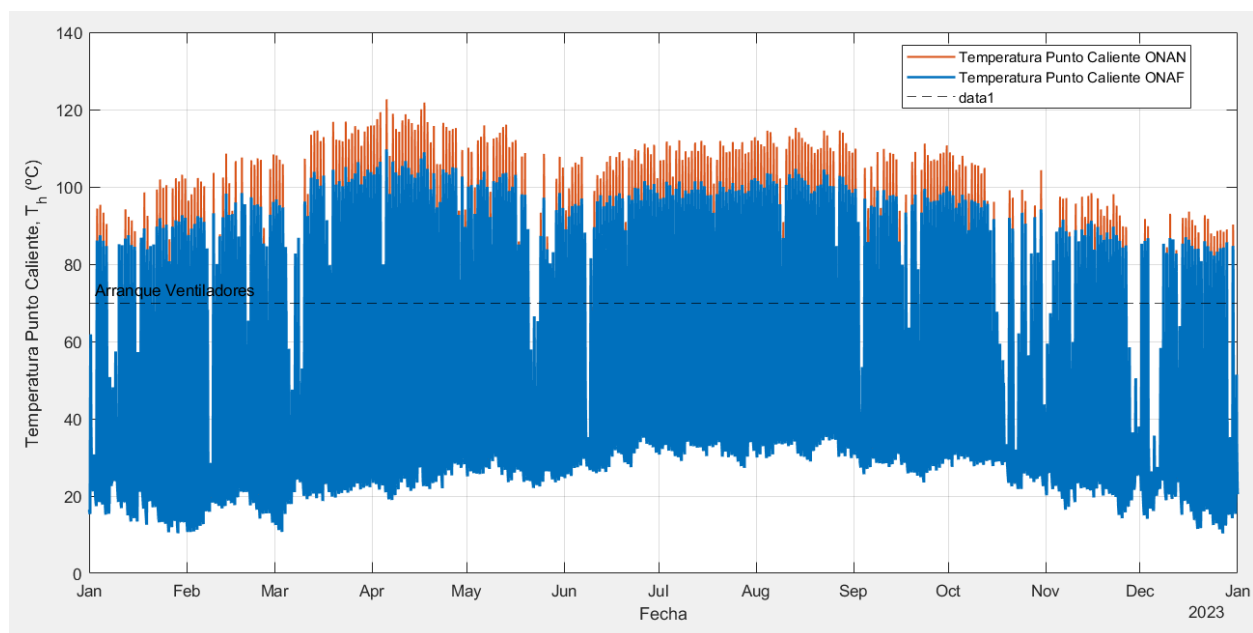


Figura 49. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 40 MWp.

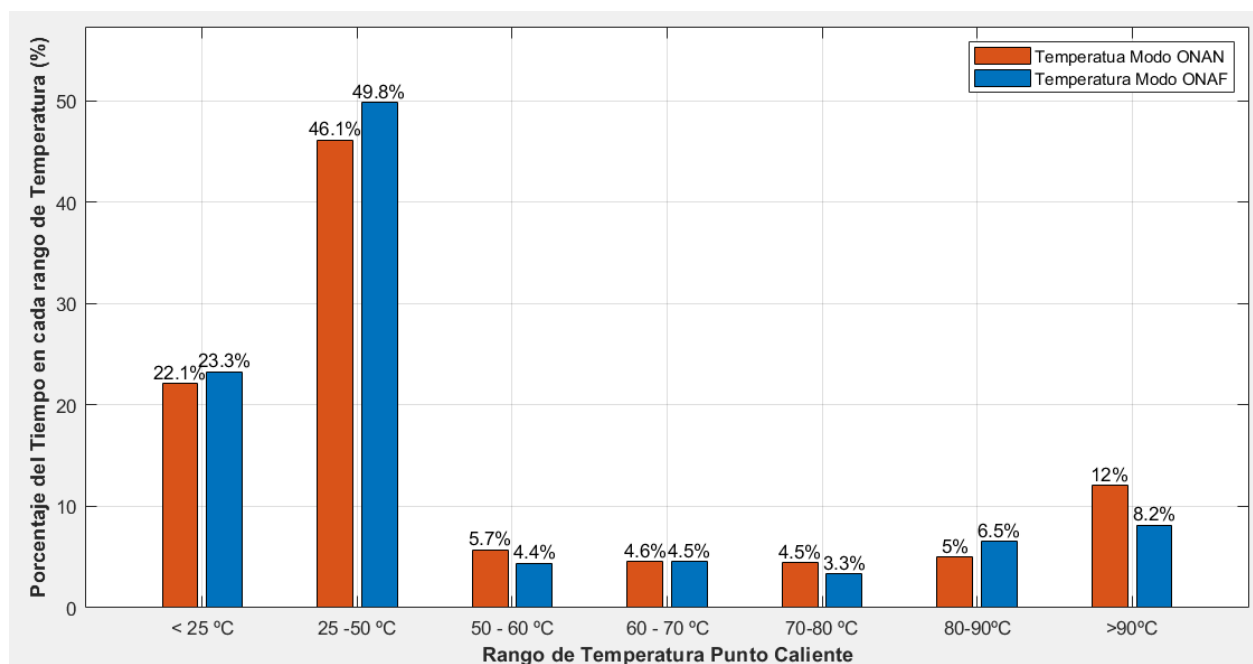


Figura 50. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 40 MWp.

Como se aprecia en la Figura 50, la temperatura del punto caliente para ambos modos de refrigeración permanece por debajo de los 70 °C la mayor parte del tiempo. Asimismo, se observa que en el modo ONAN se superan los 90 °C con mayor frecuencia que en el modo ONAF.

Por otro lado, en relación con la planta de 40 MWp, la Figura 51 muestra que, de las 4556 horas anuales de generación, los ventiladores operan únicamente durante 1870.5 horas, lo que implica un

consumo energético de 2.58 MWh. Este valor representa un incremento respecto al registrado en el Caso 1.

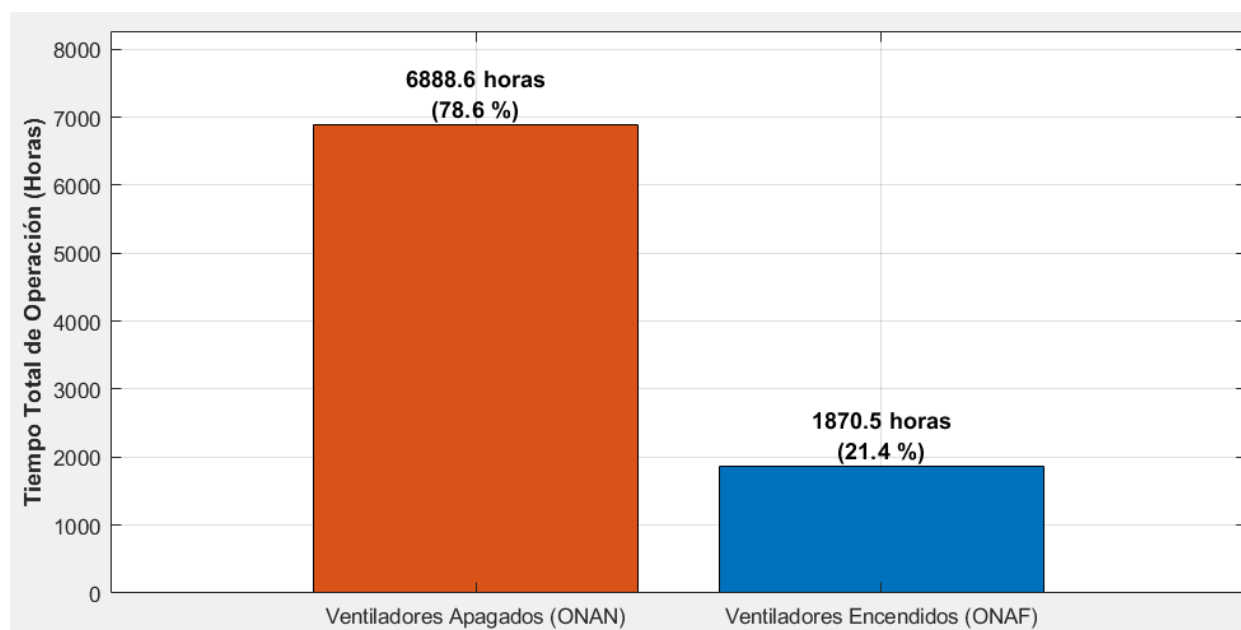


Figura 51. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 40 MWp.

De manera análoga al análisis realizado para el caso 1, la Figura 52 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). El comportamiento general mantiene las tendencias descritas con anterioridad, aunque sometido a una mayor exigencia térmica global debido al aumento de potencia inyectada. En este escenario, la principal diferencia radica en que los cuatro días representativos del año superan con creces el límite de arranque de la ventilación fijado en 70 °C, incluyendo ahora también el solsticio de invierno, que en el caso anterior lograba mantenerse por debajo de dicho umbral.

En relación con el acoplamiento térmico entre jornadas, esta gráfica confirma el patrón ya comentado. Las temperaturas a las horas 0 y 24 evidencian que el sistema sigue siendo capaz de evacuar el calor acumulado durante la noche, evitando una acumulación térmica continuada a lo largo de los días. No obstante, se aprecia con claridad cómo en el solsticio de verano la temperatura de partida y finalización se mantiene sensiblemente superior a la del resto de estaciones, siendo esto un reflejo directo de las mayores temperaturas ambientales nocturnas.

Respecto al impacto de la ventilación forzada, se reproduce de nuevo el fenómeno aparentemente contraintuitivo detallado en la figura previa. Justo al cruzar la barrera de los 70 °C, la pendiente de calentamiento experimenta un aumento notable y repentino en todas las curvas. Este hecho corrobora que la capacidad inicial de los ventiladores se ve desbordada momentáneamente por el drástico aumento de las pérdidas internas del transformador, provocado por la pronunciada rampa de inyección de potencia fotovoltaica característica de las horas previas al mediodía.

Finalmente, esta gráfica reafirma de forma contundente la conclusión sobre el efecto dual de la temperatura ambiente. Al igual que ocurría en la planta de 30 MWp, el pico de temperatura máxima

del transformador es mayor en el equinoccio de primavera (rozando los 100 °C) que en el solsticio de verano. Esto ratifica que la elevada eficiencia de los paneles solares bajo las temperaturas frescas primaverales genera un volumen de inyección eléctrica tan alto que las pérdidas térmicas resultantes dominan por completo sobre la penalización que sufre el sistema de refrigeración durante los días más calurosos del verano.

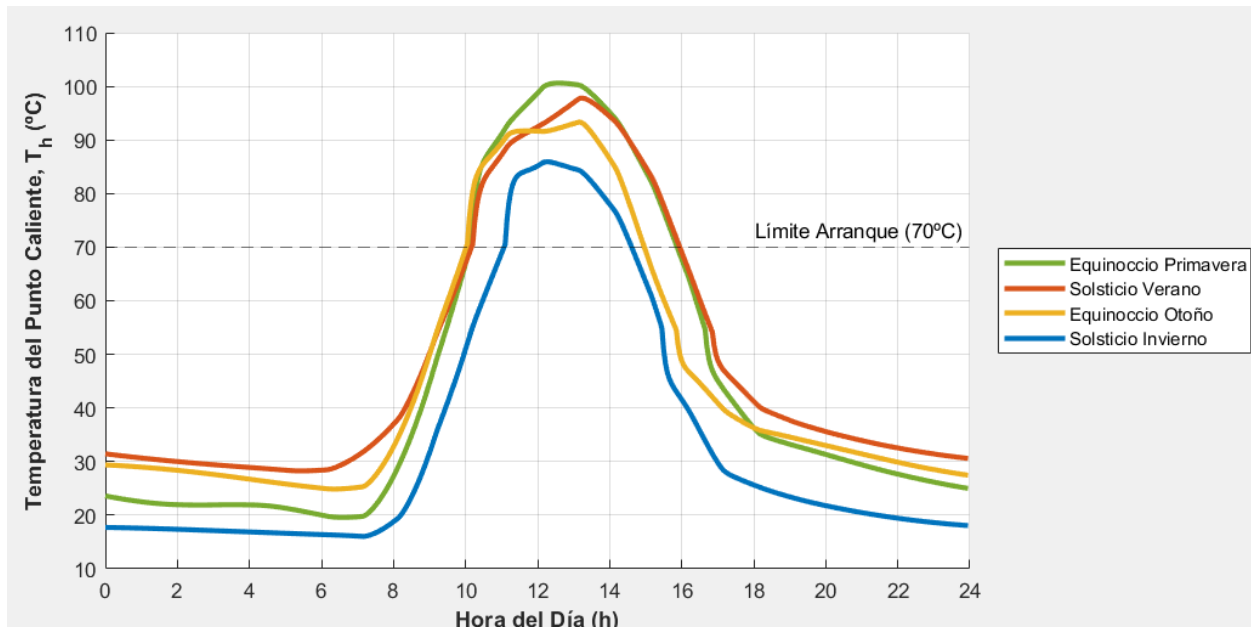


Figura 52. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 40 MWp.

4.1.3 Caso 6: Planta fotovoltaica de 50 MWp

En este tercer caso, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 50 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.

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 53.

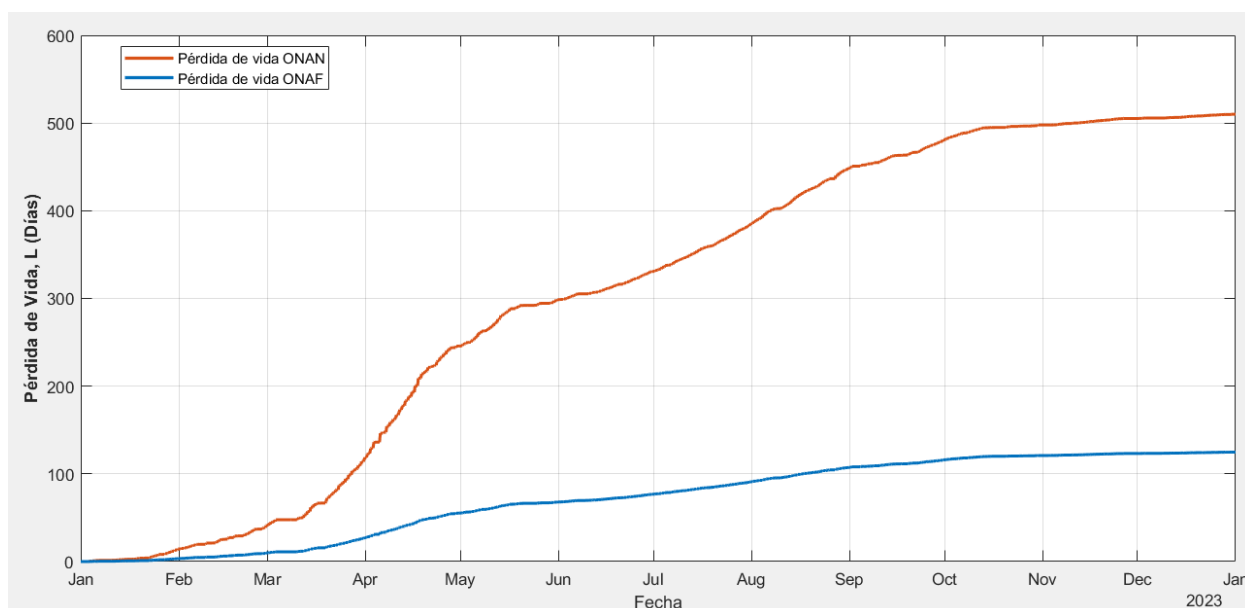


Figura 53. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 50 MWp.

En este escenario se observa una mayor diferencia en la pérdida de vida útil entre ambos modos de refrigeración. Esta gran diferencia entre el comportamiento de los transformadores de distinta refrigeración (510 días frente a 125 días), se debe a que, en este caso, el control de la temperatura cuando ésta supera los 70 °C si ha supuesto un impacto notable. Esto es debido, a que al contrario que para el caso anterior, en este caso la temperatura no controlada mediante la refrigeración forzada si ha tomado valores superiores a las nominales de los aislamientos, tal y como se aprecia en la Figura 54 y Figura 55. Las cuales muestran las temperaturas alcanzadas por el transformador para las diferentes refrigeraciones a lo largo del año.

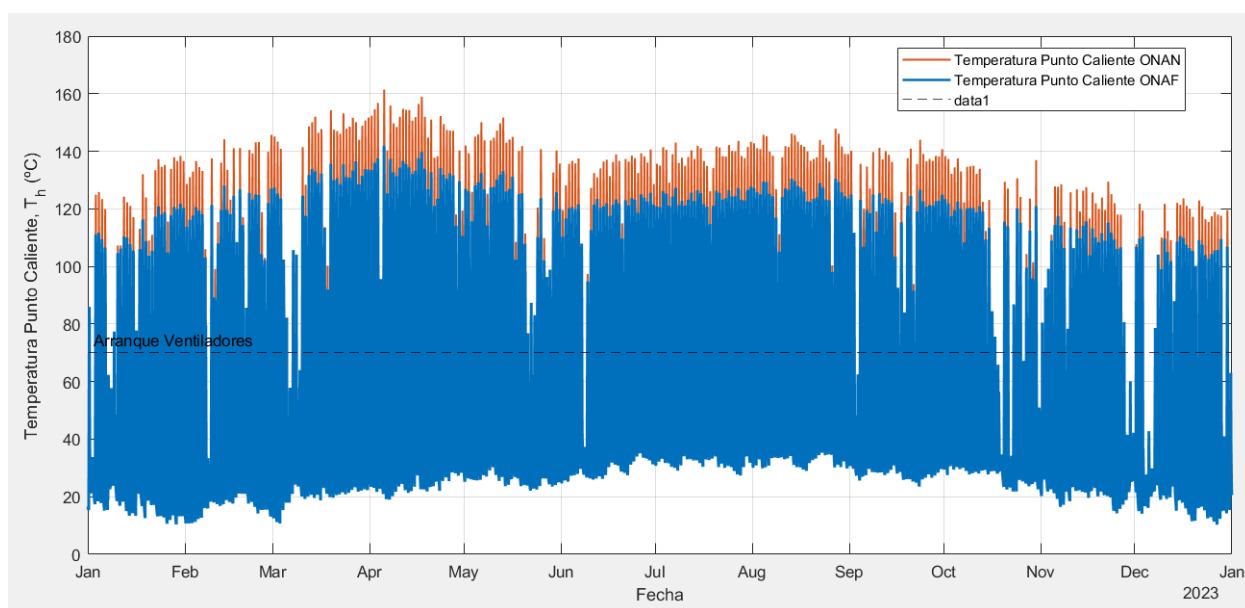


Figura 54. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 50 MWp.

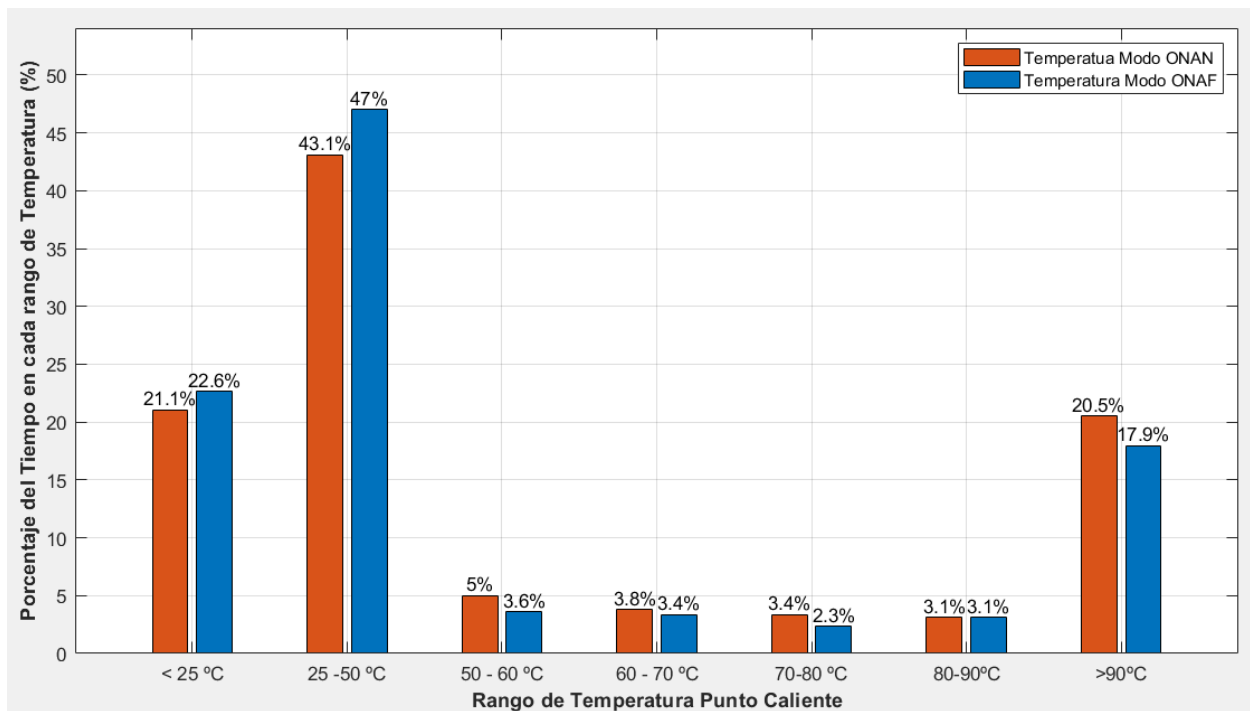


Figura 55. Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 50 MWp.

Se aprecia que el tiempo en el cual el transformador se encuentra a temperaturas inferiores a 70 °C se ha reducido, estando ahora por debajo del 80 % del total de las horas del año. A su vez, se han aumentado los tiempos para rangos de mayores valores de temperatura, lo cual es el causante de un mayor deterioro de la vida del transformador, sobre todo para el modo de refrigeración ONAN.

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 las temperaturas alcanzadas por el transformador sin refrigeración con ventilación forzada si comprometían al aislamiento del transformador.

Para este tercer caso, el ventilador de la refrigeración ONAF funcionó, tal y como se aprecia en la Figura 56, durante un total de 2274 horas. Esto supone un 50 % de las 4556 horas en las que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía, lo que a su vez, implica un consumo energético de 3.14 MWh. Finalmente, se puede concluir, que para este Caso 3 implementar la refrigeración por ventilación forzada tiene un efecto más apreciable.

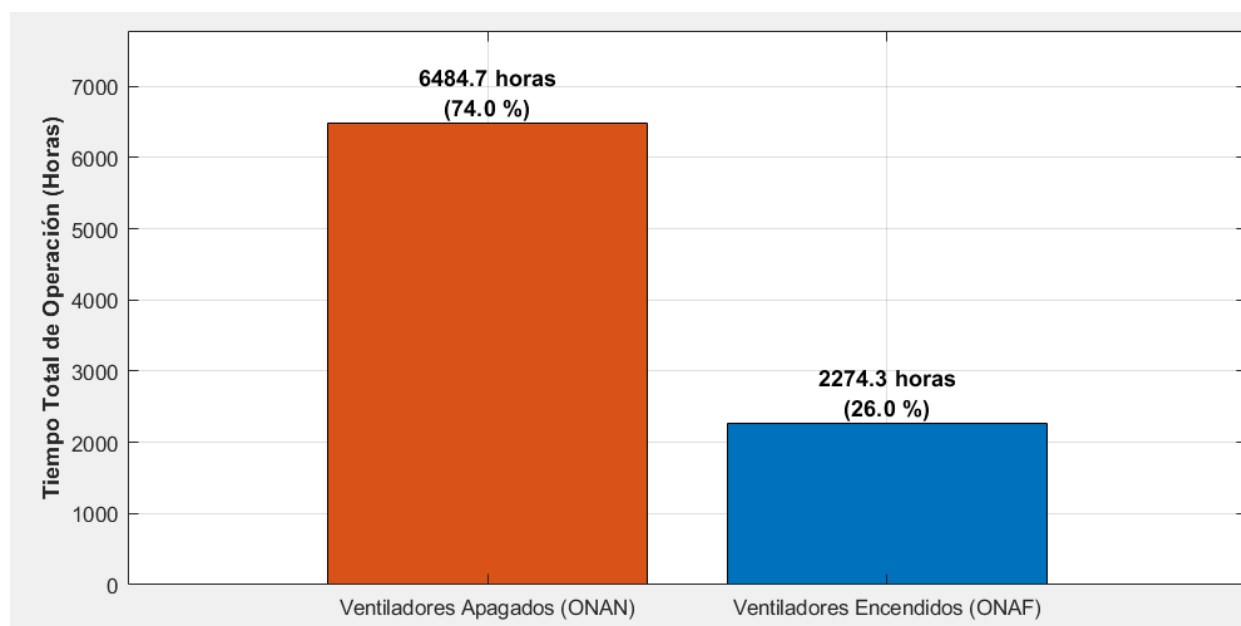


Figura 56. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 50 MWp.

Por último, la Figura 57 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). En este caso, las cuatro jornadas superan con gran amplitud el umbral de los 70 °C, repitiéndose el brusco aumento de la pendiente térmica al cruzar este límite. Esto evidencia, una vez más, que la agresiva rampa de inyección de potencia fotovoltaica desborda temporalmente la capacidad inicial de los ventiladores.

Respecto al acoplamiento térmico entre jornadas, los valores en los extremos de la gráfica (horas 0 y 24) demuestran que, a pesar de alcanzar temperaturas extremas durante el día, el enfriamiento nocturno sigue siendo efectivo para disipar el calor acumulado y evitar un acoplamiento térmico entre días. Como es esperable, el solsticio de verano mantiene una temperatura base mayor debido a las condiciones ambientales nocturnas.

Por último, esta gráfica ratifica de forma extrema el efecto dual de la temperatura ambiente: el equinoccio de primavera vuelve a registrar el pico máximo absoluto (rozando los 130 °C), situándose por encima del verano. Esto confirma definitivamente que el incremento de producción, derivado del mejor rendimiento de los paneles en temperaturas primaverales, es el factor dominante sobre la penalización que sufre la refrigeración del transformador durante el periodo estival.

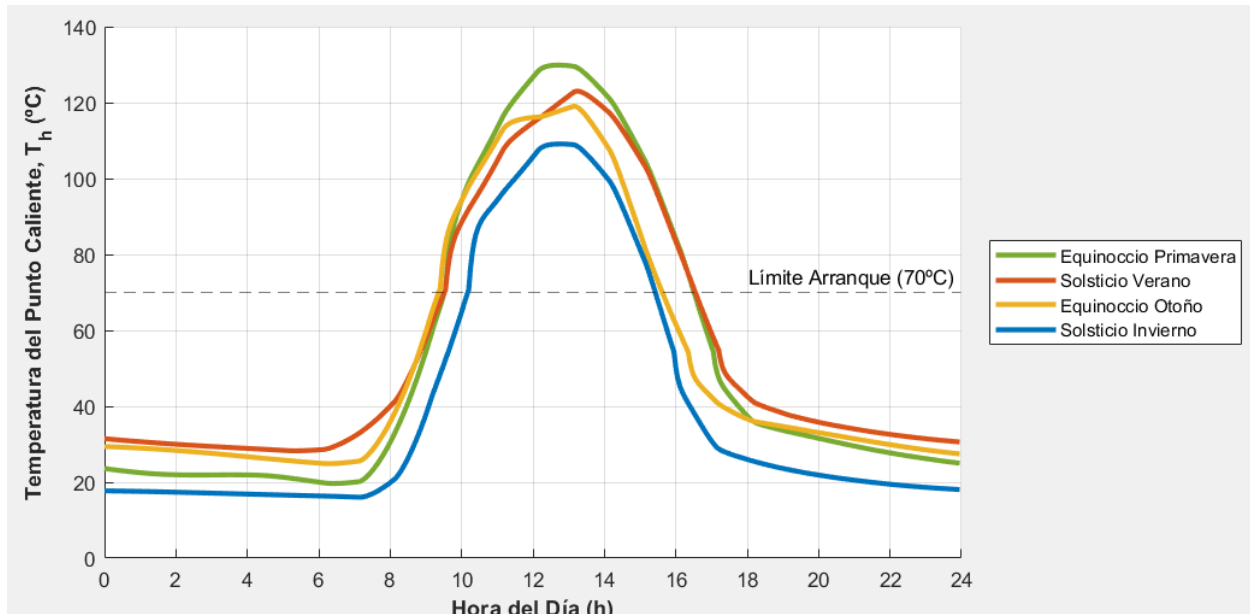


Figura 57. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 50 MWp

4.1.4 Caso 7: Planta fotovoltaica de 60 MWp

En este último caso para el transformador de 20-25MVA, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 41.67 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.

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 58.

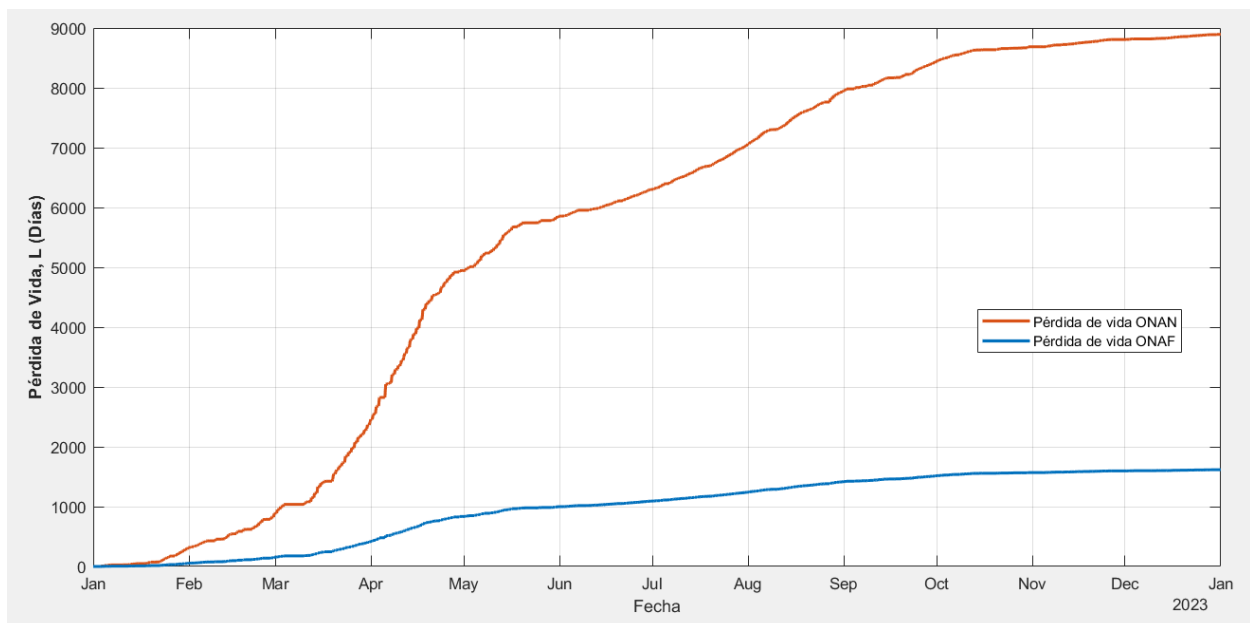


Figura 58. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 20-25 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 60 MWp.

En este caso se observa una diferencia significativa en el deterioro experimentado según el modo de refrigeración. Bajo condiciones nominales, la operación en régimen ONAN provoca una pérdida de vida útil equivalente a 8893 días en un solo año, mientras que en régimen ONAF este desgaste desciende a 1617 días. Esta notable diferencia demuestra que el control de temperatura a partir de los 70 °C sí ha tenido un impacto decisivo, logrando mitigar el desgaste térmico en un 81.82 %. No obstante, debido a la extrema magnitud de la pérdida de vida acumulada anualmente, este caso presenta los peores resultados.

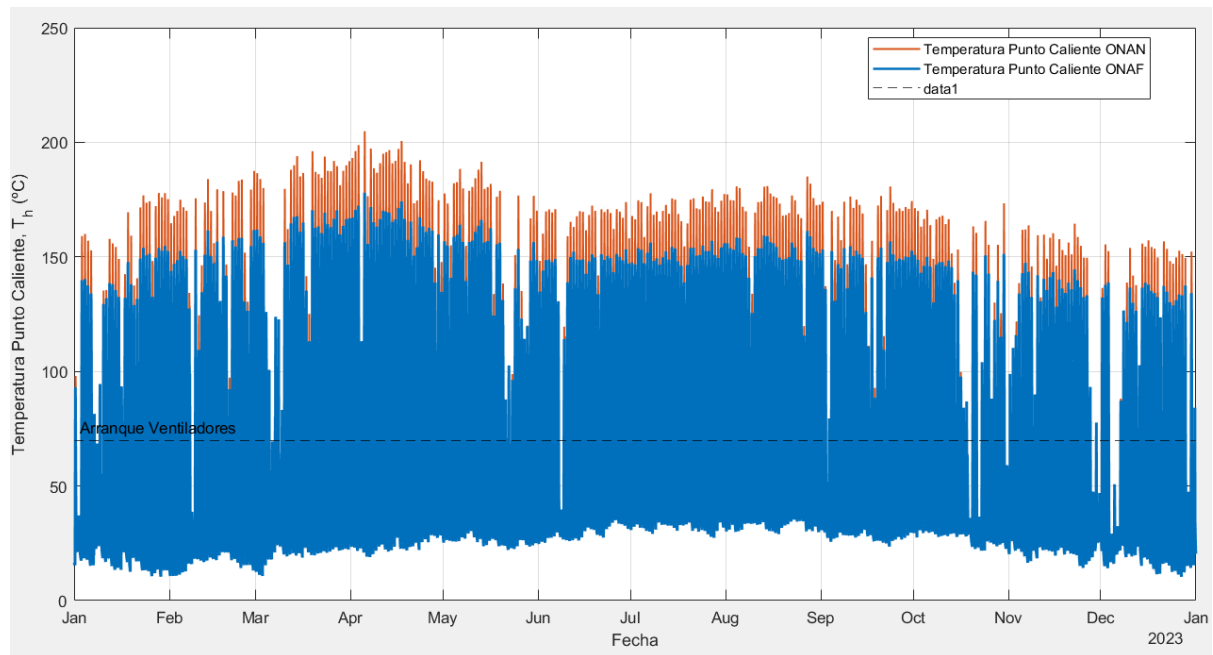


Figura 59. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 20-25 MVA a lo largo del año, para una planta de 60 MWp.

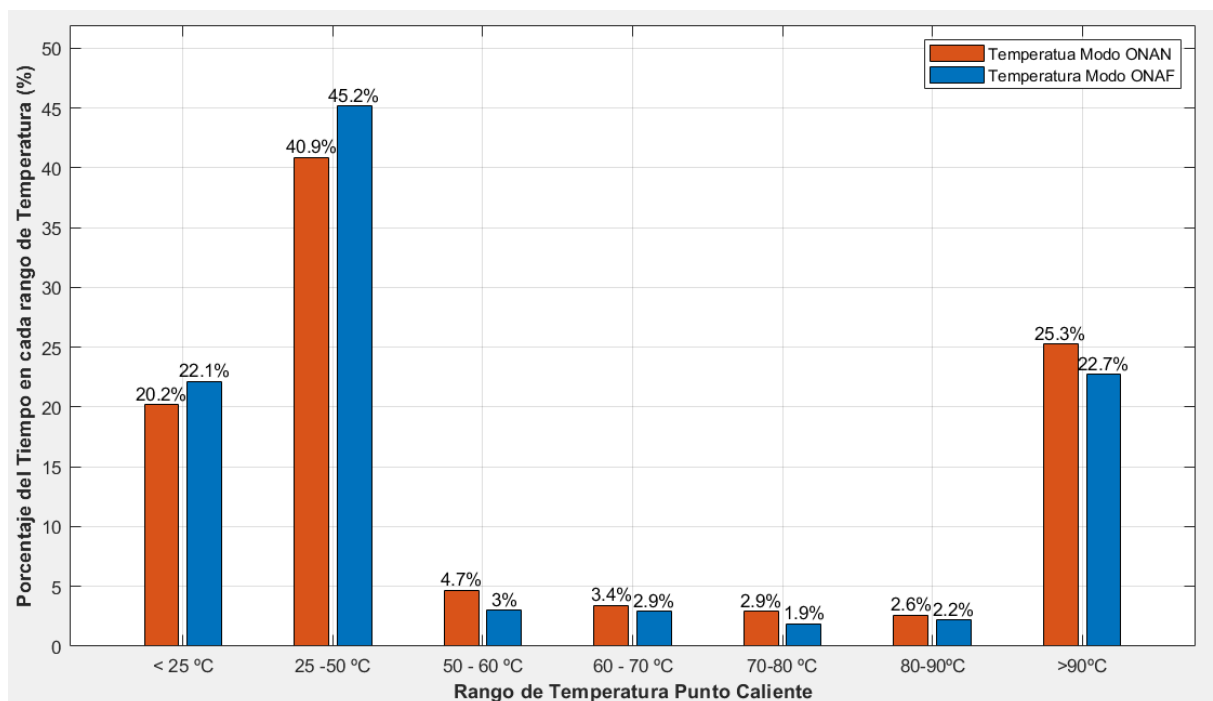


Figura 60. Gráfica de la distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 20-25 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 60 MWp

Como se puede observar en la Figura 59 y Figura 60, este cuarto caso es aquel en que se alcanzan las mayores temperaturas en los transformadores. Se observa además en la Figura 60, que el tiempo en el que el transformador se encuentra por debajo de los 70 °C es el menor para los cuatro casos ya vistos, siendo éste de alrededor del 73 % del total de horas anuales.

Para el caso con refrigeración ONAN, se aprecia que se llega a alcanzar temperaturas superiores a los 160 °C (que llegan a rondar los 200 °C en momentos puntuales), temperaturas que son devastadoras 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 del transformador con refrigeración ONAF, a pesar del control de temperatura mediante ventilación forzada se siguen dando temperaturas elevadas cercanas a los 170 °C. Sin embargo, a pesar de contar con la refrigeración por ventilación forzada aportada por los ventiladores, ésta no resulta suficiente y finalmente el aislamiento acaba por sufrir un deterioro significativo.

De este modo se concluye que, para este Caso 4, es obligatorio implementar en los transformadores la refrigeración por ventilación forzada debido a todo lo mencionado anteriormente. En caso contrario, como se ha visto, el transformador que no contaba con dicha refrigeración terminaba alcanzando su vida útil en cuestión de un año. De esta forma, queda claro el gran papel que toma dentro de este caso la refrigeración ONAF. Como se observa en la Figura 61, para este cuarto caso es en el que se da la mayor actividad de los ventiladores de dicha refrigeración vista hasta el momento, funcionando un total de 2550.2 horas anuales, es decir, aproximadamente un 56 % de las horas en el que el parque fotovoltaico se encuentra en funcionamiento y produciendo energía. Esto implica un consumo energético de 3.52 MWh.

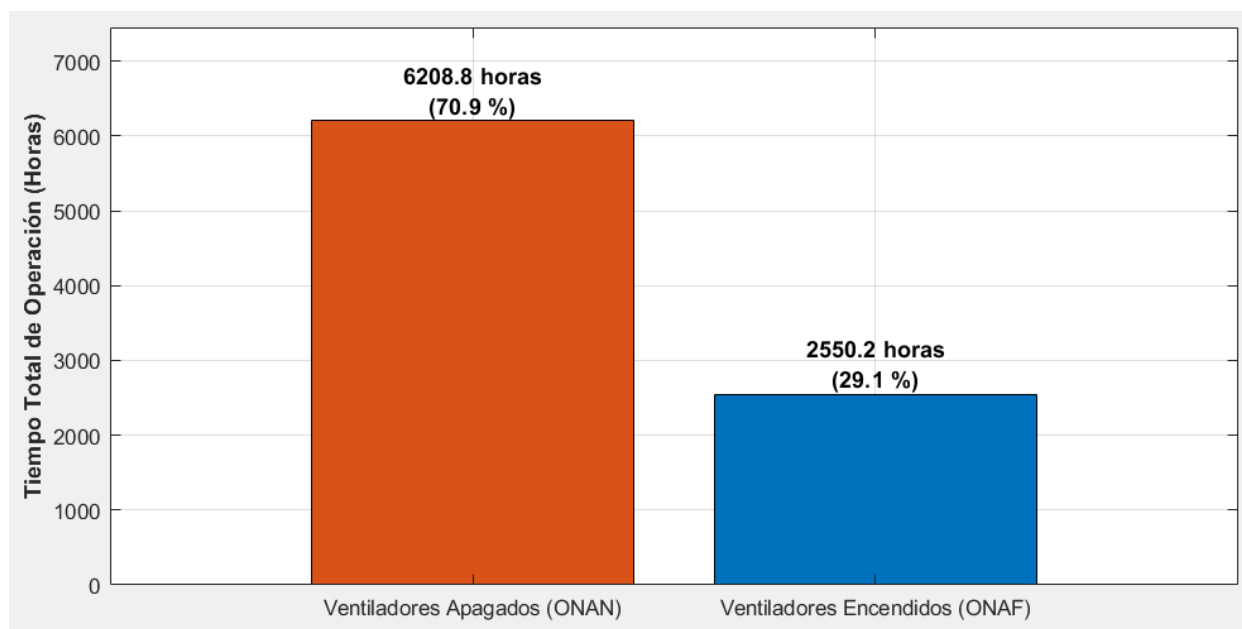


Figura 61. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 20-25 MVA se encuentran encendidos y apagados para una planta de 50 MWp.

Además, la Figura 62 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios), evidenciando la sobre temperatura que experimenta el equipo.

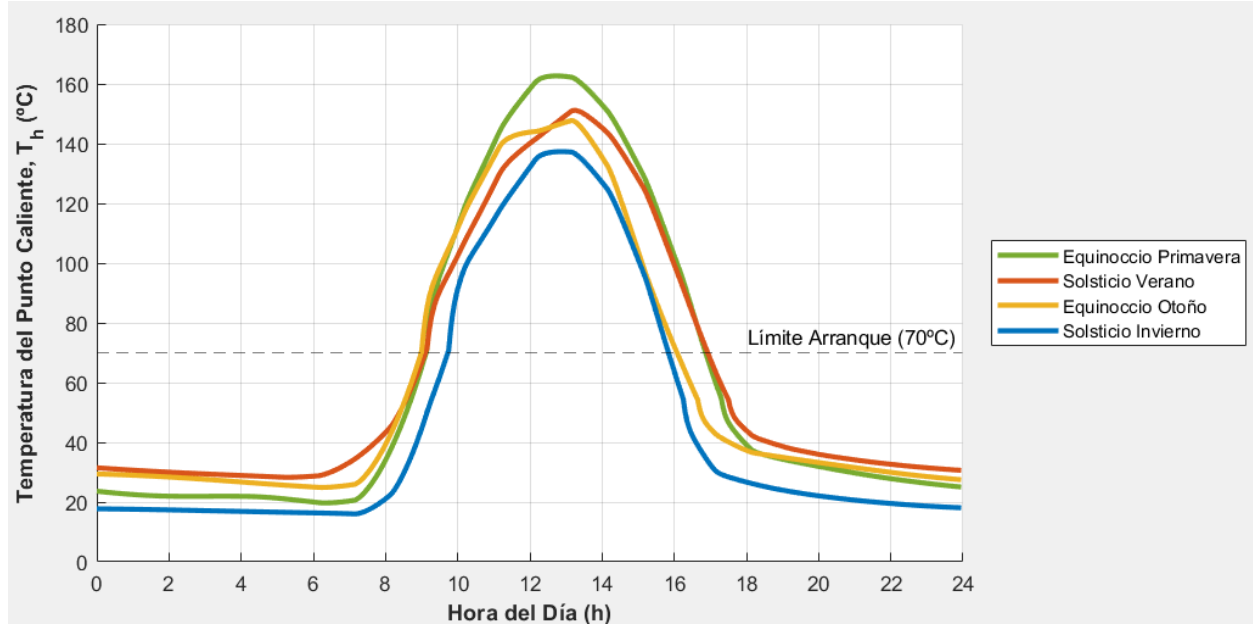


Figura 62. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 60 MWp

Tras analizar la temperatura del punto caliente del transformador de 20-25 MVA para plantas fotovoltaicas, se ha elaborado una gráfica, Figura 63, que relaciona el acortamiento de vida frente a las diversas potencias pico. Esto permite visualizar cómo evoluciona el envejecimiento del equipo a medida que aumenta la exigencia operativa.

La Figura 63 demuestra claramente que el acortamiento de la vida útil del transformador no guarda una relación lineal con el aumento de la potencia pico de la planta fotovoltaica. Mientras que incrementos en el rango inferior (de 30 a 40 MVA) apenas suponen una penalización, superar la barrera de los 50 MVA provoca un daño térmico que se dispara de forma abrupta.

El ajuste por mínimos cuadrados de la pérdida de vida del transformador, $L(P_{FVp})$, en función de la potencia pico de la planta fotovoltaica, P_{FVp} , que se muestra en las expresiones que siguen permiten comprobar que el ajuste exponencial es el que mejor describe el comportamiento del sistema, alcanzando un coeficiente de determinación casi perfecto ($R^2 = 0.9965$).

$$L(P_{FVp}) \approx L_{LIN}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} = -1795.13 + 49.63 \cdot P_{FVp} \quad (R^2 = 0.6614)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{POT}(P_{FVp}) = k_1 \cdot P_{FVp}^{k_0} = 1.510 \cdot 10^{-16} \cdot P_{FVp}^{10.61} \quad (R^2 = 0.8679)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{EXP}(P_{FVp}) = k_1 \cdot e^{k_0 \cdot P_{FVp}} = 0.2475 \cdot e^{0.2475 \cdot P_{FVp}} \quad (R^2 = 0.9965)$$

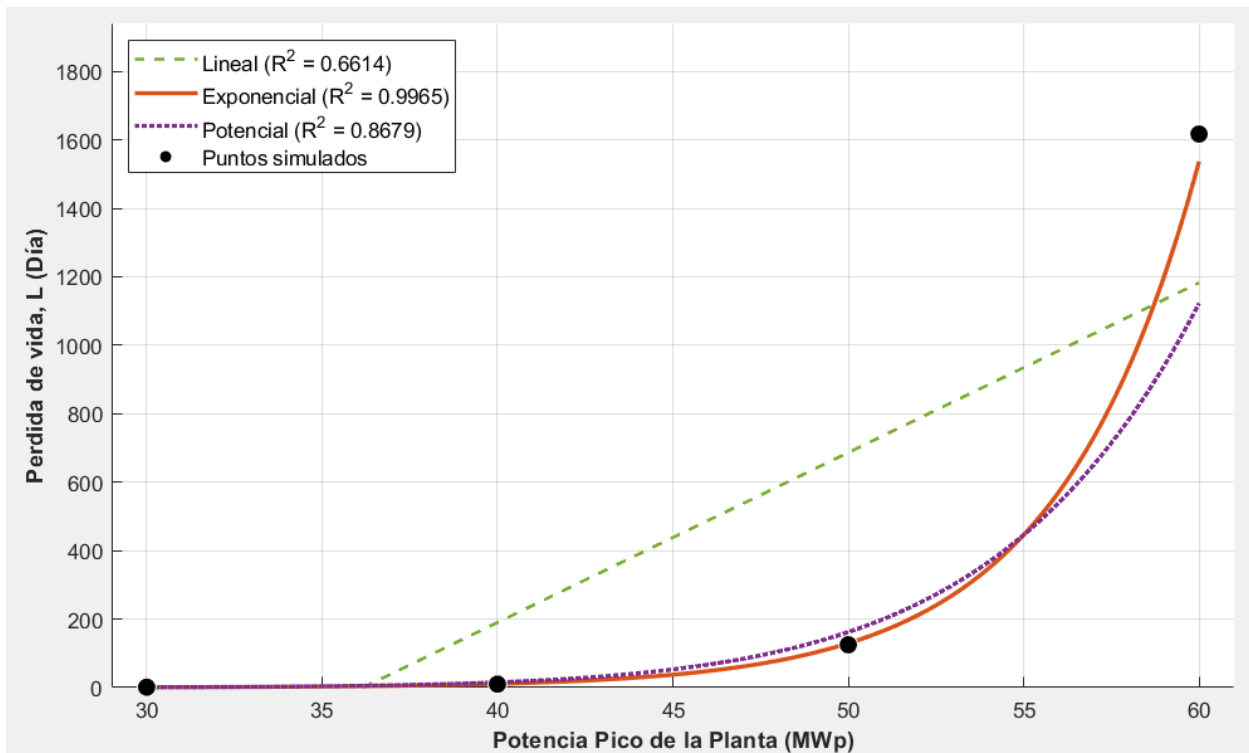


Figura 63. Acortamiento de la vida del transformador frente a las diferentes potencias pico instaladas para un transformador de 20-25MVA en funcionamiento ONAF

4.2 Análisis técnico de los casos para un transformador de potencia 24-30 MVA

En esta sección se aplicará la misma metodología empleada en el apartado anterior para el transformador de 24-30 MVA. Asimismo, se seleccionarán las alternativas de mayor relevancia para su posterior análisis y extracción de conclusiones. En concreto, se estudiarán los Casos 3, 5, 6 y 7, por ser los que presentan un mayor interés desde el punto de vista técnico.

4.2.1 Caso 3: Planta fotovoltaica de 35 MWp

Este primer caso, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 85.71 % de 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 la pérdida de vida sufrido por el transformador en la Figura 64.

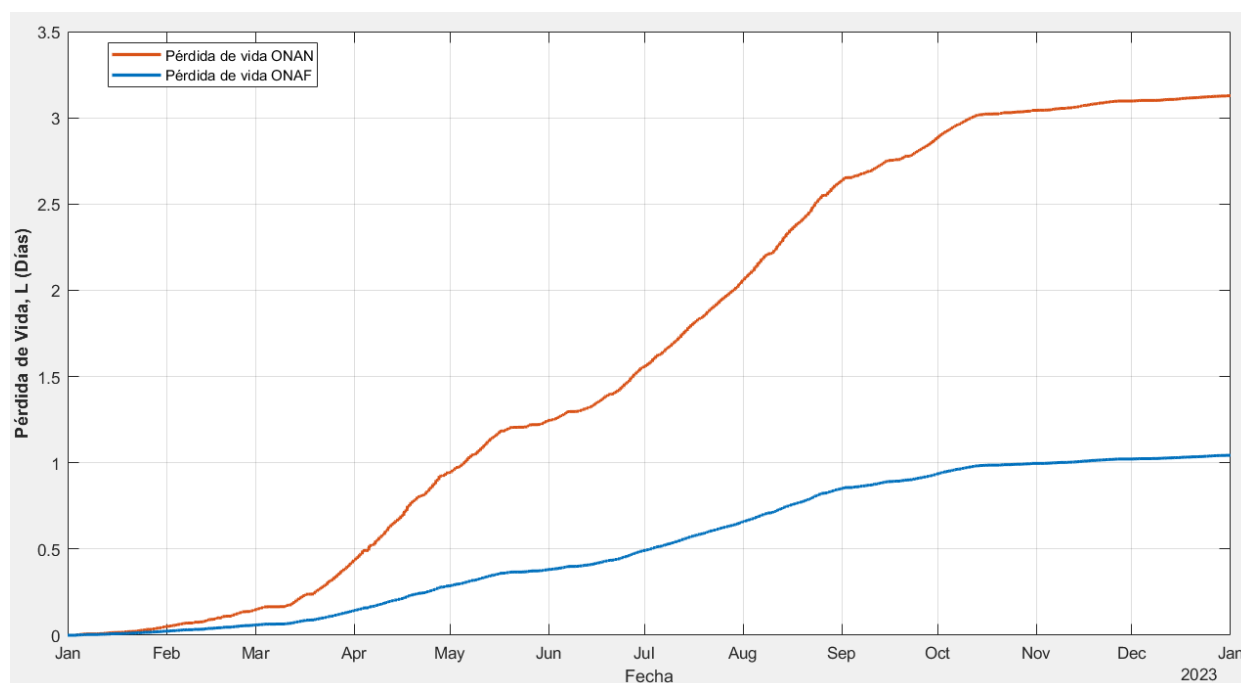


Figura 64. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 35 MWp, según el modo de refrigeración.

La simulación anual del comportamiento del transformador indica que, operando en modo ONAN, el equipo sufre un envejecimiento térmico equivalente a 3.13 días de funcionamiento bajo condiciones y potencia nominales. Por otro lado, al operar en modo ONAF, esta pérdida de vida útil se reduce a tan solo 1 día anual. Estos bajos niveles de desgaste, tras un año completo de operación, evidencian un claro sobredimensionamiento del equipo respecto de la potencia pico de la planta.

Este comportamiento se explica por las características inherentes de las plantas fotovoltaicas. Aunque la potencia nominal del transformador sea similar a la potencia pico de la planta, las pérdidas de generación (en torno al 14 %) impiden que alcance su carga nominal, obligándolo a operar siempre con factores de carga inferiores a la unidad. Si a esto se suman las limitadas horas de máxima producción solar, el resultado es que el equipo trabaja habitualmente con cargas muy

reducidas. En consecuencia, su temperatura de operación se mantiene baja (ya que esta depende directamente del factor de carga) lo que justifica el mínimo deterioro.

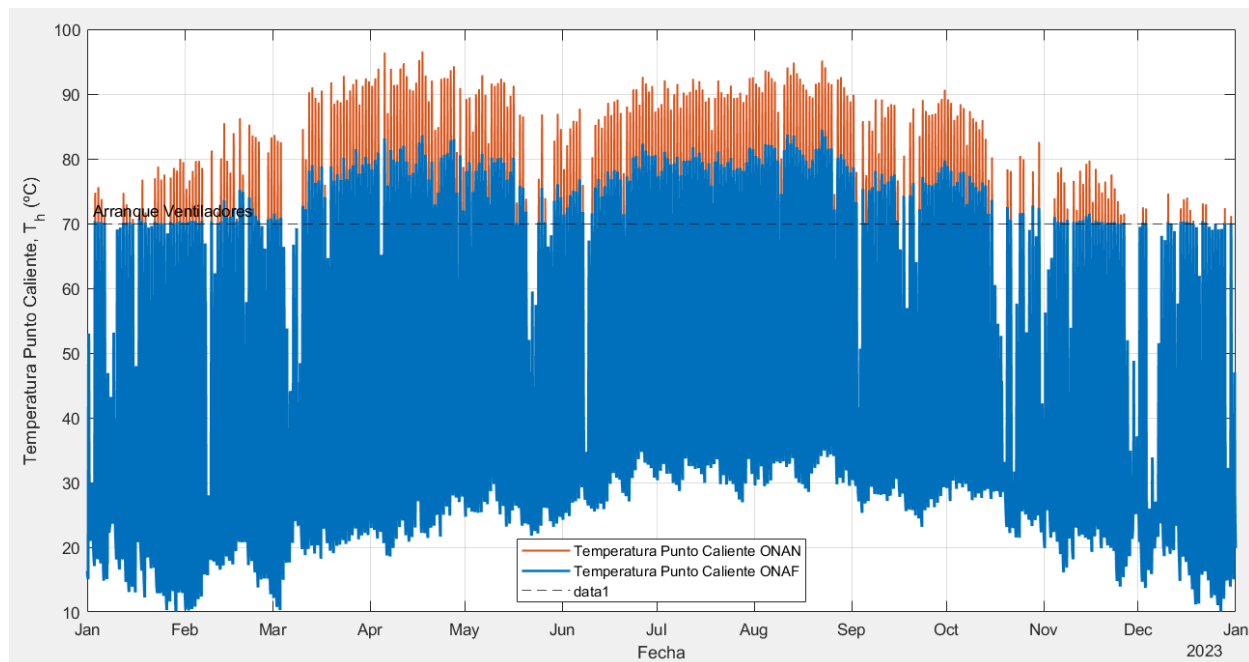


Figura 65. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 35 MWp.

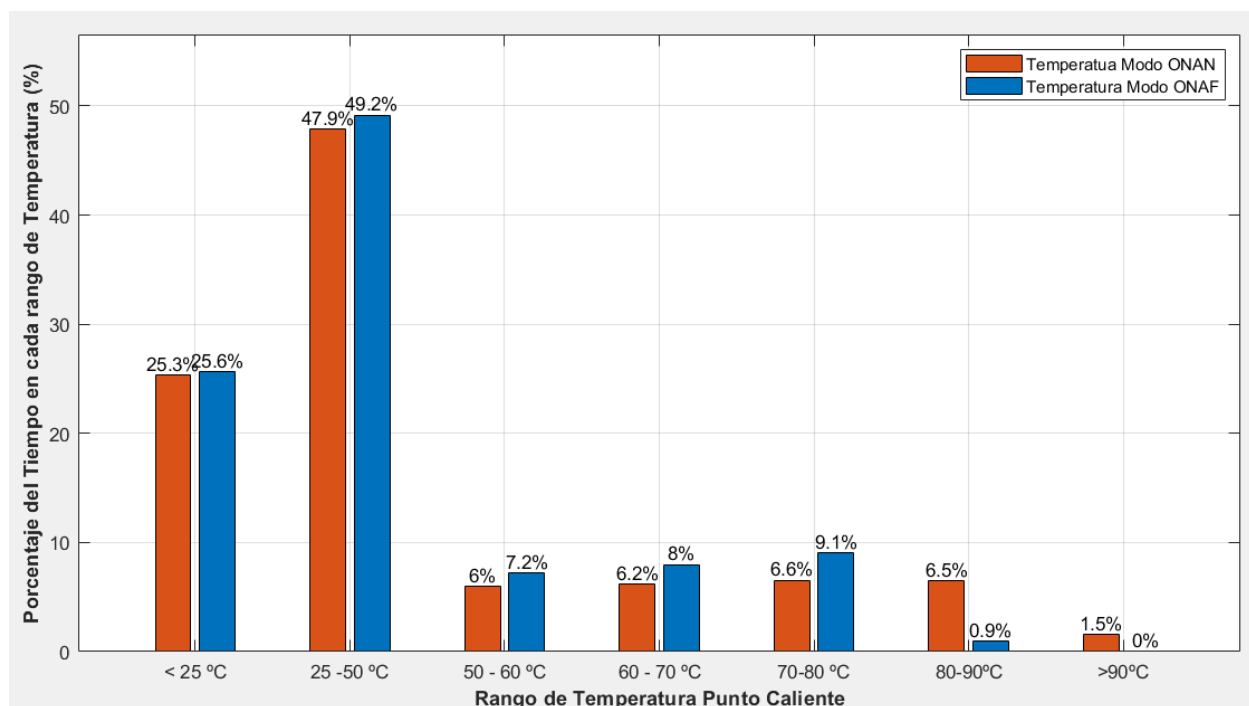


Figura 66. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 35 MWp.

Según se observa en la Figura 65, la evolución temporal del modo de funcionamiento natural (ONAN) presenta picos térmicos que superan con frecuencia los 90 °C durante los periodos de máxima irradiación y producción. No obstante, la implementación del sistema de refrigeración forzada (ONAF), con un umbral de activación ajustado a los 70 °C, logra mitigar eficazmente estos picos térmicos.

Por otro lado, los resultados presentados en la Figura 66 indican que el transformador mantiene un régimen térmico inferior a los 70 °C durante el 85 % del periodo anual. Sin embargo, se observa que bajo una configuración ONAN, la temperatura del punto caliente excede el umbral de los 90 °C en momentos de máxima carga, mientras que la implementación del modo ONAF mitiga significativamente este riesgo, limitando las temperaturas superiores a 80 °C a apenas el 0.9 % del tiempo.

Los ventiladores del sistema de refrigeración ONAF, acorde a los datos obtenidos de la Figura 67, del total de 4556 horas del año en el que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía, éstos están en funcionamiento un total de 1396.7 horas, implicando un consumo energético de 1.92 MWh.

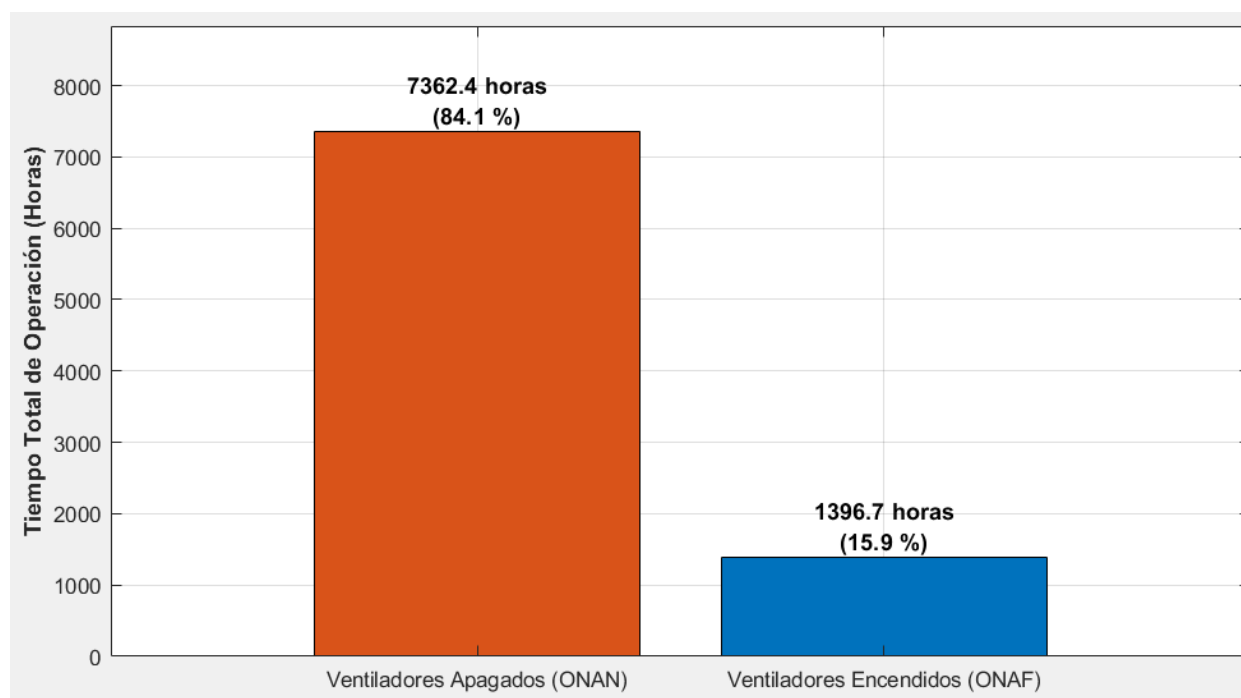


Figura 67. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados para una planta de 35 MWp.

Finalmente, la Figura 68 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). Se observa que, durante el solsticio de invierno, la temperatura alcanza los 70 °C de forma puntual hacia el mediodía, llegando justo al umbral de activación de la ventilación forzada. Por el contrario, en los tres días restantes, el transformador supera dicho umbral térmico durante aproximadamente 2 horas, activando así el sistema de ventilación.

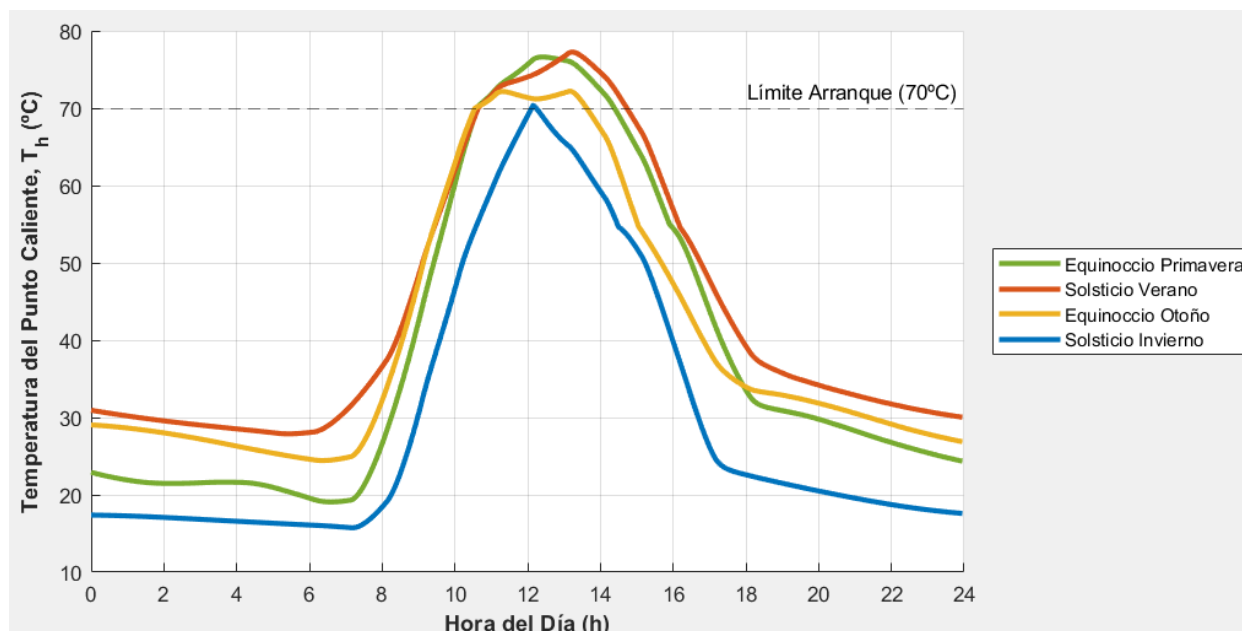


Figura 68. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 35 MWp

4.2.2 Caso 5: Planta fotovoltaica de 45 MWp

Este segundo caso se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 66.67 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico (45 MWp).

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 69.

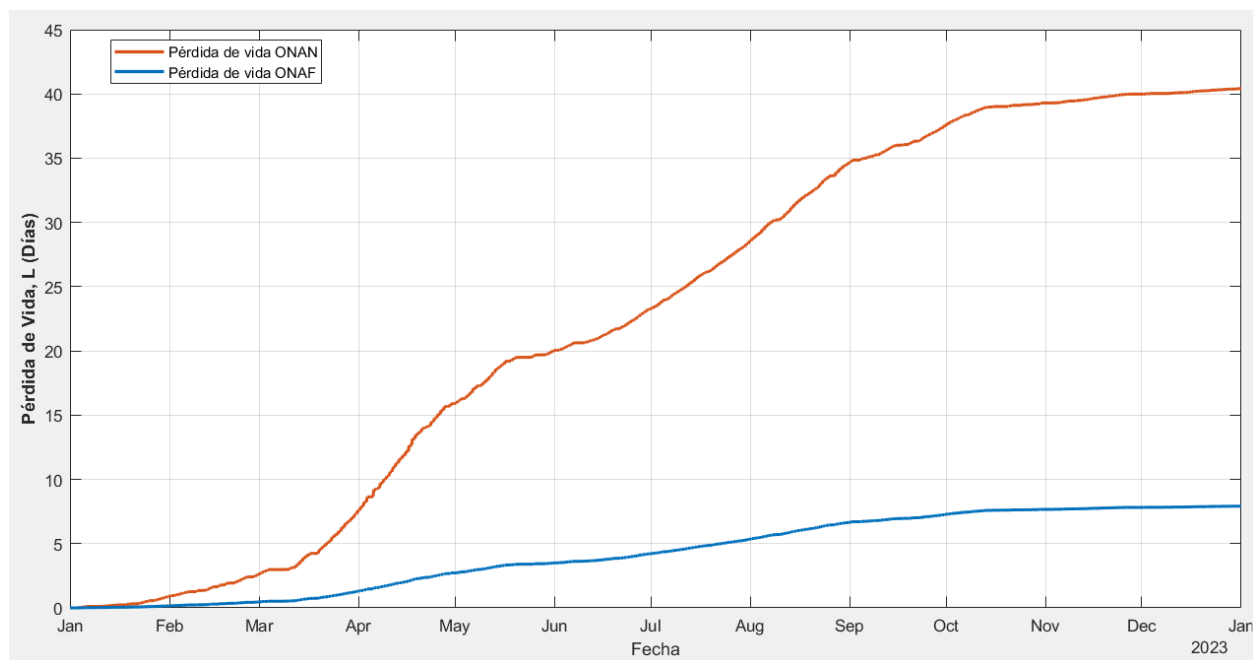


Figura 69. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 45 MWp, según el modo de refrigeración.

En esta simulación, disminuye el sobredimensionamiento observado en el Caso 1. Para ello, el bajo factor de funcionamiento y las pérdidas del parque fotovoltaico se compensan instalando una potencia pico superior a la capacidad nominal del transformador.

Al contrario que en el caso anterior, se observa que se amplía la diferencia de la pérdida de vida experimentado por el transformador entre ambos modos de refrigeración. Aunque el transformador siga siendo viable técnicamente, se puede observar que sigue estando sobredimensionado, ya que, el deterioro experimentado por el transformador de refrigeración ONAN durante un año es de 40 días, y el de refrigeración ONAF es de apenas 8 días.

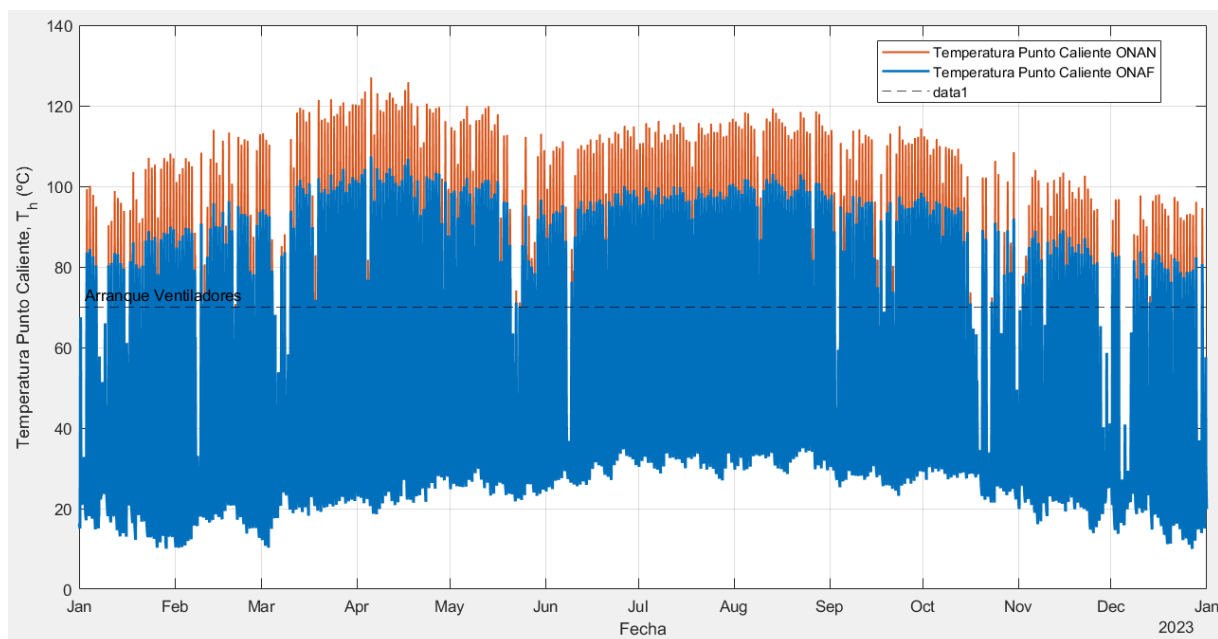


Figura 70. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 45 MWp.

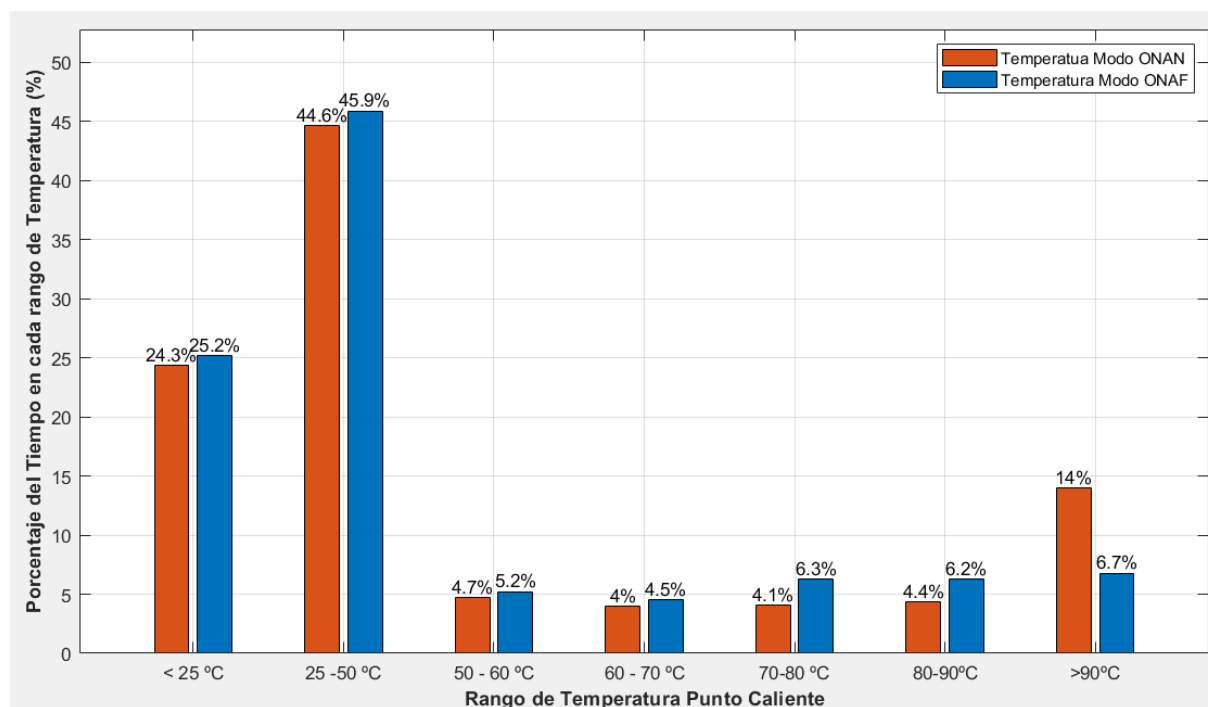


Figura 71. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 45 MWp.

Como se aprecia en la Figura 71, la temperatura del punto caliente para ambos modos de refrigeración permanece por debajo de los 70 °C la mayor parte del tiempo. Asimismo, se observa que en el modo ONAN se superan los 90 °C con mayor frecuencia que en el modo ONAF.

Por otro lado, en relación con la planta de 45 MWp, la Figura 72 muestra que, de las 4556 horas anuales de generación, los ventiladores operan únicamente durante 2003 horas, lo que implica un consumo energético de 2.76 MWh. Este valor representa un incremento respecto al registrado en el Caso 1.

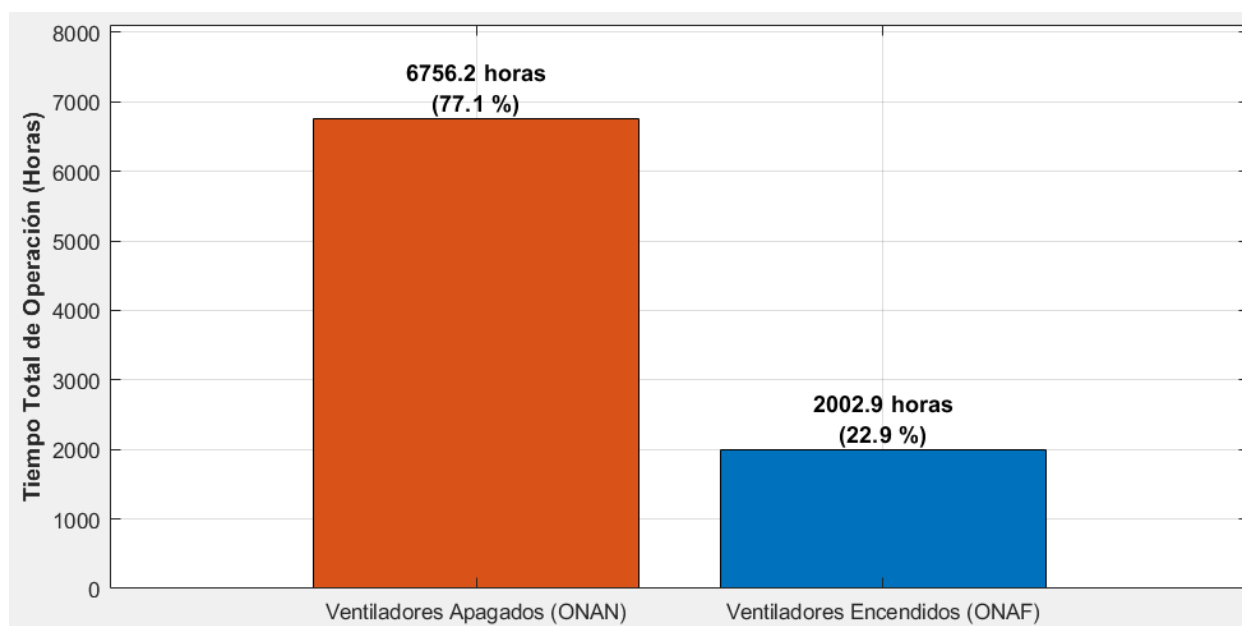


Figura 72. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.

Finalmente, la Figura 73 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). Se observa que, en los cuatro días del año, el transformador supera los 70 °C, activando así el sistema de ventilación.

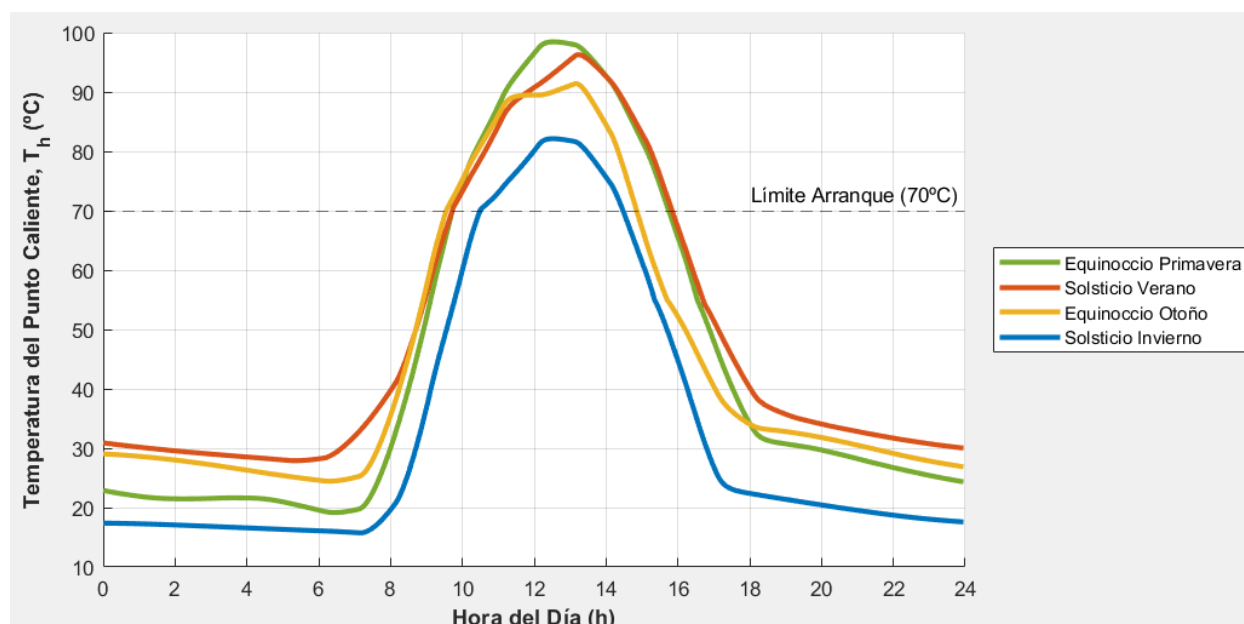


Figura 73. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 45 MWp.

4.2.3 Caso 6: Planta fotovoltaica de 50 MWp

En este tercer caso, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 60 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.

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 74.

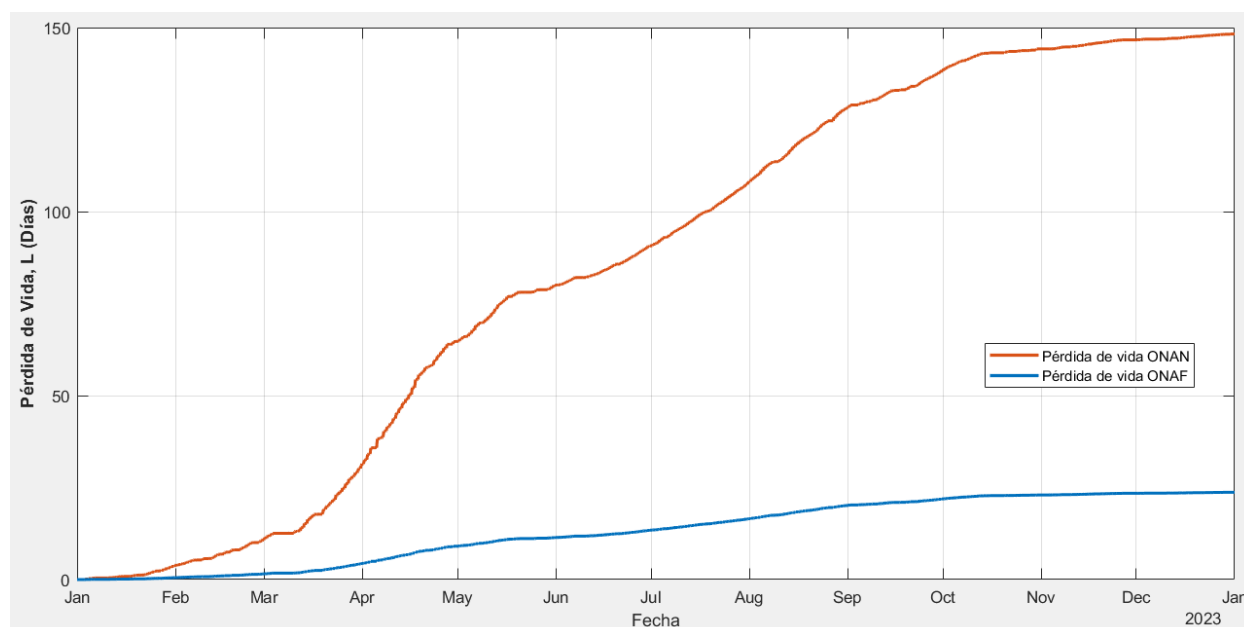


Figura 74. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 50 MWp, según el modo de refrigeración.

En este escenario se observa una mayor diferencia en la pérdida de vida útil entre ambos modos de refrigeración. Esta gran diferencia entre el comportamiento de los transformadores de distinta refrigeración (148 días frente a 24 días), se debe a que, en este caso, el control de la temperatura cuando ésta supera los 70 °C si ha supuesto un impacto notable. Esto es debido, a que al contrario que para el caso anterior, en este caso la temperatura no controlada mediante la refrigeración forzada si ha tomado valores superiores a las nominales de los aislamientos, tal y como se aprecia en la Figura 75 y Figura 76. Las cuales muestran las temperaturas alcanzadas por el transformador para las diferentes refrigeraciones a lo largo del año.

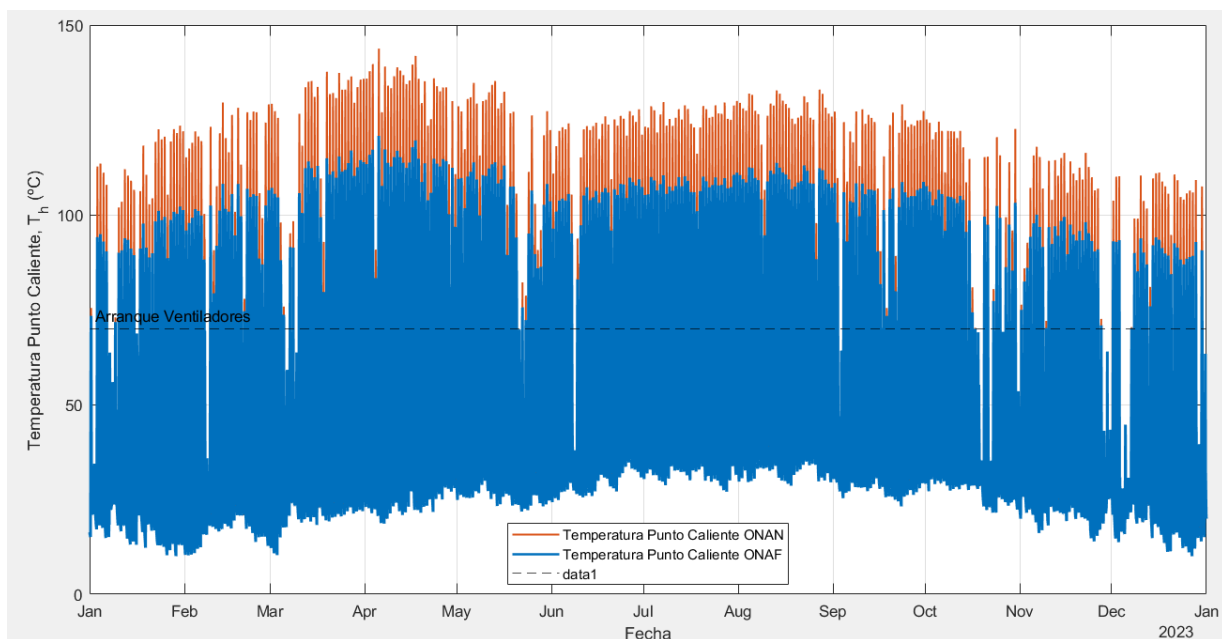


Figura 75. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 50 MWp.

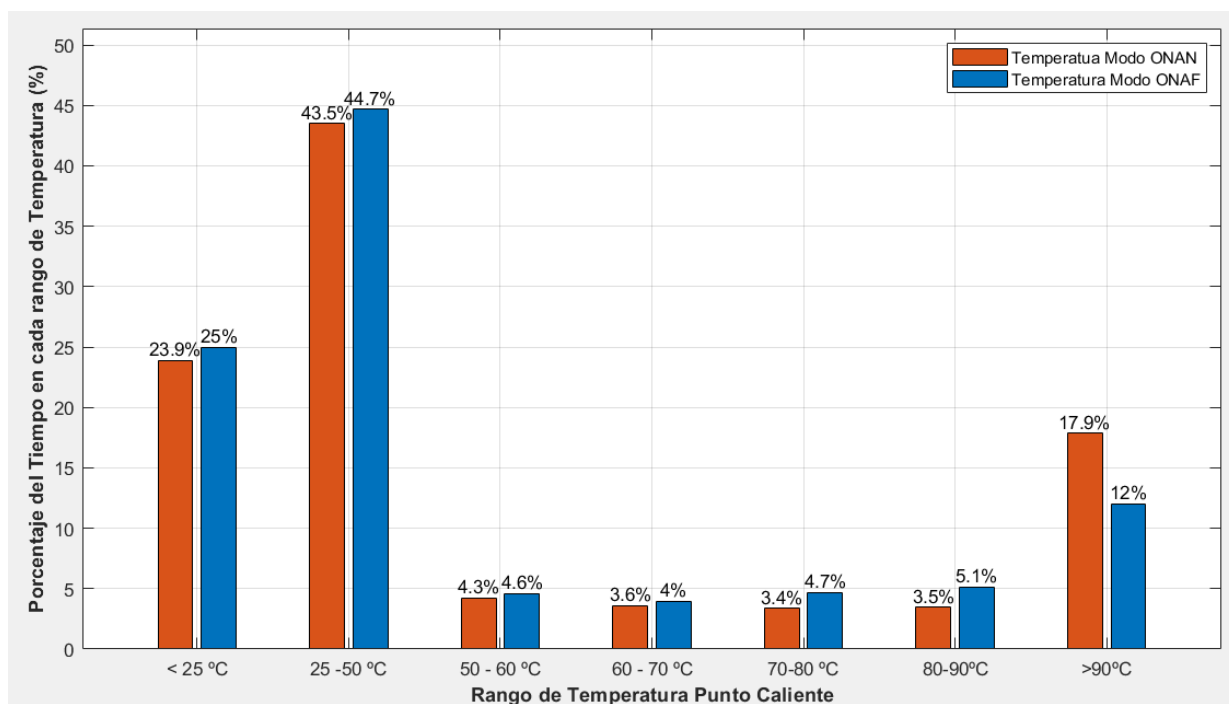


Figura 76. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 50 MWp.

Se aprecia que el tiempo en el cual el transformador se encuentra a temperaturas inferiores a 70 °C se ha reducido, estando ahora por debajo del 80 % del total de las horas del año. A su vez, se han aumentado los tiempos para rangos de mayores valores de temperatura, lo cual es el causante de un mayor deterioro de la vida del transformador, sobre todo para el modo de refrigeración ONAN, pasando de 40 días en el caso 2 a 148 días.

Para este tercer caso, el ventilador de la refrigeración ONAF funcionó, tal y como se aprecia en la Figura 77, durante un total de 2182 horas. Esto supone aproximadamente un 50 % de las 4556 horas en las que el parque fotovoltaico se encuentra generando energía, lo que a su vez, implica un consumo energético de 3.00 MWh. Finalmente, se puede concluir, que para este Caso 3 implementar la refrigeración por ventilación forzada tiene un efecto más apreciable.

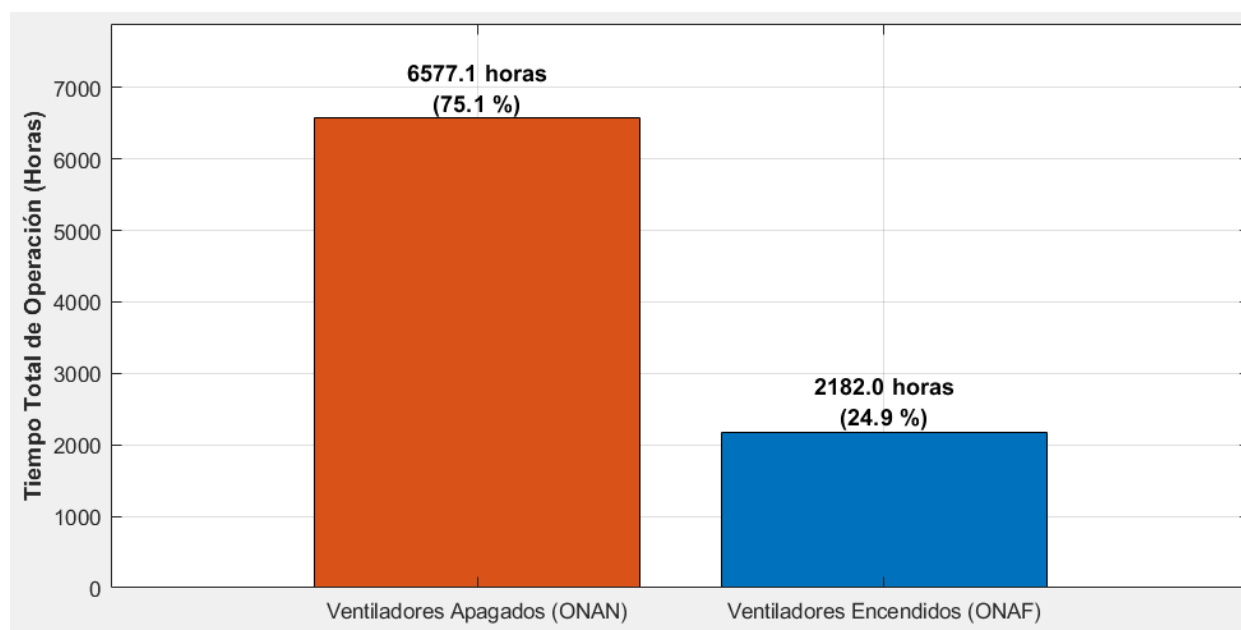


Figura 77. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.

Por último, la Figura 78 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios). Se observa que, en las cuatro fechas analizadas, la temperatura supera con creces los 70 °C —un incremento significativo respecto al caso 2—, lo que provoca la continua activación del sistema de ventilación.

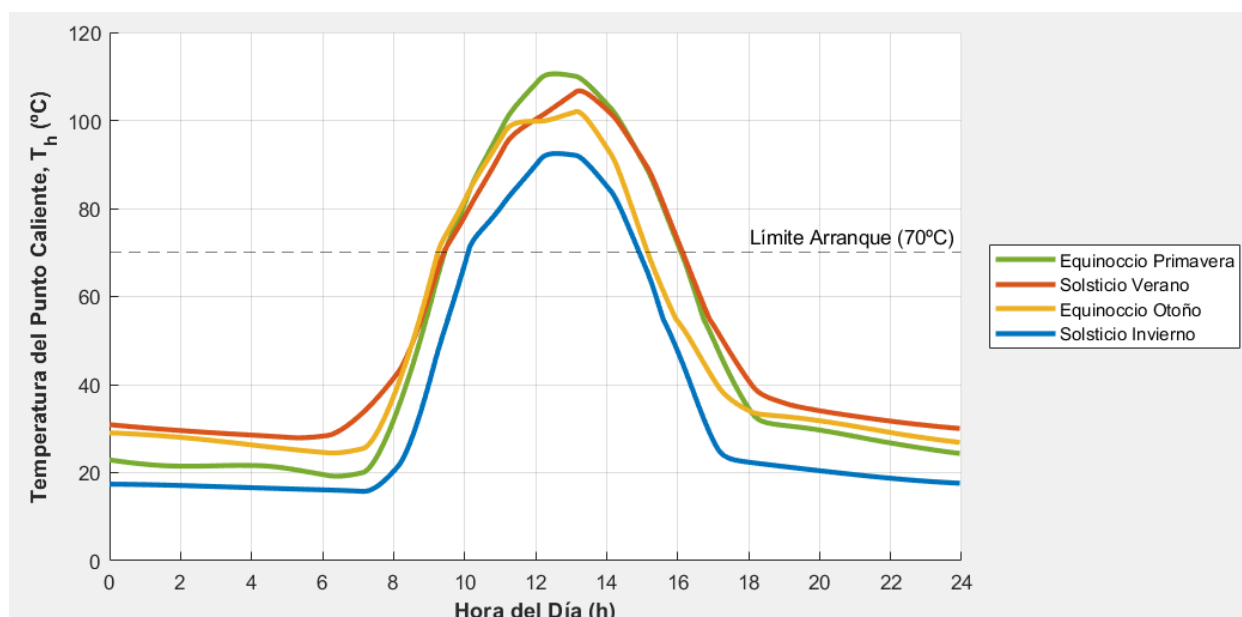


Figura 78. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 50 MWp.

4.2.4 Caso 7: Planta fotovoltaica de 60 MWp

En este último caso para el transformador de 20-25MVA, se corresponde con la implementación de un transformador cuya potencia nominal en modo ONAF equivale al 50 % de la potencia pico instalada en el parque fotovoltaico.

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 58.

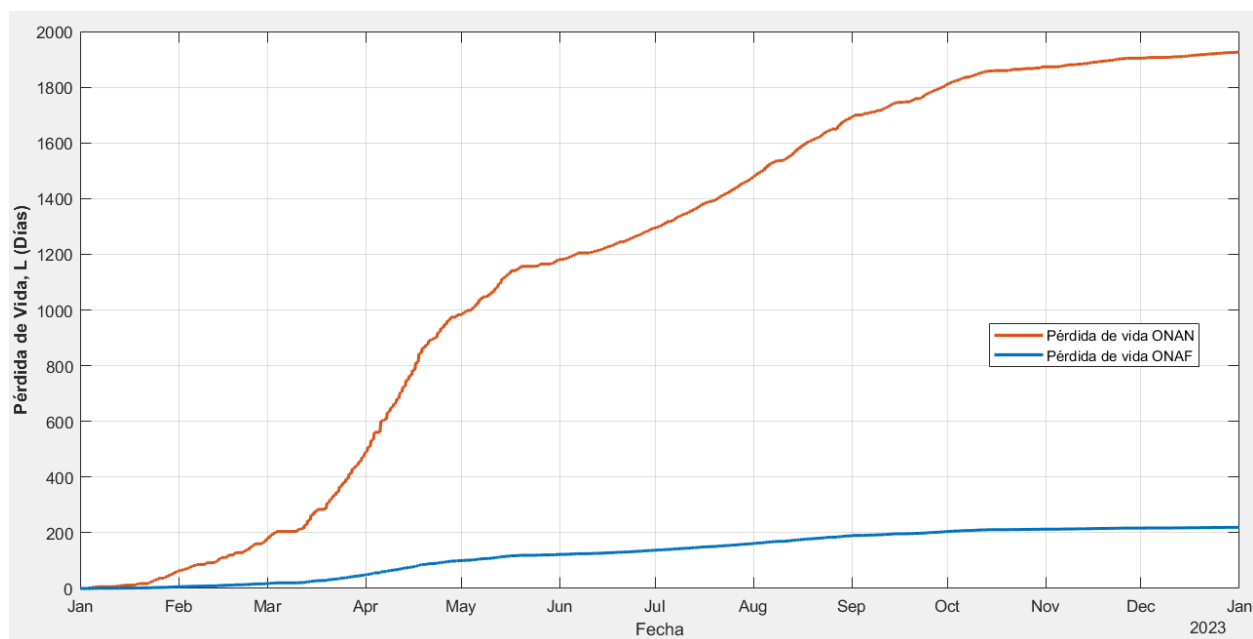


Figura 79. Evolución de la pérdida de vida sufrida por el transformador de 24-30 MVA a lo largo del año de simulación para una planta fotovoltaica de 60 MWp, según el modo de refrigeración.

En este caso se observa una diferencia significativa en el deterioro experimentado según el modo de refrigeración. Bajo condiciones nominales, la operación en régimen ONAN provoca una pérdida de vida útil equivalente a 1925 días en un solo año, mientras que en régimen ONAF este desgaste desciende a 219 días. Esta notable diferencia demuestra que el control de temperatura a partir de los 70 °C sí ha tenido un impacto decisivo, logrando mitigar el desgaste térmico en un 88.6%.

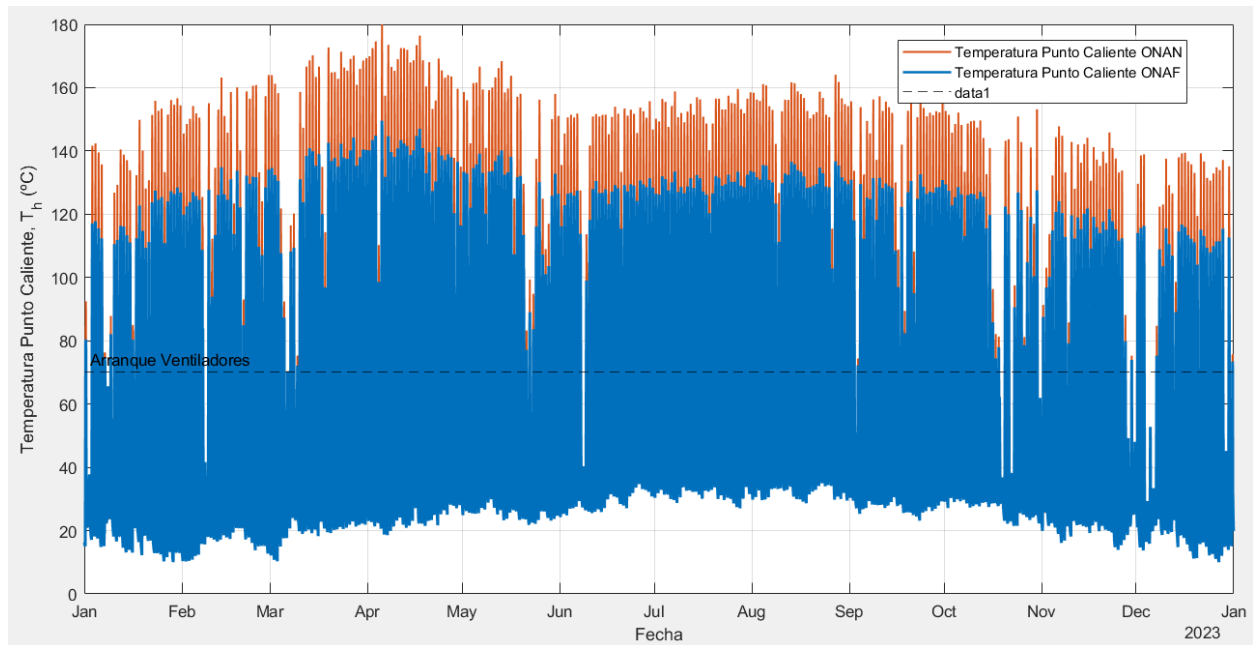


Figura 80. Evolución de la temperatura del punto caliente del transformador 24-30 MVA a lo largo del año, para una planta de 60 MWp.

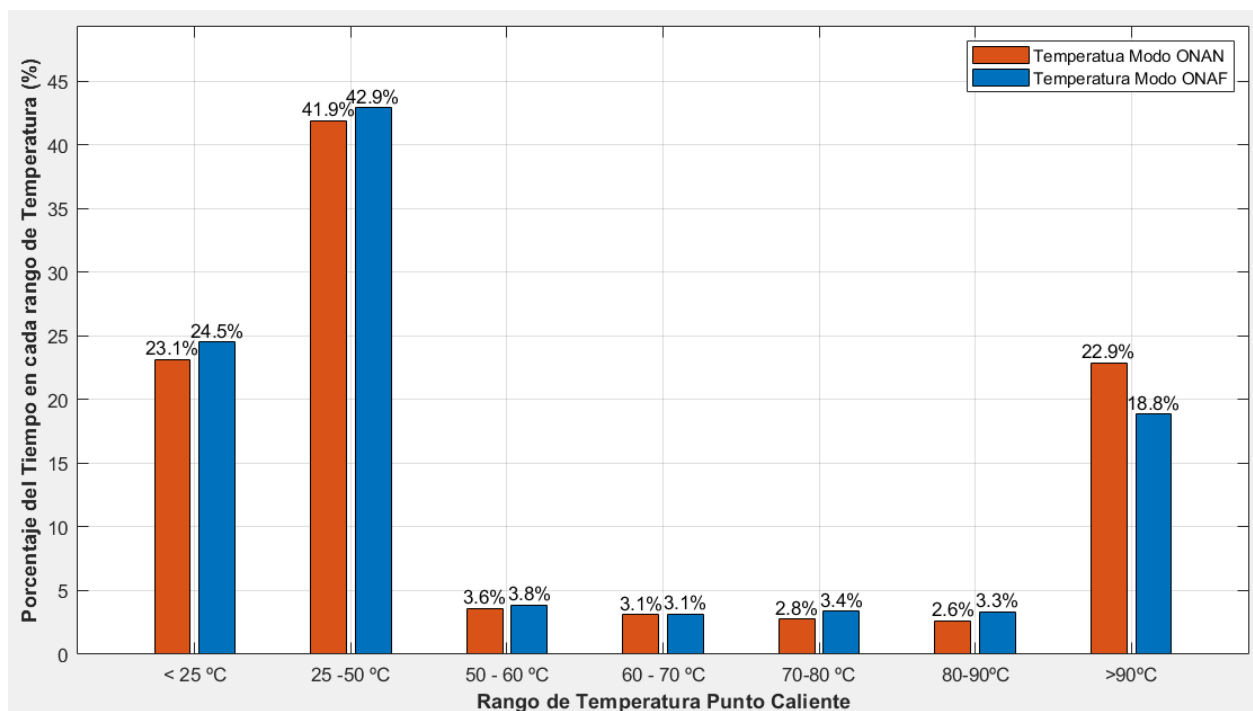


Figura 81. Distribución del porcentaje del tiempo en el que el transformador de 24-30 MVA se encuentra operando bajo diferentes rangos de temperatura para una planta de 60 MWp.

Como se puede observar en la Figura 80 y Figura 81, este cuarto caso es aquel en que se alcanzan las mayores temperaturas en los transformadores. Se observa además en la Figura 81, que el tiempo en el que el transformador se encuentra por debajo de los 70 °C es el menor para los cuatro casos ya vistos. Siendo éste de alrededor del 73 % del total de horas anuales.

Para el caso con refrigeración ONAN, se aprecia que se llega a alcanzar temperaturas superiores a los 160 °C (que llegan a rondar los 180 °C en momentos puntuales), temperaturas que son devastadoras 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 del transformador con refrigeración ONAF, a pesar del control de temperatura mediante ventilación forzada se siguen dando temperaturas elevadas cercanas a los 140 °C. No obstante, la capacidad de disipación aportada por el sistema resulta suficiente para mitigar un deterioro crítico del aislamiento, limitando la pérdida de vida acumulada a 219 días, un valor que se mantiene dentro de los márgenes operativos aceptables.

De este modo se concluye que, para este Caso 4, es obligatorio implementar en los transformadores la refrigeración por ventilación forzada debido a todo lo mencionado anteriormente. Donde como se ha visto, el transformador que no contaba con dicha refrigeración terminaba alcanzando una décima parte de su vida útil en cuestión de un año. 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 82, para este cuarto caso es en el que se da la mayor actividad de los ventiladores de dicha refrigeración vista hasta el momento, funcionando un total de 2460 horas anuales, es decir, aproximadamente un 53 % de las horas en el que el parque fotovoltaico se encuentra en funcionamiento y produciendo energía. Esto implica un consumo energético de 3.39 MWh.

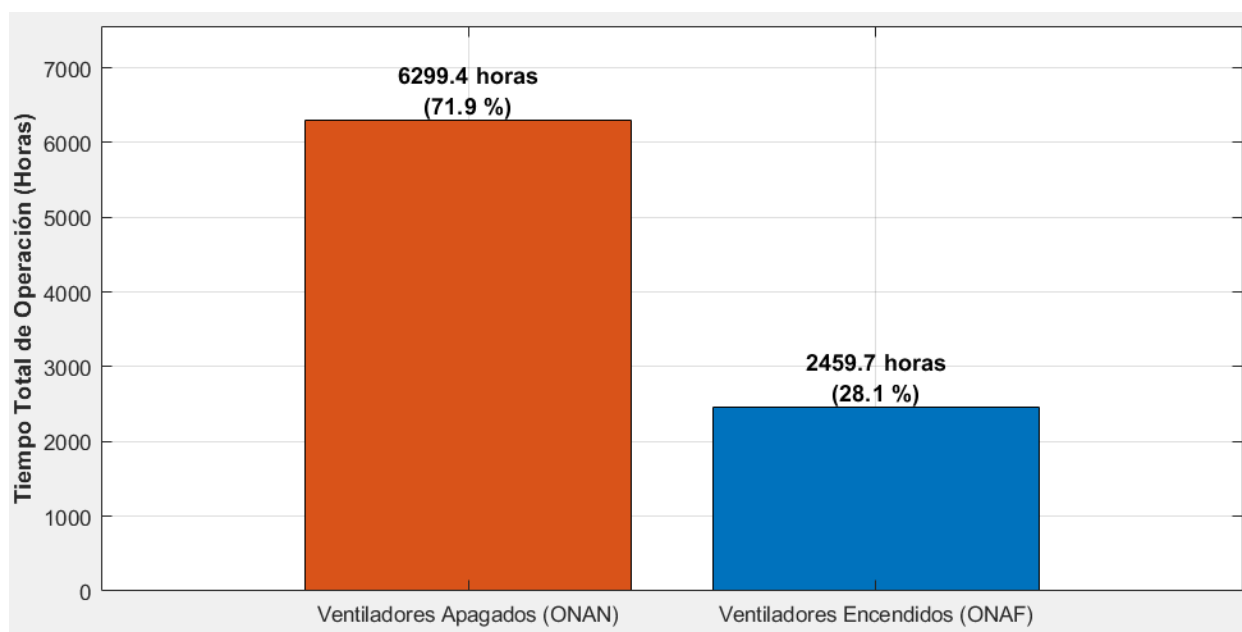


Figura 82. Total de horas en el que los ventiladores del transformador de 24-30 MVA se encuentran conectados y desconectados.

Además, la Figura 83 ilustra la evolución térmica del transformador durante los días más representativos del año (equinoccios y solsticios), evidenciando la sobre temperatura que experimenta el equipo.

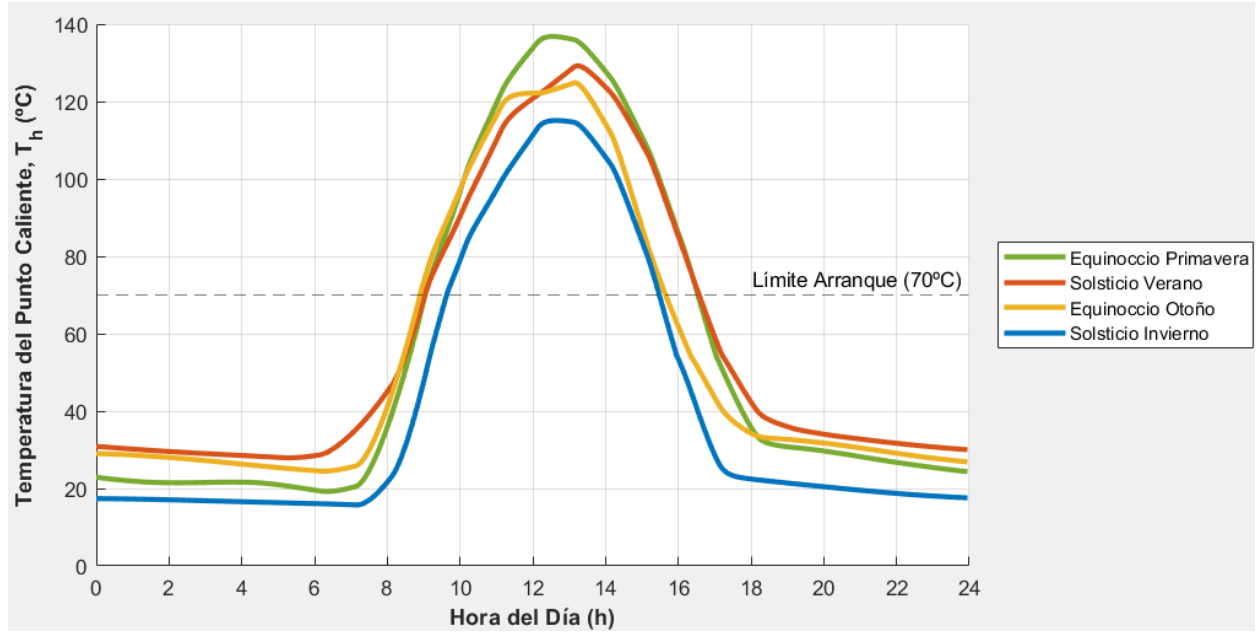


Figura 83. Evolución de la temperatura del transformador en los días significativos del año para una planta de 60 MWp.

Tras analizar la temperatura del punto caliente del transformador de 24-30 MVA para plantas fotovoltaicas, se ha elaborado una gráfica, Figura 84, que relaciona el acortamiento de vida frente a las diversas potencias pico. Esto permite visualizar cómo evoluciona el envejecimiento del equipo a medida que aumenta la exigencia operativa.

La Figura 84 demuestra claramente que el acortamiento de la vida útil del transformador no guarda una relación lineal con el aumento de la potencia pico de la planta fotovoltaica. Mientras que incrementos en el rango inferior (de 35 a 45 MVA) apenas suponen una penalización, superar la barrera de los 50 MVA provoca un daño térmico que se dispara de forma abrupta.

El ajuste por mínimos cuadrados de la pérdida de vida del transformador, $L(P_{FVp})$, en función de la potencia pico de la planta fotovoltaica, P_{FVp} , que se muestra en las expresiones que siguen permiten comprobar que el ajuste exponencial es el que mejor describe el comportamiento del sistema, alcanzando un coeficiente de determinación casi perfecto ($R^2 = 0.9986$). Los coeficientes obtenidos para cada ajuste son los siguientes: en el caso lineal, $k_1 = 8,508$ y $k_0 = -341,115$; para el ajuste exponencial, $k_1 = 5,079 \times 10^{-4}$ y $k_0 = 0,2157$; y para el ajuste potencial, $k_1 = 4,000 \times 10^{-16}$ y $k_0 = 9,921$.

$$L(P_{FVp}) \approx L_{LIN}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} \quad (R^2 = 0.7188)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{POT}(P_{FVp}) = k_1 \cdot P_{FVp}^{k_2} \quad (R^2 = 0.9398)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{EXP}(P_{FVp}) = k_1 \cdot e^{k_2 \cdot P_{FVp}} \quad (R^2 = 0.9986)$$

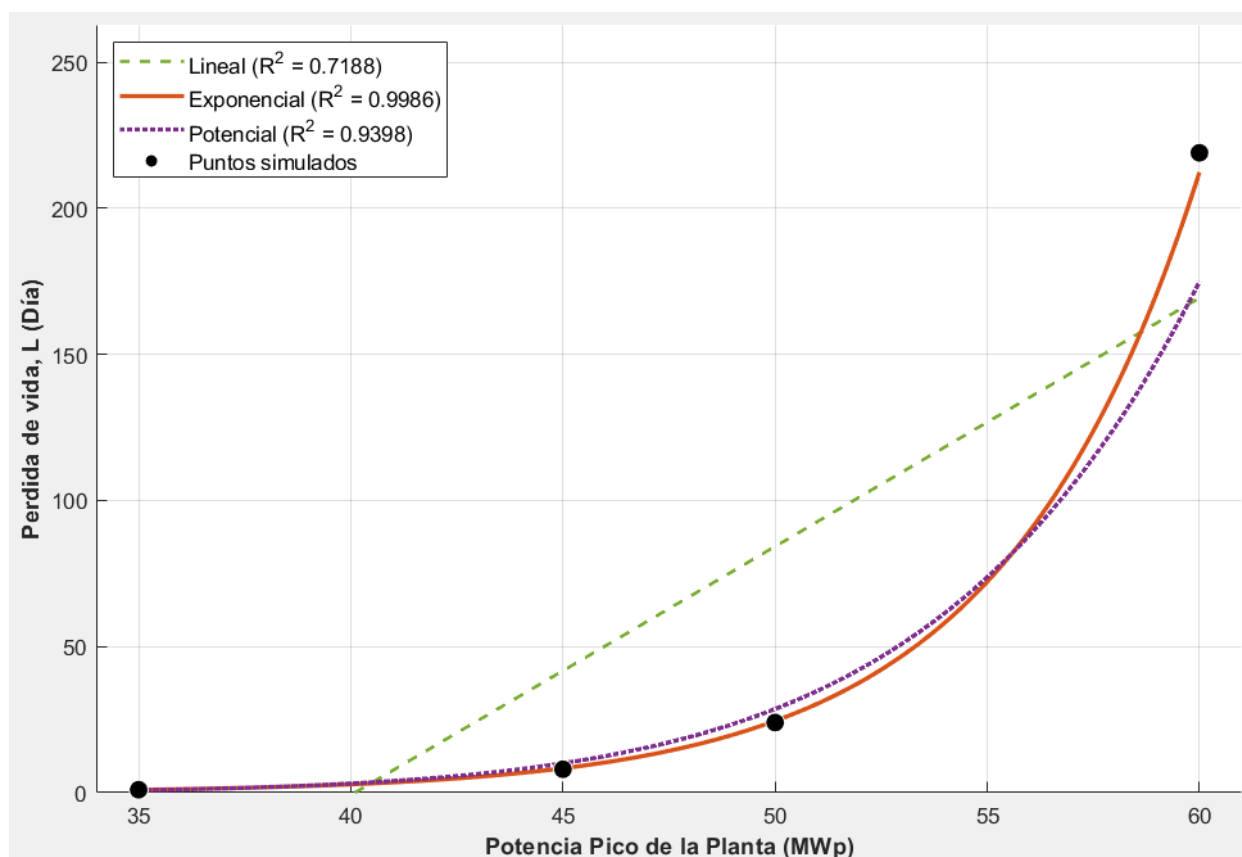


Figura 84. Acortamiento de la vida del transformador frente a las diferentes potencias pico instaladas para un transformador de 24-30MVA en funcionamiento ONAF

4.3 Conclusiones del análisis técnico de los casos

Una vez analizados todos los Casos seleccionados, se comenzará este apartado de conclusiones presentando en la Tabla 9 y Tabla 10 un resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos.

Tabla 9. Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico para el transformador de 20-25 MVA.

	Transformador 20-25 MVA			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Potencia pico de la planta fotovoltaica (MWp)	30	40	50	60
Energía anual generada por la planta fotovoltaica, E_{FV} (GWh)	51.16	68.22	85.27	102.33
Pérdida de vida anual del transformador ONAN (días)	1.59	27	510	8893
Pérdida de vida anual del transformador ONAF (días)	1	10	125	1617
Horas de funcionamiento anuales de ventiladores de refrigeración ONAF (horas)	1062.0	1870.5	2274.0	2550.2
Consumo energético anual de los ventiladores, E_{vent} (MWh)	1.46	2.58	3.14	3.52
Consumo energético relativo de los ventiladores E_{vent}/E_{FV} (p.u.)	$2.85 \cdot 10^{-5}$	$3.78 \cdot 10^{-5}$	$3.68 \cdot 10^{-5}$	$3.44 \cdot 10^{-5}$

Tabla 10. Resumen de los resultados obtenidos para cada uno de los distintos Casos vistos en el análisis técnico para el transformador de 24-30 MVA.

	Transformador 24-30 MVA			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Potencia pico de la planta fotovoltaica (MWp)	35	45	50	60
Energía anual generada por la planta fotovoltaica, E_{FV} (GWh)	59.69	76.74	85.27	102.33
Pérdida de vida anual del transformador ONAN (días)	3.13	40	148	1925
Pérdida de vida anual del transformador ONAF (días)	1	8	24	219
Horas de funcionamiento anuales de ventiladores de refrigeración ONAF (horas)	1396.7	2003.0	2182.0	2460
Consumo energético anual de los ventiladores, E_{vent} (MWh)	1.92	2.76	3.00	3.39
Consumo energético relativo de los ventiladores E_{vent}/E_{FV} (p.u.)	$3.22 \cdot 10^{-5}$	$3.60 \cdot 10^{-5}$	$3.52 \cdot 10^{-5}$	$3.31 \cdot 10^{-5}$

Como se ha mencionado, tras analizar y presentar los resultados en las tablas 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 o parecida que la instalada en dicho parque fotovoltaico. De hacerlo, se incurre en un gran sobredimensionamiento que aumentará el coste del propio transformador.

De este modo, para el transformador de 20-25 MVA, seleccionando una planta fotovoltaica por encima del 100 % de la potencia pico hasta valores cercanos al 160 % de dicha potencia nominal del transformador, se observa que el transformador aún sigue siendo viable 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.

Adicionalmente, la capacidad de la planta fotovoltaica podría optimizarse hasta alcanzar aproximadamente el 200 % de la potencia nominal del transformador. Ante tales picos de potencia, resulta imperativo implementar un sistema de ventilación forzada (ONAF) para limitar el envejecimiento térmico del equipo a menos de un año de vida útil por cada año de operación. No obstante, al aproximarse a potencias pico del 240 %, el transformador bajo régimen ONAN sufre un deterioro crítico, perdiendo el equivalente a su vida útil en un solo año. En este escenario, aunque el modo ONAF mitiga parte del daño, la refrigeración resulta insuficiente para proteger el aislamiento, lo que hace que el Caso 4 sea técnicamente inviable.

Por otro lado, para el transformador de 24-30 MVA, la integración de una planta fotovoltaica con una potencia pico de hasta el 166 % de su capacidad nominal resulta técnicamente viable, operando satisfactoriamente bajo un régimen de refrigeración natural (ONAN).

No obstante, al alcanzar picos de carga del 200 %, el equipo sufre un deterioro crítico en modo ONAN, con una pérdida de vida útil proyectada de cinco años por cada año de operación. En consecuencia, el uso de ventilación forzada (ONAF) se vuelve indispensable para mitigar el impacto térmico y mantener el envejecimiento del aislamiento en niveles aceptables.

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.

5 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS CASOS

En este capítulo se realizará el estudio económico de los Casos analizados en el Capítulo 4, y posteriormente se analizará que potencia pico de la planta fotovoltaica es finalmente la óptima para cada transformador. 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 pico de las plantas fotovoltaicas, la potencia nominal de los transformadores y sus pérdidas a lo largo del año.

De una forma sencilla puede decirse que el VAN de un proyecto (un Caso como los analizados en este trabajo), es un indicador económico que mide la viabilidad de un proyecto de inversión. El VAN permite determinar si los ingresos futuros esperados durante los años de operación del proyecto compensan la inversión inicial: Para ello calcula y acumula el valor presente (descontado) equivalente de todos los ingresos netos futuros que se producirán durante toda la vida útil del proyecto y descuenta la inversión inicial necesaria para la puesta en marcha del proyecto.

5.1 Introducción al análisis económico

Para determinar la potencia pico óptima de la planta fotovoltaica asociada a los transformadores de 25 MVA y 30 MVA con refrigeración ONAF, se propone un estudio económico basado en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN). Dado que se dispone de dos equipos con una capacidad de refrigeración específica, el análisis se aborda de forma inversa al evaluar cómo diferentes dimensionamientos de la planta (30, 40, 50 MWp, etc.), impactan en la rentabilidad global del sistema. Este enfoque analítico considera el equilibrio necesario entre el incremento de la producción energética y el aumento proporcional de los costes operativos y de degradación del transformador.

El procedimiento para la evaluación económica comienza con la definición de las variables técnicas para cada escenario de potencia pico estudiado. A través de las simulaciones térmicas se han extraído datos anuales consolidados como la generación total de energía inyectada a la red, las horas totales de operación de los ventiladores y la pérdida de vida útil acumulada del transformador bajo ese régimen de carga específico. Estos datos permiten estimar los flujos de caja anuales, los cuales se calculan mediante la diferencia entre los ingresos brutos derivados de la venta de energía y los costes operativos directos.

Dentro de los egresos operativos, el coste de ventilación se determina a partir del tiempo de funcionamiento y la potencia nominal del banco de ventiladores, la cual ha sido certificada en 1379 W según los resultados del protocolo de ensayos del fabricante [8]. Asimismo, el modelo integra el coste por degradación acelerada del equipo, monetizando la pérdida de vida útil del transformador y tratándola como una amortización anticipada del activo. Este coste es directamente proporcional a los días de vida perdidos por sobrecarga en comparación con la vida nominal del transformador.

A diferencia de un análisis económico convencional, en este estudio la inversión inicial se considera una variable dependiente de la potencia instalada, ya que una planta de mayor capacidad requiere un desembolso superior en módulos, estructuras e infraestructura de inversión. Finalmente, se aplica la fórmula del VAN sobre un horizonte temporal definido utilizando una tasa de descuento que represente fielmente el coste de capital del proyecto. La comparación de los resultados obtenidos

para los distintos niveles de potencia permite identificar la potencia pico óptima, que corresponde a aquella configuración que maximiza el valor del proyecto antes de que los costes derivados de la degradación térmica y el consumo de los servicios auxiliares comiencen a penalizar la rentabilidad neta de la instalación.

5.1.1 Cálculos y asignación de costes

El indicador económico central de este análisis es el Valor Actual Neto (VAN), que permite determinar si la inversión en la planta fotovoltaica es rentable a lo largo de su vida útil. Para un proyecto que requiere una inversión inicial I_0 en el momento de su puesta en marcha y que, una vez operativo, genera una serie de flujos de caja anuales CF_t durante cada año t de los N años de vida esperada del proyecto, el VAN se define como:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} + V_R - C_D = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (18)$$

donde r es la tasa de descuento anual, fijada en un 7.09 %, correspondiente a la rentabilidad razonable regulatoria vigente en España para instalaciones renovables, fundamentada en el Coste Medio Ponderado de Capital (WACC) [9]. En la expresión del VAN se han incluido, inicialmente, tanto el valor residual del transformador, V_R , como los costes de desmantelamiento, C_D . No obstante, se ha considerado que son aproximadamente iguales y se cancelan mutuamente. Esto se justifica considerando que, transcurridos los 25 años de vida útil del proyecto, el transformador conservaría un valor residual asociado a su venta como equipo usado o como chatarra, el cual se vería contrarrestado por los costes de desmantelamiento y reacondicionamiento del espacio ocupado, resultando ambos términos de magnitud comparable.

Inversión inicial, I_0

La inversión inicial I_0 recoge el desembolso necesario para poner en marcha la instalación y depende directamente de la potencia pico instalada P_{FVP} y del coste unitario de instalación C_{MWp} :

$$I_0 = P_{FVP} \cdot C_{MWp} \quad (19)$$

El coste unitario de instalación C_{MWp} se estima en 650000 €/MWp (0.65€/Wp), e incluye el suministro de módulos fotovoltaicos, inversores, estructura soporte, cableado, obra civil y todos los trabajos de puesta en servicio [10].

Flujo de caja anual, CF_t

Una vez en operación, el flujo de caja neto de cada año se obtiene restando a los ingresos por venta de energía, *Ingresos*, los costes operativos totales:

$$CF = Ingresos - C_T = Ingresos - (C_{vent} + C_{deg} + C_{O\&M}) \quad (20)$$

Cada uno de estos términos se desarrolla a continuación.

Ingresos por venta de energía, *Ingresos*

Los ingresos anuales por venta de energía se calculan como el producto de la energía total inyectada a la red E_{FV} y el precio de venta p_{venta} :

$$Ingresos = E_{FV} \cdot p_{venta} \quad (21)$$

El precio de venta adoptado es 57.27 €/MWh, correspondiente al precio medio ponderado del mercado intradiario continuo publicado por OMIE en su Informe Anual 2025 [11]. Se ha preferido este indicador frente al precio del mercado diario por ofrecer una estimación más realista y prudente de los flujos de caja, acorde con las dinámicas de venta a corto plazo de las plantas renovables.

Energía neta anual inyectada a la red, E_{FV}

La energía anual consumida por los ventiladores de refrigeración se obtiene directamente a partir de las simulaciones térmicas, que proporcionan las horas anuales de funcionamiento t_{ONAF} , y de la potencia nominal del banco de ventiladores P_{vent} , certificada en 1379 W según el protocolo de ensayos del fabricante [8]:

$$E_{vent} = t_{ONAF} \cdot P_{vent} \quad (22)$$

Dado que los ventiladores operan únicamente durante las horas de producción fotovoltaica, su consumo se cubre íntegramente con energía autoproducida, sin necesidad de adquirirla de la red. Asimismo, las pérdidas internas del transformador (tanto en vacío como en carga) se disipan en forma de calor dentro de la propia instalación. Esta energía, por tanto, no se inyecta al sistema eléctrico. En consecuencia, la energía neta anual efectivamente inyectada a la red E_{FV} es la diferencia entre la energía bruta generada por la instalación $E_{FV,bruto}$, y la suma de la energía consumida por los ventiladores E_{vent} más la energía de las pérdidas del transformador $E_{pérdidas,TR}$:

$$E_{FV} = E_{FV,bruto} - E_{vent} - E_{pérdidas,TR} \quad (23)$$

Para determinar el término $E_{pérdidas,TR}$ es necesario evaluar las pérdidas físicas instantáneas que se producen en el transformador. En un momento dado, las pérdidas totales de potencia P_p , se componen de las pérdidas en vacío o en el hierro P_0 y las pérdidas en carga o en el cobre P_k . Estas últimas varían proporcionalmente al cuadrado del factor de carga (K) al que opera el equipo:

$$P_p = P_0 + K^2 \cdot P_k \quad (24)$$

La energía total perdida en el transformador a lo largo del periodo de estudio se obtiene realizando la integración (sumatorio) de estas potencias paso a paso durante todas las horas de simulación:

$$E_{pérdidas,TR} = \sum (P_0 + K^2 \cdot P_k) \cdot \Delta t \quad (25)$$

Para la evaluación de este sumatorio horario, cabría plantear dos escenarios de operación durante la noche. El primero asume que el transformador permanece siempre conectado a la red (operación 24

horas), consumiendo las pérdidas en vacío (P_0) de forma ininterrumpida, incluso sin generación solar ($K = 0$). El segundo escenario implicaría desconectar el equipo durante las horas nocturnas para evitar este consumo energético.

Para este modelo técnico-económico, se ha adoptado el primer caso (transformador permanentemente conectado). Aunque la desconexión nocturna supondría un ahorro energético, realizar maniobras diarias sometería al transformador a fuertes transitorios y corrientes de magnetización. Estas conexiones diarias generarían esfuerzos mecánicos y dieléctricos que degradarían severamente la vida útil del equipo, un deterioro complejo de cuantificar y que no se ha introducido en este modelo, además de requerir relés de pre-inserción específicos para limitar dichas corrientes. Por consiguiente, asumir el consumo de las pérdidas en vacío durante la noche se considera la práctica operativa más segura y habitual para proteger la integridad del transformador.

Esta energía neta E_{FV} es la que se utiliza en el cálculo de los ingresos por venta de energía, ecuación (21), garantizando que tanto el autoconsumo de los servicios auxiliares como las pérdidas internas del transformador queden correctamente contabilizados en el modelo económico sin necesidad de introducir términos de coste o descuento adicionales por ventilación o pérdidas técnicas.

Coste por degradación térmica del transformador, C_{deg}

La operación en régimen de sobrecarga provoca una pérdida de vida útil acelerada en el transformador. Este desgaste anticipado se monetiza y se trata como una amortización anticipada del activo, proporcional a los días de vida perdidos respecto a la vida nominal del equipo:

$$C_{deg} = \frac{LoL_{anual}}{Vida_{nominal}} \cdot C_{TR} \quad (26)$$

Donde LoL_{anual} es la pérdida de vida experimentada por el transformador en un año de operación (en días), $Vida_{nominal}$ es la esperanza de vida de diseño del transformador (en días), y C_{TR} es el coste total de adquisición e instalación del transformador:

$$C_{TR} = c.u._{TR} \cdot S \quad (27)$$

El coste unitario de instalación del transformador $c.u._{TR}$ (que incluye el equipo, la obra civil y los trabajos de montaje y puesta en servicio) se estima en 17705 €/MVA de potencia nominal (S_N) [1].

Coste de operación y mantenimiento, $C_{O\&M}$

Finalmente, el coste fijo anual de mantenimiento de la planta se obtiene como:

$$C_{O\&M} = c.u._{O\&M} \cdot P_{pico} \quad (28)$$

donde el coste unitario de mantenimiento $c.u._{O\&M}$ se fija en 8 €/kWp·año, cubriendo las labores de mantenimiento preventivo y correctivo, limpieza de módulos, monitorización y gestión técnica y administrativa de la instalación a lo largo de su vida útil [10].

Con este modelo completamente definido, la comparación del VAN obtenido para los distintos niveles de potencia pico permite identificar la configuración óptima: aquella que maximiza el valor del proyecto antes de que los costes derivados de la degradación térmica y el consumo de los servicios auxiliares comiencen a penalizar la rentabilidad neta de la instalación.

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.

5.2.1 Cálculo del VAN para los distintos Casos

En este subapartado, antes de obtener las potencias pico que optimizan el VAN para cada transformador, se calcularán a modo de ejemplo los distintos VAN correspondientes a los Casos 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 11 y Tabla 12 para el transformador de 20-25MVA y, en la Tabla 13 y Tabla 14 para el transformador de 24-30MVA.

Tabla 11. Valores del análisis económico para el transformador 20-25MVA en funcionamiento ONAN

Potencia pico instalada P_{FVP} (MWp)	Inversión inicial I_0 (M€)	ONAN				
		Energía producida E_{FV} (MWh/año)	Ingresos por venta de energía $Ingresos$ (M€/año)	Coste por degradación C_{deg} (€/año)	Flujo de caja anual CF_t (M€/año)	VAN (M€)
30	19.5	50888	2.9144	77	1.9120	11.4942
40	26.0	67822	3.8841	1309	2.5406	15.2749
50	32.5	84711	4.8514	24722	3.1284	18.7598
60	39.0	101573	5.8171	431076	2.9051	12.9673

Para analizar cómo evoluciona el VAN en función de la potencia pico fotovoltaica instalada (P_{FVP}), se ha realizado un ajuste de curvas por mínimos cuadrados bajo los dos regímenes de refrigeración del transformador (ONAN y ONAF), cuyos valores se muestran en la Figura 85, evaluando tres familias de funciones: lineal, exponencial y parabólica. El ajuste lineal y el exponencial conducen a:

$$L(P_{FVP}) \approx L_{LIN}(P_{FVP}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVP} = 11.0672 + 0.0790 \cdot P_{FVP} \quad (R^2 = 0.1039)$$

$$L(P_{FVP}) \approx L_{EXP}(P_{FVP}) = k_0 \cdot e^{k_1 \cdot P_{FVP}} = 11.1371 \cdot e^{0.0057 \cdot P_{FVP}} \quad (R^2 = 0.0825)$$

Ambos coeficientes de determinación son muy bajos, lo que los descarta como representaciones válidas, ya que asumen un crecimiento indefinido de la rentabilidad incompatible con la realidad física del sistema: cuando la potencia inyectada supera la capacidad nominal del transformador, la degradación térmica y los costes de sustitución asociados provocan una caída del VAN.

Este comportamiento en forma de parábola invertida queda recogido con precisión por el polinomio de grado 2:

$$L(P_{FVp}) \approx L_{POL}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} + k_2 \cdot P_{FVp}^2$$

$$= -34.4057 + 2.2330 \cdot P_{FVp} - 0.0239 \cdot P_{FVp}^2 \quad (R^2 = 0.8659)$$

Como puede verse, este último ajuste resulta significativamente superior al de los modelos anteriores.

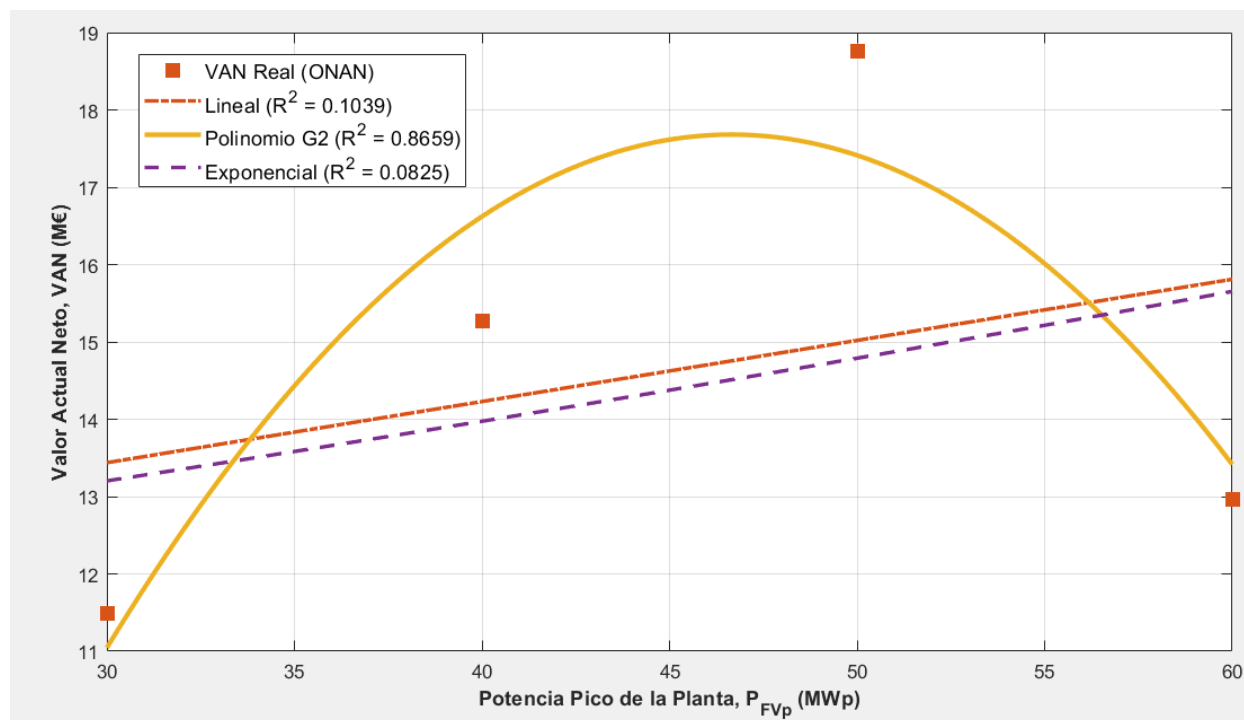


Figura 85. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAN

Tabla 12. Valores del análisis económico para el transformador 20-25MVA en funcionamiento ONAF

Potencia pico instalada P_{FVp} (MWp)	Inversión inicial I_0 (M€)	ONAF				
		Energía producida E_{FV} (MWh/año)	Ingresos por venta de energía $Ingresos$ (M€/año)	Coste por degradación C_{deg} (€/año)	Flujo de caja anual CF_t (M€/año)	VAN (M€)
30	19.5	50886	2.9143	48	1.9119	11.4934
40	26.0	67820	3.8840	485	2.5413	15.2769
50	32.5	84708	4.8512	6059	3.1629	19.0072
60	39.0	101570	5.8169	78382	3.6398	21.2464

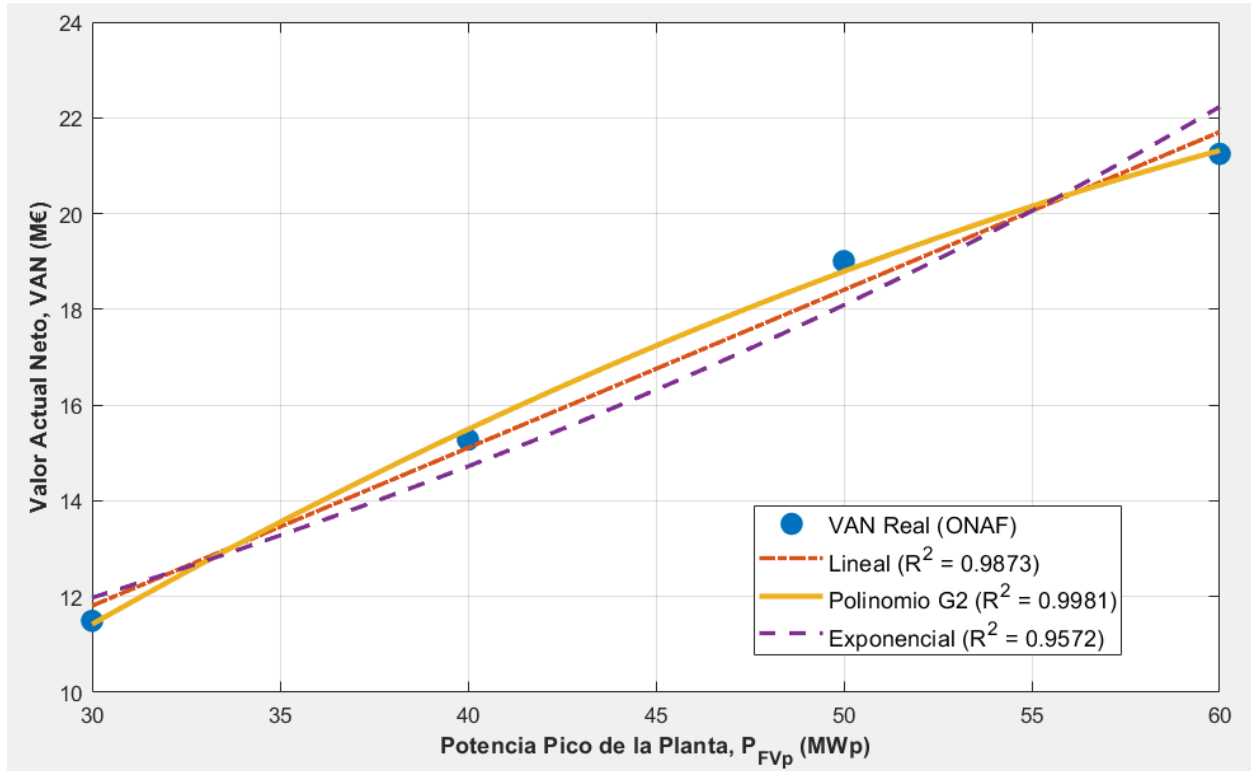


Figura 86. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAF

Para el modo ONAF, mostrado en la Figura 86, los ajustes lineal, exponencial y parabólico resultan:

$$L(P_{FVP}) \approx L_{LIN}(P_{FVP}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVP} = 1.9107 + 0.3299 \cdot P_{FVP} \quad (R^2 = 0.9873)$$

$$L(P_{FVP}) \approx L_{EXP}(P_{FVP}) = k_0 \cdot e^{k_1 \cdot P_{FVP}} = 6.4527 \cdot e^{0.0206 \cdot P_{FVP}} \quad (R^2 = 0.9572)$$

$$\begin{aligned} L(P_{FVP}) \approx L_{POL}(P_{FVP}) &= k_0 + k_1 \cdot P_{FVP} + k_2 \cdot P_{FVP}^2 \\ &= -5.4247 + 0.6774 \cdot P_{FVP} - 0.0039 \cdot P_{FVP}^2 \quad (R^2 = 0.9981) \end{aligned}$$

A diferencia del modo ONAN, los tres modelos de ajuste presentan coeficientes de determinación elevados, lo que refleja que en este régimen la rentabilidad crece de forma más sostenida al disponer de mayor capacidad de evacuación de calor. No obstante, el polinomio de grado 2 sigue siendo el modelo más completo, al capturar el eventual descenso del VAN para potencias muy elevadas.

Tabla 13. Valores del análisis económico para el transformador 24-30MVA en funcionamiento ONAN

Potencia pico instalada P_{FVp} (MWp)	Inversión inicial I_0 (M€)	ONAN				
		Energía producida E_{FV} (MWh/año)	Ingresos por venta de energía $Ingresos$ (M€/año)	Coste por degradación C_{deg} (€/año)	Flujo de caja anual CF_t (M€/año)	VAN (M€)
35	22.8	59427	3.4034	182	2.2344	13.4502
45	29.3	76377	4.3741	2327	2.8630	17.2373
50	32.5	84848	4.8592	8609	3.1719	19.1045
60	39.0	101771	5.8284	111974	3.7967	20.8386

Como se analizó previamente, se repite el mismo procedimiento de ajuste por mínimos cuadrados para este caso. El ajuste lineal y el exponencial conducen a:

$$L(P_{FVp}) \approx L_{LIN}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} = 3.4775 + 0.2985 \cdot P_{FVp} \quad (R^2 = 0.9626)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{EXP}(P_{FVp}) = k_0 \cdot e^{k_1 \cdot P_{FVp}} = 7.5442 \cdot e^{0.0176 \cdot P_{FVp}} \quad (R^2 = 0.9277)$$

Ambos coeficientes de determinación son en este caso elevados, si bien siguen asumiendo un crecimiento indefinido del VAN incompatible con la penalización física por degradación térmica del transformador.

El polinomio de grado 2 confirma de nuevo ser el modelo más preciso, capturando el descenso del VAN para potencias elevadas:

$$\begin{aligned} L(P_{FVp}) \approx L_{POL}(P_{FVp}) &= k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} + k_2 \cdot P_{FVp}^2 \\ &= -11.4065 + 0.9486 \cdot P_{FVp} - 0.0068 \cdot P_{FVp}^2 \quad (R^2 = 0.9976) \end{aligned}$$

En la Figura 87 se puede observar gráficamente la comparativa entre los tres modelos ajustados y los puntos de datos reales.

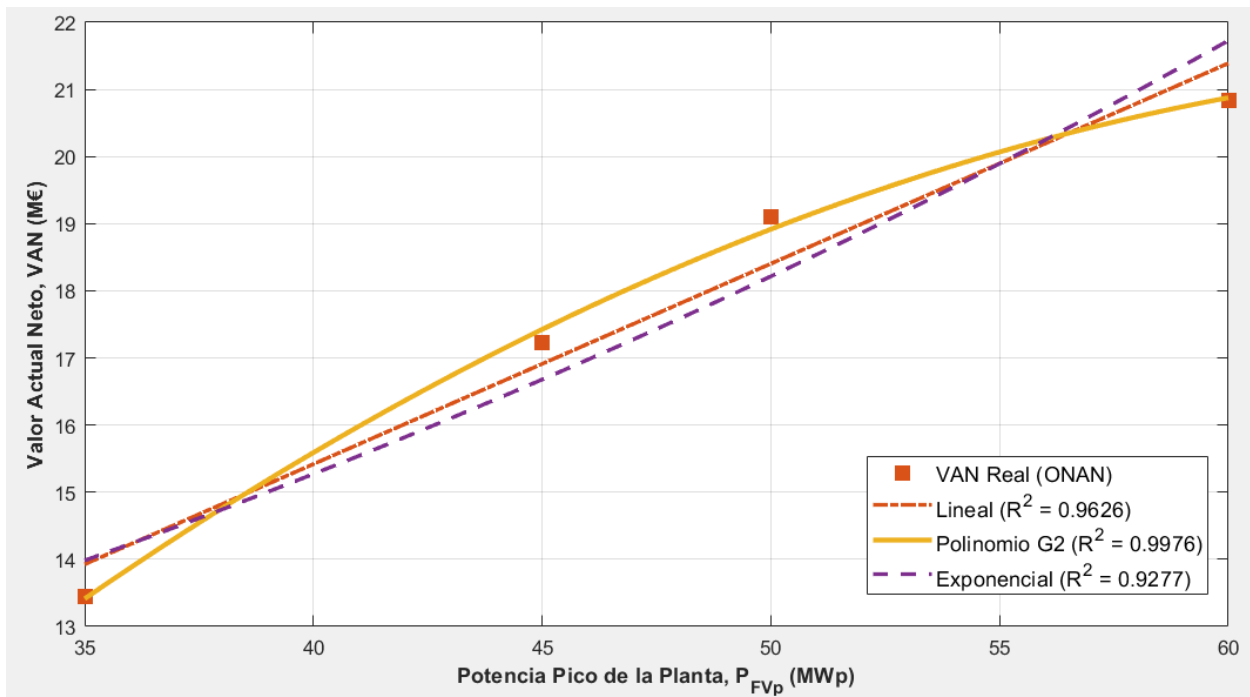


Figura 87. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAN

Tabla 14. Valores del análisis económico para el transformador 24-30MVA en funcionamiento ONAF

Potencia pico instalada P_{FVp} (MWp)	Inversión inicial I_0 (M€)	Energía producida E_{FV} (MWh/año)	ONAF			
			Ingresos por venta de energía $Ingresos$ (M€/año)	Coste por degradación C_{deg} (€/año)	Flujo de caja anual CF_t (M€/año)	VAN (M€)
35	22.8	59425	3.4033	58	2.2344	13.4495
45	29.3	76374	4.3740	465	2.8647	17.2439
50	32.5	84845	4.8591	1396	3.1789	19.1350
60	39.0	101767	5.8282	12739	3.7967	22.8622

Para el modo ONAF, los ajustes lineal, exponencial y parabólico resultan:

$$L(P_{FVp}) \approx L_{LIN}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} = 0.2854 + 0.3766 \cdot P_{FVp} \quad (R^2 = 1.0000)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{EXP}(P_{FVp}) = k_0 \cdot e^{k_1 \cdot P_{FVp}} = 6.5180 \cdot e^{0.0212 \cdot P_{FVp}} \quad (R^2 = 0.9909)$$

$$L(P_{FVp}) \approx L_{POL}(P_{FVp}) = k_0 + k_1 \cdot P_{FVp} + k_2 \cdot P_{FVp}^2$$

$$= -0.2015 + 0.3978 \cdot P_{FVp} - 0.0002 \cdot P_{FVp}^2 \quad (R^2 = 1.0000)$$

Aunque todos los ajustes son buenos, es este último el que mejor refleja el comportamiento real del sistema al contemplar el eventual descenso del VAN para potencias muy elevadas. En la Figura 88 se puede observar gráficamente la comparativa entre los tres modelos ajustados y los puntos de datos reales.

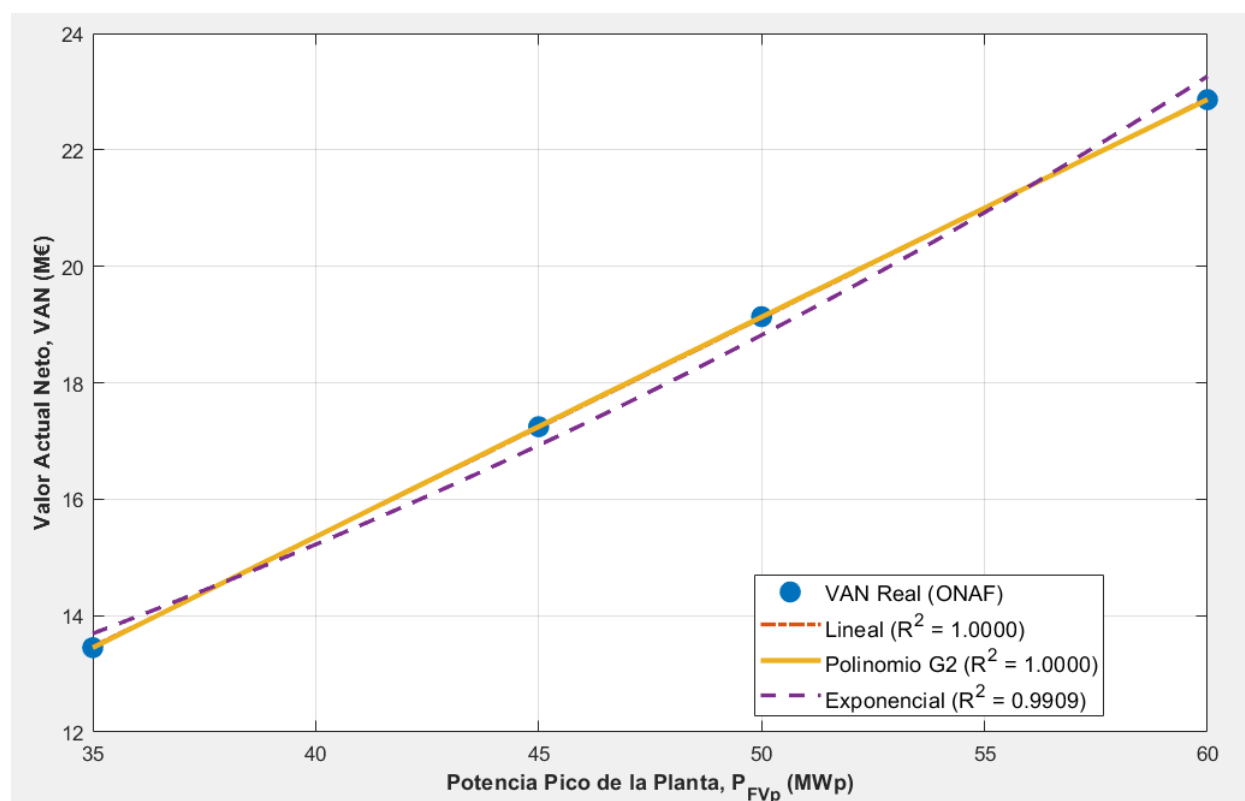


Figura 88. Ajuste por mínimos cuadrados modo de funcionamiento ONAF

Se observa en la Tabla 11 y Tabla 12, que para niveles similares de potencia entre el transformador y la planta fotovoltaica (30 MWp), la máquina opera con un margen térmico holgado. El coste anual por degradación es prácticamente inexistente en ambos modos (77 € en ONAN frente a 48 € en ONAF). En este punto, el modo ONAN resulta ligeramente superior en flujo de caja neto, ya que el modo ONAF incurre en un consumo eléctrico parasitario para alimentar los ventiladores que no compensa el ínfimo ahorro en vida útil. Ambos escenarios arrojan un VAN en torno a 11.49 M€.

Al escalar a 40 MWp, se observa el primer punto de cruce. La degradación en modo ONAN asciende a 1309 €/año, mientras que el modo ONAF la contiene en 485 €/año. A partir de este tamaño, el ahorro en vida útil del equipo ya supera al coste de la energía no inyectada por el uso de ventiladores, permitiendo que el VAN del modo híbrido (15.2769 M€) supere por primera vez al del modo pasivo.

El escenario de 50 MWp marca un punto de inflexión crítico en la rentabilidad de la instalación. El estrés térmico sostenido durante las horas pico dispara la penalización por degradación del transformador en modo ONAN hasta los 24722 € anuales. Por el contrario, el modo ONAF demuestra aquí su justificación técnica y económica: gracias a la entrada de la ventilación forzada, la degradación se reduce drásticamente a solo 6.059 €/año. Esta gestión térmica eficiente se traduce en un flujo de caja superior y eleva el VAN del proyecto a 19.0072 M€, desmarcándose claramente de los 18.7598 M€ del modo ONAN.

Al elevar la potencia pico de la planta fotovoltaica a 60 MWp, los resultados evidencian el colapso operativo del sistema en convección natural. En modo ONAN, el transformador se somete a sobrecargas insostenibles que disparan el coste de degradación a 431076 € anuales (una cifra equivalente a la reposición completa del equipo casi cada año). Este impacto es tan severo que penaliza el valor económico ya que el VAN en modo ONAN cae a 12.9673 M€, siendo inferior al que se obtendría con una planta más pequeña de 50 MWp. Queda demostrado que, sin ventilación, sobredimensionar la planta más allá de 50 MWp es una decisión financieramente errónea.

Por otra parte, el modo ONAF actúa como el habilitador fundamental para este tamaño de planta. Logra contener el coste de degradación en 78382 €/año, permitiendo que el volumen masivo de ingresos por venta de energía (más de 5 millones de euros anuales) fluya hacia la rentabilidad del proyecto.

Por otro lado, se observa en la Tabla 13 y Tabla 14 que, a nivel operativo, la energía anual producida y los ingresos generados muestran valores casi idénticos en ambos regímenes para todas las potencias, con variaciones marginales. Sin embargo, el factor determinante a largo plazo es el coste de degradación por envejecimiento térmico del equipo. A bajas potencias (35 MWp), este coste es mínimo en ambos modos (182 €/año en ONAN y 58 €/año en ONAF). Por el contrario, al alcanzar los 60 MWp el sobrecalentamiento en régimen ONAN dispara la penalización por degradación a 111974 €/año, mientras que la activación del modo ONAF logra mitigar este daño reduciendo el coste a 12739 €/año.

Este impacto térmico define directamente la rentabilidad final del proyecto, reflejada en el Valor Actual Neto (VAN). Hasta los 45 MWp, la diferencia de VAN entre ambas configuraciones es prácticamente nula, rondando los 13.45 y 17.23 millones de euros, por lo que el uso de refrigeración natural es técnicamente adecuado y suficiente. No obstante, a partir de los 50 MWp, y de forma

crítica a los 60 MWp, operar en modo ONAF resulta financieramente indispensable. Para la planta de mayor tamaño, el VAN en ONAF alcanza los 22.8622 millones de euros, superando en más de un millón de euros al escenario ONAN (20.8386 millones de euros). En conclusión, el ahorro económico derivado de preservar la vida útil del transformador mediante la refrigeración forzada a altas potencias compensa ampliamente su implementación.

6 CONCLUSIONES

Una vez llevados a cabo el estudio técnico y el estudio económico de forma independiente, el presente capítulo tiene como objetivo integrar ambas perspectivas en un análisis conjunto que permita determinar la selección óptima del transformador para cada rango de potencia pico considerado en las plantas fotovoltaicas objeto de estudio.

El análisis técnico ha abordado el comportamiento del transformador desde el punto de vista de su degradación térmica, evaluando cómo las condiciones de operación características de una planta fotovoltaica (con perfiles de carga variables y fuertemente condicionados por la irradiancia solar) aceleran el envejecimiento del aislamiento y comprometen la vida útil del equipo. Este enfoque permite identificar qué alternativas presentan un mayor margen térmico y, por tanto, una mayor robustez y longevidad en las condiciones reales de operación. Por su parte, el análisis económico ha adoptado un enfoque estrictamente financiero, cuantificando y comparando las distintas opciones mediante la construcción de flujos de caja y el cálculo del Valor Actual Neto (VAN), lo que ha permitido determinar la rentabilidad de cada alternativa a lo largo de su vida útil bajo criterios de equivalencia temporal del dinero.

Sin embargo, ninguno de estos dos enfoques por sí solo es suficiente para fundamentar una decisión de selección rigurosa. Un transformador con excelente comportamiento térmico puede no ser la opción más rentable financieramente, mientras que aquel con mayor VAN podría presentar una degradación acelerada que comprometa la continuidad de la instalación antes de recuperar la inversión. Es precisamente en esta intersección donde el análisis tecno-económico aporta su valor diferencial, al integrar ambas dimensiones en un marco de evaluación común que permite identificar las soluciones con mejor equilibrio entre viabilidad técnica y rentabilidad financiera.

A lo largo de este capítulo se confrontarán, para cada potencia pico analizada, los resultados obtenidos en los estudios previos, con el fin de extraer conclusiones sólidas y objetivas que sustenten la recomendación final de transformador en cada escenario de aplicación.

6.1 Análisis tecno-económico para el transformador de 20-25MVA

En este primer apartado se aborda el estudio de la viabilidad de la planta operando con el transformador de menor capacidad contemplado en el estudio, cuyo dimensionamiento nominal es de 20 MVA en refrigeración natural (ONAN) y 25 MVA con ventilación forzada (ONAF).

Con el fin de integrar simultáneamente el comportamiento financiero y el desgaste térmico del transformador frente a distintos grados de sobredimensionamiento, se ha desarrollado una representación gráfica de doble eje cuya construcción e interpretación requieren de las siguientes consideraciones metodológicas.

El eje de abscisas recoge la potencia pico instalada de la planta fotovoltaica, expresada en MWp. El eje de ordenadas principal, situado a la izquierda, representa el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto en millones de euros, consolidando en una única magnitud el modelo financiero completo:

la inversión inicial (CAPEX), los costes operativos (OPEX), los ingresos netos por venta de energía y la penalización económica anualizada derivada del desgaste del transformador.

El eje de ordenadas secundario, a la derecha, muestra la Pérdida de Vida (L) anual del transformador medida en días por año. Dado que la degradación térmica del aislamiento de celulosa sigue una naturaleza exponencial, se ha optado por una escala logarítmica en este eje, decisión que permite visualizar de forma simultánea y con resolución suficiente tanto los desgastes reducidos a bajas potencias, del orden de decenas de días, como los colapsos térmicos a altas potencias, que pueden alcanzar miles de días al año.

Sobre esta representación se ha trazado una línea horizontal fija en los 365 días, que actúa como frontera de viabilidad técnica. Dicha línea corresponde al desgaste cronológico natural de la máquina en un año y establece el límite a partir del cual el transformador envejece a un ritmo superior al tiempo real transcurrido. Cualquier configuración cuya curva de degradación supere este umbral queda automáticamente descartada por inviabilidad técnica y riesgo de fallo prematuro, con independencia de que su VAN resulte matemáticamente positivo.

Por último, la gráfica superpone, mediante líneas continuas para la rentabilidad y líneas discontinuas para el desgaste térmico, los resultados correspondientes a los dos modos de refrigeración analizados: la convección natural (ONAN) y la convección forzada (ONAF), lo que permite una comparación directa e inmediata entre ambas estrategias de operación.

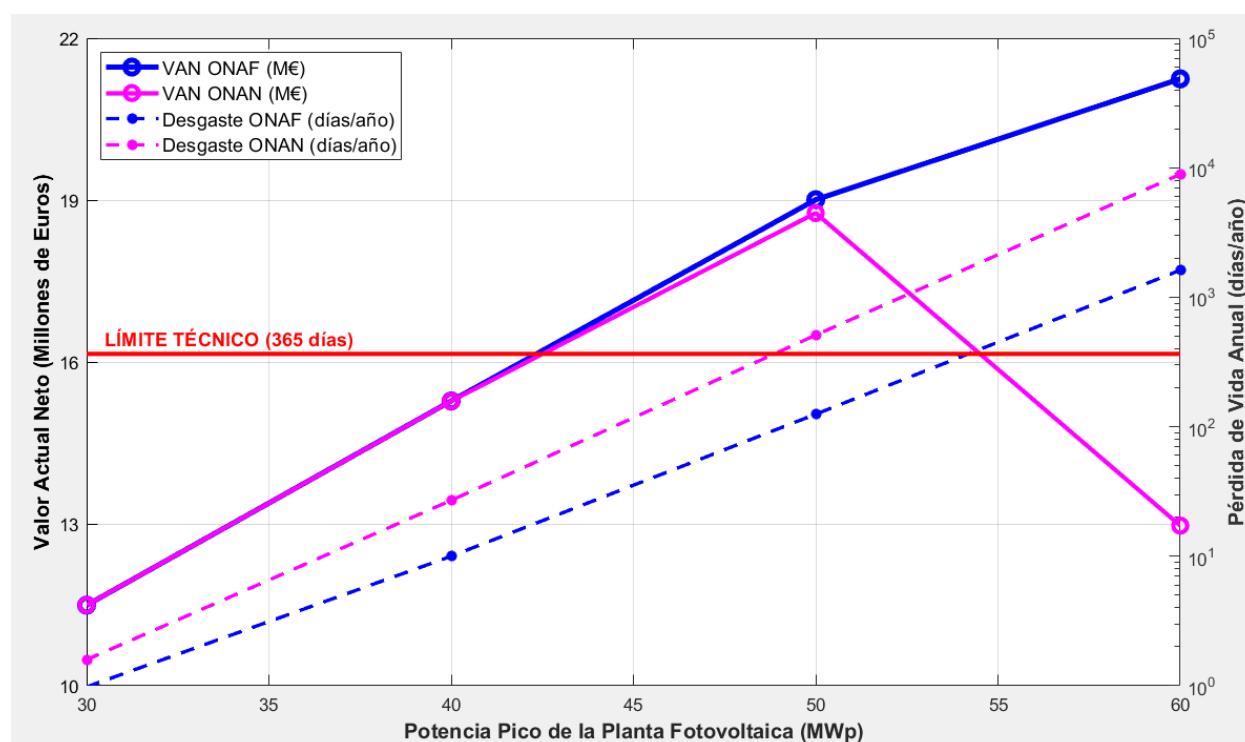


Figura 89. Análisis tecno-económico del transformador de 20-25MVA. Variación del VAN y de la pérdida de vida, L , con la potencia pico de la instalación.

Como se puede observar en la Figura 89, para potencias pico ligeramente superiores a la capacidad nominal del transformador, el sobredimensionamiento de la instalación apenas genera degradación térmica en el transformador; sin embargo, el retorno económico dista de ser el óptimo. Por el contrario, en escenarios de máxima potencia (60 MWp), aunque se obtiene el mayor flujo de

ingresos teóricos debido a la mayor inyección de energía, el transformador experimenta una degradación térmica catastrófica, lo que descarta esta opción por inviabilidad técnica.

En consecuencia, la planta de 50 MWp se perfila como la alternativa más equilibrada. Al analizar este escenario, se constata que el funcionamiento en modo pasivo (ONAN) resulta deficiente en ambos frentes: presenta un VAN inferior al del modo activo (ONAF) y, lo que es más crítico, incurre en una pérdida de vida útil de 510 días por año, superando el límite técnico admisible de 365 días. Por todo ello, queda evidenciado que el óptimo tecno-económico absoluto recae sobre la planta de 50 MWp operando obligatoriamente con el transformador a 25 MVA en modo ONAF, alcanzando un VAN de 19.0072 millones de euros, produciendo una pérdida de vida de apenas 125 días anuales.

6.2 Análisis tecno-económico para el transformador de 24-30MVA

En este apartado se aborda el estudio de la viabilidad de la planta operando con el transformador de mayor capacidad contemplado en el estudio, cuyo dimensionamiento nominal es de 24 MVA en refrigeración natural (ONAN) y 30 MVA con ventilación forzada (ONAF).

La Figura 90 muestra que, para potencias pico ligeramente superior a la capacidad nominal del transformador, la degradación térmica resulta poco significativa, aunque el retorno económico dista de ser el óptimo. A medida que la potencia pico se aleja de la nominal, concretamente para las plantas de 45 y 50 MWp, el VAN experimenta un incremento apreciable respecto a los casos anteriores sin llegar aún a su valor máximo. Simultáneamente la pérdida de vida anual se mantiene por debajo del límite técnico de 365 días por año tanto en modo ONAN como en modo ONAF. Resulta destacable que, en este rango intermedio, el modo ONAF no solo reduce el desgaste térmico respecto al modo ONAN, sino que además logra un VAN ligeramente superior, lo que refuerza su idoneidad desde una doble perspectiva.

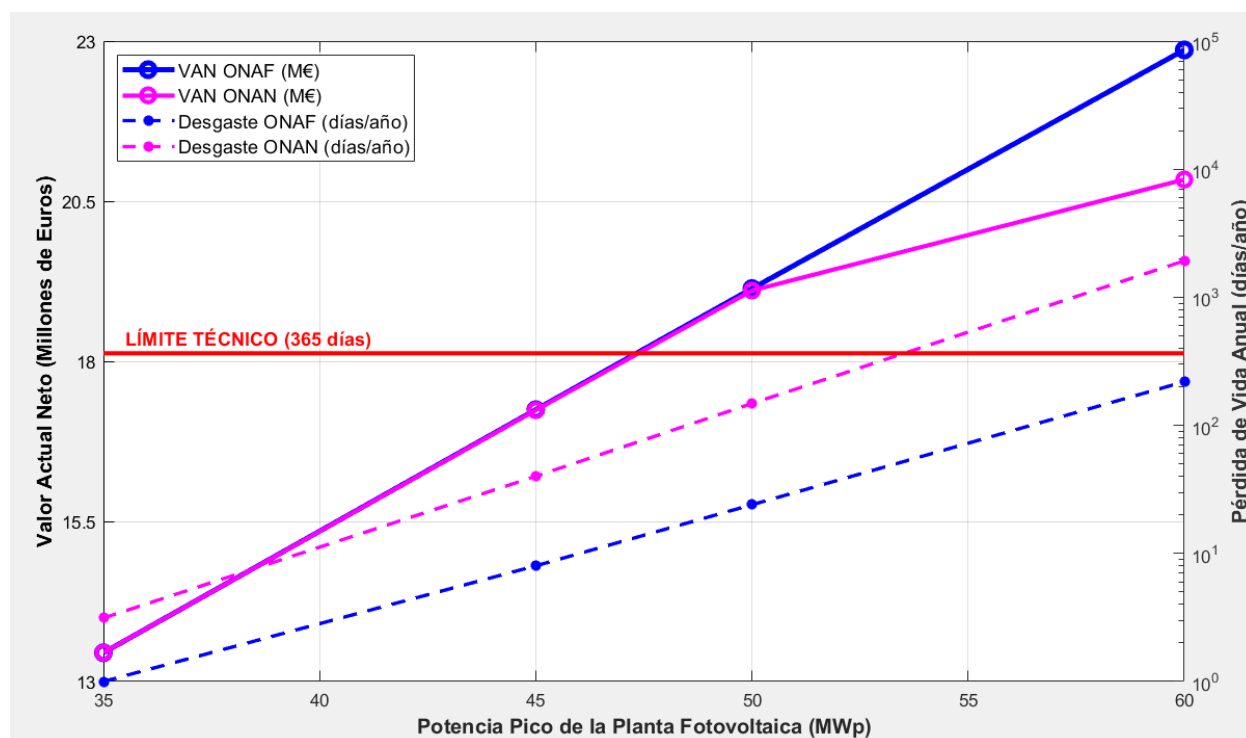


Figura 90. Análisis tecno-económico del transformador de 24-30MVA . Variación del VAN y de la pérdida de vida, L , con la potencia pico de la instalación.

El escenario de mayor potencia pico, correspondiente a la planta de 60 MWp, es el que ofrece el retorno económico más elevado de todos los analizados. No obstante, en modo ONAN el transformador registra una pérdida de vida anual equivalente a 1925 días, valor que multiplica ampliamente el umbral técnico admisible y descarta esta configuración por ser inviable. En modo ONAF, en cambio, dicha pérdida se reduce drásticamente hasta los 219 días anuales, situándose por debajo del límite de 365 días y manteniéndose dentro de los márgenes técnicamente seguros. La planta de 60 MWp operando con el transformador de 30 MVA en modo ONAF se consolida así como la solución óptima, al ser la única que combina el máximo rendimiento económico con una degradación térmica técnicamente admisible.

6.3 Discusión

Es importante discutir ciertas consideraciones asumidas en el modelo que podrían alterar las conclusiones obtenidas. En primer lugar, se ha contemplado un funcionamiento ininterrumpido del transformador a lo largo de toda la vida útil del proyecto. En la práctica, dado que una planta fotovoltaica no genera energía durante la noche, podría plantearse la desconexión diaria del equipo para evitar el consumo energético derivado de las pérdidas en vacío (P_0). No obstante, someter al transformador a ciclos diarios de conexión y desconexión generaría un desgaste mecánico prematuro en los interruptores y provocaría fuertes corrientes de magnetización transitorias, las cuales resultan perjudiciales para la integridad de los devanados. Una solución tecnológica viable para implementar esta estrategia de ahorro sin comprometer la vida útil del activo sería realizar las maniobras mediante un relé de conexión suave, minimizando así el impacto de dichos transitorios electromagnéticos (con un pequeño coste adicional, que suele representar un porcentaje reducido de la inversión inicial I_0).

Por otro lado, la viabilidad económica del proyecto no depende únicamente de variables técnicas, sino también de parámetros exógenos que pueden experimentar variaciones significativas a lo largo del horizonte de operación de 25 años. Entre estos, destacan especialmente el precio de venta de la energía (p_{venta}) y la tasa de descuento (r), cuya evolución futura introduce una incertidumbre inherente en la estimación del VAN.

6.4 Líneas Futuras

El trabajo desarrollado en este documento sienta una base analítica sólida sobre el binomio transformador-planta fotovoltaica, abriendo la puerta a diversas vías en las que pudiera continuarse esta investigación.

Integración de Sistemas de Almacenamiento (BESS). Una extensión natural del trabajo sería la inclusión de baterías, que permitiría absorber el exceso de generación durante las horas centrales del día, evitando el *curtailment* (recorte de la producción) y limitando la potencia inyectada al transformador para no degradarlo, y verter dicha energía a la red durante las horas pico de la noche (horas de precio más elevado), optimizando el despacho económico.

Estudio de Transitorios Electromagnéticos Diarios. Resultaría de gran interés modelar en un software de tipo EMT el impacto real de las corrientes de magnetización transitorias provocadas por una desconexión nocturna diaria, validando mediante simulación la viabilidad y efectividad de los relés de conexión suave en plantas reales.

Modelos Térmicos Predictivos. Implementar un control dinámico de la refrigeración del transformador que no dependa únicamente de la temperatura instantánea del aceite, sino que esté alimentado por algoritmos predictivos basados en pronósticos meteorológicos, permitiría pre-refrigerar el equipo antes de que alcance su pico de carga térmico durante las olas de calor.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Molina Reyes, «Análisis tecno-económico para la selección de transformadores de evacuación para parques fotovoltaicos», 2020, Accedido: 13 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://idus.us.es/server/api/core/bitstreams/10225e7f-73ca-4a93-a720-bc00a894c871/content>
- [2] D. F. Martínez, A. Céspedes, y D. F. García, «Evaluation of Thermal Models used to Estimate the Hot-Spot Temperature in Distribution Transformers», *Informacion Tecnologica*, vol. 30, n.º 3, pp. 295-306, 2019, doi: 10.4067/S0718-07642019000300295.
- [3] «UNE-IEC 60076-7. Transformadores de potencia Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites minerales», 2025. [En línea]. Disponible en: www.une.org
- [4] I. Iskender y A. Mamizadeh, «NONLINEAR THERMAL MODELING OF INDOOR AND OUTDOOR OIL-IMMERSED POWER TRANSFORMERS», *Journal of ELECTRICAL ENGINEERING*, vol. 60, n.º 6, pp. 321-327, 2009, Accedido: 10 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://avesis.gazi.edu.tr/yayin/3076541f-0ae9-44d3-898a-9bfab3deccf1/nonlinear-thermal-modeling-of-indoor-and-outdoor-oil-immersed-power-transformers>
- [5] MathWorks, «Matlab». Accedido: 8 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>
- [6] E. S. H. European Comission, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)». Accedido: 10 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en
- [7] «MÓDULO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS». [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>
- [8] «ALKARGO 46708 OCR(20-25 MVA A 66 kV-25 kV)».
- [9] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), «20181102_NP_2020-2025_Tasa de retribución_financiera», Accedido: 10 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/la-cnmc-publica-la-metodologia-de-calculo-de-la-tasa-de-retribucion-financiera-de-las-actividades>
- [10] F. Andrés Riderelli Martin, «Evaluación Económica-Financiera de un Proyecto Solar Fotovoltaico en España Mediante Financiación Project Finance, T.F.M., E.T.S.I. de Caminos, Canales y Puerto, Universidad Politécnica de Madrid.» Accedido: 10 de junio de 2026. [En línea]. Disponible en: https://oa.upm.es/82132/1/TFM_FRANCO_ANDRES_RIDERELLI_MARTIN.pdf
- [11] Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), «informe-anual-2025_2», Accedido: 11 de mayo de 2026. [En línea]. Disponible en: <https://www.omie.es/es/publicaciones/informe-anual>
- [12] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, 8ª Edición, Editorial Garceta, 2016, ISBN: 978-84-1622-866-9
- [13] J. Sanz Feito, *Máquinas Eléctricas*, Prentice Hall, 2002, ISBN: 978-8420533919

GLOSARIO

ISO: International Organization for Standardization	4
UNE: Una Norma Española	4