

Universidad Carlos III de Madrid

Escuela Politécnica Superior

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos



Trabajo Fin de Grado

Puesta en marcha y resultados experimentales de la instalación solar del receptor de sales fundidas

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Madrid, a 15 de junio de 2017

Autora: Violeta Sánchez Canales

Tutora: María Fernández Torrijos

Resumen

Actualmente, una de las principales preocupaciones de los países desarrollados es el cambio climático que se está produciendo y todas las consecuencias que este conlleva. Se ha demostrado que el uso indiscriminado de combustibles fósiles ha contribuido de manera significativa a empeorar esta situación, pues el aumento de la temperatura global y de los gases de efecto invernadero se vieron notablemente influenciados por la revolución industrial, a mediados del siglo XIX. Por este motivo, se está combatiendo esta tendencia mediante el desarrollo de fuentes de energía alternativas, más respetuosas con el medio ambiente.

En este contexto la energía solar presenta un futuro prometedor como sustituto de las fuentes tradicionales. Se pueden distinguir dos tipos diferentes, dependiendo del principio de obtención de dicha energía: solar fotovoltaica y solar térmica.

En este trabajo se realiza un análisis introductorio de la situación actual en el mundo de las energías renovables, profundizando en el campo de la energía termosolar. De este modo, se estudiarán los diferentes tipos de centrales existentes, centrándonos en las centrales de concentración, y se analizarán sus ventajas e inconvenientes, así como sus diferentes partes y su funcionamiento.

Por otra parte, el objetivo de este TFG es el análisis de los resultados experimentales obtenidos durante la colaboración en el proyecto *Estudio y Diseño de Nuevos Receptores Centrales Solares*, llevado a cabo por el departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la Universidad Carlos III. En el mismo se pretende hacer un estudio termo-mecánico de los receptores exteriores de centrales solares de torre con el fin de mejorar su diseño. Durante la realización de este trabajo se ha participado en las primeras fases de dicho proyecto, las cuales consistieron en la puesta en marcha de los diferentes equipos que componen la instalación experimental y en la realización de los primeros ensayos, usando en primer lugar agua como fluido caloportador, y, más adelante, sales solares.

Los resultados y conclusiones obtenidos de dicho análisis son de vital importancia para la realización de las siguientes etapas del proyecto, pues han servido para comprobar la viabilidad de la instalación diseñada y también han ayudado a establecer unas pautas de manipulación de los dispositivos.

Índice

Introducción	7
Cambio Climático	7
Causas del cambio climático: El CO ₂	8
Consecuencias del cambio climático.....	10
Agotamiento de combustibles fósiles	11
Energías renovables	13
Energía del mar	14
Eólica	14
Biomasa	15
Geotérmica.....	15
Hidroeléctrica.....	16
Solar.....	16
Renovables en España.....	19
Centrales solares térmicas	25
Partes de la central.....	25
Tipos de fluidos de transporte térmico (HTF)	26
Almacenamiento: Thermal Saving Storage (TES)	27
Tipos de centrales solares térmicas	29
Centrales híbridas.....	30
Aspectos técnicos.....	31
Centrales solares de torre	33
Funcionamiento de las centrales solares de torre	34
Descripción del proyecto	40
Parámetros a tener en cuenta en el diseño de tubos receptores	41
Descripción de la instalación experimental	43
Circuito de sales	43
Sistema de control y adquisición de datos.....	48
Circuito de refrigeración	57
Etapas del proyecto.....	59
1- Montaje y puesta en marcha	59
2- Medidas experimentales.....	60
3- Simulaciones numéricas y modelización del receptor	60
4- Diseño de nuevos receptores.....	61
5- Comunicación de resultados	61

Alcance y objetivos del Trabajo de Fin de Grado	62
Medidas Experimentales realizadas.....	62
Ensayos con agua	62
Pruebas con el inductor	69
Pruebas de traceado	72
Ensayos de caracterización de flujo de calor del inductor	78
Ensayos de calentamiento de las sales en el tanque	90
Ensayos de circulación de las sales	92
Presupuesto	98
Conclusiones	100
Anexos	102
Anexo I: Puesta en marcha y apagado del inductor y del circuito de refrigeración	102
Anexo II: Programación de curvas de calentamiento en el inductor.	104
Anexo III: puesta en circulación del fluido caloportador.	106
Anexo IV: Encendido del sistema de traceado y configuración del set point.	108
Anexo V: Encendido del sistema de resistencias del tanque y configuración del set point.	109
Referencias	110

Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1. Temperatura media de la superficie terrestre por décadas [5]	7
Ilustración 2. Emisiones globales de gases de efecto invernadero [7]	8
Ilustración 3. Concentración atmosférica de CO2 en los últimos 1000 años [1]	9
Ilustración 4. Principales fuentes de emisión de CO2 en Estados Unidos [9]	9
Ilustración 5. Predicción de Hubbert para USA petróleo [16]	12
Ilustración 6. Pico de Hubbert para combustibles fósiles en diferentes regiones [17]	12
Ilustración 7. Tabla de libras de CO2 emitidas por millones de Btu por combustible [18]	13
Ilustración 8. Tipos de energías renovables, desde arriba y en sentido horario: maremotriz, eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica y solar [22]	13
Ilustración 9. Paneles solares fotovoltaicos [38]	18
Ilustración 10. Capacidad de renovables instalada en España por año (2004-2014) [42]	19
Ilustración 11. Fuentes de la energía eléctrica consumida en España en 2015 [43]	20
Ilustración 12. Capacidades de energía renovable en el mundo, UE-28, BRICS y siete países líderes en 2014 [42]	20
Ilustración 13. Potencia de energía eólica instalada por año en España (1990-2015) [46]	21
Ilustración 14. Potencia fotovoltaica instalada en el mundo (2006-2015) [49]	22
Ilustración 15. Nueva potencia fotovoltaica instalada en España (2010-2015) [49]	23
Ilustración 16. Capacidad solar térmica de concentración (2004-2014) [44]	24
Ilustración 17. Esquema de los subsistemas de una central termosolar [55]	25
Ilustración 18. Almacenamiento de energía térmica [56]	28
Ilustración 19. Central termosolar de espejos cilindro-parabólicos [54]	29
Ilustración 20. Central termosolar de espejos Fresnel [54]	29
Ilustración 21. Central termosolar de disco Stirling [54]	30
Ilustración 22. Central termosolar de torre [54]	30
Ilustración 23. Tabla comparativa de las diferentes tecnologías termosolares [55]	33
Ilustración 24. Esquema de un heliostato (izquierda) y distribución radial de un campo de heliostatos (derecha) [55]	35
Ilustración 25. Distintas configuraciones de flujo para el receptor exterior [72]	37
Ilustración 26. Esquema de central de torre con ciclo Rankine [55]	38
Ilustración 27. Esquema de central de torre con ciclo Rankine con recalentamiento (izquierda) y diagrama T-S del mismo (derecha) [69]	38
Ilustración 28. Esquema de central de torre con ciclo combinado [55]	39
Ilustración 29. Tabla de propiedades de materiales aislantes [76]	44
Ilustración 30. Tanque de sales y bomba	45
Ilustración 31. Elementos del circuito de sales	47
Ilustración 32. Distribución de TCs en el tubo receptor	49
Ilustración 33. Cuadro de control de las resistencias del tanque	51
Ilustración 34. Detalle del cuadro de control de resistencias del tanque	52
Ilustración 35. Variador de frecuencia	52
Ilustración 36. Esquema de pines de la tarjeta de adquisición NI 9219 [86]	54
Ilustración 37. Esquema de pines de la tarjeta de adquisición NI 9203 [87]	55
Ilustración 38. Rack y tarjetas de adquisición del sistema	55
Ilustración 39. Cuadro eléctrico	57
Ilustración 40. Circuito de refrigeración para el Sinac	59
Ilustración 41. Distribución de los termopares durante el primer experimento	63
Ilustración 42. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 1	64

Ilustración 43. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 1.....	64
Ilustración 44. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 2	65
Ilustración 45. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 2.....	65
Ilustración 46. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 3	66
Ilustración 47. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 3.....	66
Ilustración 48. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 4	67
Ilustración 49. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 4.....	67
Ilustración 50. Distribución de temperaturas a 10kW y 3mm de distancia.....	69
Ilustración 51. Distribución de temperaturas a 10kW y 6mm de distancia.....	70
Ilustración 52. Distribución de temperaturas a 20kW y 3mm de distancia.....	71
Ilustración 53. Imágenes térmicas al encender el inductor (izqda.), a los 3 segundos (centro) y a los 15 segundos (derecha)	72
Ilustración 54. Temperaturas de los TCs de la Zona 1 durante el ensayo de trazo.....	73
Ilustración 55. Temperaturas de los TCs de la Zona 2 durante el ensayo de trazo.....	73
Ilustración 56. Temperaturas de los TCs de la Zona 3 durante el ensayo de trazo.....	74
Ilustración 57. Temperaturas de los TCs de la Zona 4 durante el ensayo de trazo.....	74
Ilustración 58. Temperaturas de los TCs del interior del tubo durante el ensayo de trazo ..	75
Ilustración 59. Temperaturas del sensor de presión.....	76
Ilustración 60. Presión del sensor de presión	77
Ilustración 61. Imagen de tubo e inductor.....	79
Ilustración 62. Tabla de distribución de termopares en el tubo durante los ensayos de caracterización de flujo	79
Ilustración 63. Temperaturas de la pared con el inductor colocado a una altura intermedia ...	80
Ilustración 64. Temperaturas del tubo con el inductor colocado a una altura intermedia.....	81
Ilustración 65. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 10% de su potencia...	82
Ilustración 66. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 10% de su potencia.....	82
Ilustración 67. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 10% de su potencia.....	83
Ilustración 68. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 20% de su potencia ...	83
Ilustración 69. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 20% de su potencia.....	84
Ilustración 70. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 20% de su potencia.....	84
Ilustración 71. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 30% de su potencia ...	85
Ilustración 72. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 30% de su potencia.....	85
Ilustración 73. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 30% de su potencia.....	86
Ilustración 74. Tabla de resultados en W de flujos de calor a diferentes potencias del inductor	88
Ilustración 75. Tabla de resultados en porcentaje de flujos de calor a diferentes potencias del inductor	89
Ilustración 76. Calentamiento de las sales solares en el interior del tanque	90
Ilustración 77. Diagrama de fases de NaNO ₃ - KNO ₃ [85].....	91
Ilustración 78. Tabla de caudal obtenido a diferentes frecuencias y temperaturas.....	93
Ilustración 79. Tabla de propiedades a diferentes temperaturas.....	93
Ilustración 80. Valores del número de Reynolds a diferentes condiciones de velocidad y temperatura	94
Ilustración 81. Evolución de las temperaturas del tanque a una frecuencia de la bomba de 20 Hz.....	94

Ilustración 82. Evolución de las temperaturas del interior del tubo a una frecuencia de la bomba de 20 Hz	95
Ilustración 83. Evolución de las temperaturas de la pared del tubo en la zona 2 a una frecuencia de la bomba de 20 Hz.....	96
Ilustración 84. Evolución presión y la temperatura del sensor a una frecuencia de la bomba de 20 Hz.....	97
Ilustración 85. Tabla de costes materiales del proyecto.....	98
Ilustración 86. Tabla de costes de personal del proyecto.....	99
Ilustración 87. Tabla de coste total	99
Ilustración 88. Interruptores del cuadro eléctrico	102
Ilustración 89. Máquina de inducción Sinac SM	103
Ilustración 90. Pantalla de programación de la máquina de inducción.....	104
Ilustración 91. Botones de la máquina de inducción	105
Ilustración 92. Pantalla del variador de frecuencia.....	106
Ilustración 93. Termostato del sistema de traceado	108
Ilustración 94. Controles del cuadro de resistencias	109

Introducción

Cambio Climático

Actualmente uno de los mayores retos a los que nos enfrentamos es frenar el cambio climático que se está produciendo en nuestro planeta, fenómeno que consiste en el aumento de la temperatura media de la tierra y en los efectos que esto provoca: alteraciones en el clima y en los ecosistemas, anomalías en la atmósfera o fenómenos climáticos irregulares. [1]

Este incremento de la temperatura terrestre está comenzando a alcanzar unos niveles preocupantes. Como se puede observar en la ilustración 1, la temperatura media mundial ha ido aumentando progresivamente desde finales del siglo XIX, llegando a un incremento de 0.85°C a día de hoy. Se considera que un aumento de 2°C en relación a esta época preindustrial provocaría cambios irreparables para el medio ambiente. Por este motivo se han tomado medidas para mantenerse por debajo de esta línea roja, como el protocolo de Kyoto a nivel global o los objetivos 20/20/20 para 2020 en la Unión Europea. [2][3][4]

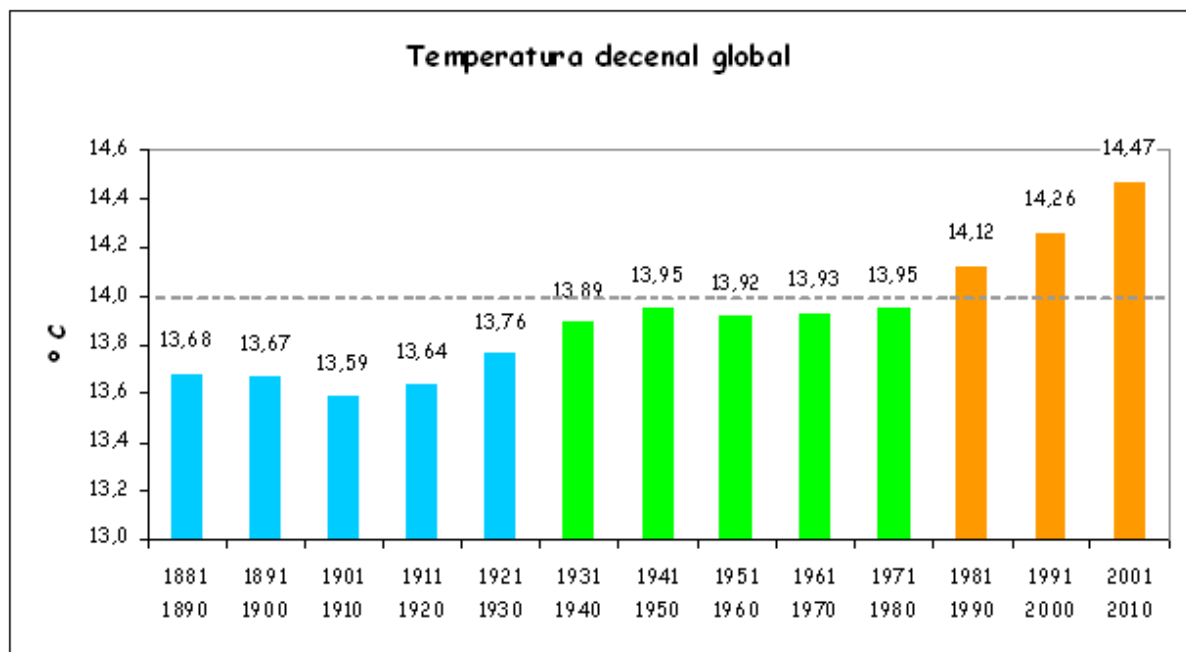


Ilustración 1. Temperatura media de la superficie terrestre por décadas [5]

Causas del cambio climático: El CO₂

La principal causa de este cambio climático son las emisiones de gases de efecto invernadero (GHG), ya que retienen el calor recibido por la radiación solar, impidiendo que escape y contribuyendo al aumento de la temperatura de la Tierra. Dentro de los GHG se encuentran el CO₂, el metano, el óxido nítrico o los gases fluorados¹. Atendiendo a las emisiones globales de estos gases (ilustración 2), vemos que los más perjudiciales son el CH₄ y el CO₂, ya que suponen un 16% y 76% de los gases de efecto invernadero, respectivamente. Aunque estos gases también se producen de manera natural, su emisión se ha visto drásticamente incrementada debido a actividades humanas relacionadas con la deforestación, la ganadería, el uso de productos con nitrógeno y gases fluorados y, especialmente, la quema de combustibles fósiles. [2][7]

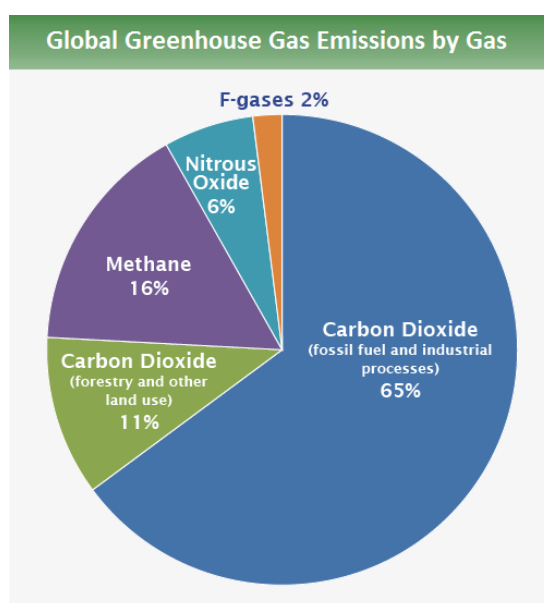


Ilustración 2. Emisiones globales de gases de efecto invernadero [7]

El aumento de la concentración de dióxido de carbono en la atmósfera es uno de los aspectos más preocupantes, ya que para conseguir una reducción del mismo se necesitarían milenios. En la ilustración 3 podemos ver que a partir de la revolución industrial la concentración de este gas ha aumentado de manera exponencial, llegando a superar la barrera de las 400 ppm en el año 2015. [8]

¹ Entre los gases fluorados podemos encontrar hidrofluorocarbonos (HFC's), perfluorocarbonos (PFC's) y hexafluoruro de azufre (SF₆). Estos gases surgieron durante la época de los 90 como sustitutos de los clorofluorocarbonos (CFC's) y se emplean principalmente para la refrigeración, extinción de incendios o producción de disolventes. Aunque no dañan la capa de ozono permanecen durante mucho tiempo en la atmósfera y contribuyen al efecto invernadero. [6]

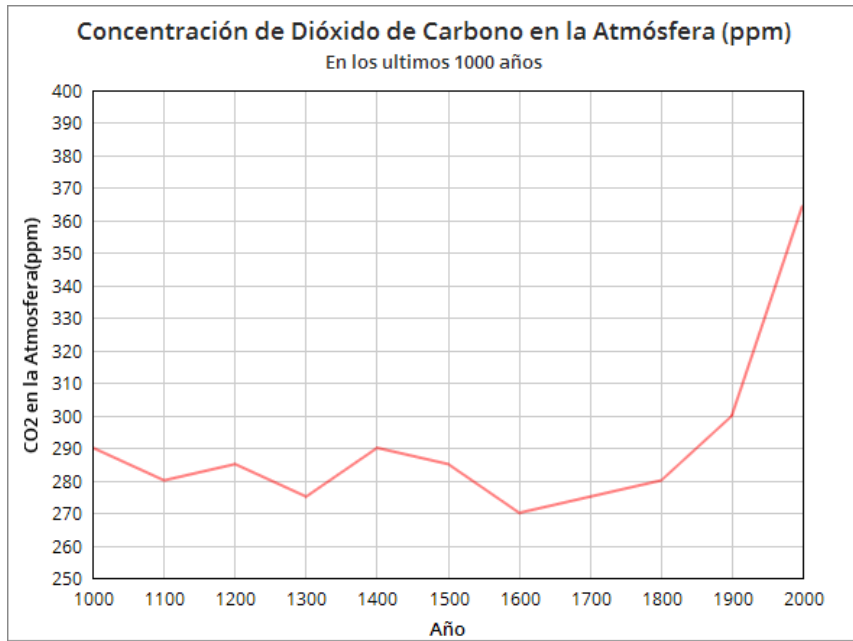


Ilustración 3. Concentración atmosférica de CO₂ en los últimos 1000 años [1]

Para intentar frenar este avance y tratar de mitigar las consecuencias de estos niveles de CO₂ debemos analizar cuáles son las principales fuentes de emisión de este contaminante, para así poder estudiar cómo reducir las emisiones.

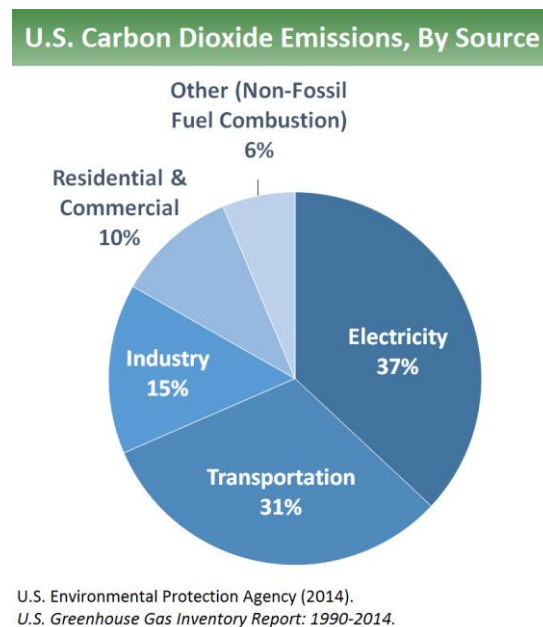


Ilustración 4. Principales fuentes de emisión de CO₂ en Estados Unidos [9]

En la imagen superior se pueden analizar los orígenes de las emisiones de CO₂ en Estados Unidos. Observamos que la mayoría de ellas se producen debido a la quema de combustibles fósiles, ya sea para la industria (15%), el transporte (31%) o la producción de electricidad (37%). Por lo tanto, nuestra prioridad es encontrar alternativas viables que puedan ayudar a reducir esta quema de combustibles sin perjudicar el desarrollo tecnológico. [9]

Consecuencias del cambio climático

El aumento de las concentraciones de los GHG y de la temperatura terrestre tiene una serie de repercusiones que afectan a todos los seres vivos del planeta. Entre ellas podemos destacar:

- Fusión del casquete polar y consecuente aumento del nivel del mar. Esto produciría, entre otras cosas, la desaparición de territorios como los Países Bajos, parte del estado de Florida y de la bahía de San Francisco o zonas de Asia como los alrededores de Pekín o la ciudad de Calcuta. [10]
- Incremento de las enfermedades transmitidas por mosquitos y otras plagas tropicales.
- Empobrecimiento del suelo en áreas de sequía, dificultando el cultivo de alimentos. [10]
- Aumento de la intensidad de los fenómenos meteorológicos. Las lluvias torrenciales, huracanes o tornados son cada vez más comunes y producen numerosos problemas como inundaciones o empeoramiento de la calidad del agua. [11]
- Extinción de numerosas especies animales. Se estima que el cambio climático puede acabar con un tercio de las especies que hay actualmente en el mundo. Algunos ejemplos de las más amenazadas son aquellas cuya supervivencia depende del mar, como los corales, tortugas marinas, pingüinos o frailecillos; o las que están adaptadas a condiciones de frío extremo, por ejemplo, osos polares, renos o leopardos de las nieves. [12]

Actualmente ya se pueden ver algunas de estas repercusiones en nuestro planeta, es por ello que se requiere una actuación inmediata y un cambio de mentalidad hacia un modo de vida más sostenible con el medio ambiente.

Agotamiento de combustibles fósiles

Los combustibles fósiles son los que se han producido por la descomposición de materia orgánica bajo unas determinadas condiciones de presión y temperatura a lo largo de miles de años. Entre los más comunes podemos encontrar el carbón, el gas natural y el petróleo y todos sus derivados. [1]

Estos productos han sido la base del desarrollo de la humanidad: han permitido el crecimiento industrial y la creación de medios de transporte como los aviones, barcos y automóviles. Sin embargo, como hemos mencionado anteriormente, su uso ha supuesto un notable aumento de los niveles de CO₂. [1]

Pero el impacto ambiental no es el único motivo de preocupación a la hora de hablar de los combustibles fósiles. También debemos tener en cuenta que esta fuente de energía no es renovable y que la estamos utilizando de una forma desmedida, de modo que llegará un punto en el cual las reservas se agoten o su explotación no sea económicamente viable.

A lo largo de la historia han surgido diferentes teorías que tratan de predecir la disponibilidad de estos combustibles fósiles, una de las más aceptadas es la teoría del pico de Hubbert. Esta dice que la producción total de un combustible (ya sea en una región o a nivel mundial) sigue una curva en forma de campana simétrica, siendo el área bajo la curva la cantidad del recurso disponible. De este modo, la producción de un combustible alcanzará un máximo en un momento determinado para después disminuir al mismo ritmo que creció. Hubbert utilizó este razonamiento en 1956, prediciendo un pico del petróleo en EEUU para el año 1970, lo cual terminó sucediendo. A nivel mundial la estimación es más complicada, pero, en cualquier caso, sabemos que las reservas que más peligran son las de petróleo y gas natural, las cuales se prevé que se agoten a mediados de este siglo. [13][14][15]

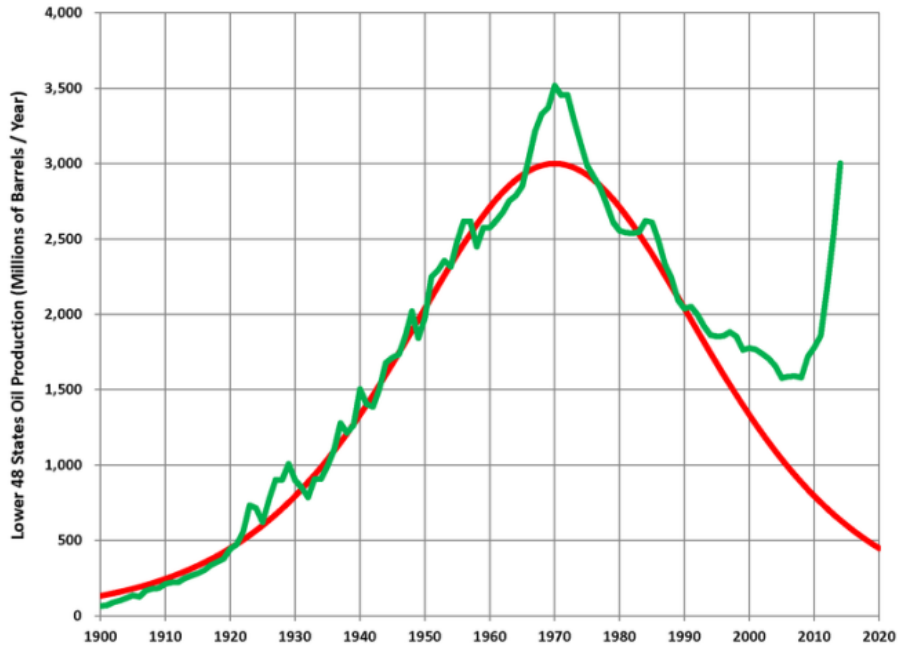
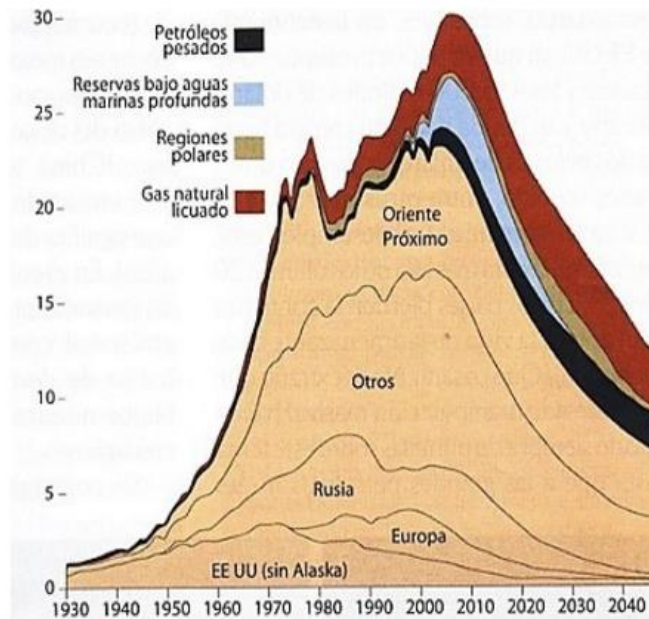


Ilustración 5. Predicción de Hubbert para USA petróleo [16]



Evolución real del pico de extracción de hidrocarburos, distinguiendo las zonas geográficas de extracción. La escala vertical esta expresada en miles de millones de barriles/año.

Ilustración 6. Pico de Hubbert para combustibles fósiles en diferentes regiones [17]

En cuanto al carbón, se calcula que aún quedan reservas suficientes como para seguir utilizándolo durante otros 200 años. Este dato, aunque supone un respiro para la producción de energía en las centrales térmicas, también implica un aumento en los

niveles de contaminación. Como podemos ver en la tabla de abajo, donde se especifican las libras de CO₂ emitidas para la producción de un Btu de energía², el carbón, en todas sus variedades, es el combustible fósil más dañino para el medio ambiente. De manera que, si se comienza a emplear carbón como sustitutivo del petróleo o del gas natural, estaríamos empeorando la situación medioambiental, por lo tanto esto no sería una solución viable. [17][18]

Pounds of CO₂ emitted per million British thermal units (Btu) of energy for various fuels:

Coal (anthracite)	228.6
Coal (bituminous)	205.7
Coal (lignite)	215.4
Coal (subbituminous)	214.3
Diesel fuel and heating oil	161.3
Gasoline	157.2
Propane	139.0
Natural gas	117.0

Ilustración 7. Tabla de libras de CO₂ emitidas por millones de Btu por combustible [18]

Energías renovables



Como hemos visto en los apartados anteriores, el uso de los combustibles fósiles implica dos problemas de extrema gravedad. Por un lado, su utilización tiene unas consecuencias nefastas para el planeta, y por otro, somos conscientes de que en un futuro próximo ya no tendremos tanta disponibilidad de los mismos. De modo que ha llegado el momento de buscar alternativas, especialmente para el transporte y la producción de energía eléctrica.

Ilustración 8. Tipos de energías renovables, desde arriba y en sentido horario: maremotriz, eólica, biomasa, geotérmica, hidráulica y solar [22]

² Una libra es equivalente a 0.4535 kg, y un Btu a 1.055 kJ, de modo que si quisiéramos los valores de dicha tabla en kg/MkJ deberíamos multiplicar por 0.4535/1.055. [19]

Es por ello que debemos enfocarnos en el desarrollo de las fuentes de energía renovable, ya que suponen una alternativa real que ya está teniendo aplicación. Éstas se caracterizan por ser limpias y no emitir gases de efecto invernadero. Además, tal como su propio nombre indica, son inagotables, ya que sacan la energía del Sol, el agua o el viento. Además, son seguras, no suponen riesgos para la salud humana y no producen residuos tóxicos. [20][21]

Otra de sus ventajas es que son autóctonas, cada región puede aprovechar sus propios recursos y evitar así dependencias de terceros países, reduciendo costes, riesgos de suministro y evitando conflictos geopolíticos. Esto a su vez estimula la creación de empleo y riqueza de cada país y fomenta el desarrollo de las zonas rurales. [20]

Sin embargo, el uso de energías renovables también presenta una serie de desventajas. Las más importantes son la elevada inversión inicial que suelen requerir para la construcción y puesta en marcha de la instalación, y la disponibilidad de la fuente de energía, ya que no se puede controlar la cantidad de viento o luz solar a nuestro alcance y, por tanto, no se puede asegurar al 100% el suministro de energía. Además, normalmente se necesitan grandes extensiones de terreno para la instalación de las centrales, produciendo gran impacto visual. [21]

Aunque este trabajo se centra en el estudio de las centrales solares térmicas, se realizará una comparación entre las diferentes opciones de energía renovables disponibles hoy en día, analizando sus ventajas e inconvenientes.

Energía del mar

En ella se aprovecha la energía del movimiento de los mares y océanos. Se pueden distinguir dos tipos principales: undimotriz si la energía proviene de las olas y maremotriz y si proviene de las mareas. Los principales inconvenientes de las mismas es su alta inversión inicial y el impacto ambiental y visual que pueden generar, ya que al encontrarse alejadas de la costa, se debe realizar un cableado hasta tierra que suele ser costoso y puede afectar a la flora y fauna marinas. Además, las instalaciones pueden tener problemas de corrosión debido a la salinidad del agua y, en el caso de la energía maremotriz, se necesitan localizaciones muy específicas, con grandes cambios en las mareas. [23][24][25]

Eólica

Es aquella que transforma la energía cinética de las masas de aire en energía eléctrica por medio de turbinas eólicas, dispuestas en los conocidos como campos eólicos. [23]

Es una de las energías más maduras y con mayor eficiencia y actualmente supone un 3% del consumo eléctrico mundial. Sin embargo, también presenta una serie de inconvenientes, ya que los campos eólicos ocupan grandes extensiones de terreno, los generadores producen ruidos molestos y aparecen interferencias electromagnéticas a causa de las antenas. Además, las aves impactan a menudo contra las palas de los aerogeneradores, por lo que la instalación de los mismos pone en riesgo su supervivencia, más aún si se trata de especies protegidas. [26][27]

Biomasa

La biomasa es un combustible elaborado a partir de la biodegradación de productos de origen vegetal o animal, o de los residuos industriales o municipales. Con ella puede producirse electricidad y calor, e incluso puede sustituir parcialmente a los combustibles fósiles en centrales térmicas convencionales. [23]

Además, a partir de la biomasa también puede obtenerse un combustible gaseoso conocido como biogás, el cual, tras ser sometido a una serie de procesos de purificación, adquiere unas propiedades muy similares a las del gas natural. [23]

No obstante, estos combustibles tienen un rendimiento energético bajo, de manera que se requieren grandes cantidades para cumplir con la demanda energética, lo cual conduce a problemas logísticos. Otro inconveniente de la biomasa es que la producción de la energía se hace a través de la combustión de los mismos, de modo que se producen emisiones de dióxido de carbono al ambiente. Sin embargo, se considera que la cantidad de CO₂ emitida es la misma que fue captada por las plantas durante su crecimiento y, por tanto, no supone un incremento en la concentración de este gas en la atmósfera. [28]

Geotérmica

Es la energía almacenada en forma de calor en yacimientos bajo la superficie terrestre. Esta es utilizada para la producción de electricidad y para la calefacción o refrigeración de espacios, y su principal ventaja es que su producción es constante, es decir, no depende de las condiciones meteorológicas como ocurre con la energía eólica o solar. [23][29]

Sin embargo, debemos tener en cuenta que bajo la superficie terrestre quedan almacenados gases de efecto invernadero que pueden liberarse a la atmósfera con la explotación de esta energía. Además, la construcción de estas instalaciones también puede producir inestabilidad en el terreno y producir terremotos. [29]

Por otra parte, se trata de una energía muy costosa y muy localizada. Puede ser rentable en las zonas cercanas a los yacimientos, pero si se trata de transportar a otros lugares se producen muchas pérdidas energéticas que hacen que este producto no sea conveniente. [29]

Hidroeléctrica

Transforma la energía mecánica de un curso de agua en energía eléctrica. Se obtiene a partir de un desnivel de agua, el cual puede existir de forma natural o ser producido por una presa. [23][30]

Estas centrales están sujetas a las condiciones meteorológicas y pueden tener problemas de suministro en épocas de sequía. Por otra parte, tienen unos elevados costes de inversión y de transporte, ya que se instalan en lugares alejados de los núcleos urbanos. Además, su impacto ambiental es muy elevado, ya que la creación de embalses modifica el terreno y altera las condiciones de los ríos, lo cual afecta a los seres vivos del lugar. [30]

Solar

La energía solar es aquella que utiliza la radiación proveniente del Sol para producir energía eléctrica o térmica. Es una de las más abundantes, puesto que proviene de una fuente inagotable, y también es muy flexible, puede utilizarse de manera localizada, en pequeñas instalaciones cerca del lugar de uso o bien en estaciones centrales, produciendo energía para regiones más amplias. Esta versatilidad permite además emplear este tipo de energía en zonas alejadas donde no llega el tendido eléctrico. [31][32]

El sector solar está en alza y esto hace que se lleven a cabo numerosos proyectos de investigación y desarrollo del mismo, haciendo que las tecnologías mejoren y abaratando de este modo los costes de mantenimiento. [32]

Sin embargo, la energía solar también presenta algunos inconvenientes, ya que el nivel de radiación de una zona depende de la climatología y la estación del año, y se requieren grandes extensiones de terreno para instalar los paneles y espejos encargados de captar la radiación. [32]

En cualquier caso, es una fuente de energía con gran futuro por la que merece la pena apostar, ya que su flexibilidad permite la producción de energía eléctrica a gran escala y también el uso individual en hogares u otras aplicaciones como sistemas de alumbrado público (capaces de conservar la energía acumulada a lo largo del día para liberarla durante la noche) o su uso como fuente de energía en los satélites espaciales. Incluso,

se están estudiando otras posibilidades para el futuro, como su incorporación en la industria del automóvil. [32]

Podemos distinguir dos tecnologías de obtención de energía solar.

Fotovoltaica

Capta la radiación del Sol a través de células solares y, gracias al efecto fotovoltaico³, se genera una corriente eléctrica. [23]

Los paneles fotovoltaicos, en los cuales se encuentran las células responsables de la producción de energía eléctrica, están formados por un material semiconductor, generalmente silicio, que puede encontrarse en forma cristalina o amorfa dentro del panel, lo cual afecta al espesor y eficiencia del mismo. De este modo, los paneles cristalinos tienen un espesor considerable pero son más eficientes. Si, por otra parte, estuviéramos interesados en tener una lámina más delgada tendríamos que recurrir a una estructura amorfa del Si, en detrimento de la eficiencia del panel. Además, los paneles están protegidos por una pantalla de vidrio y una capa antireflexiva, la cual impide que los fotones absorbidos reboten y vuelvan a la atmósfera. [33][34]

En la energía fotovoltaica podemos distinguir dos aplicaciones principales: sistemas aislados de la red eléctrica o sistemas conectados a la red. El primer caso permite el suministro a aquellas áreas donde la red no es accesible, como zonas de montaña o regiones poco pobladas. Por otra parte, la segunda opción supone la inyección directa de la electricidad producida a la red de suministro, colaborando así a la reducción de producción de energía en las centrales térmicas de combustibles fósiles. [35]

Aunque el coste de instalación es elevado, se calcula que puede amortizarse en un periodo de entre 7 y 10 años, además, la vida de los módulos puede llegar a ser de hasta 20 años y los costes de operación y mantenimiento son bastante bajos. [36]

Por último, la energía recogida por los paneles solares puede ser almacenada en baterías para ser consumida cuando sea necesario. Esto permite cierta flexibilidad, pero la capacidad de almacenamiento de dichas baterías podría ser un factor limitante a la hora de la expansión de esta tecnología. [37]

³ El efecto fotovoltaico se produce cuando un fotón choca contra la célula solar. Esta está compuesta por un material semiconductor con un material de carga negativa (capa N) y por otro con carga positiva (capa P). El impacto del fotón provoca la activación de los electrones de la capa N, creando un campo eléctrico que conecta los campos positivo y negativo de la célula solar. [34]



Ilustración 9. Paneles solares fotovoltaicos [38]

Térmica

Utiliza la radiación solar para calentar un fluido, el cual se emplea para generar vapor o calentar una corriente de gas y producir electricidad a través de un ciclo de potencia. Además, el calor obtenido puede ser utilizado para obtención de agua caliente o en sistemas de calefacción o refrigeración. [23][39]

Por lo tanto, ambas tecnologías de energía solar parten de distintos principios de funcionamiento, lo cual les da unas características diferentes. Si comparamos las dos técnicas, la energía fotovoltaica gana en sencillez de instalación y mantenimiento, y además su uso está más extendido, por lo que tiene un mayor desarrollo tecnológico. [40]

Sin embargo, hay tres ventajas destacables de la utilización de la energía solar térmica a gran escala. La primera de ellas es la eficiencia de la instalación, ya que la captación de radiación en los paneles puede llegar a ser hasta un 70% más eficiente que en la energía fotovoltaica. [41]

Por otra parte, el sistema de acumulación de energía es mejor, ya que esto puede hacerse a través del almacenamiento en tanques de sales fundidas, cuya energía térmica puede emplearse cuando sea necesario. Esta característica permite que las centrales termosolares sean capaces de cumplir con la demanda en cada momento del día, ya que tienen la capacidad de administrar la cantidad de energía que producen. [40]

Finalmente, otra particularidad de las centrales solares térmicas es su alta capacidad de hibridación, ya que la turbina permite combinar la energía solar con otros combustibles como el gas o la biomasa. Esto también ayuda a mejorar la gestionabilidad de la central y tener así energía necesaria aunque la radiación solar no haya sido suficiente. [40]

Por estos motivos, debemos apostar por el desarrollo de este tipo de energía renovable. A lo largo de este trabajo se explicará con más detalle el funcionamiento de esta tecnología, así como los diferentes modelos existentes y sus características.

Renovables en España

Aunque el papel de las renovables en nuestro país es bastante importante, su desarrollo ha sufrido un parón en los últimos años. Como podemos ver en la ilustración 10, la potencia instalada entre los años 2004 y 2012 aumentó considerablemente, pero a raíz de la crisis económica y a las nuevas políticas energéticas aprobadas por el gobierno, las inversiones en renovables se redujeron. Aunque esta disminución en la inversión ha sido general en toda Europa, hay países como Alemania, Italia o Reino Unido que han seguido apostando por la expansión de las renovables. [42][43][44]

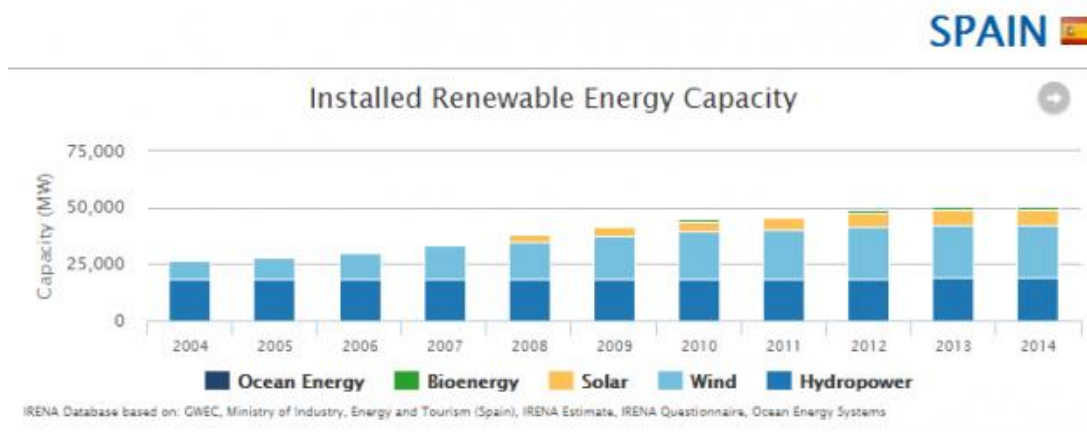


Ilustración 10. Capacidad de renovables instalada en España por año (2004-2014) [42]

De esta manera en el año 2015 la energía eléctrica producida por renovables bajó en torno a 6 puntos respecto al año anterior, pasando de un 43% a un 37% de la producción total de energía, como se puede observar en el gráfico de la ilustración 11. [43]

Generación de **enero a diciembre** del 2015

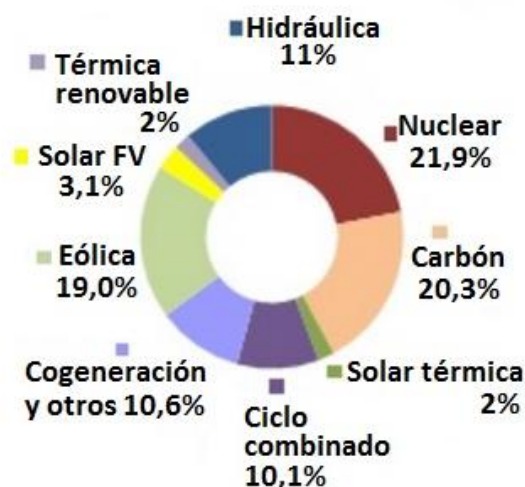


Ilustración 11. Fuentes de la energía eléctrica consumida en España en 2015 [43]

Sin embargo, a pesar de este receso, España sigue situándose entre los países líderes en producción de energía renovable, especialmente en el sector eólico y solar.

Capacidades* de energía renovable en el mundo, UE-28, BRICS y en los siete países líderes, 2014

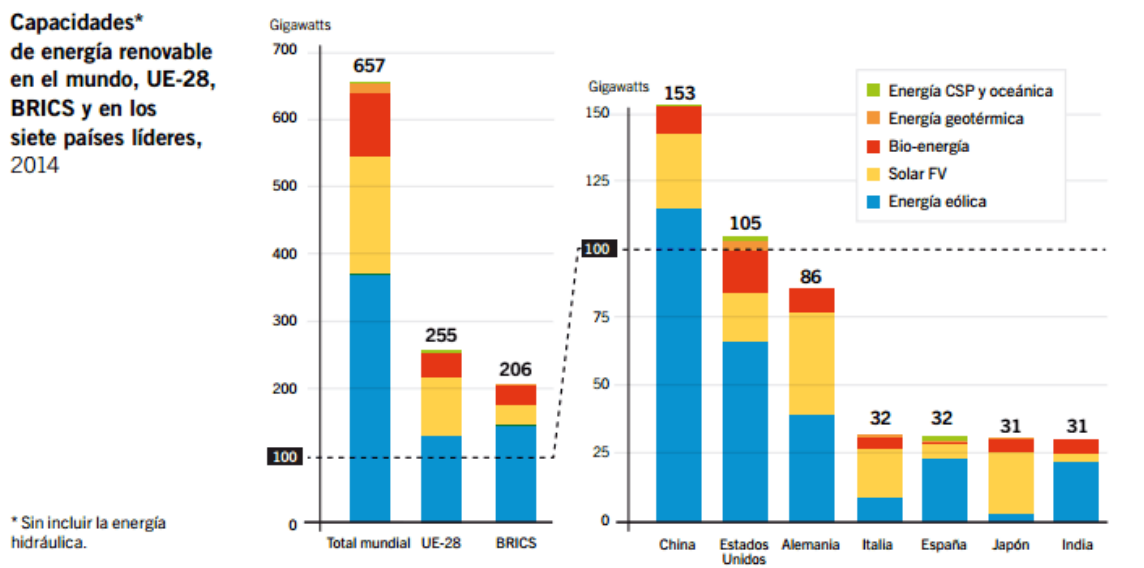


Ilustración 12. Capacidades de energía renovable en el mundo, UE-28, BRICS y siete países líderes en 2014 [42]

Energía eólica en España

A pesar de haber no realizado nuevas inversiones desde el año 2014, España se sitúa en el quinto puesto del ranking mundial de energía eólica, con una potencia instalada total de 23.000 MW aproximadamente. [45]

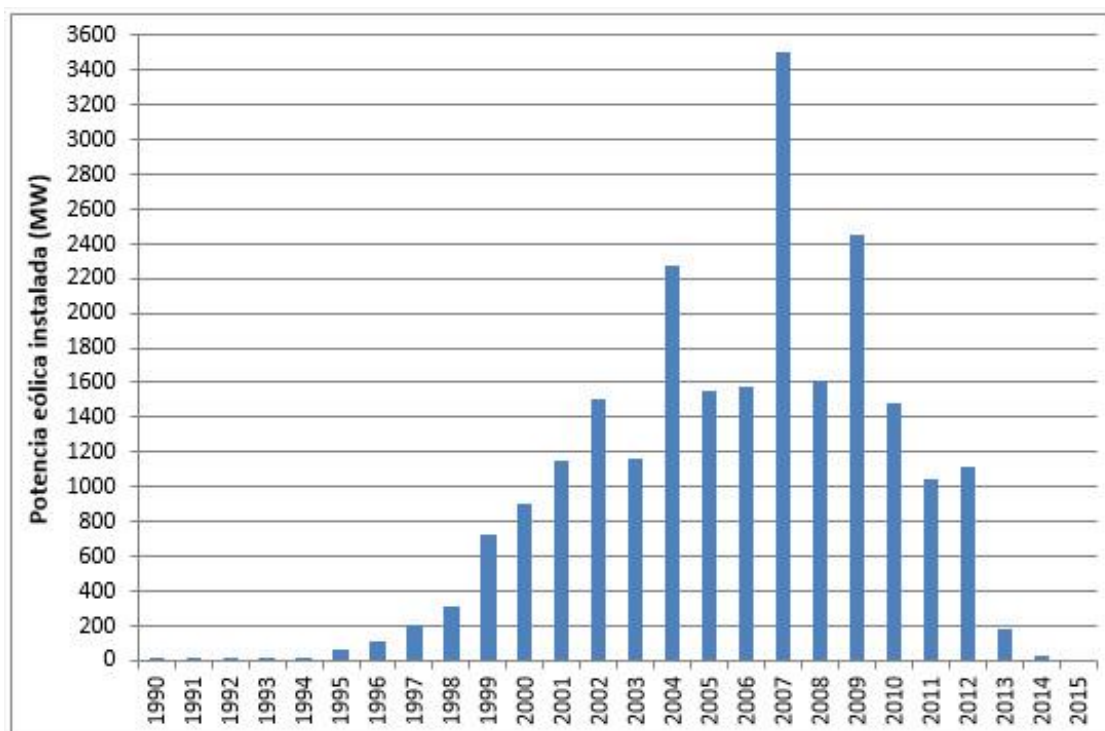


Ilustración 13. Potencia de energía eólica instalada por año en España (1990-2015) [46]

En la ilustración 13 se puede observar el descenso que ha sufrido España en la potencia eólica instalada a raíz de la reforma energética que entró en vigor en el año 2014, la cual ha dejado profundamente dañado al mercado interno. A pesar de este bloqueo, España aún sigue siendo el quinto país del mundo en fabricación de generadores eólicos y en exportación mundial. No obstante, se requieren inversiones para aumentar la capacidad instalada y poder cumplir con los objetivos marcados para 2020, así como para renovar la tecnología que se ha quedado antigua. Del mismo modo es necesaria una seguridad jurídica que permita el crecimiento del sector. [46][47]

Energía solar en España

La energía solar fotovoltaica es una tecnología completamente desarrollada e instalada tanto a nivel europeo como mundial. En España es la segunda renovable en importancia ya que durante los años 2004 y 2007 se apostó fuertemente por ella a través de primas, lo cual situó a nuestro país entre los 10 líderes en el sector a escala mundial. Sin embargo, al igual que en la energía eólica, la capacidad instalada se ha ido reduciendo año tras año hasta ser prácticamente nula en el 2014. [44][48]

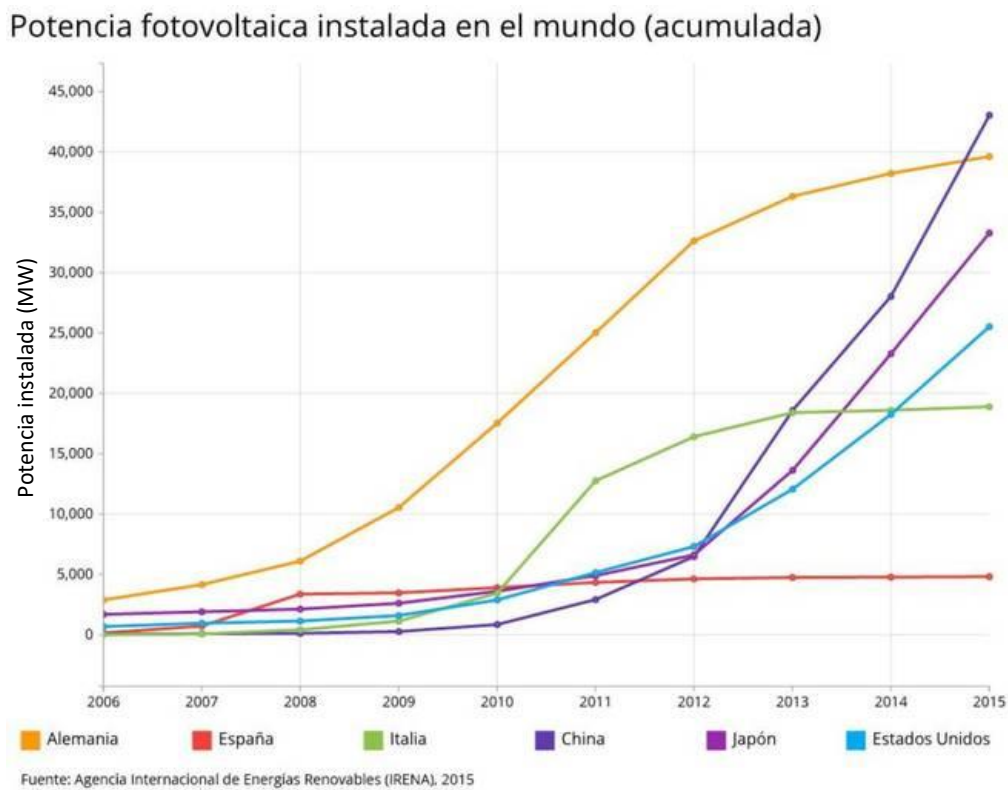


Ilustración 14. Potencia fotovoltaica instalada en el mundo (2006-2015) [49]

Nueva potencia fotovoltaica instalada en España

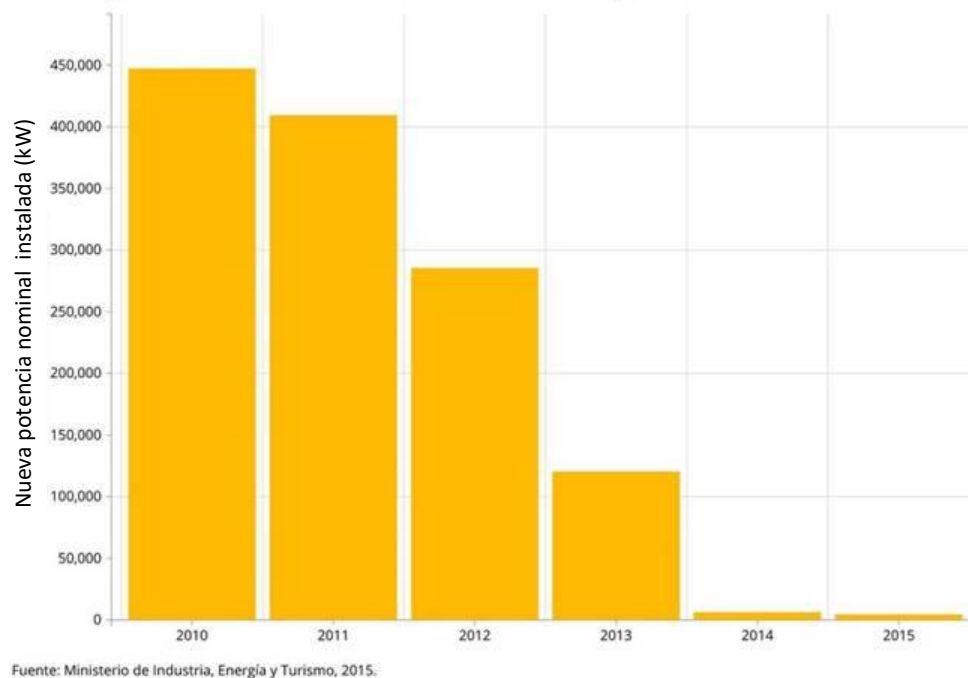


Ilustración 15. Nueva potencia fotovoltaica instalada en España (2010-2015) [49]

Como podemos observar en las imágenes, la inversión en energía fotovoltaica ha desaparecido en los últimos dos años mientras que en el resto de países ha seguido creciendo de forma considerable. La principal consecuencia de esto ha sido una pérdida de posicionamiento para España a nivel global, pasando de ser la segunda potencia mundial a la décima en solo siete años. Este hecho supone una contradicción, ya que, según datos del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS), España es el país europeo con más cantidad de radiación solar que puede ser potencialmente transformada en electricidad. Sin embargo, los recortes y reformas energéticas para solventar el déficit tarifario han supuesto un gran freno para la energía fotovoltaica, especialmente desde la implantación del peaje de respaldo, también conocido como “impuesto al sol”. [48][49]

En lo referente a la energía termosolar, esta tecnología no se ha visto tan afectada por las últimas reformas energéticas y aún continúa creciendo. Esto es así porque a nivel doméstico las placas solares se emplean para calentar agua, por tanto no generan electricidad y no deben conectarse a la red ni pagar el peaje de respaldo, de hecho el Código Técnico de la Edificación obliga a instalar en las nuevas construcciones sistemas de Agua Caliente Sanitaria que funcionen con energía solar. [50][51]

Capacidad de energía solar térmica de concentración, por país o región, 2004–2014

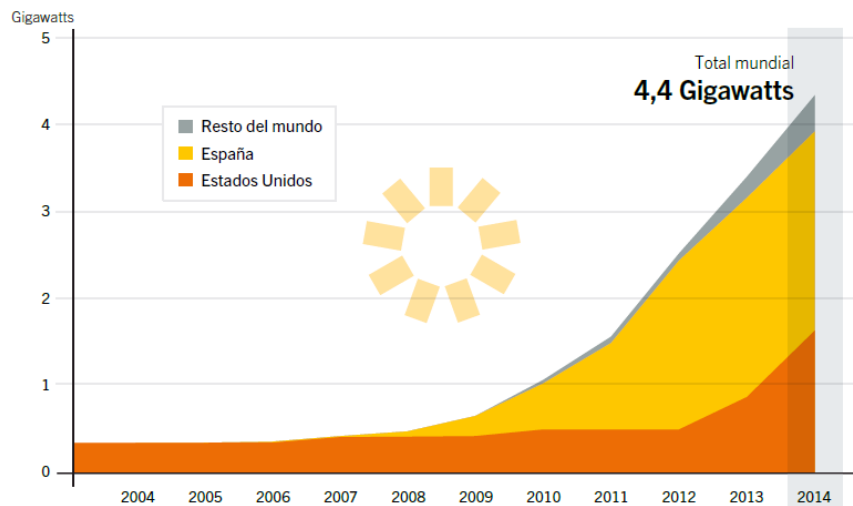


Ilustración 16. Capacidad solar térmica de concentración (2004-2014) [44]

Si bien es cierto que es un sector que aún no está tan extendido, sus perspectivas de futuro resultan prometedoras. Se estima que en el año 2030 podría llegar a producir el 6% de la demanda eléctrica mundial, llegando al 12% en 2050. Ha sufrido una expansión muy rápida en los últimos años, la cual ha situado a España, junto con Estados Unidos, como líderes mundiales. Nuestras centrales suponen un 73% de la potencia termosolar instalada a nivel global y las compañías españolas participan en el 60% de los proyectos en construcción en el mundo. No obstante, si queremos seguir ocupando esta posición tan ventajosa, debemos continuar la investigación y promover el desarrollo de este tipo de energía. [44][52][53]

Centrales solares térmicas

En este TFG se pretende hacer un estudio más detallado de las centrales termosolares, por lo que en este apartado se va a realizar una explicación en profundidad de sus principales características, tipos y funcionamiento.

Las centrales térmicas están basadas en la tecnología CSP (Concentrated Solar Power). Básicamente consisten en una central térmica convencional en la cual la caldera se ha sustituido por una serie de dispositivos ópticos que concentran la radiación solar en un punto, generando una energía que permite producir vapor o calentar una masa de aire que posteriormente irá a una turbina. [54]

Las centrales solares de concentración es una de las tecnologías que más rápido está creciendo debido a que ofrecen una buena solución a los problemas de abastecimiento energético que tendremos en el futuro. [55]

Las primeras investigaciones y proyectos comenzaron en la década de los setenta, debido en parte a la crisis del petróleo que ocurrió en esa época. Durante este primer periodo se desarrollaron básicamente prototipos y se estudió el modelo de receptores cilindro-parabólicos. Sin embargo, no ha sido hasta el siglo XXI cuando se han desarrollado este tipo de instalaciones a gran escala y para una aplicación real. Los países precursores en esto han sido principalmente España y Estado Unidos, con proyectos como Solar ONE, TWO y TRES. [55][56]

Partes de la central

Una central solar térmica está formada por tres subsistemas diferentes: un sistema colector de la energía solar, un receptor y un sistema de conversión de energía. En plantas híbridas también podemos encontrar sistemas de recuperación y almacenaje para mejorar el rendimiento de la planta. [55]

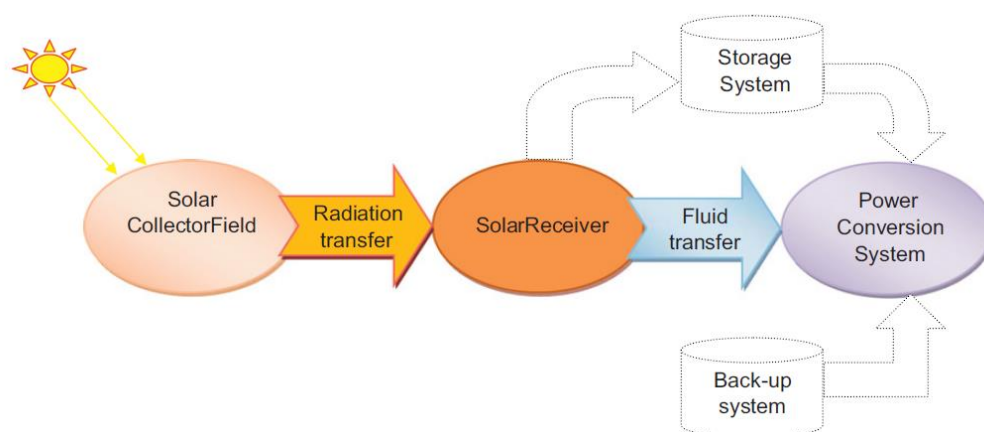


Ilustración 17. Esquema de los subsistemas de una central termosolar [55]

- Colector

Encargado de dirigir la radiación solar hacia el receptor de la central, minimizando al máximo las pérdidas. Está formado por una serie de dispositivos con muy buenas propiedades ópticas dispuestos en lo que se conoce como “campo solar”. [54]

- Receptor solar

El receptor solar es el encargado de absorber la radiación solar recogida en los colectores y transferirla al fluido de transporte térmico (HTF), el cual proporciona calor a alta temperatura al sistema de conversión de potencia. En otras palabras, es un intercambiador de calor donde la radiación solar es absorbida y convertida en energía térmica para su posterior conversión en electricidad. [55]

Además, para minimizar las pérdidas por radiación, el receptor solar debe actuar como un cuerpo negro. [57]

- Conversión de energía

Este subsistema se encarga de transformar la energía térmica en energía mecánica y esta a su vez en eléctrica. Esto se realiza a través de diferentes ciclos de potencia. En función del tipo de central (los cuales se explicarán con detalle más adelante) se prefieren unos ciclos u otros: en el caso de centrales de torre, cilindro-parabólicas o tipo Fresnel los más comunes son ciclos Rankine, Brayton o ciclos combinados, mientras que los ciclos Stirling son usados para las tecnologías de disco parabólico. [55]

Tipos de fluidos de transporte térmico (HTF)

El fluido de transporte térmico es el encargado de transferir la energía desde el receptor de la central hasta el sistema de conversión de potencia. [58]

A nivel comercial el fluido más utilizado son las sales fundidas, ya que tienen una buena capacidad de almacenamiento de energía térmica y además no presentan cambio de fase. También pueden usarse aceites sintéticos (aceite solar) o vapor de agua saturado o sobrecalentado. Además, se está estudiando la posibilidad de usar aire como HTF. [55][56][57]

Dentro de las sales fundidas suelen emplearse tres composiciones distintas:

- Sal solar: 60% NaNO_3 –40% KNO_3 . Esta sal funde a 227°C y solidifica a una temperatura de 235°C. Durante el funcionamiento la temperatura de esta sal suele variar entre los 300°C y los 400°C, pudiendo alcanzar temperaturas de hasta 600°C, punto a partir del cual empezaría a degradarse. [59][85]
- Hitec XL: 48% $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ –7% NaNO_3 –45% KNO_3 . Esta sal funde a 133°C y puede ser estable hasta los 500°C. [60]

- Hitec: 40%NaNO₂ –7% NaNO₃ –53% KNO₃. Su temperatura de fusión es de 142°C y trabaja de forma estable entre los 149°C y los 454°C. [54][61]

Aunque la eficacia de usar sales como HTF ya ha sido demostrada, en los proyectos iniciales como PS10, PS20 o Solar ONE se usó agua o vapor de agua. Sin embargo, aparecieron problemas de control en las zonas donde había variaciones de los coeficientes de transferencia de calor, como las calderas o los supercalentadores. [55][56]

Almacenamiento: Thermal Saving Storage (TES)

Para cubrir la demanda cuando la luz solar no sea suficiente existe la posibilidad de almacenar el exceso de energía térmica producida durante las horas de sol y emplearla cuando sea necesario. Esta es una ventaja característica de las centrales solares térmicas que las diferencia claramente de las fotovoltaicas, ya que permite tener mayor flexibilidad a la hora de cumplir con la demanda, adaptándose fácilmente a los cambios de legislación y mejorando la eficiencia de la central. [54][62]

El almacenamiento de energía puede hacerse de tres maneras diferentes: como calor sensible, para corto plazo, y como calor latente o mediante almacenamiento de energía termoquímica para periodos más largos de tiempo. A su vez podemos distinguir entre sistemas directos, si se emplea el fluido de transferencia de calor (HTF) como medio de almacenaje; o sistemas indirectos si se emplean fluidos distintos. El método indirecto requiere de la instalación de intercambiadores de calor adicionales, por lo que se asumen mayores pérdidas energéticas. [62]

A la hora de elegir el medio de almacenaje las propiedades más importantes a tener en cuenta son la densidad y el calor específico. Está comprobado que las sales fundidas son la mejor alternativa, aunque en algunos casos puede utilizarse vapor para periodos cortos de tiempo. [55][62]

El método más utilizado es el de los dos tanques: uno con sales a baja temperatura y otro a alta, cada uno de ellos con la capacidad suficiente como para guardar la totalidad de las sales. Las temperaturas alcanzadas en el caso de usar sales solares se encuentran entre los 288°C para el tanque frío y los 388°C para el caliente, aunque estos valores pueden variar de unas centrales a otras. [54][59][62]

De este modo, durante las horas de luz las sales abandonan el tanque frío, se calientan gracias a la radiación solar y pasan al tanque caliente. Posteriormente, cuando la radiación solar es insuficiente, se emplean esas sales en la generación de electricidad, almacenándose después en el tanque frío de nuevo. En la imagen de abajo (ilustración 18) aparece ejemplificado el proceso de llenado del tanque caliente durante las horas de Sol. [62]

El aislamiento de estos tanques es un aspecto clave en el almacenamiento de energía, ya que se deben evitar las pérdidas energéticas y, sobre todo, impedir la solidificación de las sales. Para aislar de una forma eficiente se suelen usar materiales como mantas de lana mineral recubiertas de aluminio corrugado. Además, se colocan calentadores eléctricos y sistemas de control de la presión y temperatura en los tanques y conductos para mantener las sales por encima del punto de solidificación. Del mismo modo, antes de proceder al llenado de un tanque, éste debe ser precalentado para prevenir que las sales cristalicen al entrar en contacto con las paredes del mismo. [59] [62]

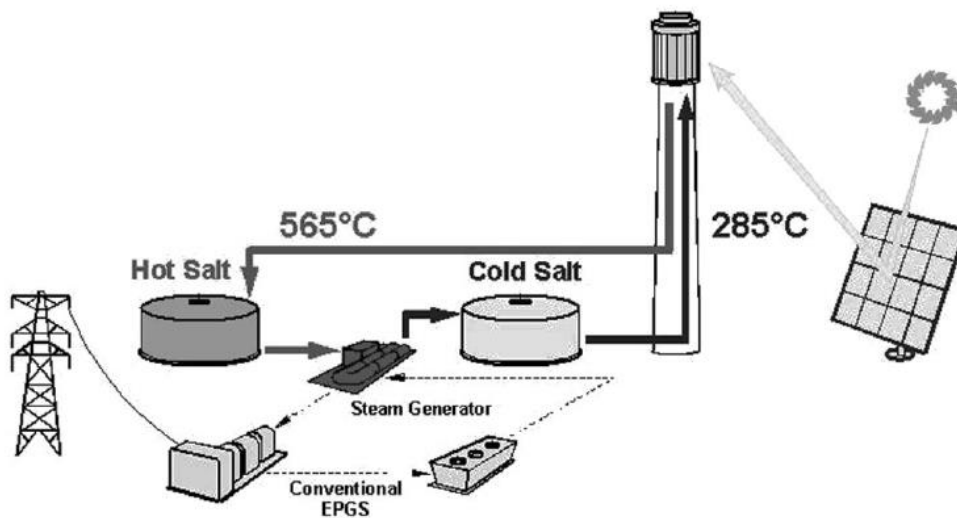


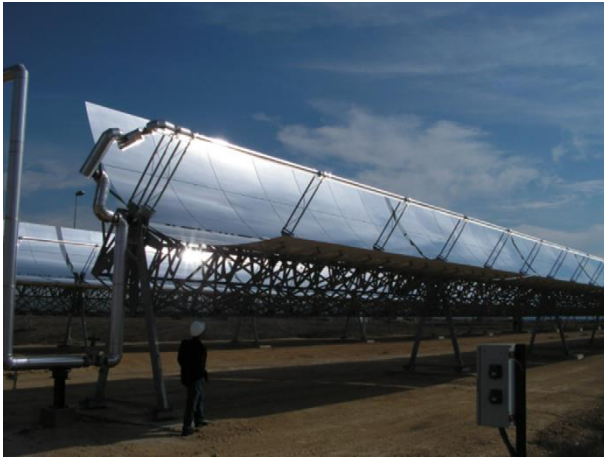
Fig. 3 Schematic of a Molten Salt Power Tower

Ilustración 18. Almacenamiento de energía térmica [56]

Tipos de centrales solares térmicas

Actualmente existen cuatro tipos de centrales termosolares diferentes, en función del tipo de colector y receptor que tengan. De este modo, según cómo concentren la radiación solar y como sea la tecnología de recepción podemos distinguir: [55]

- **Espejos cilindro-parabólicos:**



Es la tecnología más avanzada hasta la fecha. Emplean receptores lineales y siguen al Sol respecto a un eje. Suelen trabajar a bajas temperaturas (200°C-500°C) y utilizar aceites sintéticos. [63]

Ilustración 19. Central termosolar de espejos cilindro-parabólicos [54]

- **Fresnel:**

Al igual que los cilindro-parabólicos, emplean receptores lineales, siguen al Sol respecto a un eje y trabajan a bajas temperaturas. Son sencillos y su construcción supone una inversión baja, ya que los reflectores consisten en espejos de vidrio planos que, a través de las variaciones en el ángulo de inclinación, simulan un espejo curvo. Esto hace que la materia prima sea muy asequible, aunque su eficiencia se ve reducida respecto a los cilindro-parabólicos. [55][64]



Ilustración 20. Central termosolar de espejos Fresnel [54]



Ilustración 21. Central termosolar de disco Stirling [54]

- **Disco Stirling:**

Consisten en un receptor formado por un disco parabólico, que concentra la radiación solar en un punto, y un motor Stirling situado en el foco. Estas centrales siguen al Sol respecto a dos ejes y se caracterizan por su sencillez de operación y alto nivel de automatización. [65]

- **Torre solar o receptor central:**

En estas centrales una serie de espejos, denominados heliostatos, siguen la trayectoria del Sol respecto a dos ejes y concentran su radiación en el receptor, el cual se encuentra en la parte superior de una torre. Para este tipo existen diferentes configuraciones de receptores, los más comunes son el receptor de cavidad, de partículas, el exterior y el volumétrico. [54][55][56][66]



Ilustración 22. Central termosolar de torre [54]

Centrales híbridas

La tecnología termosolar puede ser integrada en las centrales térmicas clásicas y así funcionar como una central híbrida, pudiendo cubrir la demanda energética durante la noche o bien cuando la luz solar no fuera suficiente. De este modo, gracias al almacenamiento y al hecho de poder combinar energía solar y combustibles fósiles, pueden generar electricidad con un alto factor de capacidad anual. [54][55]

Además, cabe señalar que, a parte de los combustibles usados tradicionalmente, como pueden ser el petróleo o el gas natural, también se está estudiando la posibilidad de usar otros más respetuosos con el medio ambiente como los bio-combustibles. [54]

Si por otro lado quisiéramos desarrollar a nivel comercial plantas que funcionaran exclusivamente con tecnología solar, éstas deberían ser de un tamaño considerable

(mayores que solar TWO) para poder aprovechar las economías de escala y que el proyecto fuera económicamente rentable. [56]

Aspectos técnicos

A pesar de que hoy en día estas tecnologías se encuentran bastante desarrolladas, aún tenemos una serie de problemas que deberán ser mejorados en el futuro. Entre ellos podemos destacar:

- Predicción de la radiación solar y de la demanda energética:

Para mejorar la eficiencia de los colectores sería necesaria información más precisa sobre cuál es la fracción de radiación solar directa que se alcanza a nivel del suelo. Para ello no sólo necesitamos mejoras en el desarrollo de los softwares de control, sino que también debemos disponer de datos reales.

Del mismo modo es necesaria una información más precisa sobre las necesidades energéticas del área donde se realice la instalación y sobre cómo es su red de transporte de energía para así poder optimizar el tamaño y la operación de las centrales.

El principal problema que nos encontramos aquí es la disponibilidad de dicha información, ya que en la mayoría de los casos los gobiernos y organizaciones se muestran reacios a compartirla. [54]

- Campo solar:

En este caso nos encontramos con problemas asociados a la eficiencia y los costes. Los espejos encargados de recoger la radiación solar tienen muy buenas propiedades pero su coste es muy elevado, llegando a suponer el 50% del total de la instalación. Por este motivo se busca mejorar la eficiencia de los mismos. [54]

El mantenimiento de los espejos también es un aspecto clave que se debe solucionar. Estas centrales suelen estar situadas en terrenos secos donde abunda la arena y el polvo, los cuales empeoran el desempeño de los colectores al posarse sobre su superficie. Esto supone costes adicionales de agua para limpieza.

Otras trabas que pueden surgir son conflictos con el uso del terreno, ya que se necesita una superficie muy grande para instalar el campo de espejos. Una solución sería optimizar la densidad de éste, sin embargo, no es sencillo. Comparando los diferentes tipos de centrales vemos que en cilindro-parabólico se deben dejar muchos espacios para evitar sombras y bloqueos, de modo que la densidad baja hasta un 26%. En el caso de las torres de concentración podemos aumentar este valor hasta un 35%, mientras que en Fresnel se puede

llegar a un número más alto, pero disminuyendo la eficiencia de los dispositivos. [54]

- Receptor:

En los receptores se debe intentar minimizar las pérdidas de calor hacia el exterior, las cuales ocurren por convección del aire que los rodea, por la radiación emitida por la superficie caliente hacia el exterior y por las pérdidas debidas a las propiedades de los materiales. [57]

Sin embargo, para conseguir esta reducción de las pérdidas debemos enfrentarnos a problemas ambientales y de costes. Los receptores que trabajan a bajas temperaturas (entre los 200°C y los 500°C), como en las centrales cilindro-parabólicas y Fresnel, están normalmente recubiertos por una capa que bloquea las radiaciones infrarrojas, la cual suele obtenerse a través de deposición electrolítica de metales pesados y supone unos costes, tanto económicos como ambientales, muy elevados. Por otro lado, aquellos que trabajan a altas temperaturas (entre los 600°C y los 1000°C), como es el caso de las centrales de torre o de disco Stirling, necesitan de materiales capaces de soportarlas y de resistir la oxidación resultante, con lo cual suelen ser muy costosos. [54]

- Fluido de transferencia de calor (HTF) y almacenamiento de energía:

En este aspecto los principales problemas aparecen en fluidos como los aceites sintéticos o las sales fundidas, y están de nuevo relacionados con costes elevados y un gran impacto medioambiental.

Además, otra dificultad que hay que salvar en el caso de las sales es el riesgo de cristalización de las mismas, ya que su temperatura de solidificación se encuentra en torno a los 140°C-250°C, muy superior a la temperatura ambiente de la instalación. Por este motivo es necesario un buen aislamiento y un sistema de control de las temperaturas a lo largo de toda la instalación. [54][59]

- Pérdidas de calor:

Las pérdidas de calor, tanto en el receptor como en los conductos del circuito, es uno de los principales problemas a los que nos vamos a enfrentar, por ello la instalación de un buen aislamiento resulta crucial. Estos aislamientos suelen estar formados por algún tipo de material aislante protegido por una cubierta de aluminio. [59]

Debemos tener en cuenta que las mayores pérdidas se dan allí donde se producen puentes térmicos, es decir, en los puntos que, debido a la unión de diferentes materiales o a un cambio de espesor de los mismos, disminuye la resistencia térmica y la transferencia de calor se ve favorecida. Se debe prestar especial atención a los cimientos de los tanques de almacenamiento, uniones

entre las diferentes partes de la instalación y los puntos donde estén situados los elementos de control, como termopares, válvulas y otros sensores. [59][67]

- Consumo de agua:

El consumo excesivo de agua en las centrales es otro problema que debe solucionarse en un futuro, ya que esta se suele usar para refrigeración y para la limpieza de los espejos del campo solar. [54]

Centrales solares de torre

Una vez explicadas de manera general las principales características que presentan las centrales termosolares centraremos este trabajo en el estudio de las centrales de torre, ya que son las que presentan mejores perspectivas para el futuro.

Table 1
Comparison of the four CSP families.

CSP technology	Parabolic trough	Central receiver	Linear Fresnel	Dish
Solar collector [6]	Line focus	Point focus	Line focus	Point focus
Solar receiver [6]	Mobile	Fixed	Fixed	Mobile
Power conversion cycle	RC, CC	RC, BC, CC	RC	RC, SC
Concentration ratio [11]	70–80	> 1 000	> 60	> 1 300
Solar field slope (%) [11]	< 1–2	< 2–4	< 4	10 or more
Working temperature (°C)	Medium	Higher	Relatively lower	Highest
Current efficiency (%) [35]	15–16	16–17	08–10	20–25
Plant peak efficiency (%) [11]	14–20	23–35	18	30
Typical capacity (MW) [11,29]	10–300	10–200	10–200	0.01–0.025
Annual capacity factor (%) [11]	25–28 (without storage) 29–43 (with 7 h storage)	55 (with 10 h storage)	22–24 (without storage)	25–28 (without storage)
Development status [29,33]	Commercial proven	Commercial	Pilot project	Demonstration stage
Technology development risk [11,29]	Low	Medium	Medium	Medium
Outlook for improvements [6]	Limited	Very significant	Significant	Via mass production
Efficiency with improvements [33]	18	25–28	12	30
Relative rise of efficiency after improvements (%) [33]	20	40–65	25	25

Ilustración 23. Tabla comparativa de las diferentes tecnologías termosolares [55]

En la tabla se muestra una comparación de las cuatro tecnologías anteriormente mencionadas. Podemos observar que el receptor central es, después de la cilindro-parabólica, la tecnología más desarrollada, ya que ya opera a nivel comercial, presenta un riesgo moderado y se esperan en el futuro grandes mejoras que optimizarían su funcionamiento. Estas centrales ofrecen rangos de temperatura más altos (por encima de 1000°) y por tanto más eficiencia en la conversión de potencia, de este modo las centrales de torre son las que tienen un mejor desempeño y permitirían una producción de electricidad a un precio más razonable. [56]

Funcionamiento de las centrales solares de torre

En este apartado se va a detallar de una forma más específica las características y peculiaridades de cada una de las partes que conforman este tipo de centrales, para permitir un conocimiento más en profundidad de las mismas.

Recolección de energía solar en las centrales de torre

En estas centrales el sistema de recolección de la energía solar consiste en un campo de heliostatos que rodean la torre central. Estos heliostatos siguen la trayectoria del sol y, posicionando su superficie en un plano normal a la bisectriz del ángulo formado entre el Sol y el receptor central, situado en la parte superior de la torre, reflejan su radiación en él. [55]

Como se puede observar en la Ilustración 24, cada heliostato está compuesto por una serie de espejos, un marco y soporte y un sistema de control y seguimiento. Este sistema de seguimiento del Sol puede ser en bucle abierto o en bucle cerrado. El primero está basado en la formulación astronómica (relacionando la posición del Sol con un sistema geométrico), está controlado computacionalmente y supone una solución confiable y a bajo coste, por lo que es recomendable para campos solares grandes. Por otra parte, el sistema en bucle cerrado está formado por sensores que siguen la posición del Sol, lo que lo hace más preciso y más útil para campos solares pequeños. Sin embargo, la eficiencia disminuye mucho en días nublados. [55]

Por otra parte se pueden diferenciar a su vez dos métodos de rastreo de la luz solar: A-E (Azimut-Elevation) y S-E (Spinning-Elevation). Comparando ambas opciones se ha demostrado que el S-E permite un mejor rendimiento, aportando un nivel de radiación solar más uniforme y reduciendo las pérdidas en torno a un 10-30%. Además, este método requiere de un menor consumo energético. [55]

Como hemos mencionado anteriormente, este sistema es muy crítico para la central porque representa un 50% del coste y tiene unas pérdidas energéticas del 47%. Por este motivo la eficiencia de los espejos es crucial para su buen funcionamiento. El desempeño de este campo de heliostatos depende de diferentes parámetros como pueden ser la eficiencia óptica, el efecto coseno⁴, las sombras y los bloqueos que puedan producirse, la reflectividad del material o la atenuación atmosférica. [55]

Por ello, es muy importante realizar una correcta distribución de los espejos, de forma que se ocupe el menor espacio posible sin disminuir la eficiencia. Entre las distintas configuraciones podemos encontrar distribuciones radiales, toroidales o inspiradas en

⁴ El efecto coseno se define por la pérdida de radiación solar que se produce al no encontrarse la superficie del espejo perpendicular a los rayos incidentes. De este modo la radiación reflejada es el producto de la total por el coseno del ángulo formado por la radiación solar y la normal a la superficie de incidencia. [68]

la naturaleza, siguiendo patrones filotácticos o en forma de espiral. También se ha demostrado que las pérdidas ópticas se vuelven más significativas en heliostatos que se encuentran a una distancia de la torre mayor que cuatro veces la altura de la misma. [55][57]

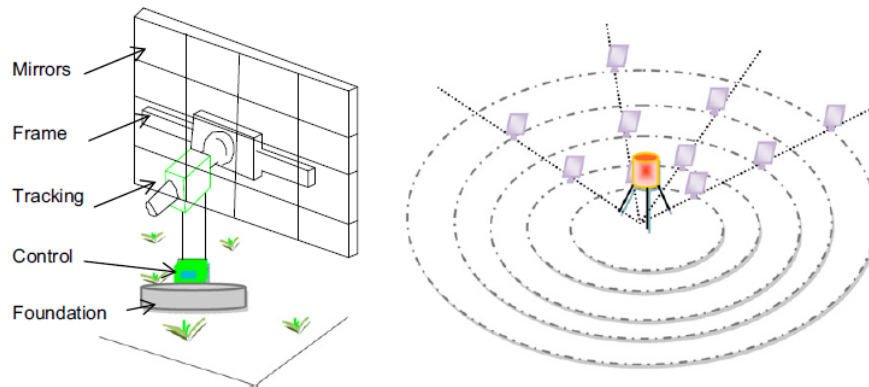


Fig. 8. Basic concept of heliostat (left); radial staggered layout for positioning heliostats (right).

Ilustración 24. Esquema de un heliostato (izquierda) y distribución radial de un campo de heliostatos (derecha) [55]

Receptores en las centrales de torre

En este tipo de centrales el receptor se encuentra en la parte superior de la torre, la cual está rodeada por el campo de heliostatos. Su diseño es clave para el correcto funcionamiento de la central, además, es uno de los puntos donde se invierte más, llevándose cerca de un 20% del presupuesto de la instalación. Se pueden distinguir cuatro modelos de receptores: [55] [57]

- De cavidad

Es el más común. En él la radiación pasa a través de una apertura a una estructura en forma de caja para después llegar a la superficie de transferencia de calor. [55]

En su interior tiene una serie de tubos verticales por los que circula el HTF, normalmente sales fundidas. Estas sales se calientan y pasan por una serie de intercambiadores de calor para transferir su energía térmica al fluido que realiza el ciclo de potencia, agua en el caso de Rankine o aire en Brayton. [69]

- Volumétrico

Consiste en estructuras porosas de material metálico o cerámico. En ellas la absorción de la radiación solar se produce dentro del volumen del receptor en lugar de en la superficie exterior, lo que hace que puedan alcanzarse unas temperaturas de operación muy elevadas (hasta 1000°). En ellos se produce el

llamado efecto volumétrico, en el cual la temperatura de la superficie irradiada es menor que la del interior del medio. El HTF que suele emplearse en estos casos es aire, el cual es empujado por la estructura porosa y calentado por convección. [55][56][70]

- De partículas

Se emplean partículas que absorben directamente la radiación solar, de este modo no se necesitan intercambiadores de calor y las temperaturas máximas alcanzadas pueden ser mayores. Otra ventaja es que las partículas pueden ser utilizadas a la vez como HTF y como medio de almacenaje de energía. [55]

- Exterior

Este modelo de receptor está formado por una serie de paneles en los que se ensamblan tubos metálicos de poco espesor, que son los que absorben la radiación solar proveniente del campo de heliostatos. Estos paneles forman en su conjunto un receptor cilíndrico que puede recibir radiación desde todas las direcciones. Para evitar pérdidas energéticas en la cara interior de los tubos, esa parte suele estar recubierta con materiales aislantes y/o refractarios.

El fluido caloportador utilizado son sales fundidas que circulan por el interior de los tubos y se calientan por convección. Las configuraciones de flujo de las sales pueden variar de unos receptores a otros, en la ilustración 25 podemos observar ocho configuraciones distintas en función de si hay una trayectoria de flujo (modelos del 5 al 8) o dos con caminos entrecruzados (1 y 2) o separados (3 y 4). [71] [75] [72]

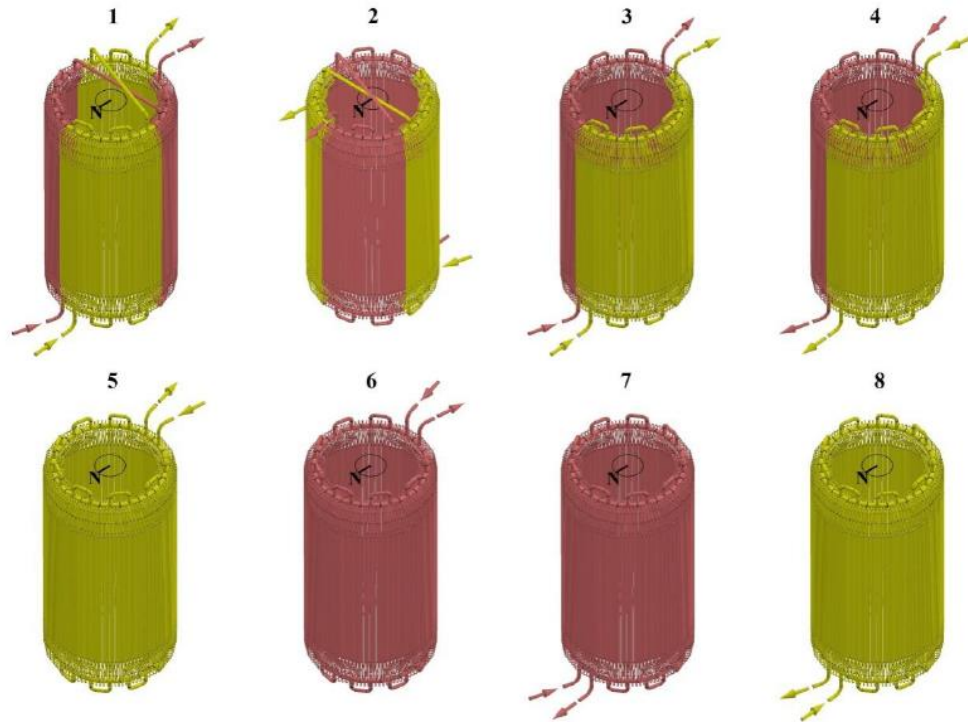


Ilustración 25. Distintas configuraciones de flujo para el receptor exterior [72]

Sin embargo, unas configuraciones resultan más óptimas que otras. Por ejemplo, aquellas que tienen únicamente una trayectoria han demostrado tener mayores pérdidas de presión y, por tanto, más consumo de potencia. Además, dentro de las opciones con dos recorridos diferentes resultan más eficientes las que tienen un flujo en dirección Sur-Norte, ya que el flujo solar es máximo en la cara norte del receptor.⁵

Conversión de potencia en las centrales de torre

La eficiencia de conversión en energía eléctrica depende del ciclo termodinámico que se emplee. En las centrales de torre encontramos principalmente tres tecnologías diferentes:

- Ciclo Brayton

Se instala una turbina de gas próxima al receptor para reducir así las pérdidas de energía. En este caso la energía obtenida se empleará para calentar un flujo de aire, proveniente de un compresor a 100°C, hasta una temperatura superior a 1000°C para después pasar por una turbina de gas, produciendo energía eléctrica.

⁵ En el caso de centrales solares situadas en el hemisferio norte.

Las principales ventajas de este ciclo son la alta eficiencia alcanzada, debido a las elevadas temperaturas de trabajo, y la posibilidad de realizar una central híbrida de manera eficiente. [55]

- Ciclo Rankine

Suele utilizarse en los receptores de cavidad con sales fundidas. De este modo el calor de las sales se emplea en los intercambiadores de calor para producir vapor de agua, el cual pasará por una turbina para generar electricidad. [69]

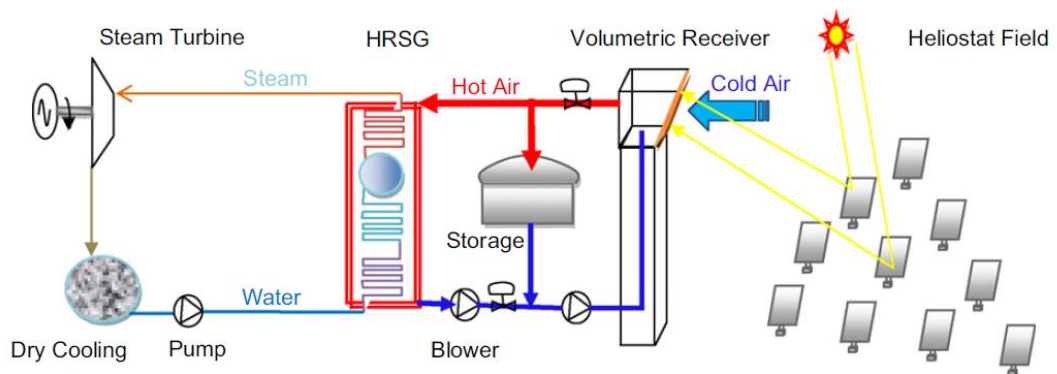


Fig. 18. Solar power tower with atmospheric air volumetric receiver (Jülich-Like plant).

Ilustración 26. Esquema de central de torre con ciclo Rankine [55]

También, para mejorar la capacidad de conversión de potencia del ciclo, puede aplicarse un recalentamiento en el ciclo Rankine:

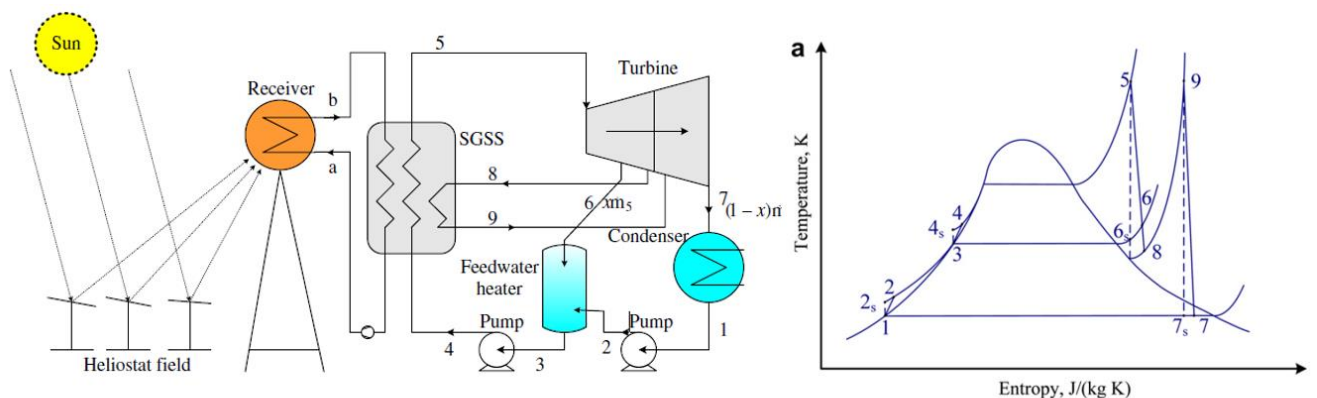


Fig. 8. Schematic of a solar tower power plant with a reheat process in the advanced power cycle (System 2 or 3).

Ilustración 27. Esquema de central de torre con ciclo Rankine con recalentamiento (izquierda) y diagrama T-S del mismo (derecha) [69]

- Ciclo combinado:

La energía solar puede ser utilizada en la turbina de gas de un ciclo combinado para realizar el precalentamiento del aire que sale del compresor, antes de entrar en la cámara de combustión. Esto supone una mejora en la eficiencia e incluso permitiría reducir el tamaño del campo de heliostatos y ahorrar en costes en la instalación solar. El precalentamiento del aire podría realizarse bien con receptores de sales fundidas o con receptores volumétricos, donde ya tendríamos aire como fluido de transferencia de calor. [56]

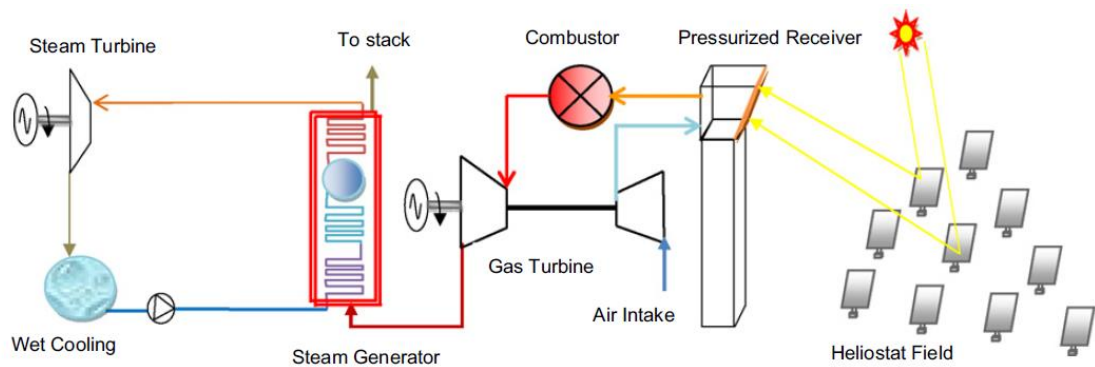


Fig. 19. Solar hybrid gas turbine combined cycle.

Ilustración 28. Esquema de central de torre con ciclo combinado [55]

Descripción del proyecto

El desarrollo de este TFG está comprendido dentro de un proyecto de mayor alcance llamado *Estudio y Diseño de Nuevos Receptores Centrales Solares*, desarrollado por el departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la Universidad Carlos III de Madrid. Este se centra en el estudio de las centrales térmicas de concentración que tienen receptor exterior y emplean sales fundidas como fluido de transferencia de calor. El objetivo principal del mismo es analizar en profundidad la distribución de temperaturas, tanto en el fluido como en la pared del tubo receptor, y las tensiones térmicas que se producen en este desde un punto de vista experimental. Para ello, se ha construido una instalación, cuyos componentes se detallarán más adelante, en la que se llevarán a cabo experimentos bajo diferentes condiciones operativas, y cuyos resultados se espera que contribuyan al mejor entendimiento del problema térmico-mecánico que se plantea.

El receptor exterior es uno de los elementos con mayor interés de estudio dentro de una central solar de concentración. Es una parte crucial y muy sensible debido a las características del flujo de calor que recibe, ya que este solamente incide sobre la cara frontal, mientras que el lado posterior tiene un comportamiento prácticamente adiabático, y, además, puede variar a lo largo del día entre 0.2 y 1MW/m^2 , lo cual genera fatiga en los tubos. Por otro lado, cabe señalar que el receptor es una de las partes más costosas de la central, representando un 20% de la inversión inicial de la misma, y no debemos olvidar que la cantidad de radiación solar absorbida depende finalmente de la calidad del diseño del mismo y que el desarrollo de un modelo eficiente permitirá prolongar la vida de la central. [73] [75] [81] [82]

De este modo, es de vital importancia predecir la distribución de temperaturas tanto en el fluido de trabajo como en la pared del receptor, así como las tensiones que puedan producirse en los tubos. Ambos conceptos están estrechamente relacionados, ya que las tensiones son provocadas por diferentes factores tales como el poder corrosivo de las sales, las altas temperaturas o los diferentes flujos de calor que se producen a lo largo del día. De ellos, la temperatura afecta especialmente, ya que, si se alcanzan valores muy elevados, se puede causar la descomposición de las sales, produciendo óxidos y nitritos que empeorarían los problemas de corrosión del tubo. Por tanto, las temperaturas deben estar en un rango en el cual no produzcan ni la solidificación ni la descomposición de las sales y que además no generen altas tensiones en el material del tubo receptor, ya que, en el peor de los casos, podrían llegar a generarse deformaciones plásticas. [73] [75]

Como se ha explicado en secciones anteriores de este trabajo, el receptor de tipo exterior está formado por una serie de tubos de poco espesor y material metálico ensamblados en paneles formando un cilindro, el cual se sitúa en lo alto de la torre de

la central. Sin embargo, en este proyecto no se plantea el estudio del receptor en su conjunto, sino que se ha limitado al análisis de un único tubo.

El objetivo del proyecto es la realización de una serie de medidas experimentales en la instalación bajo unas condiciones de trabajo controladas para así comprobar la validez de los modelos de turbulencia de los métodos numéricos y también poder obtener parámetros fundamentales para el diseño del receptor. Finalmente, los resultados y conclusiones obtenidas durante el desarrollo del proyecto serán empleados para el diseño de nuevos modelos de receptor exterior que minimizaran las tensiones térmicas a las que están expuestos sin comprometer la eficiencia de los mismos. [73]

Parámetros a tener en cuenta en el diseño de tubos receptores

Anteriormente ya se ha mencionado que el objeto de estudio de este proyecto es el tubo que forma el receptor exterior. En este apartado se pretende explicar cuáles son los principales parámetros de diseño que afectan o limitan el rendimiento de los tubos del receptor y cuáles son las zonas más críticas de los tubos receptores, esto es, donde se dan las condiciones más extremas.

Como norma general, un receptor bien diseñado es aquel que permite una distribución de temperaturas lo más homogénea posible. Si se alcanzan valores muy elevados en determinadas zonas del receptor puede ser muy perjudicial, ya que afecta de manera significativa a las tensiones producidas en el tubo, y, además, podría superarse la temperatura de degradación de las sales, favoreciendo la corrosión del material.

Por tanto, es de vital importancia localizar los puntos críticos de los tubos que forman el receptor. Como es de esperar, la máxima temperatura se alcanza en la pared exterior en el área donde incide el máximo flujo de calor, esto es, en la zona central del tubo. Sin embargo, debemos tener en cuenta que el parámetro más limitante en el diseño del receptor no es la temperatura de la pared exterior del tubo sino la temperatura de película⁶, ya que es la que determina la descomposición de las sales y la consecuente corrosión del tubo. [81] [75] [71]

Por otro lado, en el estudio de las tensiones producidas en el tubo, se ha demostrado que las zonas más problemáticas son las paredes interior y exterior del lado frontal del tubo. No obstante, cabe señalar que los parámetros más significativos no son los valores de las temperaturas en sí, sino los contrastes que pueda haber entre diferentes zonas.

⁶ La temperatura de película se define como la temperatura de las moléculas líquidas adheridas a la superficie del tubo. A pesar de que el fluido se encuentre en movimiento en el interior del tubo, las moléculas del mismo que se encuentran en contacto directo con las paredes prácticamente no se desplazan, por lo que son más susceptibles a sufrir mayores aumentos de temperatura. [83]

De este modo, se debe prestar especial atención a las diferencias de temperatura entre los lados frontal y trasero, así como entre las paredes interior y exterior. [75]

Una vez analizados los puntos más problemáticos, se debe tener en cuenta cómo afectan los parámetros de diseño a los valores de temperatura y tensiones en los mismos. Uno de las primeras cuestiones a considerar es el diámetro de los tubos y el número de paneles del receptor. Sabemos que con tamaños pequeños de diámetro y pocos paneles se obtienen temperaturas de película más bajas y la diferencia de temperaturas entre la parte frontal y trasera de los tubos es menor. No obstante, también se produce un aumento en las pérdidas de presión del tubo, por lo que se debe encontrar un equilibrio para encontrar el diseño óptimo. [81] [75]

Por otra parte, el espesor de los tubos también juega un papel importante en el diseño óptimo de los receptores. Espesores gruesos aumentan el porcentaje de calentamiento por conducción y provocan mayores tensiones en las paredes del tubo, de modo que los tubos deben ser de poco espesor para favorecer el calentamiento por convección de las sales que circulan en su interior. Este concepto está relacionado con el número de Biot⁷, el cual relaciona la transferencia de calor por conducción en la pared del tubo y por convección dentro del fluido, de manera que en nuestro caso debe ser menor a la unidad. [82]

De la misma manera, el número de Reynolds⁸ también es un parámetro a tener en consideración, ya que afecta a la temperatura máxima alcanzada: para un valor de diámetro fijado, a mayor valor de Re y, por tanto, mayor velocidad del fluido, la temperatura máxima alcanzada es menor y el perfil de temperaturas es más homogéneo. [75]

Por último, también podría tenerse en cuenta cuál de los tubos del receptor es el que soporta las condiciones más extremas. Como se ha comentado durante la introducción de este trabajo, en el hemisferio norte el flujo máximo de calor incidiría sobre el lado norte del receptor, por tanto, en principio habría que prestar especial atención a los tubos que ahí se sitúen. No obstante, hay otros condicionantes a tener en cuenta a la hora de analizar cuáles serían los tubos más críticos, como, por ejemplo, la temperatura de las sales que circulan por el interior del receptor en esa área. [81]

⁷ El número de Biot se define por la fórmula $Bi = \frac{h \cdot e}{k}$, siendo h el coeficiente de transferencia de calor en las sales en W/m^2K , e el espesor del tubo en m y k la conductividad térmica del tubo en W/mK .

⁸ La fórmula del número de Reynolds es $Re = \frac{\rho \cdot U \cdot D}{\mu}$, siendo ρ la densidad del fluido en kg/m^3 , U la velocidad en m/s , D el diámetro interior del tubo en m y μ la viscosidad del fluido.

Descripción de la instalación experimental

Gran parte del peso de este proyecto recae en la toma de medidas experimentales, ya que de estos resultados dependerá la obtención de los parámetros de diseño de los nuevos receptores, el cual sería el objetivo último del proyecto. Para ello se ha construido una instalación en el laboratorio de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la Universidad con el fin de simular el ciclo de calentamiento que sufren las sales al circular por el interior de unos de los tubos del receptor. En dicha instalación pueden distinguirse tres subsistemas:

Circuito de sales

Se ha planteado un circuito cerrado en el cual las sales salen de un tanque a través de unas tuberías para llegar al tubo receptor y después regresar de nuevo al punto inicial. En este diseño no se ha incluido la parte de aprovechamiento de la energía térmica de las sales a través de un ciclo de potencia, que sería el siguiente paso en una central real, ya que está fuera del alcance del proyecto. Los elementos que conforman este circuito son los siguientes:

Tuberías:

Están hechas de acero inoxidable 316L, con un diámetro de 60 mm, y conectan los diferentes elementos del circuito. [73] [74]

Las tuberías están colocadas de manera que tienen cierta inclinación hacia el tanque. Esto es así para que cuando las sales dejen de circular caigan hacia el tanque con mayor facilidad, evitando se queden restos en los codos del circuito que posteriormente puedan solidificar y producir problemas en la siguiente puesta en marcha.

Tanque de almacenamiento:

Es un depósito cilíndrico con una capacidad de 600 litros hecho de acero inoxidable 316. En su interior alberga una bomba para hacer circular las sales, así como una serie de resistencias para impedir que la temperatura de las mismas descienda a niveles críticos. [73] [74]

Aislamiento:

Tanto las tuberías como el tanque están recubiertos por una capa de material aislante de 200mm de espesor para minimizar las pérdidas por convección al exterior, y envueltos después por una chapa metálica para minimizar las pérdidas de energía térmica por radiación.

El material escogido fue lana de roca, ya que, como se muestra en la ilustración 29, presenta una baja conductividad térmica, alta resistencia al fuego y puede trabajar a altas temperaturas, llegando hasta los 750°C, lo cual hace a este material idóneo para esta aplicación. [76]

Basic features of the commonly met insulating materials, current state of the art

Main physical features	Material				
	Glass wool	Stone wool	Extruded polystyrene	Expanded polystyrene	Polyurethane foam
Density (kg/m ³)					
Minimum	13	30	20	18	30
Maximum	100	180	80	50	80
Thermal conductivity factor, λ (W/mK)					
Minimum	0.030	0.033	0.025	0.029	0.020
Maximum	0.045	0.045	0.035	0.041	0.027
Temperature application range (°C)					
Minimum	-100	-100	-60	-80	-50
Maximum	500	750	75	80	120
Resistance to vapour diffusion factor					
Minimum	<1	<1	80	25	50
Maximum	1	1	200	200	>100
Humidity assimilation rate (at 23°C/80% RH)					
Minimum	<0.1	<0.1	<1 ^a	5 ^a	5 ^a
Maximum	1	1.5			
Reaction to fire class					
Minimum	A1	A1	B1	B1	B1
Maximum	A2	A2	B2	B2	B2

Ilustración 29. Tabla de propiedades de materiales aislantes [76]

Tubo receptor:

Sobre él se realizarán las medidas en las que se centra este proyecto. El tubo está hecho de acero inoxidable 316L, tiene unas dimensiones de 1 m de longitud, 60 mm de diámetro y 4 mm de espesor. [73] [74]

Bomba:

El modelo seleccionado es GVS0 40/250 de Friatec. Esta se encuentra en el interior del tanque y es capaz de suministrar un caudal máximo de 28 kgs/s. Este caudal puede ser

regulado a través de un variador de frecuencia, ya que el objetivo es que se opere a números de Reynolds del orden de $5 \cdot 10^4$.⁹[73]



Ilustración 30. Tanque de sales y bomba

Inductor:

Para reproducir la radiación proveniente del campo de heliostatos se ha recurrido a un inductor situado en un lateral del tubo. De este modo, pretendemos simular las mismas condiciones de calentamiento de un tubo receptor real, ya que solo uno de los lados del tubo está expuesto al flujo de calor, mientras el otro se comporta de una manera prácticamente adiabática. [74]

⁹ Estos números de Reynolds son los correspondientes a dicha instalación operando a las velocidades máximas a las que trabajan los receptores de los centrales ya construidas. [73]

Se ha elegido el método de calentamiento por inducción para la instalación por su precisión y rapidez, ya que pueden alcanzarse altas temperaturas en el área de incidencia de forma instantánea. Además, este método sólo afecta a componentes metálicos, por lo que calentaría el tubo sin influenciar en el fluido que circule por su interior, y con él no se producen pérdidas energéticas, toda la energía electromagnética de la bobina se transforma en energía térmica, por lo que ayuda a mejorar la eficiencia de la instalación. [77]

El calentamiento por inducción es una aplicación directa de las leyes de Ampere, Faraday y Joule. El principio de funcionamiento consiste en hacer pasar una corriente eléctrica alterna a través del inductor, lo cual genera un campo magnético también alterno. Por otra parte, el tubo receptor es un material conductor que se encuentra afectado por este campo magnético, de modo que, según la ley de Faraday, se generará una fuerza electro motriz (f_{em}) en su interior, que provocará unas corrientes inducidas, también llamadas corrientes de Foucault. Estas son las últimas responsables del calentamiento de la pieza metálica a través del efecto Joule, el cual explica el calentamiento de un material cuando por éste circulan corrientes eléctricas.¹⁰ [77]

El modelo de inductor utilizado es Sinac 6 SH de 350 kHz, el cual está formado por un convertidor de frecuencia situado en un armario cerrado y una estación de calentamiento externa (heating station) donde se encuentra la bobina de inducción. En él, a través de un panel de control, pueden programarse diferentes curvas de calentamiento a distintos niveles de potencia, siendo el valor máximo de que puede proporcionar el inductor de 10 kW.

El inductor elegido ha sido una bobina rectangular de 100 mm x 10 mm x 10 mm que se encuentra situada a 3mm de distancia de la superficie del tubo receptor, ya que la separación óptima entre bobina y pieza de trabajo es de entre 1 y 3 mm, a partir de aquí conforme se aumenta la distancia disminuye la precisión. En este caso también se incluye un concentrador de flujo magnético que permite dirigirlo en una determinada dirección. De este modo se consigue canalizar el flujo magnético hacia la pieza a calentar y aumentar la intensidad de las corrientes inducidas, mejorando así la eficiencia. Además, evitamos que este campo magnético afecte a otros componentes del sistema e interfiera con el sistema de adquisición de datos o con otros aparatos. [79]

¹⁰ La ley de Joule explica que parte de la energía eléctrica se pierde en forma de energía térmica siguiendo la ecuación $P=I^2R$, siendo P la potencia térmica en W, I la intensidad de la corriente en amperios que circule por el material y R la resistencia eléctrica del mismo, en ohmios. [78]

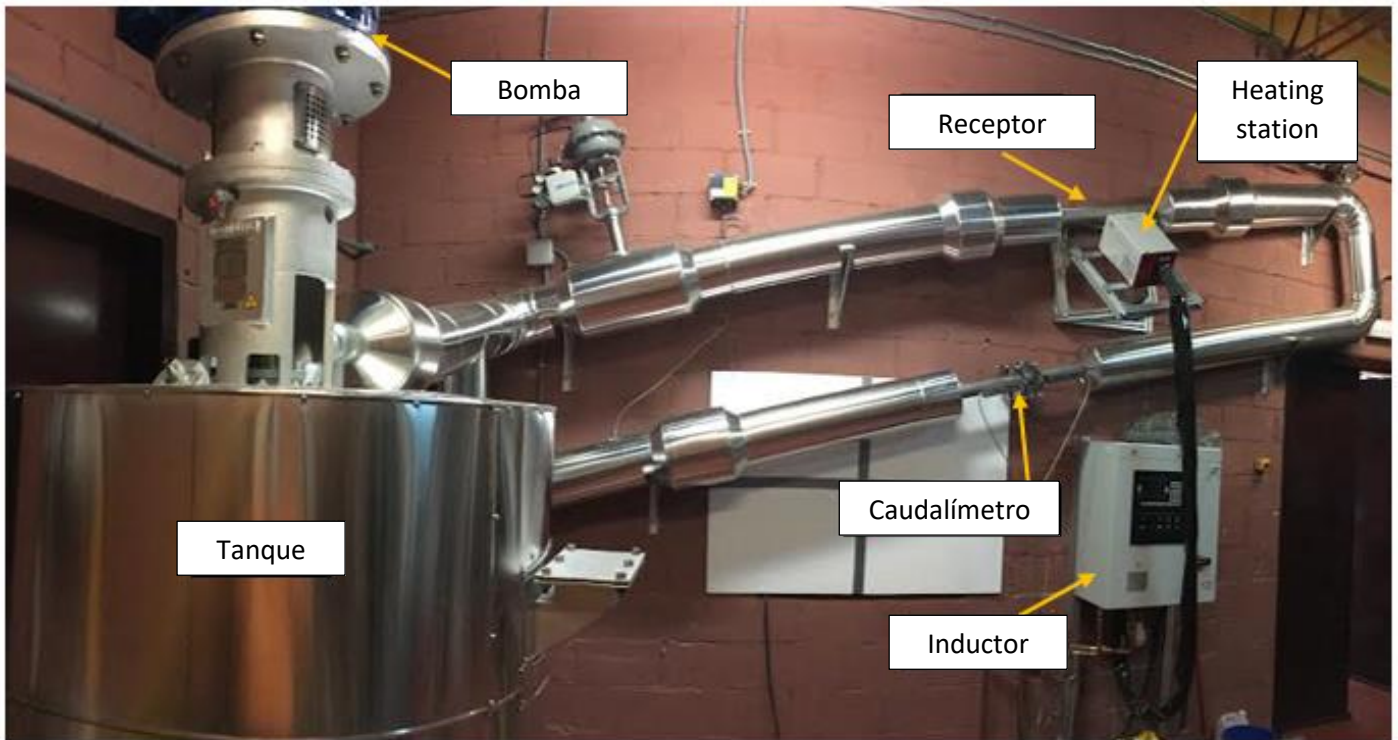


Ilustración 31. Elementos del circuito de sales

Fluido caloportador:

Se utilizarán sales solares (60% NaNO_3 –40% KNO_3), las cuales tienen que ser mantenidas en un rango de temperaturas entre los 300°C y los 600°C para evitar que solidifiquen o se degraden. [74]

Las propiedades físicas de esta sal en estado líquido varían en función de la temperatura (T_l) a la que se encuentren, siguiendo las siguientes relaciones:

$$\rho_l = 2090 - 0.636T_l \quad (1)$$

$$k_l = 0.443 + 1.9 \times 10^{-4}T_l \quad (2)$$

$$\mu_l = 0.022714 - 1.20 \times 10^{-4}T_l + 2.281 \times 10^{-7}T_l^2 - 1.474 \times 10^{-10}T_l^3 \quad (3)$$

Siendo ρ_l la densidad en kg/m^3 , k_l la conductividad térmica en W/mK , μ_l la viscosidad de la sal en Ns/m^2 y T_l la temperatura de la sal en $^\circ\text{C}$.

Por otra parte, las propiedades termodinámicas sí que mantienen unos valores relativamente constantes en las temperaturas en las que vamos a trabajar. De este modo, el calor específico (C_p) tiene un valor de 1520 J/kgK y el calor latente (H_f) de 97 KJ/Kg . [84] [85]

Las sales fueron introducidas en el tanque a través de una boquilla que se incluyó en el diseño del mismo. En total se metieron 400 kg de sal solar, esto es, 240 kg de NaNO_3 y 160 kg de KNO_3 .

Sistema de control y adquisición de datos

Con el objetivo de controlar las diferentes condiciones que se puedan dar a lo largo de la instalación se ha desarrollado un sistema de recopilación de datos consistente en diferentes sensores y otros aparatos de control y procesamiento de datos.

Termopares:

A lo largo del circuito se han instalado termopares tipo K para tomar medidas de las temperaturas en diferentes puntos. Los termopares fueron calibrados y tienen una precisión de ± 0.7 °C. Según la finalidad de los mismos se pueden distinguir dos subgrupos: [73] [74]

- TC del tubo receptor: Se encuentran situados en el receptor en diferentes posiciones circunferenciales y a distintas distancias de la zona afectada por el inductor.

A lo largo del proyecto se han empleado diferentes configuraciones de estos termopares. La última empleada estaba formada por 16 termopares situados en la superficie exterior del tubo a 4 distancias diferentes, distribuidos de la siguiente manera:

- Dos TCs, uno en la parte frontal del tubo y otro en la trasera, para la zona más alejada del inductor, en la región de entrada, antes de que el fluido se vea afectado por el flujo del inductor (zona 1).
- Seis TCs colocados en distintas posiciones circunferenciales para la región donde comienza la acción del inductor (zona 2).
- Seis TCs colocados en distintas posiciones circunferenciales para la región donde termina la acción del inductor (zona 3).
- Dos TCs, uno en la parte frontal del tubo y otro en la trasera para la zona más alejada del inductor, en la región de salida, una vez que el fluido ha atravesado el área afectada por el flujo del inductor (zona 4).

Además, se instalaron dos termopares adicionales perforando el tubo para tener medidas de la temperatura de las sales antes y después de pasar por el inductor.

La finalidad de estos termopares es la adquisición de los datos de la distribución de temperaturas tanto en las paredes del tubo receptor como en el fluido interior antes y después de pasar por el inductor. Estos resultados serán utilizados posteriormente para el análisis y el estudio del comportamiento termo-mecánico de la instalación. Por ello, son de vital importancia, ya que el objetivo del proyecto es la obtención de estas medidas de temperatura.

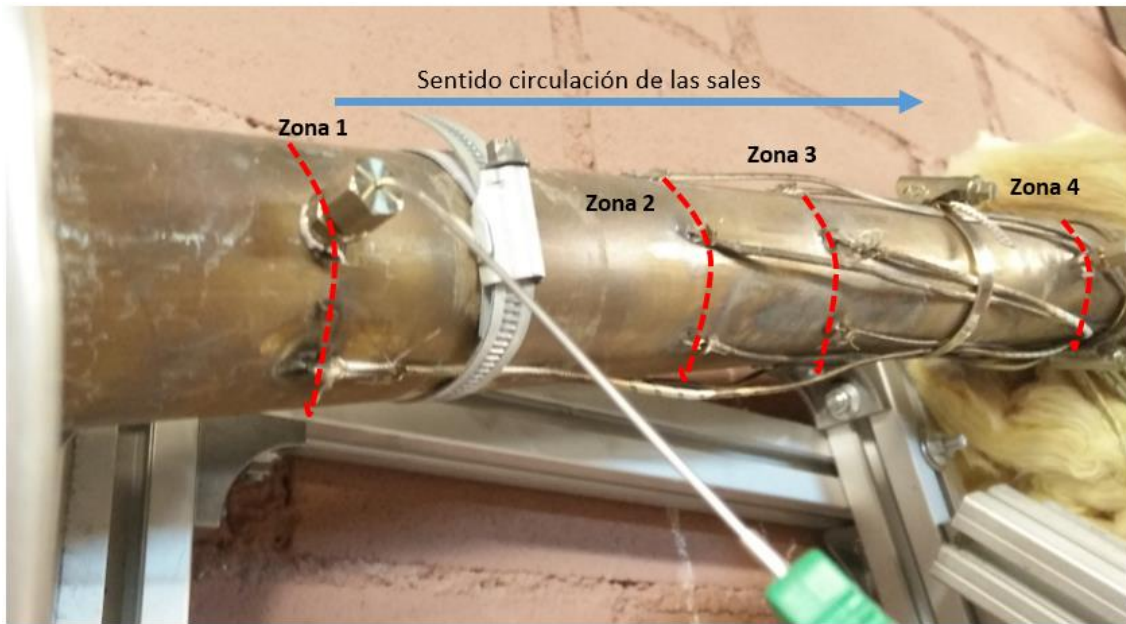


Ilustración 32. Distribución de TCs en el tubo receptor

- TC de control de temperatura: Se encuentran situados a lo largo del resto del circuito y su objetivo es el control de la temperatura de la instalación para poder detectar posibles pérdidas de energía o temperaturas críticas del fluido que pudieran dañar la instalación. Estos termopares están situados de la siguiente manera:
 - Cuatro en el interior del tanque, uno en la base del mismo y tres en la pared a diferentes alturas. Esto permite controlar el rango de temperaturas de las sales almacenadas y observar si se está produciendo estratificación¹¹ en el fluido.
 - Uno soldado en la pared exterior del tanque, cerca de la tubería por donde vuelven las sales, para controlar que la temperatura de película de las sales no supere los 550°C, que es la temperatura en la que empiezan a degradarse las sales.
 - Dos termopares antes y después del caudalímetro, ya que esa zona del tubo no se encuentra aislada y, por ello, se necesita un mayor control de la variación de las temperaturas y de las pérdidas de energía que puedan producirse.
 - Dos termopares en la entrada y salida del circuito de refrigeración del inductor, para controlar la temperatura del agua, y así poder estimar

¹¹ La estratificación se produce a causa de las diferentes densidades que tiene un fluido en función de su temperatura, situándose la región más caliente en la capa superior. En este proyecto, dado que las sales se van a encontrar en reposo mientras no se realicen experimentos, será inevitable que se produzca estratificación en las mismas, pero se debe controlar que la capa más fría se encuentre a la temperatura adecuada para que no solidifiquen. [80]

el porcentaje del flujo de calor del inductor que llega al agua de refrigeración.

Medidor de presión:

Permite controlar la presión dentro del tubo para saber si está ocurriendo algún problema de solidificación de sales. Si esto fuera así, se observaría un aumento de la presión en el tubo y podríamos actuar rápidamente deteniendo el circuito. Está situado en la tubería de salida de las sales del tanque, en la parte superior del circuito.

El medidor de presión también incluye un sensor de medida de temperatura, ya que, al estar hecho de un material metálico, éste se dilata con el aumento de temperatura y puede producir algún error en la medida. Para evitar que esto ocurra se realizarán algunos ensayos para observar cómo afecta la temperatura al sensor y corregir la desviación producida en la medida de lo posible. Aunque debemos tener en cuenta que se trata de un elemento de control y no es relevante el dato último de presión obtenido sino la observación de cambios bruscos en su valor.

Sistema de traceado eléctrico:

Para evitar que las sales solidifiquen al entrar en contacto con las paredes del circuito cuando empiecen a circular por las tuberías y que tampoco pierdan mucha energía durante la realización de experimentos se ha instalado un traceado eléctrico.

Este sistema se ha dividido en dos tramos: uno corto que va desde la salida del tanque hasta el receptor y otro más largo que cubre el resto del circuito, desde que termina el receptor hasta la llegada de las sales al tanque. En la zona del receptor no se ha instalado traceado eléctrico para evitar interferir con las medidas tomadas durante los experimentos.

Este sistema de traceado consiste en unos cables calefactores que recorren las tuberías de la instalación. Estos están formados por un conductor encapsulado en un dieléctrico y recubierto por una capa metálica, y generan calor por efecto Joule.

Por otra parte, cada tramo de traceado cuenta con una sonda PT100, ubicada en lo que se ha considerado el punto más desfavorable del circuito, y un termostato digital TCON-CSD/20 con un display para programar el set point y controlar la temperatura alcanzada.

Además, se ha añadido una malla metálica para repartir mejor el calor y alcanzar temperaturas más homogéneas en las paredes del tubo.

Resistencias:

Como hemos explicado, se hayen en el tanque y se encargan tanto de fundir las sales si estas se encuentran en estado sólido como de mantener su temperatura por encima de la de solidificación durante el funcionamiento de la instalación. [73]

Las resistencias se controlan a través de un software diferente llamado iTools que permite programar el set point de la temperatura del fluido y de la de la pared.



Ilustración 33. Cuadro de control de las resistencias del tanque



Ilustración 34. Detalle del cuadro de control de resistencias del tanque

Variador de frecuencia:

Como hemos mencionado anteriormente, la bomba del tanque de sales cuenta con un variador de frecuencia el cual permite cambiar la velocidad de rotación de la misma, pudiendo así modificar el gasto másico que circula por el circuito y operar a diferentes condiciones.



Ilustración 35. Variador de frecuencia

Caudalímetro:

Se encuentra situado en el tramo inferior del circuito de sales y se utiliza para controlar el gasto másico que se encuentra circulando por el sistema, ya que en el variador de frecuencia de la bomba no se muestra dicha información. El caudal de sales vendrá determinado por los valores del número de Reynolds que queramos obtener, los cuales, como ya se ha explicado anteriormente, tratarán de asemejarse a los valores típicos de una central termosolar real.

Tarjetas de adquisición y software:

Los datos medidos son recogidos por unas tarjetas de adquisición de la compañía National Instruments que cuentan con aislamiento entre canales, para así prevenir que se produzcan interferencias entre los mismos y también reducir el efecto del ruido electromagnético del inductor. Las tarjetas van introducidas en un rack que se conecta al ordenador a través de un puerto usb. Por último, los datos son procesados mediante un software desarrollado con la herramienta Labview de National Instruments. [73]

Se han empleado dos modelos diferentes de tarjetas de adquisición. Para el registro de las temperaturas de los termopares, las tarjetas utilizadas son las NI 9219 multimode, las cuales cuentan con cuatro canales aislados y permiten tomar diferentes medidas en función de los pines que se conecten. En nuestro caso, como estas tarjetas van a ser usadas para las medidas provenientes de los termopares del sistema, el fabricante nos especifica que debemos conectar la salida positiva (cable verde) del termopar al pin 4, y la negativa (cable blanco) al 5. [86]

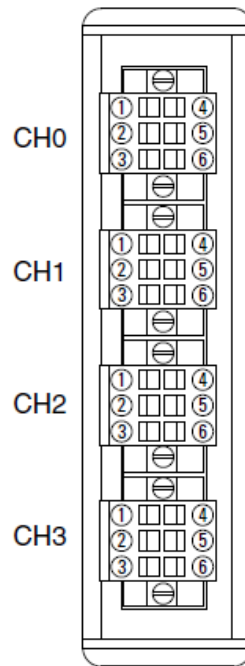


Ilustración 36. Esquema de pines de la tarjeta de adquisición NI 9219 [86]

Por otra parte, para registrar las medidas del sensor de presión se ha utilizado una tarjeta NI 9203. Este modelo permite registrar valores de intensidad, que serán convertidos a presión posteriormente en el programa de Labview. Para ello, la señal del sensor de presión es conectada previamente a una fuente de alimentación modelo NI PS 14, también de National Instruments. Para realizar dicha conexión se debe unir los cables de salida del sensor con los terminales de entrada de la fuente de alimentación del siguiente modo:

- Cable azul (neutro) con terminal N
- Cable marrón (fase) con terminal L
- Cable verde con el terminal de tierra

Una vez hecho esto, se deben conectar los terminales de salida de la fuente de alimentación con los pines correspondientes de la tarjeta de adquisición, de modo que el terminal positivo se conecte al pin AI0, y el negativo al común (COM). [87]

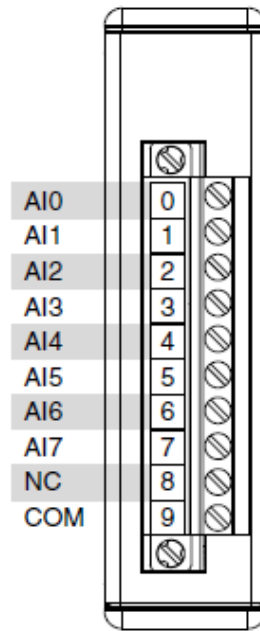


Ilustración 37. Esquema de pines de la tarjeta de adquisición NI 9203 [87]

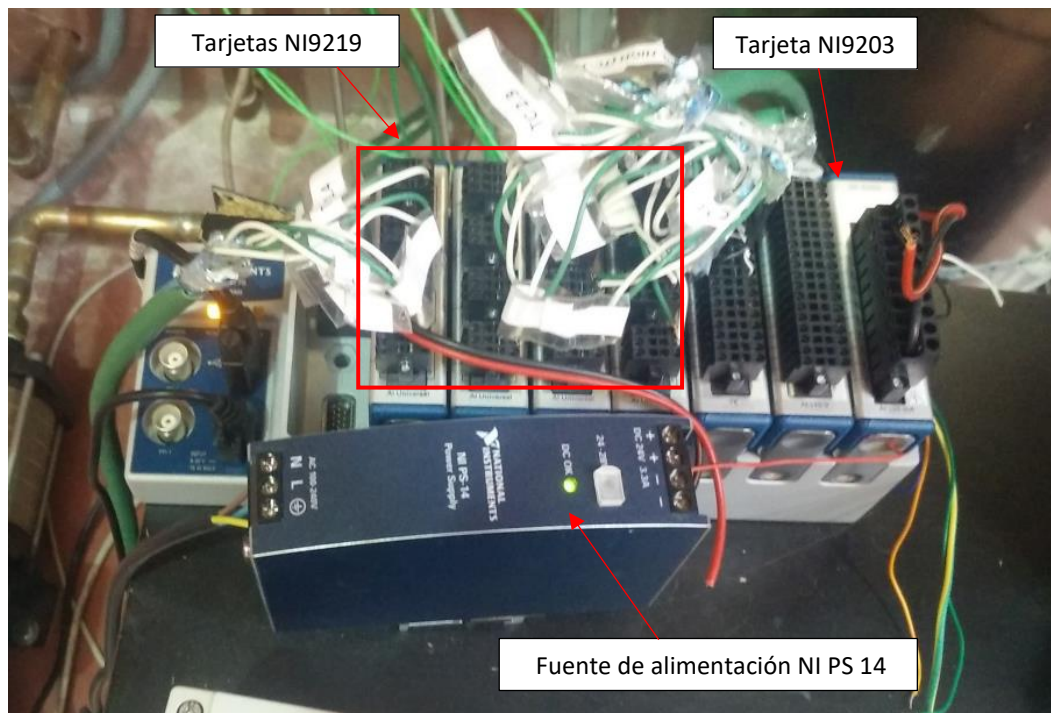


Ilustración 38. Rack y tarjetas de adquisición del sistema

Cuadro eléctrico:

En él se encuentran los principales interruptores que permiten el funcionamiento de las diferentes partes del circuito, los cuales detallaremos a continuación:

- a) Interruptor general: Es el que domina sobre el resto de interruptores, debe estar en posición de encendido para que el resto de interruptores puedan suministrar corriente a los diferentes componentes.
- b) Control de resistencias: Permite el encendido de las resistencias del tanque.
- c) Inductor: Suministra corriente al Sinac, elemento encargado del calentamiento por inducción.
- d) Variador del motor: Controla el encendido del variador de frecuencia de la bomba.
- e) Reserva y automático traceado: Este interruptor permite el posterior encendido del traceado. Es decir, debe estar accionado para que pueda ponerse en marcha el sistema de traceado del sistema.
- f) A/A: Permite el encendido de la máquina de aire acondicionado del circuito de refrigeración. Por regla general siempre está accionado.
- g) Bomba: Al accionar este interruptor comienza a funcionar de manera automática la bomba auxiliar del circuito de refrigeración, de modo que antes de pulsarlo debemos asegurarnos de que el circuito de refrigeración está abierto y permite el paso del agua, es decir, que el interruptor del cuadro eléctrico del inductor está subido, y que el interruptor del convertidor de frecuencia (armario del inductor) está en posición de encendido.
- h) Traceado: Son dos interruptores que encienden los dos tramos que hay de traceado. También se encuentran ahí situados los displays que permiten el control de la temperatura de las sondas y la programación del set point.



Ilustración 39. Cuadro eléctrico

Circuito de refrigeración

El Sinac es un equipo muy potente que requiere para su funcionamiento la instalación de un circuito de refrigeración adicional de modo que se evite el sobrecalentamiento tanto de los componentes internos como de la bobina. Este sistema emplea agua como fluido refrigerante y está compuesto por los elementos que se describen a continuación.

Máquina de aire acondicionado:

Se ha utilizado un modelo Daikin EWAQ005, concebida para uso doméstico. Es la encargada de recibir el agua caliente proveniente del inductor y reducir su temperatura hasta valores más bajos. Según las recomendaciones del fabricante, el agua de refrigeración del Sinac debe encontrarse comprendida en uno valores entre 5°C y los 35°C, y en ningún caso puede producirse la congelación de la misma.

Bomba externa:

El circuito cuenta con una bomba adicional modelo Wilo MHIL 107EM. El motivo por el cual se decidió instalarla fue para poder cumplir con las especificaciones del inductor, el cual requiere de un caudal mínimo del 70 dl/min. De este modo, el caudal de agua del circuito se encuentra entre los 80 dl/min y los 85 dl/min.

Como hemos explicado anteriormente, esta bomba se acciona pulsando el interruptor correspondiente del cuadro de mando, por lo tanto para que no resulte dañada se debe encender antes el inductor, para que así se permita la circulación del agua por el sistema.

Tanque:

Asimismo, se instaló un depósito de agua entre las dos bombas (la externa y la propia del aparato de aire acondicionado) para poder asegurar el suministro constante de fluido y además evitar problemas derivados de la instalación de dos bombas en serie.

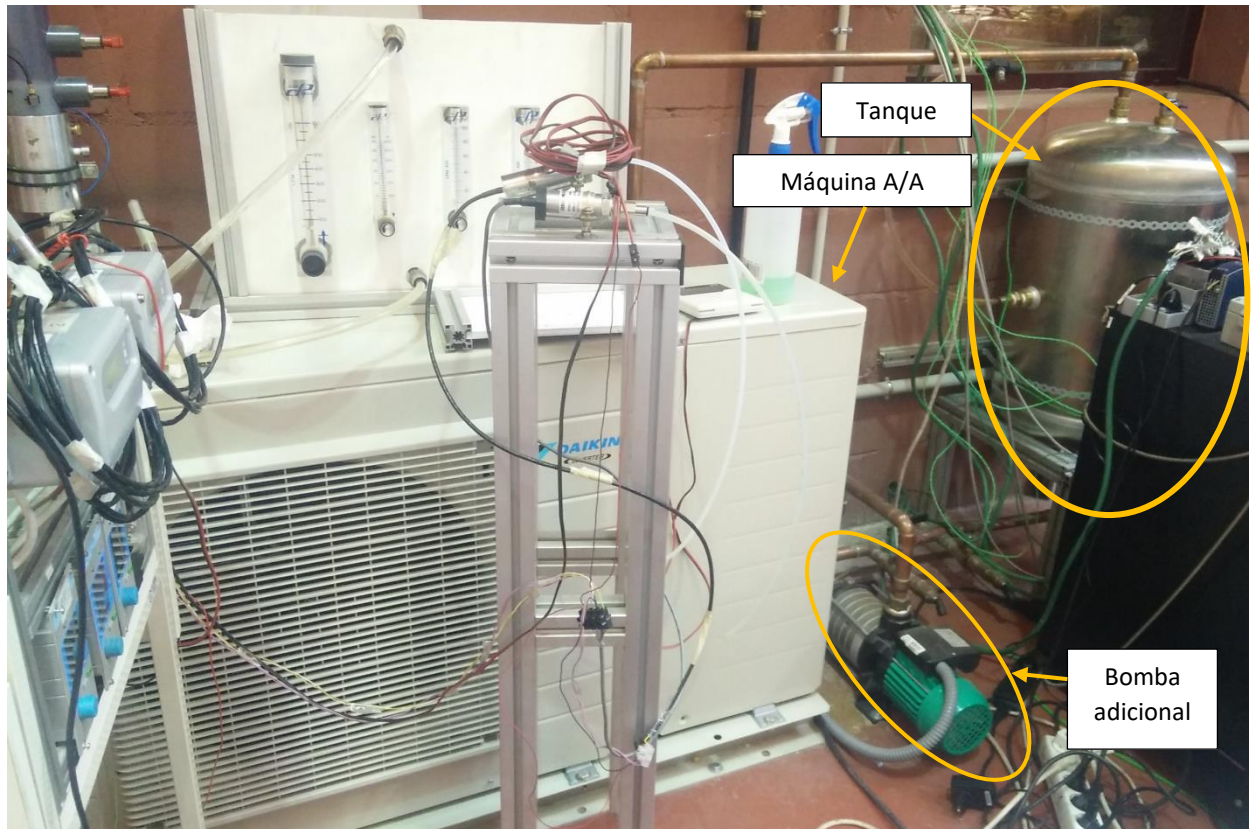


Ilustración 40. Circuito de refrigeración para el Sinac

Etapas del proyecto

El proyecto en el que se enmarca este TFG se centra en la obtención de medidas experimentales bajo condiciones controladas, para ello se requieren diferentes fases. Cabe mencionar que este Trabajo de Fin de Grado no pretende cubrir todas ellas, si no que se centrará en las dos primeras del mismo. No obstante, se considera de interés mencionar todas las etapas para así poder enmarcar el alcance y los objetivos del TFG dentro del proyecto en su conjunto.

1- Montaje y puesta en marcha

La primera etapa consistió en el diseño de la instalación descrita anteriormente y la instalación de todos los elementos en el laboratorio. Del mismo modo, se colocaron los dispositivos de medida y se diseñó el software de Labview para la recogida de las mismas. [73]

2- Medidas experimentales

Es la fase en la que se encuentra el proyecto actualmente. Tras haber montado la instalación, se procedió a la realización de una serie de toma experimentos de control utilizando agua como fluido caloportador, ya que las temperaturas de trabajo son mucho más bajas. Decidió hacerse de esta manera para así poder comprobar que todo funcionaba correctamente y que las medidas tomadas fueran las adecuadas. [73] [74]

Una vez hecho este estudio preliminar, fueron introducidas las sales en el circuito para así poder realizar experimentos para estudiar el comportamiento de las mismas.

Además, durante el desarrollo del proyecto se han realizado otra serie de ensayos que nos han ayudado a analizar y comprender en mayor profundidad el funcionamiento de los diferentes componentes de la instalación. Entre ellos podemos destacar los relacionados con la influencia del ruido electromagnético en los mismos, caracterización de pérdidas y potencia neta del inductor, o curvas de calentamiento y enfriamiento de las sales en el tanque.

Hasta el momento los experimentos se han realizado en condiciones estacionarias con un único tubo receptor. Más adelante se realizarán otras pruebas para estudiar flujos no estacionarios así como los procesos de llenado y vaciado del tanque. [73]

Además, también se prevé cambiar la configuración del receptor. Primero, sustituyendo el tubo actual por un panel formado por cinco tubos y, cuando se realice un diseño optimizado del sistema receptor, llevando a cabo experimentos para evaluar el funcionamiento del mismo.¹² [73]

3- Simulaciones numéricas y modelización del receptor

De forma paralela a la toma de medidas experimentales se desarrollarán unas simulaciones del tubo receptor con el código FLUENT, las cuales se validarán con los datos obtenidos en el laboratorio.

Por otra parte, se realizarán análisis tanto energéticos como exergéticos del sistema receptor, así como modelos semi-analíticos del comportamiento térmico del mismo. [73]

¹² Este nuevo diseño será suministrado por la EPO (European Patent Office)

4- Diseño de nuevos receptores

Sería el objetivo final del proyecto. Una vez recopilados todos los datos y realizados los pasos anteriores se procederá a buscar un diseño óptimo de los receptores de tubos exteriores. Se calcularán diversos factores como el tamaño, número de tubos por panel, tamaño de tubos exteriores o el flujo másico con el objetivo de obtener la máxima eficiencia térmica. [73]

5- Comunicación de resultados

Se está realizando durante todo el proyecto con el fin de reportar los avances del mismo. Actualmente se ha publicado el artículo *Dynamic Test of Tubular External Molten Salt Receivers* en el cual se reflejan los primeros resultados obtenidos en los experimentos con agua como fluido de transferencia de calor. [74]

Alcance y objetivos del Trabajo de Fin de Grado

Como hemos mencionado anteriormente, la envergadura de este proyecto es mayor de la que este TFG pretende abarcar. De modo que este trabajo se centra en las dos primeras etapas, esto es, la puesta en marcha de los diferentes componentes de la instalación y el análisis de las medidas experimentales realizadas durante mi colaboración en el mismo.

Medidas Experimentales realizadas

A continuación se detallarán los experimentos que se han llevado a cabo durante la realización de este TFG. Para ello se requiere la puesta en marcha de diferentes componentes de la instalación tales como el inductor y su circuito de refrigeración o el variador de frecuencia de la bomba. Estos procedimientos no se encuentran detallados en la explicación de los experimentos sino en los anexos, de modo que este apartado se centra únicamente en los pasos seguidos para la consecución de los ensayos y en las conclusiones extraídas de los mismos.

Del mismo modo, en las pruebas en las que se ha utilizado la máquina de inducción Sinac, los valores de la potencia vienen expresados en porcentaje respecto al total que el inductor puede proporcionar, el cual es de 10 kW.

Ensayos con agua

Los primeros experimentos se realizaron empleando agua como fluido caloportador, ya que la finalidad de los mismos era comprobar que todos los elementos del sistema funcionaban correctamente, y realizar un primer estudio sobre el comportamiento del fluido circulante bajo la acción del inductor.

Por tanto, estos primeros ensayos consistieron en poner en marcha los diferentes subsistemas de la instalación, es decir, hacer circular el agua a diferentes velocidades por el circuito y programar una curva de calentamiento en el inductor de una potencia y duración determinadas.

Se realizaron ensayos a velocidades del fluido de 1m/s y 2 m/s. Para calcularlas, previamente se había comprobado de manera experimental cuál era la relación entre la frecuencia de giro de la bomba y la velocidad del agua, obteniéndose que 7.5 Hz son equivalentes a 1 m/s.

En cuanto a las curvas de calentamiento empleadas, todas tuvieron la misma estructura: un minuto de incremento constante, hasta llegar al valor máximo de potencia

programado; cinco minutos de mantenimiento de dicho valor; y un minuto de descenso constante de la potencia hasta llegar al 0%. Los ensayos, por tanto, tuvieron una duración de 7 minutos cada uno, y se realizaron a unos valores del 10% y el 20% de la potencia máxima del inductor.

De este modo, se llevaron a cabo cuatro experimentos diferentes, con todas las combinaciones posibles de potencias y velocidades: 1 m/s y 10%; 1 m/s y 20%; 2 m/s y 10%; y 2 m/s y 20%.

Las medidas que se recogieron fueron las de los termopares del tubo receptor, ya que las del tanque no eran de interés, al no estar trabajando con sales. También se estuvo controlando el valor del caudal, para asegurar que fuera constante e igual al valor que correspondiera, sin embargo, esas medidas no fueron guardadas, ya que el caudalímetro de la instalación no estaba calibrado en ese momento, y se empleó uno externo.

Cabe mencionar que la distribución de los termopares en estos experimentos es diferente a la mencionada anteriormente. En esta ocasión se utilizó una en la que se empleaban 8 termopares colocados en 4 regiones del tubo, de la siguiente manera:

- 2 antes del inductor, alejados (before): B front, B Back
- 2 antes del inductor, a 3cm: B 3cm Front, B 3cm Back
- 2 en un punto medio, a la altura del inductor: M front, M Back
- 2 después del inductor (after), alejados: A Front, A Back

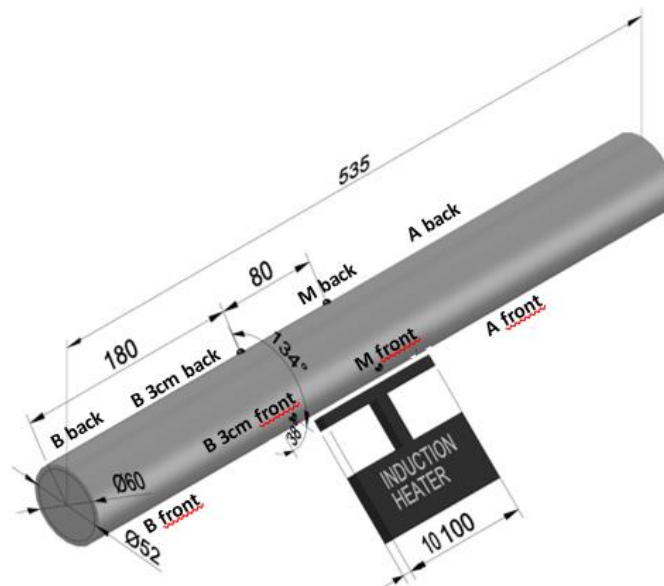


Ilustración 41. Distribución de los termopares durante el primer experimento

Una vez recopilados los datos, estos fueron procesados mediante el software Matlab, obteniendo los siguientes resultados:

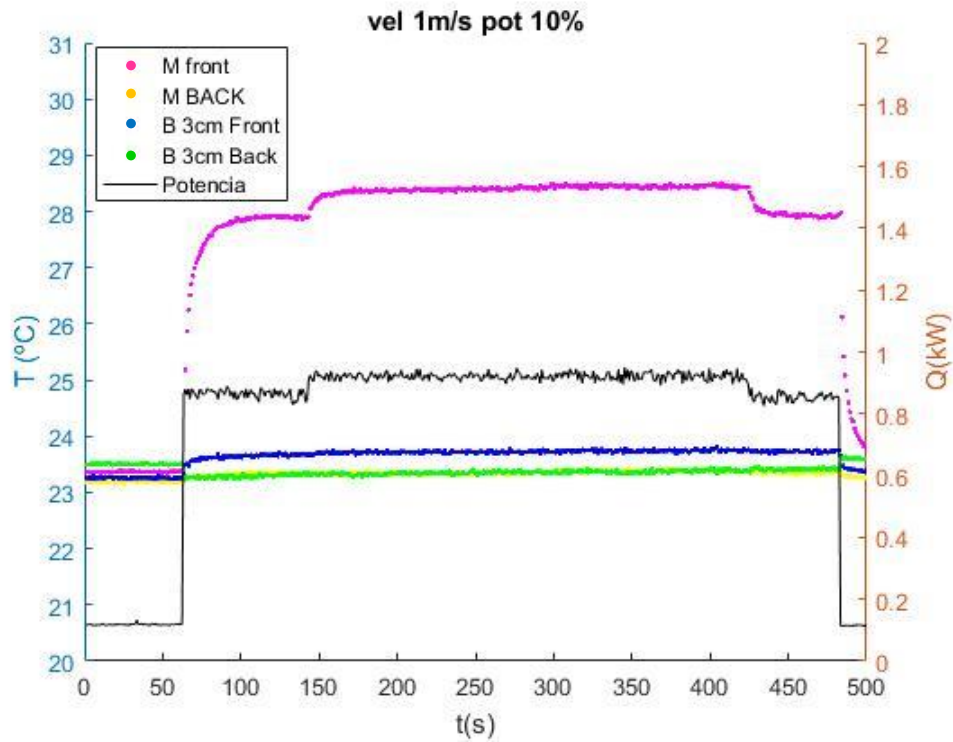


Ilustración 42. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 1

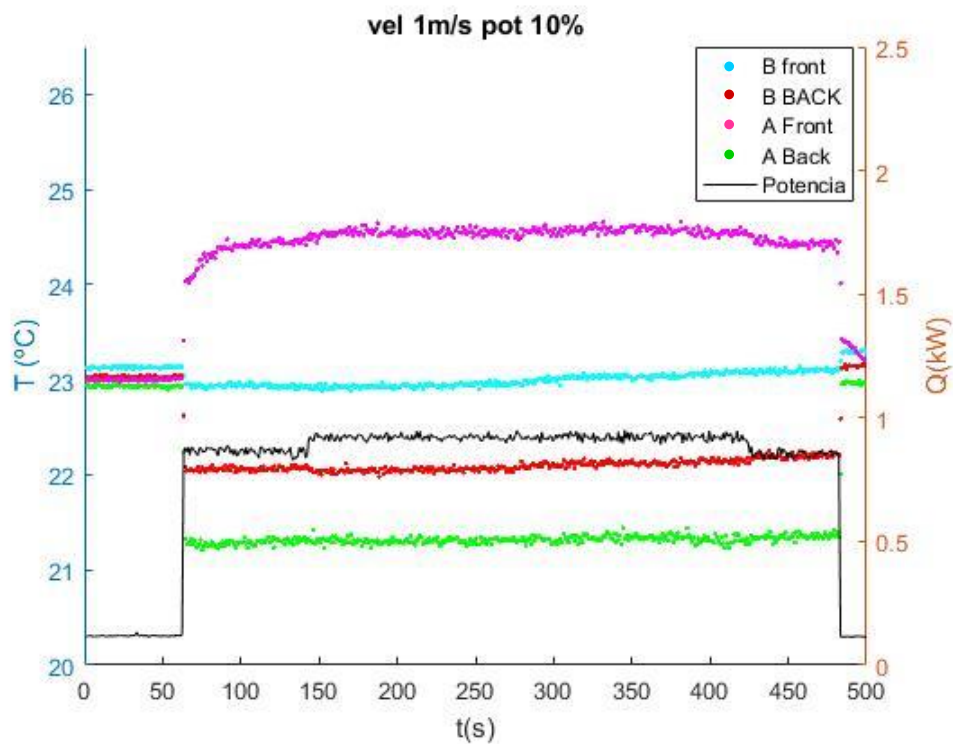


Ilustración 43. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 1

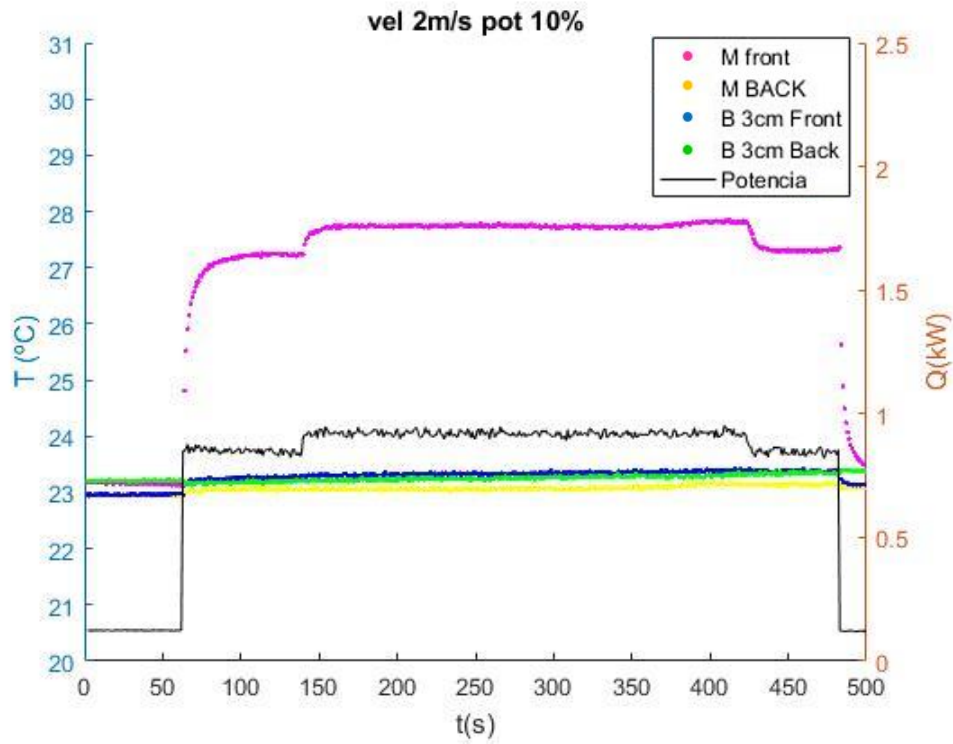


Ilustración 44. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 2

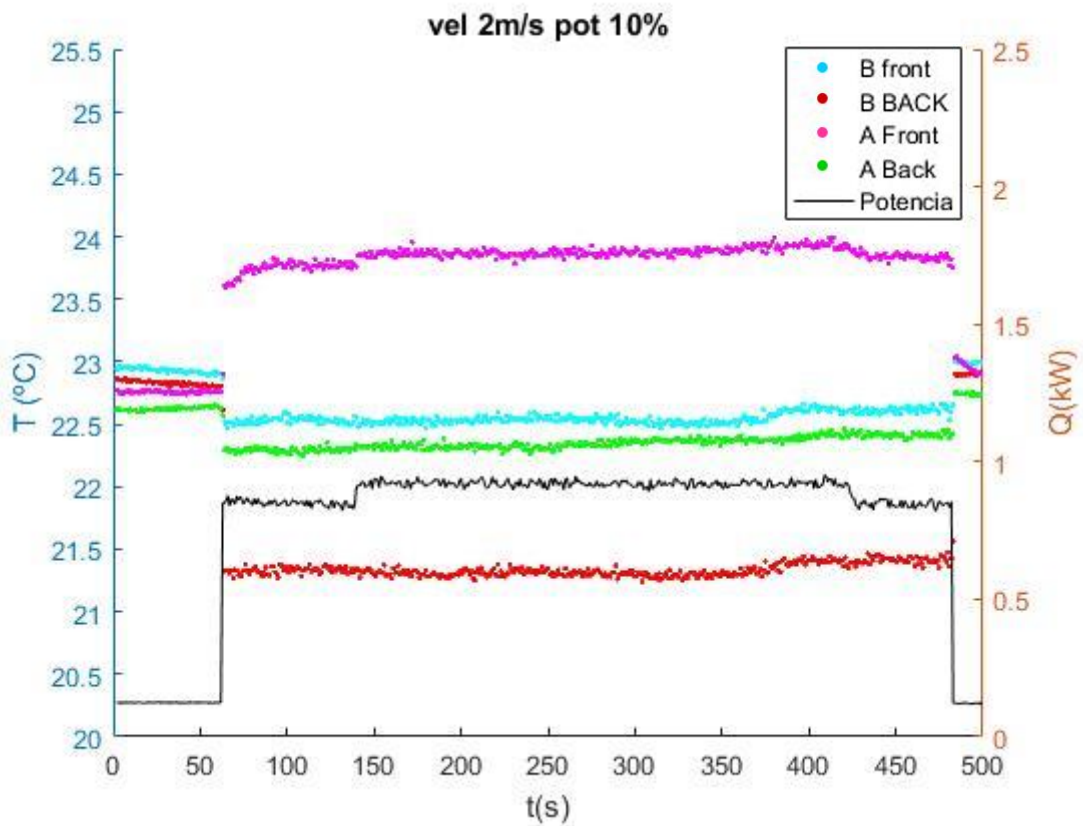


Ilustración 45. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 2

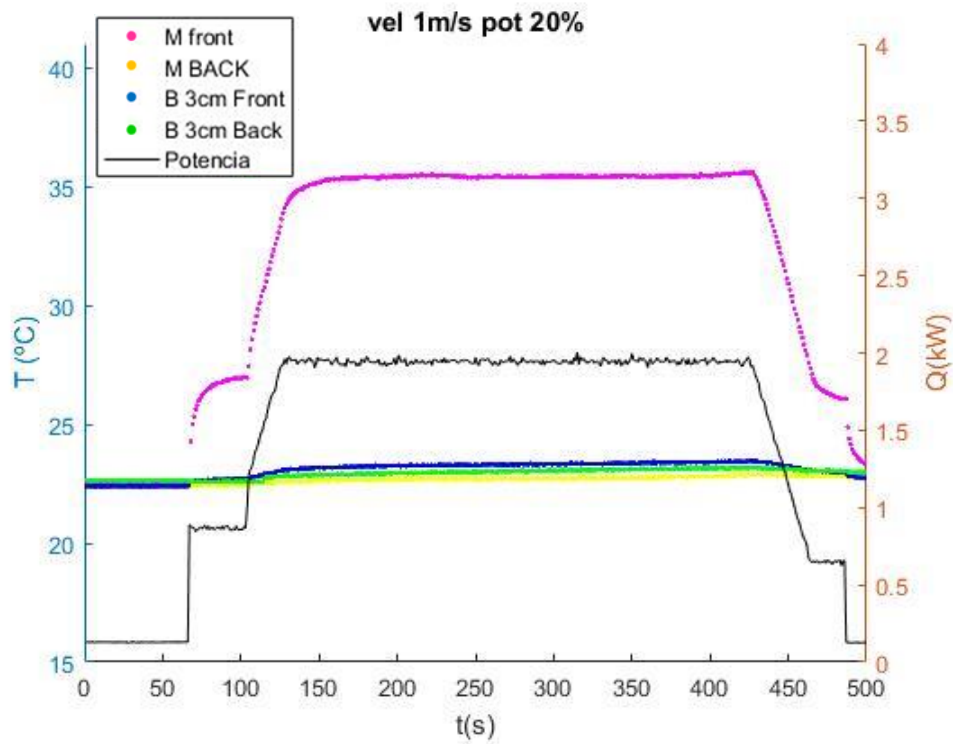


Ilustración 46. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 3

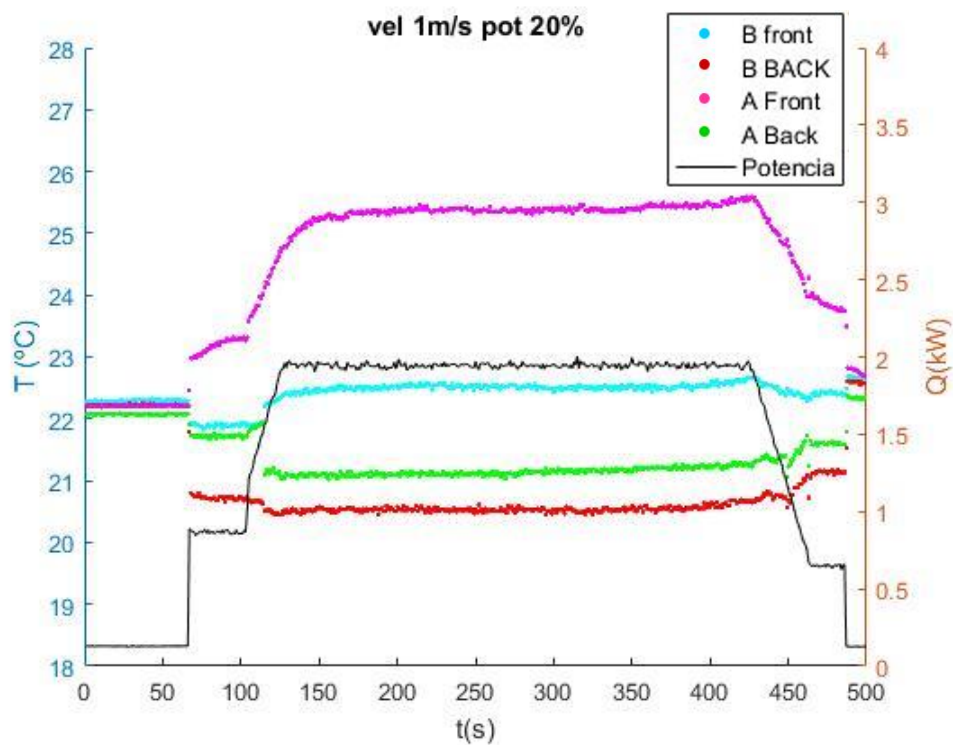


Ilustración 47. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 3

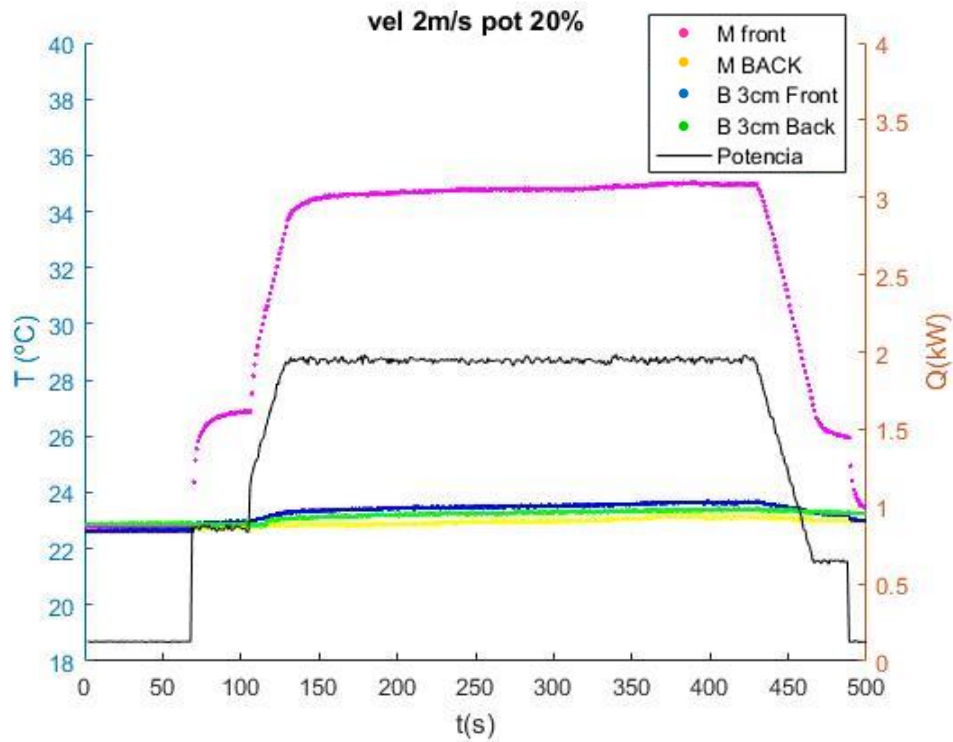


Ilustración 48. Termopares de la zona media y 3 cm antes del inductor en el ensayo 4

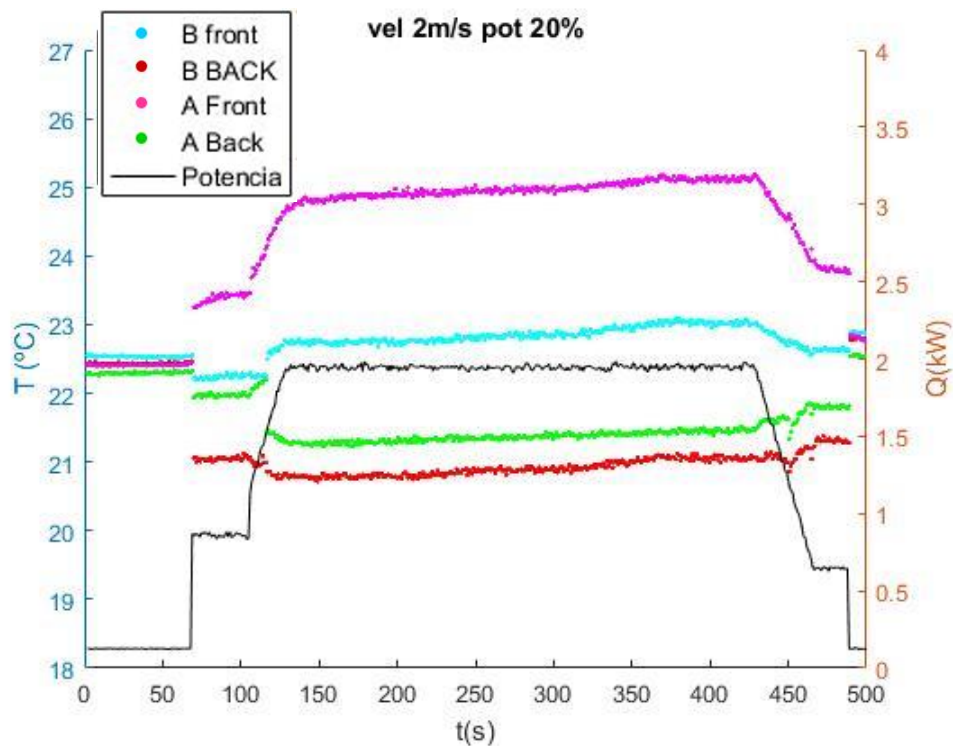


Ilustración 49. Termopares de la zona de antes y después del inductor en el ensayo 4

En las gráficas podemos observar que los termopares que registran cambios más acentuados de temperatura son aquellos que se encuentran en la parte frontal del tubo, ya que son los que están más próximos al área de influencia del inductor. En concreto, los dos termopares que sufren los cambios más significativos son M Front y A Front, es decir, los que están justo en la zona de acción del inductor, y después de la misma. Observamos que los de la región anterior al inductor no registran variaciones significativas.

Centrándonos ahora en el análisis de M Front y A Front, al analizar las diferentes subidas de temperatura obtenemos los siguientes resultados:

Caso	ΔT M Front (°C)	ΔT A Front (°C)
1 m/s y 10%	5	1.5
2 m/s y 10%	5	1
1 m/s y 20%	13.5	3
2 m/s y 20%	12.5	3

Podemos ver que en los casos que tienen la misma potencia el valor de ΔT es muy similar, aunque ligeramente menor al incrementar el valor de la velocidad; y, sin embargo, cuando aumentamos la potencia, la variación de temperaturas se ve más afectada.

Por lo tanto, podemos concluir que la potencia es un parámetro más significativo que el caudal, y que variaciones en la misma provocan cambios más fuertes en la distribución de temperaturas. Por otra parte, también se observa que, conforme aumenta la velocidad del fluido, disminuyen las temperaturas máximas alcanzadas. Esto tiene sentido, ya que según aumenta la velocidad, hay más fluido a baja temperatura entrando, y esto hace que los tubos no lleguen a calentarse tanto.

Por último, cabe señalar que el área afectada es la parte frontal del tubo, en el punto medio del inductor y en la zona de después del mismo. El resto de zonas no parecen registrar aumentos de temperatura, sin embargo, se observan comportamientos anómalos en algunos termopares (especialmente A back y B back), ya que, al conectar el inductor, se produce un brusco descenso en las temperaturas que miden. Esto puede ser debido a interferencias producidas por ruido electromagnético del mismo, por lo tanto, las medidas de dichos termopares no pueden ser consideradas válidas, y no han sido analizadas.

Pruebas con el inductor

Una vez realizados los ensayos con agua, decidimos hacer unas pruebas únicamente con el inductor para analizar si éste estaba produciendo ruido electromagnético que estuviera afectando a las medidas realizadas. Además, con ayuda de una cámara termográfica, pudimos ver el área de acción del mismo, y así comprobar si el concentrador de flujo estaba funcionando correctamente.

Para ello, se retiró el inductor de la instalación y se estudió su efecto sobre una placa plana de acero, en la cual se habían colocado 4 termopares a ambos lados del área de acción del mismo (LEFT y RIGHT) y arriba y abajo (UP y DOWN). Se emplearon distintas curvas de calentamiento, a potencias del 10% y 20% pero con tiempos más reducidos que en el experimento anterior, ya que, al no haber ningún fluido circulando, podrían alcanzarse temperaturas demasiado altas, suponiendo un peligro para las personas que se encontraban haciendo el experimento.

Del mismo modo, aunque, según las especificaciones del fabricante, la distancia óptima de funcionamiento es de 3mm, se probó a alejar más el inductor de la placa para observar en qué medida afectaba esto a las temperaturas registradas.

En primer lugar analizaremos los resultados que se obtuvieron empleando una potencia del 10% y colocando el inductor a 3mm y 6mm de distancia de la placa. Los valores obtenidos fueron los siguientes:

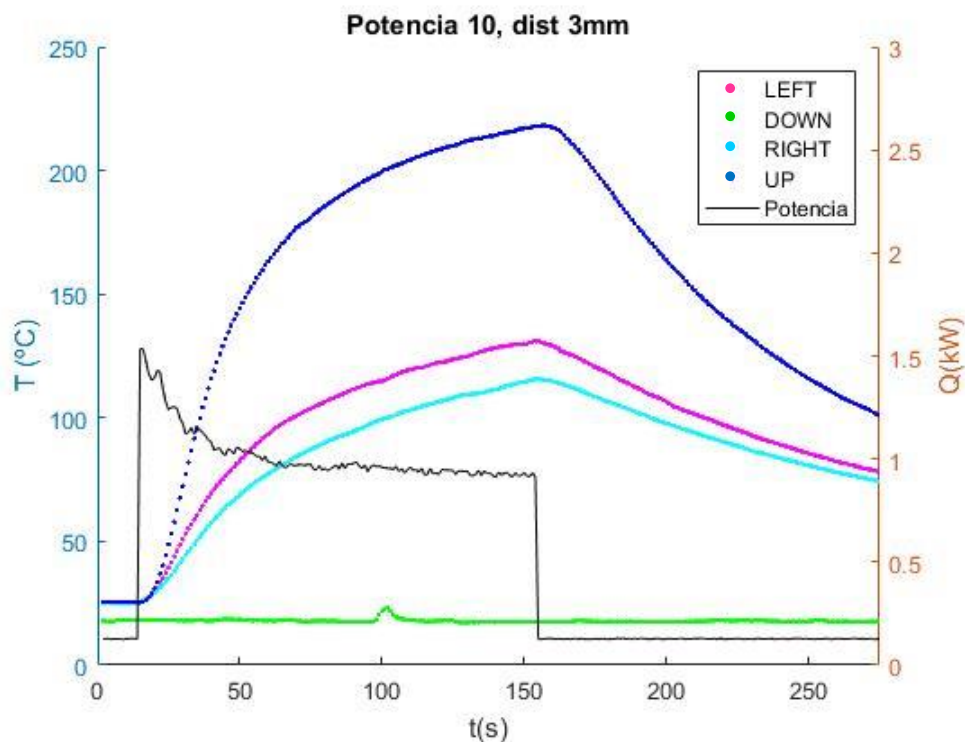


Ilustración 50. Distribución de temperaturas a 10kW y 3mm de distancia

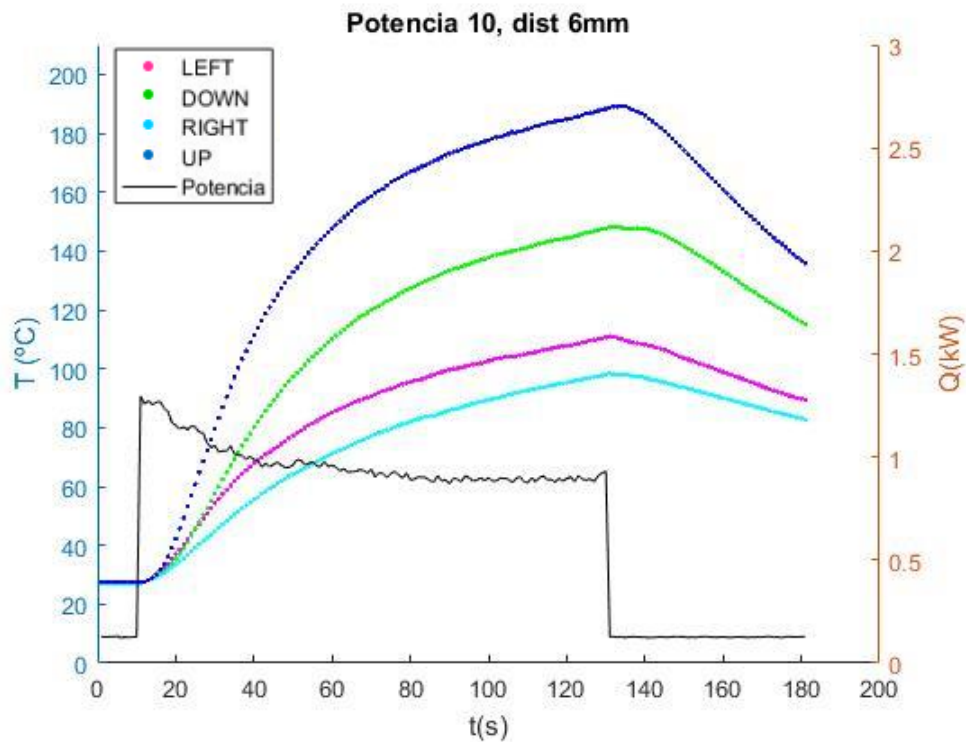


Ilustración 51. Distribución de temperaturas a 10kW y 6mm de distancia

En todos los casos se observa que la temperatura más alta la alcanza el termopar UP, probablemente porque se encuentre un poco más próximo al inductor. En el segundo caso se observa que las temperaturas máximas alcanzadas en los cuatro puntos disminuyen, debido a que la acción del inductor se encuentra menos focalizada.

Tras esto, se realizó un nuevo ensayo a 3mm de distancia pero aumentando el valor de la potencia hasta un 20%:

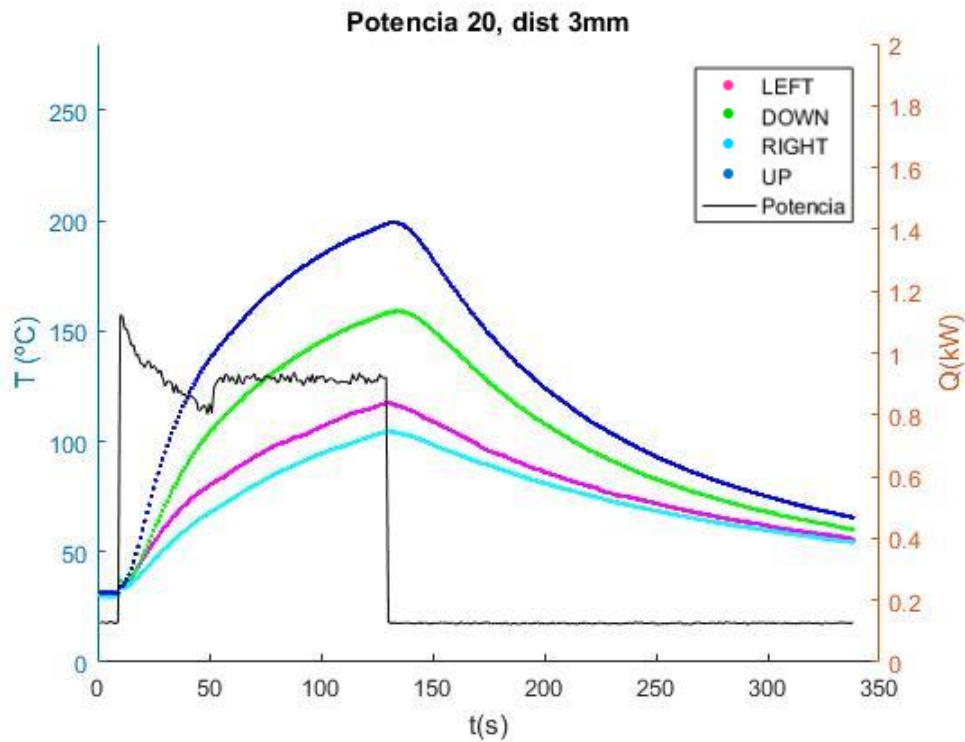


Ilustración 52. Distribución de temperaturas a 20kW y 3mm de distancia

Podemos ver que el comportamiento es idéntico en este caso, simplemente el tiempo requerido para alcanzar valores de temperatura cercanos a los 200°C es menor.

También vemos que las medidas no tienen ningún tipo de distorsión al encender el inductor, de modo que este no está produciendo ruido electromagnético que esté afectando a los termopares.

Al subir la potencia hasta el 20% se observa que las temperaturas máximas aumentan pero que los patrones de calentamiento y enfriamiento son los mismos y tampoco se observa ninguna alteración en la medida que pudiera ser causada por el inductor.

Por otro lado, si observamos las imágenes obtenidas en la cámara termográfica (ilustración 53), se puede ver perfectamente que, en el momento de encender el inductor, la bobina sólo influye en la región correspondiente a su área proyectada en la placa, y que con el paso del tiempo va aumentando la temperatura de la región colindante debido a la conducción en el metal. Por tanto, el concentrador de flujo magnético también está cumpliendo su función.

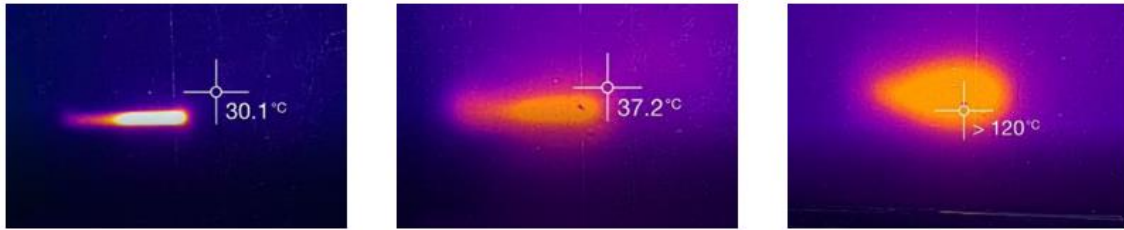


Ilustración 53. Imágenes térmicas al encender el inductor (izqda.), a los 3 segundos (centro) y a los 15 segundos (derecha)

Pruebas de traceado

Se realizaron una serie de pruebas de funcionamiento del traceado de la instalación, ya que, al no haberse hecho aún ensayos con sales, este nunca se había puesto en marcha. De modo que era necesario determinar que funcionara correctamente, y así poder estudiar su patrón de calentamiento, es decir, si la distribución de temperaturas era uniforme a lo largo del circuito, y cuánto tiempo se necesitaba para alcanzar la temperatura deseada.

Como se ha explicado anteriormente, el traceado está formado por dos tramos diferentes, uno corto y otro largo, que cubren las tuberías de la instalación a excepción de la zona del tubo receptor. Consiste en un cable calefactor y una malla metálica que ayuda a repartir el calor, y cada una de las partes tiene una sonda que mide la temperatura en un punto determinado del circuito, de modo que cuando en ellas se alcance el set point establecido, el sistema se apagará automáticamente.

De manera que en este ensayo lo que se hizo fue encender los dos tramos de traceado, programar un set point (SP) de 300°C en ambos y registrar las temperaturas tanto en los termopares de la pared del tubo receptor (Ilustraciones 54, 55, 56 y 57) como en los que están en el interior del tubo (Ilustración 58). Se estuvieron recogiendo medidas durante todo el proceso de calentamiento, es decir, hasta que las sondas del traceado alcanzaron la temperatura del SP, y también del posterior enfriamiento de los tubos.

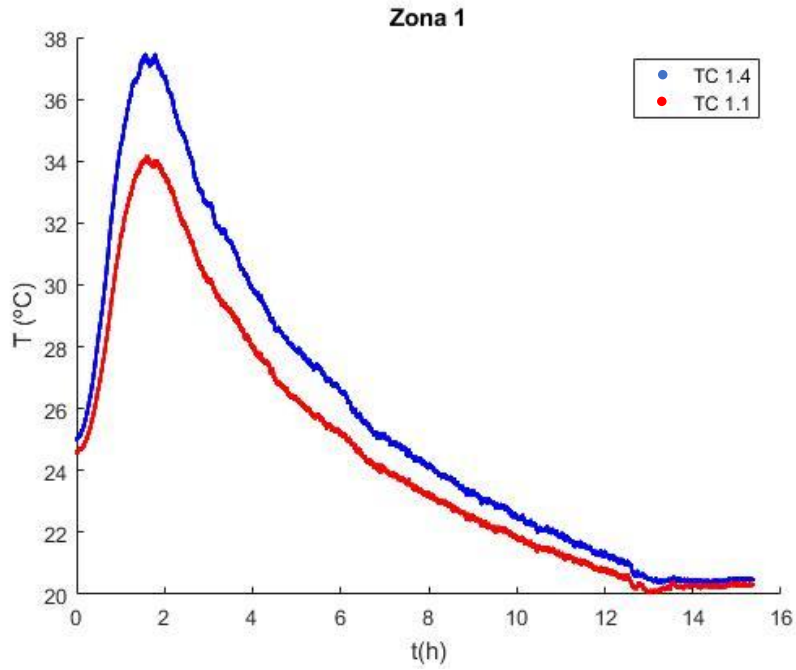


Ilustración 54. Temperaturas de los TCs de la Zona 1 durante el ensayo de traseado

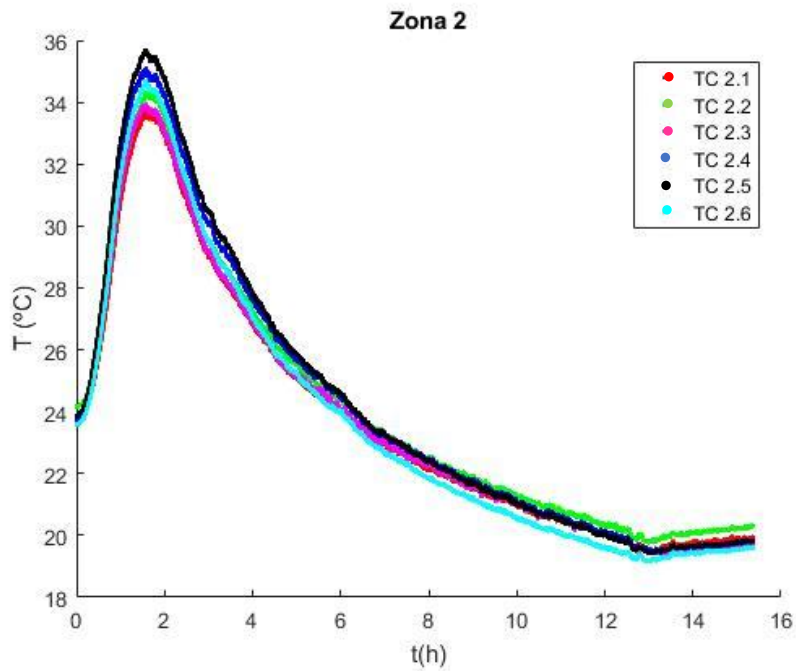


Ilustración 55. Temperaturas de los TCs de la Zona 2 durante el ensayo de traseado

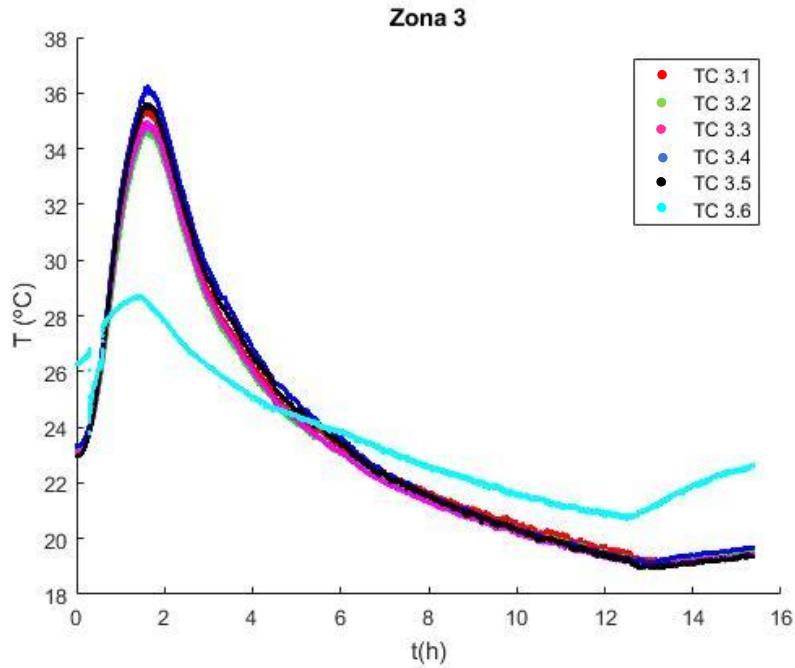


Ilustración 56. Temperaturas de los TCs de la Zona 3 durante el ensayo de traseado

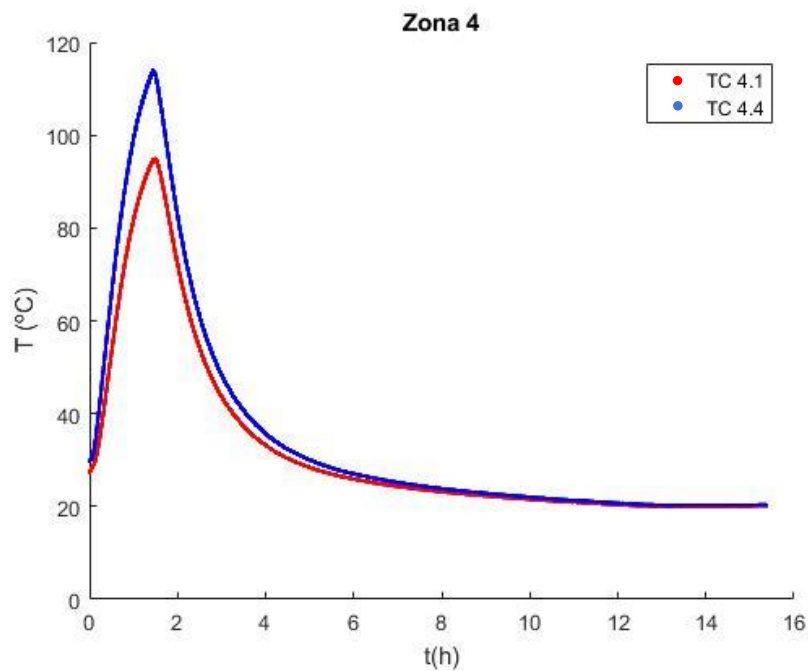


Ilustración 57. Temperaturas de los TCs de la Zona 4 durante el ensayo de traseado

Podemos observar que el tiempo necesario de las sondas para alcanzar el valor del SP (300°C) es de, aproximadamente, 1.6 h, esto es, unos 100 minutos. Sin embargo, este valor de 300°C no se alcanza en las partes del circuito que hemos analizado. Por ejemplo, en las ilustraciones anteriores podemos ver que, en el caso de las zonas 1, 2 y 3, el rango

de temperaturas máximas alcanzadas se encuentra entre los 33°C - 37°C. Esto es así porque este tramo, además de no tener traceado, no se encuentra aislado con el exterior, por tanto, las pérdidas sufridas son mayores. De modo que, aunque su temperatura aumenta por conducción con el resto del tubo, no lo hace de una manera significativa.

Por otro lado, aunque cabría esperarse que la zona 4 se comportara igual que las tres anteriores, sí que registra un aumento mayor de temperatura, llegando hasta los 110°C. Esto puede deberse a que los termopares 4.1 y 4.4 se encuentran muy próximos a la zona del tubo donde comienza de nuevo el aislamiento y el traceado, por lo que estarían midiendo una temperatura similar a la del resto del circuito. Esto podría influenciar en las medidas de las temperaturas de esta zona cuando se pongan en circulación las sales, de manera que habrá que analizar esta posibilidad, y, en el caso de que así sea, situar el cable de traceado de este tramo más alejado de esta área.

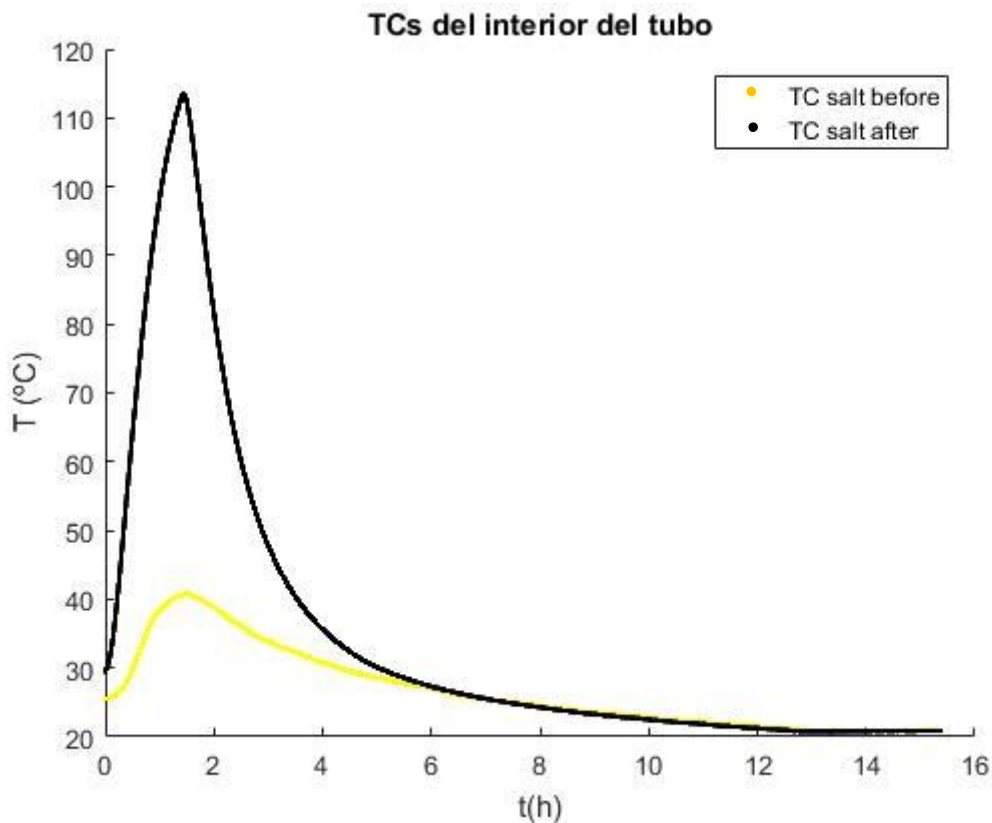


Ilustración 58. Temperaturas de los TCs del interior del tubo durante el ensayo de traceado

En el interior del tubo (ilustración 58) las temperaturas alcanzadas también son mayores. Es cierto que en TC salt before no se aprecian cambios significativos, pero eso es debido a que este termopar se encuentra situado en la zona 1 del tubo y, por tanto, está condicionado por las pérdidas al ambiente. TC salt after, por su parte, se encuentra en la zona 4. Por tanto, podemos ver que el aire del interior del tubo sí que ha alcanzado

unas temperaturas superiores, a pesar de que los registros que tenemos son de áreas que, o bien no están aisladas, o bien no tienen cable calefactor. Sin embargo, podemos ver que el traceado está cumpliendo su función, ya que cuando las sales comiencen a circular no entrarán en contacto con un sistema a temperatura ambiente, y se evitará la cristalización de las mismas. Además, se debe tener en cuenta que en cuanto comiencen a circular, todo el tubo se pondrá a la temperatura a la que estén las sales, por lo que el traceado solo tiene utilidad para evitar la solidificación en el primer momento.

Por otra parte, este experimento nos sirvió también para analizar el comportamiento del sensor de presión a altas temperaturas, ya que, al estar hecho de un material metálico, sufre dilataciones con la temperatura que pueden alterar el valor de la presión medida. De este modo, se recogieron también las medidas de temperatura y presión de este medidor, para cuantificar la variación de esta última.

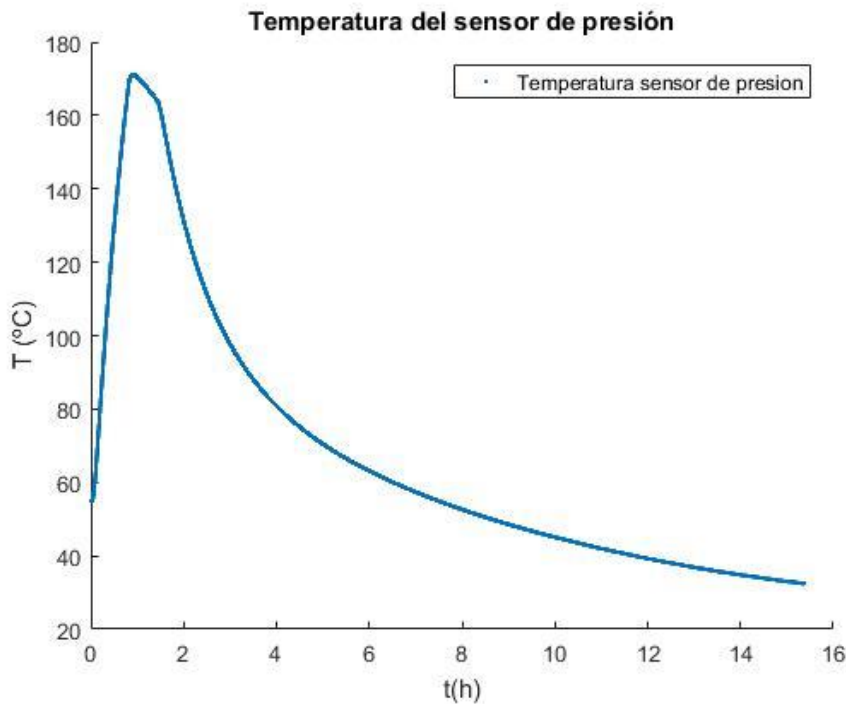


Ilustración 59. Temperaturas del sensor de presión

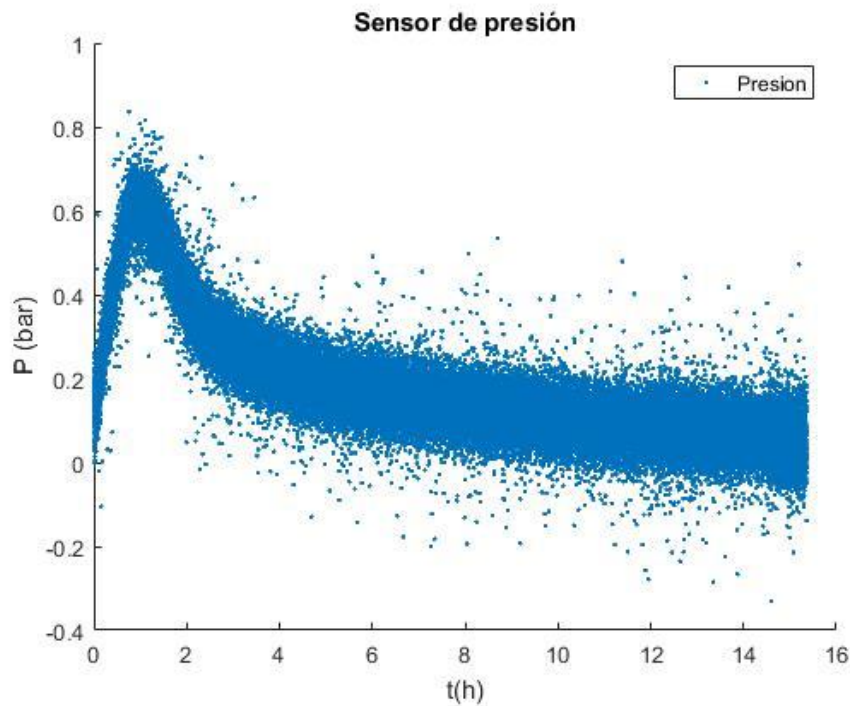


Ilustración 60. Presión del sensor de presión

En las ilustraciones 59 y 60 vemos, por un lado, que la temperatura del sensor de presión es superior a las mencionadas anteriormente, ya que este se encuentra en una región aislada y provista de traceado; y, por otro, que el pico de temperatura coincide en el tiempo con el de presión. Por tanto, podemos confirmar que la medida de presión se ve influenciada por la temperatura.

Cabe mencionar que, antes de iniciar el experimento, el sensor de presión fue calibrado de manera que a temperatura ambiente registrara un valor de 0 bares, por este motivo lo que aparece reflejado en la Ilustración 60 es el incremento que aparece en la medida de presión, el cual puede observarse que, para 170°C, es de 0.7 bares. Estos datos fueron empleados para modificar en el software Labview la ecuación del sensor de presión y poder corregirla en parte, ya que, a mayor temperatura, volverían a aparecer incrementos de presión.

Como se ha explicado anteriormente, los datos de este sensor son recogidos por una tarjeta que recoge valores de intensidad, lo cuales son transformados en presión siguiendo la ecuación dada por el fabricante:

$$P = (mA - mA_0) \frac{SP}{16} \quad (4)$$

En la cual P es la presión en bares, mA la intensidad medida en miliamperios y SP el valor del fondo de escala, que, según las especificaciones del fabricante, debía tener un valor de 20. Gracias a este experimento se pudo simplificar ésta ecuación sustituyendo el término $mA_0SP/16$ por 0.7 bares, de modo que la ecuación final quedó de la siguiente manera:

$$P = 1.25mA - 0.7 \quad (5)$$

Ensayos de caracterización de flujo de calor del inductor

Hicimos otra serie de pruebas con el inductor retirado de la instalación para cuantificar la potencia neta que absorbía el fluido del interior del circuito. Sabemos, por las especificaciones del fabricante y por los resultados experimentales obtenidos hasta ese momento, que el valor máximo de potencia (100%) que puede proporcionar la máquina SINAC es de 10 kW, pero debemos tener en cuenta que esta potencia no se emplea íntegramente en calentar el fluido caloportador, sino que también habrá pérdidas hacia el agua de refrigeración o al ambiente.

Para llevar a cabo estos ensayos utilizamos otro tubo de las mismas dimensiones (1.5m de longitud, 60 mm de diámetro y 4 mm de espesor) y material (acero 316L) que el receptor de la instalación, lo colocamos en vertical, sellado por la parte inferior, y lo llenamos de agua hasta una altura $h_a=1m$. Además, también colocamos un aislamiento de lana de roca en las zonas donde no iba a influenciar el inductor para que las condiciones fueran lo más parecidas posibles a las que se daban en la instalación. Por último, ya que anteriormente se había demostrado que a mayores distancias se perdía efectividad, la bobina del inductor se situó a 3mm de la superficie del tubo.

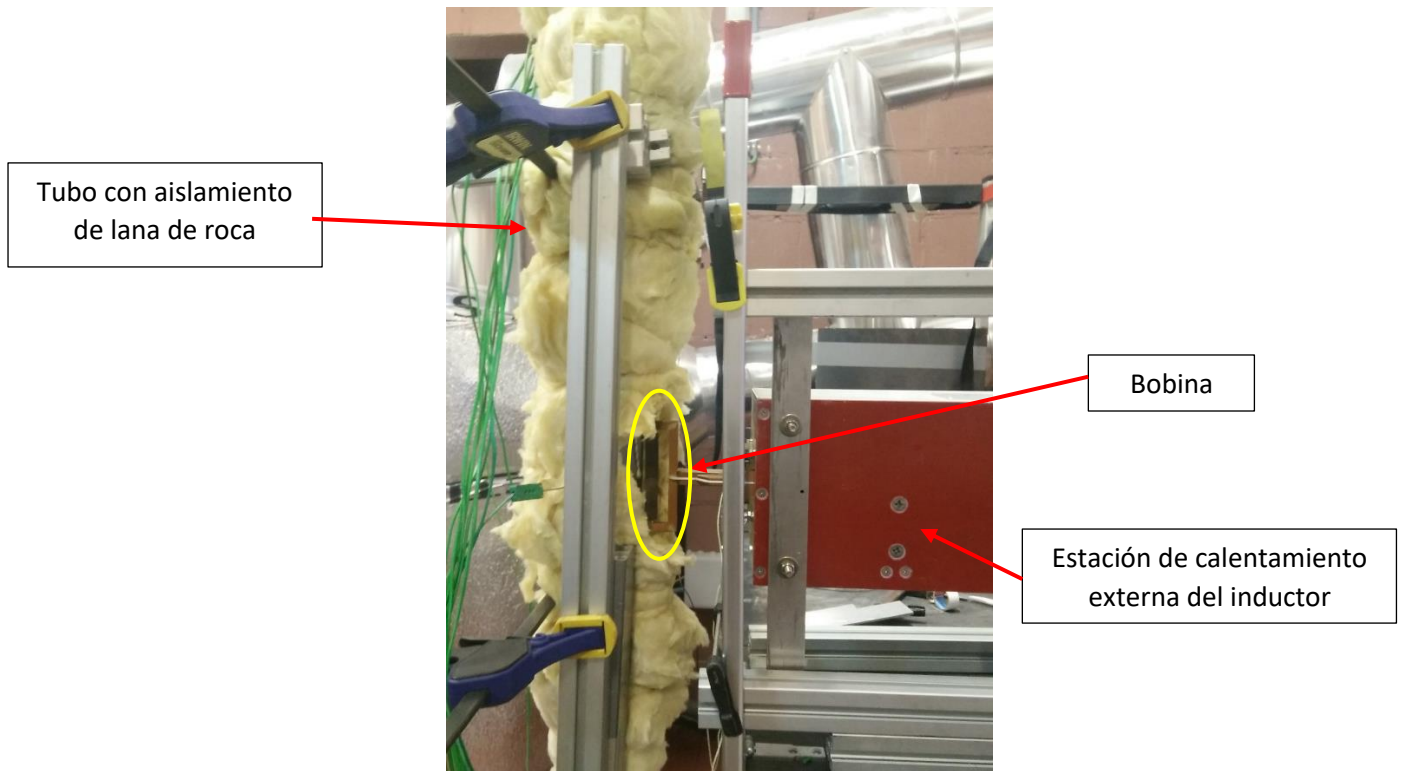


Ilustración 61. Imagen de tubo e inductor

Se colocaron ocho termopares en la pared del tubo, en la parte frontal y la trasera, a cuatro alturas diferentes, para recoger los datos de aumento de temperatura en la pared. Del mismo modo, se taladró el tubo para meter dos termopares más a la altura de h_1 y h_4 que recogieran los cambios en la temperatura del agua. De manera que la distribución y nomenclatura de los termopares quedó de la siguiente forma:

Zona	h (cm)	TC frontal	TC trasera	TC interior
1	48.5	1.1	1.4	TC Water 1
2	62	2.1	2.4	-
3	69	3.1	3.4	-
4	90.5	4.1	4.4	TC Water 4

Ilustración 62. Tabla de distribución de termopares en el tubo durante los ensayos de caracterización de flujo

Por último, se situaron dos termopares adicionales para controlar la temperatura del agua del circuito de refrigeración a la entrada y la salida del SINAC (“TC Water ref in” y “TC Water ref out”).

En el primer ensayo que se hizo se situó la bobina del inductor a una altura intermedia entre h_1 y h_3 , sin embargo, observamos que, aunque el agua que se encontraba en la zona superior de la misma se calentaba hasta temperaturas cercanas al punto de

ebullición, la región inferior (TC 1.4) no había sufrido ningún cambio y se mantenía a la temperatura ambiente inicial. Por este motivo se decidió bajar la bobina y situarla a la altura de la primera tanda de termopares (h_1) y, dado que ya se había comprobado que, debido a la convección natural, la potencia del inductor no influenciaba en el agua que se encontraba debajo, tener en cuenta para el análisis de los resultados únicamente la cantidad de fluido que se encontraba por encima de esa altura.

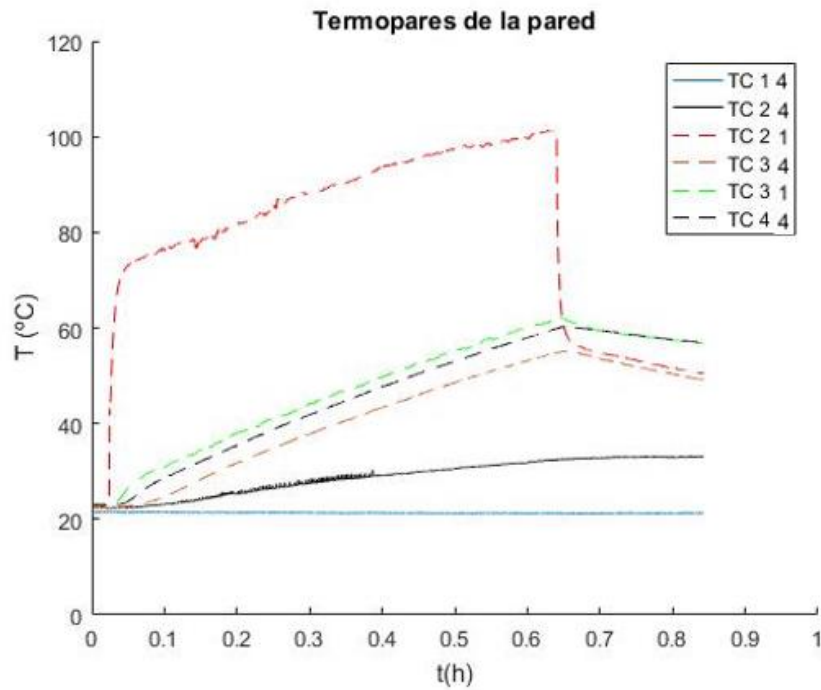


Ilustración 63. Temperaturas de la pared con el inductor colocado a una altura intermedia

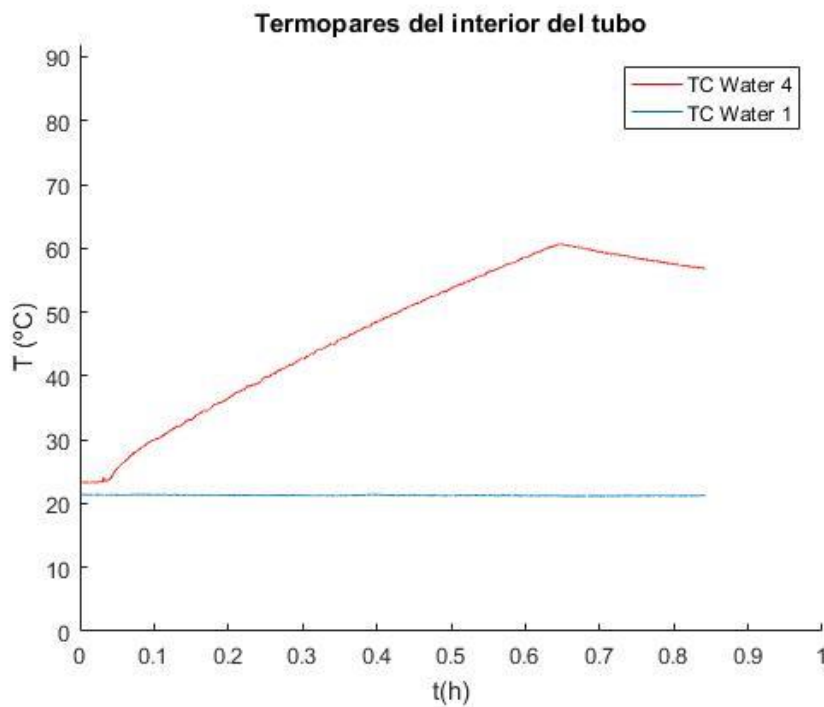


Ilustración 64. Temperaturas del tubo con el inductor colocado a una altura intermedia

De este modo, se realizaron tres experimentos con potencias del 10%, 20% y 30% de la capacidad del inductor, esto es, con 1kW, 2kW y 3kW de potencia bruta. En esta ocasión el valor de la potencia se mantuvo constante durante todo el ensayo. La duración de cada prueba fue diferente, ya que el factor limitante era la temperatura de ebullición del agua del interior del tubo, de manera que conforme se aumentaba la potencia el tiempo se iba reduciendo.

Entonces, para cada ensayo se encendió el inductor a la potencia establecida y se recogieron cada segundo, mediante el software de Labview, los datos de temperaturas de los termopares del tubo y de los del circuito de refrigeración, además del valor de la potencia de salida. Los resultados obtenidos en los tres ensayos fueron los siguientes:

- Potencia al 10%:

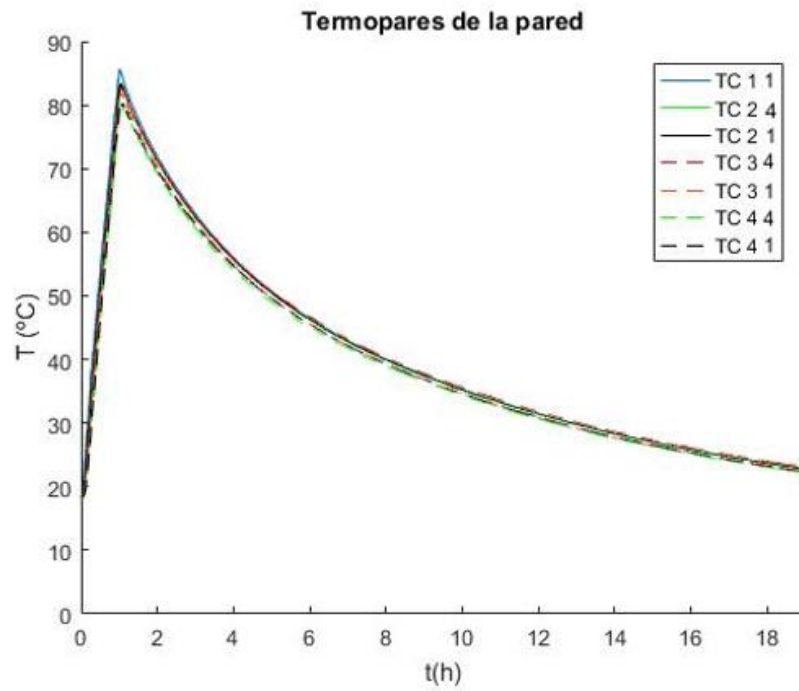


Ilustración 65. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 10% de su potencia

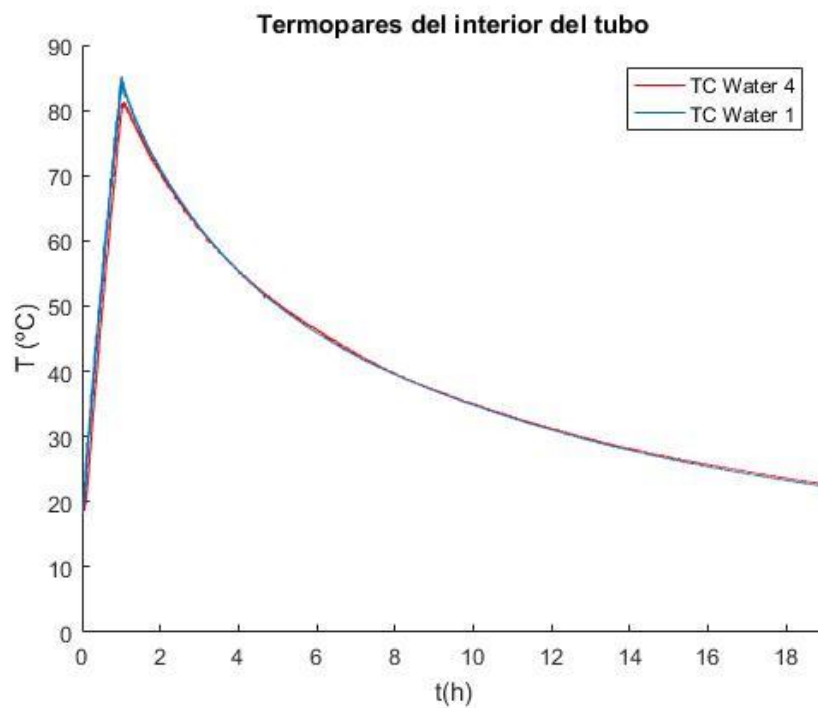


Ilustración 66. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 10% de su potencia

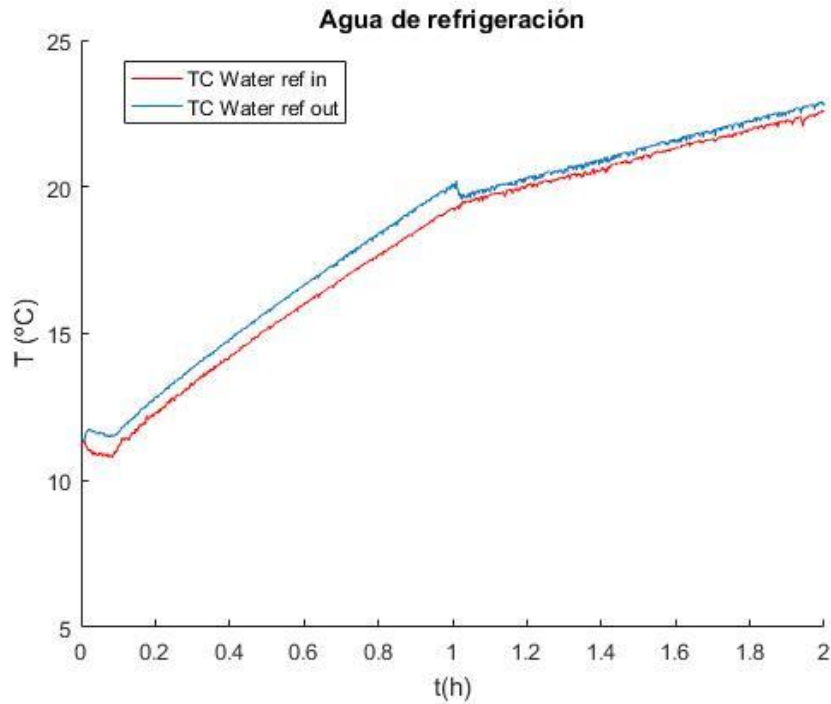


Ilustración 67. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 10% de su potencia

- Potencia al 20%:

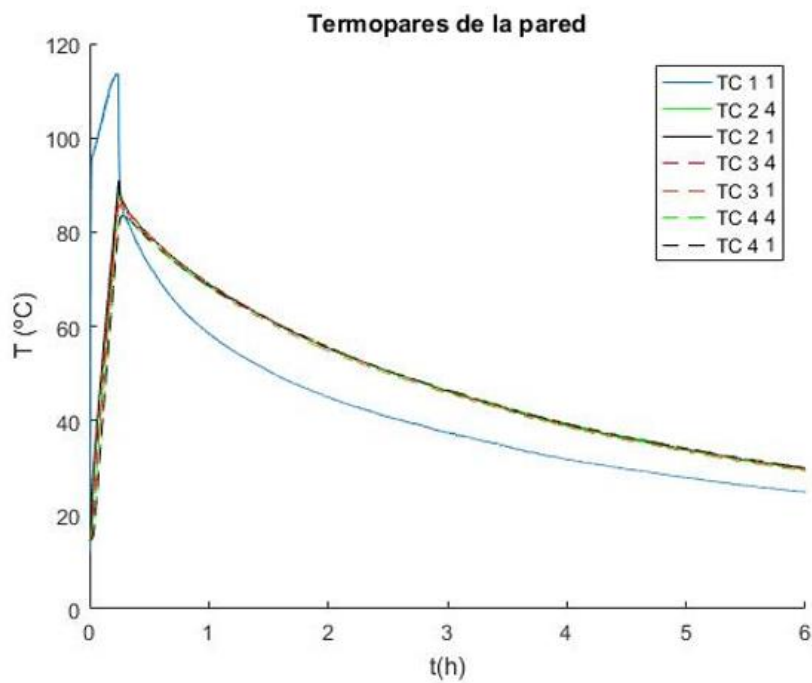


Ilustración 68. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 20% de su potencia

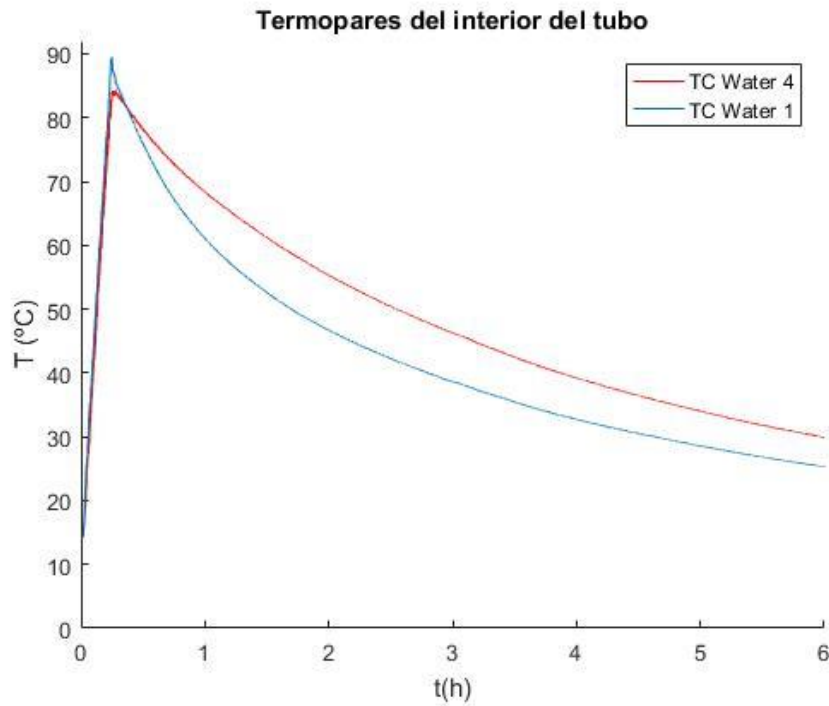


Ilustración 69. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 20% de su potencia

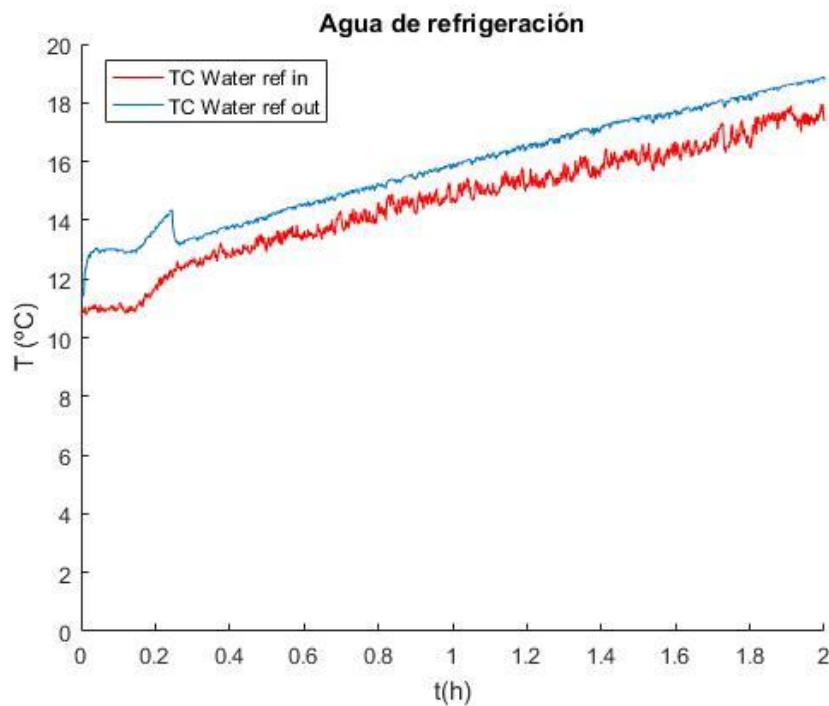


Ilustración 70. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 20% de su potencia

- Potencia al 30%:

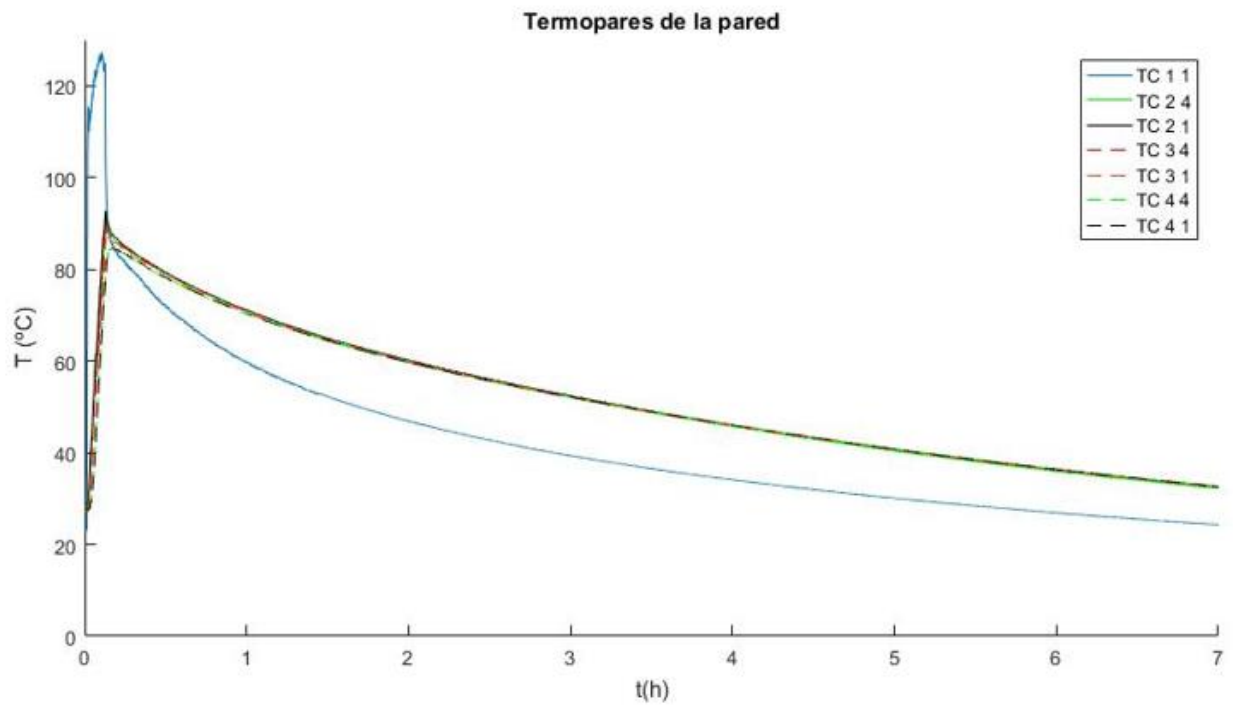


Ilustración 71. Temperaturas de la pared con el inductor trabajando al 30% de su potencia

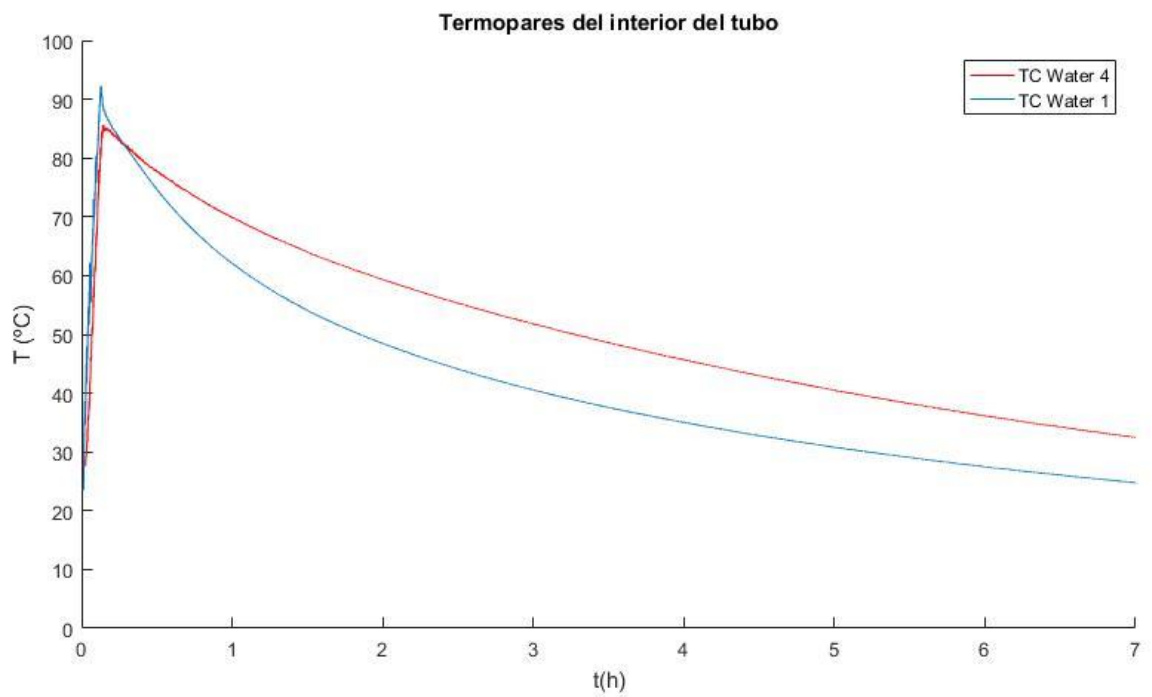


Ilustración 72. Temperaturas del tubo con el inductor trabajando al 30% de su potencia

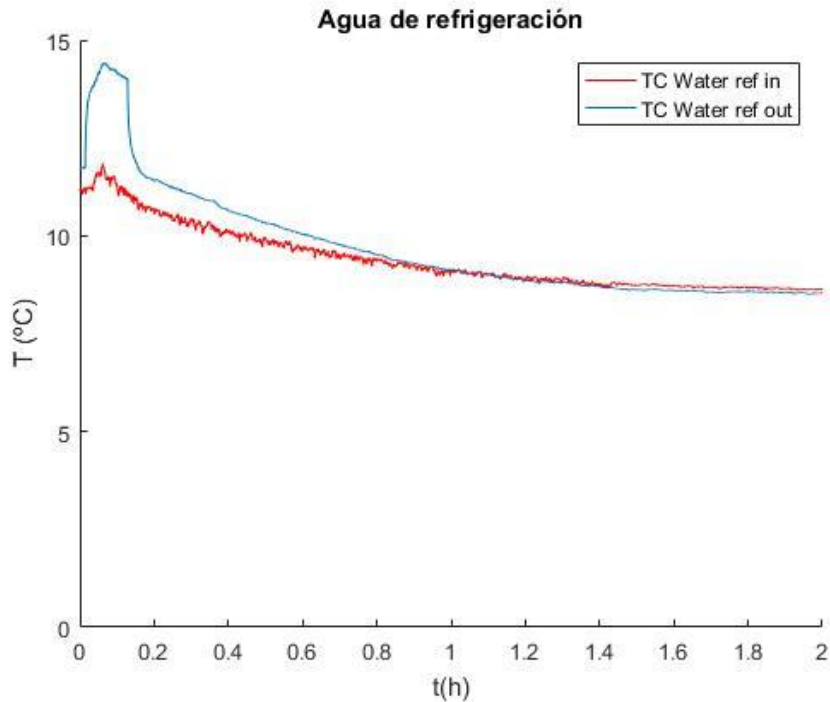


Ilustración 73. Temperaturas del agua de refrigeración con el inductor trabajando al 30% de su potencia

En Las imágenes se puede observar la evolución de temperaturas durante el calentamiento, hasta que la temperatura del agua es próxima a los 100°C, y del enfriamiento, una vez que el inductor ya ha sido apagado.

En todas las ilustraciones podemos apreciar la misma tendencia: mientras que el calentamiento se produce de una manera lineal, el enfriamiento es más lento y se aproxima más a una ecuación logarítmica. Esto puede explicarse por el hecho de que el inductor está calentando directamente la superficie del tubo, y, por tanto, lo hace de una manera muy efectiva. Sin embargo, durante el enfriamiento, el aislamiento de lana de roca está evitando que se pierda calor rápidamente.

En el agua de refrigeración se observa un comportamiento lineal mientras está en funcionamiento el inductor. Su temperatura va aumentando con el paso del tiempo pero no alcanza unos valores muy elevados.

Una vez obtenidos los resultados de los tres casos, debemos analizar en cómo se divide la potencia que proporciona el inductor. Si observamos las gráficas presentadas, vemos que hay tres tipos diferentes: Las relacionadas con las temperaturas en la superficie del tubo (ilustraciones 65, 68 y 71), las de las temperaturas del agua del interior del tubo (ilustraciones 66, 69 y 72); y las de las temperaturas del agua de refrigeración (ilustraciones 67, 70 y 73). Por lo tanto, la potencia del inductor ($\dot{Q}_{inductor}$) se dividirá, al menos, en tres términos diferentes: \dot{Q}_{tubo} , \dot{Q}_{agua_tubo} y \dot{Q}_{agua_ref} . Además, debemos recordar que también habrá pérdidas al ambiente o de otro tipo que no hayan sido caracterizadas, por lo que añadiremos dos términos más a la ecuación:

$$\dot{Q}_{inductor} = \dot{Q}_{tubo} + \dot{Q}_{agua_tubo} + \dot{Q}_{agua_ref} + \dot{Q}_{ambiente} + \dot{Q}_{pérdidas} \quad (6)$$

Para calcular cada potencia, emplearemos las siguientes ecuaciones:

$$\dot{Q}_{tubo} = m_{tubo} C_{p_{tubo}} \left. \frac{dT}{dt} \right|_{tubo}^{calent} \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{agua_tubo} = m_{agua_tubo} C_{p_{agua}} \left. \frac{dT}{dt} \right|_{agua_tubo}^{calent} \quad (8)$$

$$\dot{Q}_{agua_ref} = \dot{m}_{agua_ref} C_{p_{agua}} (T_{refout} - T_{refin}) \quad (9)$$

En el caso de las pérdidas que se produzcan al ambiente, asumiremos que son las mismas que ocurren durante el enfriamiento del tubo y del agua de su interior, de modo que:

$$\dot{Q}_{ambiente} = \dot{Q}_{enf_tubo} + \dot{Q}_{enf_agua_tubo} = m_{tubo} C_{p_{tubo}} \left. \frac{dT}{dt} \right|_{tubo}^{enf} + m_{agua_tubo} C_{p_{agua}} \left. \frac{dT}{dt} \right|_{agua_tubo}^{enf} \quad (10)$$

Siendo \dot{Q}_x la potencia correspondiente en W; C_{p_x} el calor específico correspondiente en J/(kgK); m_{tubo} la masa del tubo afectada por la acción del inductor en kg; m_{agua_tubo} la masa de agua dentro del tubo que se ve influida por el inductor; \dot{m}_{agua_ref} el gasto másico del circuito de refrigeración en kg/s; y T las temperaturas en °C.

Para calcular los diferentes términos asumiremos que las propiedades del agua y del tubo se mantienen constantes en el rango de temperaturas en el que trabajamos. De este modo, los datos empleados serán los siguientes:

- Medidas del tubo:

$$\begin{aligned} h_{total} &= 1.5 \text{ m} \\ h_{agua_total} &= 1 \text{ m} \\ h_1 &= 0.485 \text{ m} \\ d_{ext} &= 0.06 \text{ m} \\ \text{espesor} &= 0.004 \text{ m} \\ d_{int} &= d_{ext} - 2\text{espesor} = 0.052 \text{ m} \end{aligned}$$

- Tubo:

$$\begin{aligned} \rho_{tubo} &= 8238 \text{ kg/m}^3 \\ C_{p_{tubo}} &= 468 \text{ J/kgK} \\ h_{tubo} &= h_{total} - h_1 = 1.015 \text{ m} \\ m_{tubo} &= \rho_{tubo} \cdot V_{tubo} = \rho_{tubo} \pi (d_{int}^2 - d_{ext}^2) h_{tubo} / 4 = 5.88 \text{ kg} \end{aligned}$$

- Agua del tubo:

$$\rho_{agua_tubo} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$Cp_{\text{agua_tubo}} = 4180 \text{ J/kgK}$$

$$h_{\text{agua_tubo}} = h_{\text{agua_total}} - h_1 = 0.515 \text{ m}$$

$$m_{\text{agua_tubo}} = \rho_{\text{agua_tubo}} \cdot V_{\text{agua_tubo}} = \rho_{\text{agua_tubo}} \pi d_{\text{int}}^2 h_{\text{agua_tubo}} / 4 = 1.093 \text{ kg}$$

- Agua de refrigeración:

$$m_{\text{ref}} = 82 \frac{\text{dl}}{\text{min}} * \frac{1 \text{min}}{60 \text{s}} * \frac{10^{-4} \text{dl}}{1 \text{l}} * \frac{1000 \text{kg}}{1 \text{m}^3} = 0.137 \text{ kg/s}$$

Para calcular los términos de la temperatura, en el caso del Q de refrigeración se creó un vector en el que se restaban los valores a la salida y la entrada del inductor en el mismo instante de tiempo. Para el caso del tubo y del agua de su interior se hicieron los respectivos vectores restando los valores obtenidos entre un segundo y el segundo anterior. Los datos de las temperaturas empleados fueron los correspondientes a la fase de calentamiento, ya que era cuando el inductor estaba en funcionamiento; a excepción de las pérdidas al ambiente, en el que se usaron los datos de enfriamiento, ya que se considera que son iguales a las que se producen durante el calentamiento. De este modo, obtuvimos un vector para cada término de potencia analizado. Para tener un valor único se hizo la media de esos valores, obteniendo una tabla con los siguientes resultados:

	Potencia 10%	Potencia 20%	Potencia 30%
Q tubo	70.93	232.46	376.28
Q agua tubo	115.45	384.31	663.11
Q agua ref	470.60	1115.17	1503.00
Q enf tubo	3.61	6.85	4.80
Q enf agua tubo	6.02	11.44	7.96
Q ambiente	9.63	18.30	12.76
Q pérdidas	333.38	249.77	444.85
Q inductor	1000	2000	3000

Ilustración 74. Tabla de resultados en W de flujos de calor a diferentes potencias del inductor

Los valores del inductor son los correspondientes al porcentaje de potencia empleado. Por otra parte, para calcular la potencia perdida en el ambiente se ha realizado la suma de los dos Q de enfriamiento, y, por último, la potencia perdida es la resta entre el Q del inductor y el resto de potencias calculadas (Q tubo, Q agua tubo, Q agua ref, Q ambiente).

Si pasamos estos resultados a porcentaje, obtenemos:

	Potencia 10%	Potencia 20%	Potencia 30%
Q tubo	7.09%	11.62%	12.54%
Q agua tubo	11.54%	19.22%	22.10%
Q agua ref	47.06%	55.76%	50.10%
Q enf tubo	0.36%	0.34%	0.16%
Q enf agua tubo	0.60%	0.57%	0.27%
Q ambiente	0.96%	0.91%	0.43%
Q pérdidas	33.34%	12.49%	14.83%
Q inductor	100.00%	100.00%	100.00%

Ilustración 75. Tabla de resultados en porcentaje de flujos de calor a diferentes potencias del inductor

Observamos que, porcentualmente, la distribución de la potencia del inductor es similar en todos los casos, y que la mayor parte de ella (aproximadamente el 50%) es absorbida por el agua del circuito de refrigeración. En lo referente a los porcentajes de potencia perdida, aunque pueden variar de unos casos a otros, se mantienen en órdenes de magnitud similares y no se observa un patrón de cambio con el aumento de potencia. Sin embargo, los valores de la potencia absorbida por el tubo y por el agua de su interior aumentan conforme aumenta la potencia del inductor, lo cual nos lleva a pensar que a valores mayores conseguiremos mejores eficiencias.

Por otra parte, las pérdidas al ambiente no superan el 1% del total, con lo cual comprobamos que el aislamiento funciona como se esperaba y que, cuando se realicen experimentos con sales en la instalación, no se producirán grandes pérdidas energéticas en el recorrido de los tubos. Sin embargo, el valor de $Q_{pérdidas}$ no es despreciable, ya que significa que hay una gran cantidad de pérdidas de potencia cuyo origen no hemos conseguido averiguar. Estas probablemente se deban a que, a pesar de que la señal de salida del inductor nos esté indicando que se alcanzan los 1000 kW (en el caso de trabajar al 10%), probablemente el flujo de potencia que salga de la bobina sea menor por pérdidas en el interior de la propia máquina.

De este experimento podemos concluir que, efectivamente, la potencia neta que recibe el receptor central de la instalación no se corresponde con la potencia emitida por el inductor, sino que, en los experimentos realizados, se aproxima al 30% de la misma - teniendo en cuenta el flujo de calor absorbido por el fluido y por la pared del tubo- aunque probablemente este porcentaje aumente con valores más elevados de potencia del inductor. Sin embargo, esto último no pudo comprobarse por problemas técnicos relacionados con el concentrador de flujo de la bobina, ya que, al experimentar con potencias más altas, este no era capaz de aguantar valores tan elevados de temperatura y se despegaba.

Ensayos de calentamiento de las sales en el tanque

Durante la realización de los experimentos anteriores las sales fueron introducidas en el tanque en estado sólido para posteriormente ser fundidas por el sistema de resistencias del mismo. Recordamos que las sales seleccionadas como fluido de transferencia de calor fueron sales solares (60% NaNO_3 –40% KNO_3), empleándose un total de 400 kg.

Antes de ponerlas en circulación, hicimos unas pruebas para familiarizarnos con el programa iTools, que controla los set point de las resistencias del tanque, y para comprobar cómo es la curva de calentamiento de las mismas, así como su punto de fusión.

De este modo, programamos la temperatura de la sal a un valor de 350°C, y las temperaturas de las resistencias del tanque unos 150°C por encima de estas, es decir, a 500°C. Una vez hecho esto tomamos medidas de la temperatura de la sal del tanque desde temperatura ambiente hasta el valor del set point de la sal, obteniendo la siguiente gráfica:

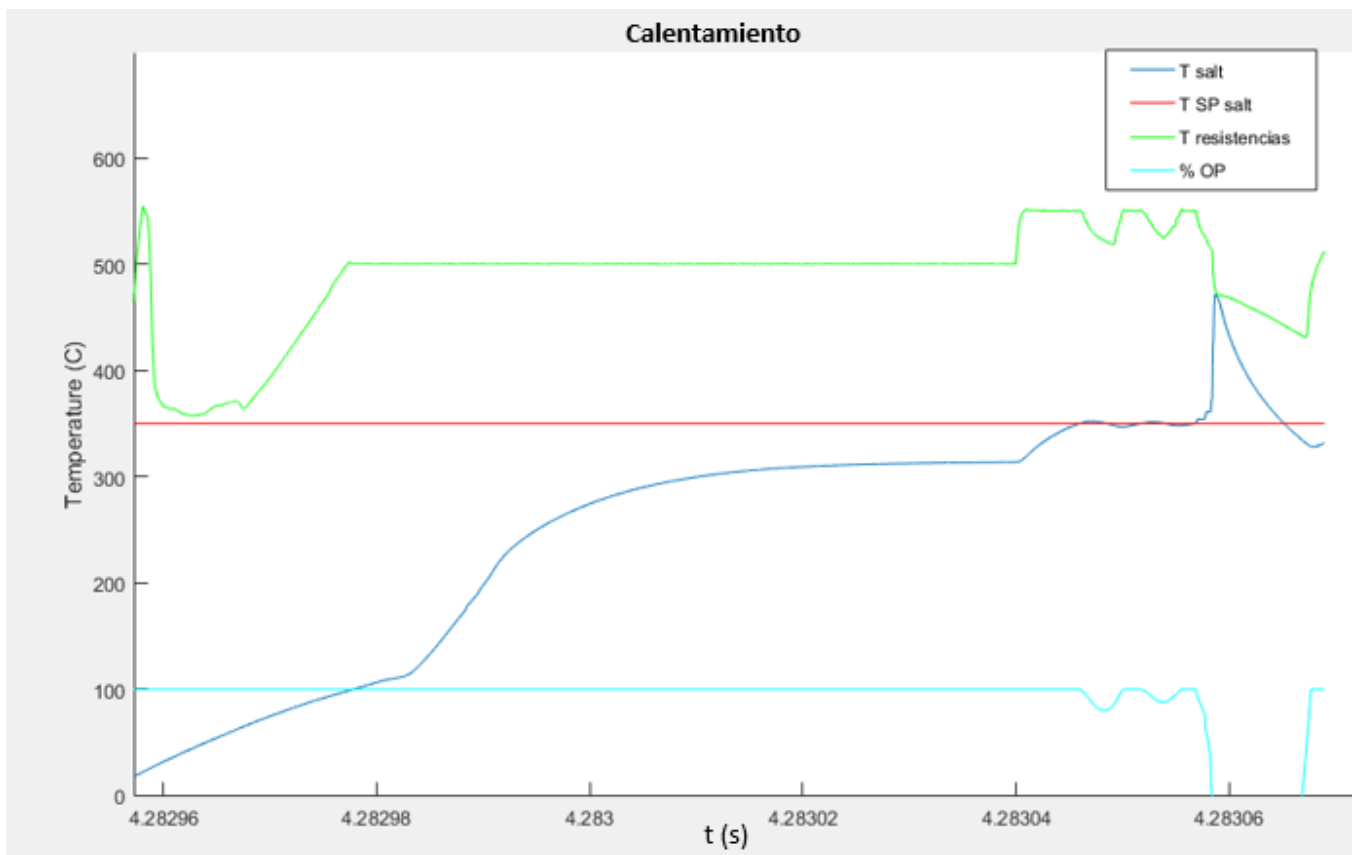


Ilustración 76. Calentamiento de las sales solares en el interior del tanque

Como podemos ver, al principio las sales del tanque se van calentando lentamente, ya que la temperatura de las resistencias no alcanzaba los 500°C, pero, una vez que esta es constante, se observa un cambio en la pendiente y la temperatura de las sales comienza a subir rápidamente hasta llegar a los 235°C aproximadamente. En ese punto podemos observar que la pendiente vuelve a reducirse, lo cual podría indicar que las sales están comenzando a fundir. Si comparamos estos resultados con los encontrados en la literatura, vemos que para una mezcla de $\text{NaNO}_3 - \text{KNO}_3$ con una concentración de 40% de KNO_3 el punto de fusión se encuentra próximo a los 230°C, por lo tanto, el comportamiento de las sales es el esperado. [85]

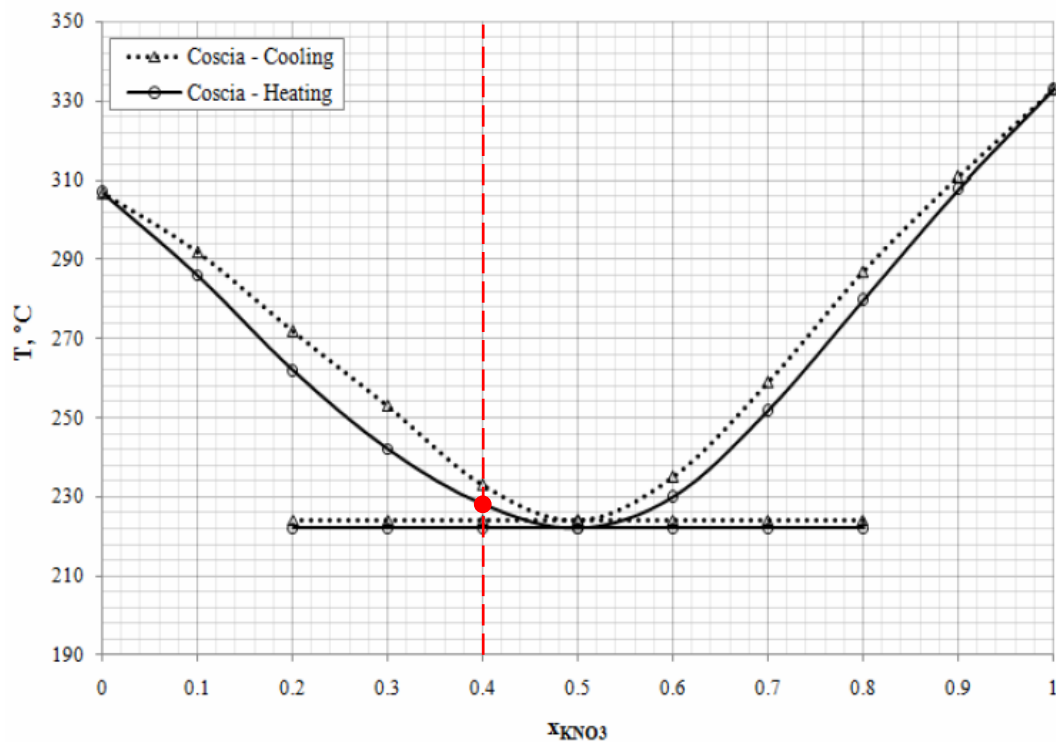


Ilustración 77. Diagrama de fases de $\text{NaNO}_3 - \text{KNO}_3$ [85]

De esta manera, para que la sal comience a fundir, se necesita que, bajo las condiciones programadas en este ensayo, las resistencias estén puestas en marcha un tiempo mínimo de 42830 segundos, es decir, 11.9 horas. Por tanto, lo ideal sería empezar a calentarlas el día anterior con las temperaturas que se han programado en esta ocasión, para que así, una vez fundidas, se mantuvieran a una temperatura de unos 300°C hasta que se comenzaran a realizar experimentos con ellas.

Esta prueba, además de para comprobar el punto de fusión de las sales y el tiempo necesario para alcanzarlo, también nos ha servido para entender el funcionamiento de las resistencias del tanque. Así, observamos que con un set point de la sal de 350°C y una temperatura para las resistencias de 500°C, el valor máximo alcanzado por las sales es de 300°C, y nunca alcanzan el valor límite establecido.

En la última parte del ensayo probamos a cambiar la diferencia de temperatura entre el set point y las resistencias a 200°C para así poder alcanzar un valor en las mismas de 550°C. Con este cambio la temperatura de las sales aumenta de nuevo, y en esta ocasión sí que llega hasta 350°C. Cuando esto ocurre, vemos que las resistencias dejan de trabajar al 100% (línea %OP en la ilustración 76) y que la temperatura de las resistencias desciende. Cuando esta vuelve a encontrarse por debajo del set point, las resistencias vuelven a trabajar a máximo rendimiento, volviendo a alcanzar 550°C. Este ciclo se repite hasta que se produce un aumento brusco en la temperatura de las sales, momento en el que las resistencias se apagan completamente (la línea de %OP baja hasta cero) hasta que la sal vuelve a encontrarse por debajo de los 350°C.

Por tanto, hemos comprobado que el funcionamiento del programa de calentamiento para el tanque (desarrollado a través del software iTools) es el esperado, ya que, regulando el porcentaje de operación, mantiene la temperatura del tanque a el valor del set point establecido.

Ensayos de circulación de las sales

Los últimos experimentos que se realizaron fueron pruebas de circulación de las sales por el circuito con el fin de comprobar que no se producía solidificación de las mismas en el primer contacto con las paredes de los tubos y también para encontrar la relación entre la frecuencia de la bomba y el caudal de fluido circulante.

Para ello, en primer lugar pusimos en marcha durante el día anterior, el sistema de resistencias del tanque para fundir las sales antes de comenzar con los experimentos. Tras esto, se encendió el sistema de traceado del circuito a un set point de 300°C, tal y como se hizo en los experimentos anteriores. Una vez se hubo alcanzado dicha temperatura, se procedió al accionamiento de la bomba del tanque a través del variador de frecuencia de la misma.

Se registraron los datos de temperatura de la pared y del interior del tubo en el receptor, y en el tanque a dos alturas diferentes de la pared. Del mismo modo, también se controló la presión y la temperatura del sensor de presión. Además, se tomaron datos de la temperatura ambiente del laboratorio, la cual se mantuvo en todos los experimentos en torno a los 22°C (ilustración 78).

Por otra parte, aunque el caudalímetro de la instalación ya había sido instalado y calibrado, los datos del mismo no aparecían reflejados en el programa de Labview sino que se mostraban en el propio display del aparato. De modo que el valor de la velocidad del fluido fue anotado cuando se vio que este se mantenía constante y que, por tanto, se había alcanzado el estado estacionario.

Se realizaron pruebas a diferentes frecuencias y temperaturas de la sal, y se comprobó que en función de estos dos parámetros el valor de la velocidad obtenida era diferente:

f (Hz)	T sal (°C)	u (m/s)	P media (bar)	P max (bar)	T amb (°C)
5	392.6433	0.29	1.1396	3.04	22.1474
6	391.9856	0.5	1.1238	2.9109	22.0937
7	388.9204	0.6	1.1671	3.1892	21.9264
10	399.0639	0.89	1.268	3.1412	21.8689
10	442.1359	1.12	1.4105	2.8736	22.7426
10	420.6272	1.09	1.3289	3.3548	22.9074
20	458.9709	2.27	1.9221	3.5754	22.575
20	430.8143	2.23	1.9062	3.329	22.8279

Ilustración 78. Tabla de caudal obtenido a diferentes frecuencias y temperaturas

Estos cambios probablemente se deban principalmente al hecho de que las propiedades de las sales varían en función de la temperatura, de modo que, si calculamos el valor de la densidad y la viscosidad en cada caso obtenemos:

f (Hz)	T sal (°C)	u (m/s)	ρ (kg/m ³)	μ (Ns/m ²)	P media (bar)	P max (bar)	T amb (°C)
5	392.6433	0.29	1.84E+03	0.0018	1.1396	3.04	22.1474
6	391.9856	0.5	1.84E+03	0.0018	1.1238	2.9109	22.0937
7	388.9204	0.6	1.84E+03	0.0019	1.1671	3.1892	21.9264
10	399.0639	0.89	1.84E+03	0.0018	1.268	3.1412	21.8689
10	442.1359	1.12	1.81E+03	0.0015	1.4105	2.8736	22.7426
10	420.6272	1.09	1.82E+03	0.0016	1.3289	3.3548	22.9074
20	458.9709	2.27	1.80E+03	0.0014	1.9221	3.5754	22.575
20	430.8143	2.23	1.82E+03	0.0016	1.9062	3.329	22.8279

Ilustración 79. Tabla de propiedades a diferentes temperaturas

Si nos fijamos en casos que tengan la misma frecuencia de la bomba –recuadrados en rojo-, se observa que tanto densidad como viscosidad descienden conforme aumenta la temperatura, sin embargo, la viscosidad se ve más afectada por las variaciones de la misma. De esta manera, a menor temperatura de las sales, mayor viscosidad presentan, por lo que ofrecen una mayor resistencia a fluir, y menos velocidad – y, por tanto, caudal- tendremos en la instalación.

Además, con los datos calculados podemos hallar el valor del número de Reynolds en cada caso, para así comprobar si las condiciones del experimento se asemejan a las de una instalación real en funcionamiento, las cuales, como se mencionó anteriormente, alcanzan un Reynolds máximo de $5 \cdot 10^4$.

f (Hz)	T sal (°C)	u (m/s)	ρ (kg/m ³)	μ (Ns/m ²)	Re
5	392.6433	0.29	1.84E+03	0.0018	15081.45
6	391.9856	0.5	1.84E+03	0.0018	25924.50
7	388.9204	0.6	1.84E+03	0.0019	30669.00
10	399.0639	0.89	1.84E+03	0.0018	47629.24
10	442.1359	1.12	1.81E+03	0.0015	69867.84
10	420.6272	1.09	1.82E+03	0.0016	63518.66
20	458.9709	2.27	1.80E+03	0.0014	147754.30
20	430.8143	2.23	1.82E+03	0.0016	134486.8

Ilustración 80. Valores del número de Reynolds a diferentes condiciones de velocidad y temperatura

Observamos que los cuatro primeros experimentos entran dentro del rango de valores que podríamos encontrar en la realidad, de modo que, dado que el factor más determinante es la temperatura de las sales, es conveniente que esta no supere los 400°C al iniciar los ensayos.

Otro aspecto que merece la pena comentar es la evolución de temperaturas tanto en el tanque como en el interior de los tubos del circuito.

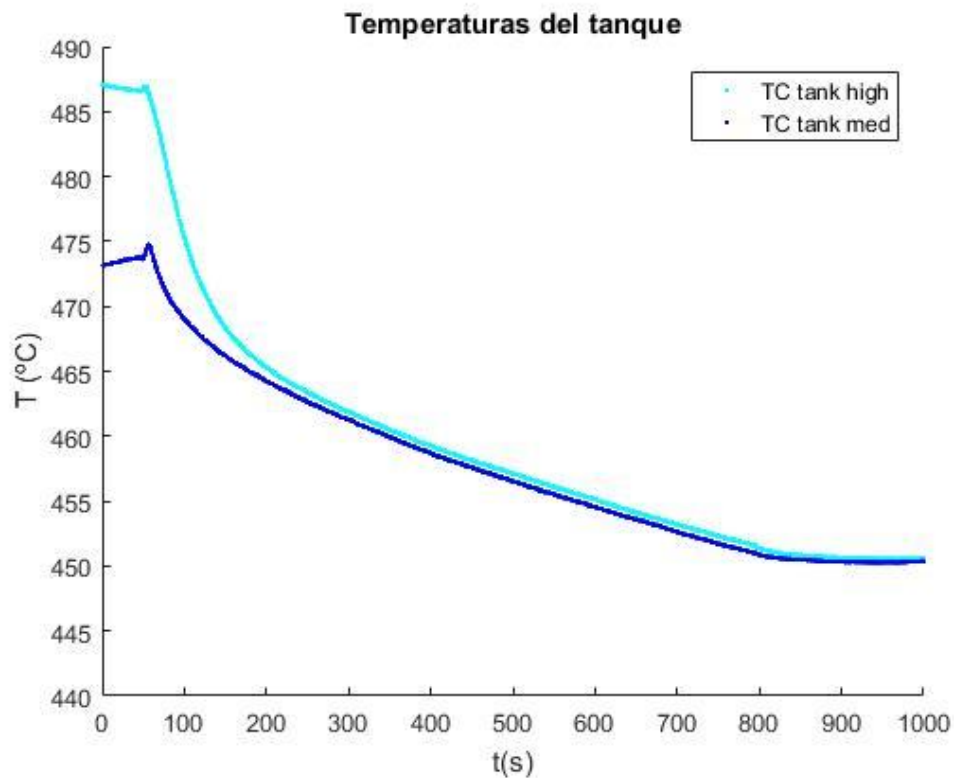


Ilustración 81. Evolución de las temperaturas del tanque a una frecuencia de la bomba de 20 Hz

Como se puede ver, antes del arranque de la bomba la diferencia de temperaturas entre la zona superior del tanque y la media es muy notable. Esto es debido a que el fluido se encuentra en reposo y se produce estratificación en el mismo. Sin embargo, cuando las sales se ponen en circulación, aunque ambas zonas registran un descenso, en la parte superior es más brusco, de modo que ambas regiones se igualan en temperatura y la estratificación desaparece. Cabe señalar que, además de los termopares representados en la ilustración 81, había otros dos localizados en la pared del tanque, en un punto más bajo, y en la base del mismo, cuyos valores no quedaron registrados en Labview sino que se mostraban en el display del cuadro de resistencias. Estos valores fueron anotados durante la realización del experimento mostrado en la gráfica y eran de 450°C. De manera que se comprueba que las temperaturas de la parte superior del tanque descienden hasta alcanzar el valor de las de la parte inferior.

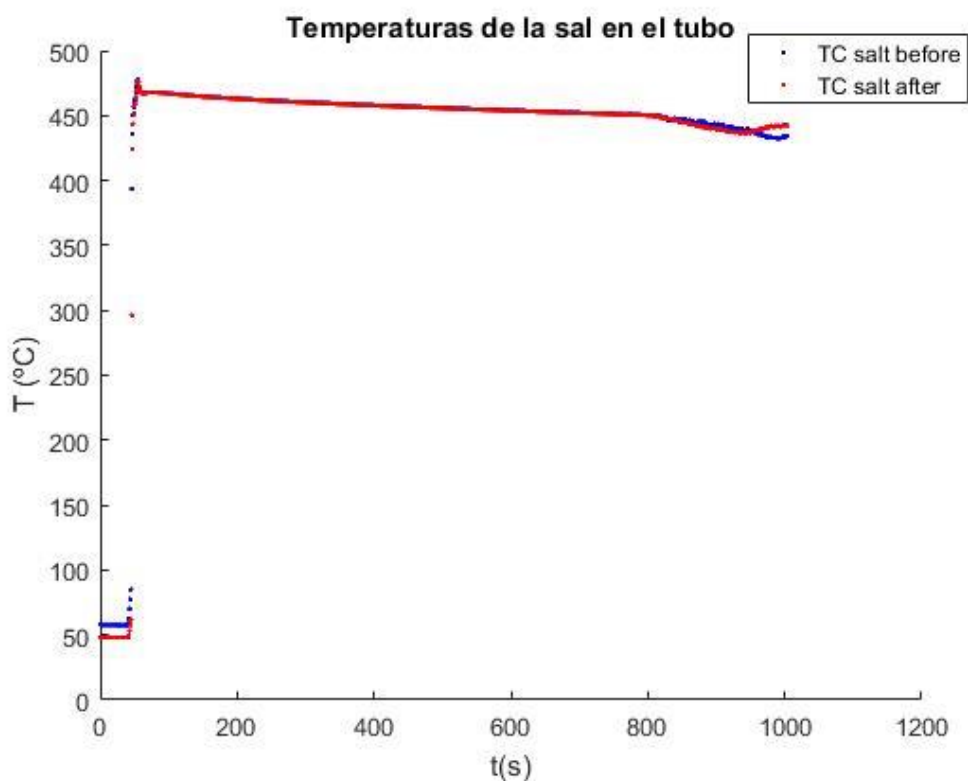


Ilustración 82. Evolución de las temperaturas del interior del tubo a una frecuencia de la bomba de 20 Hz

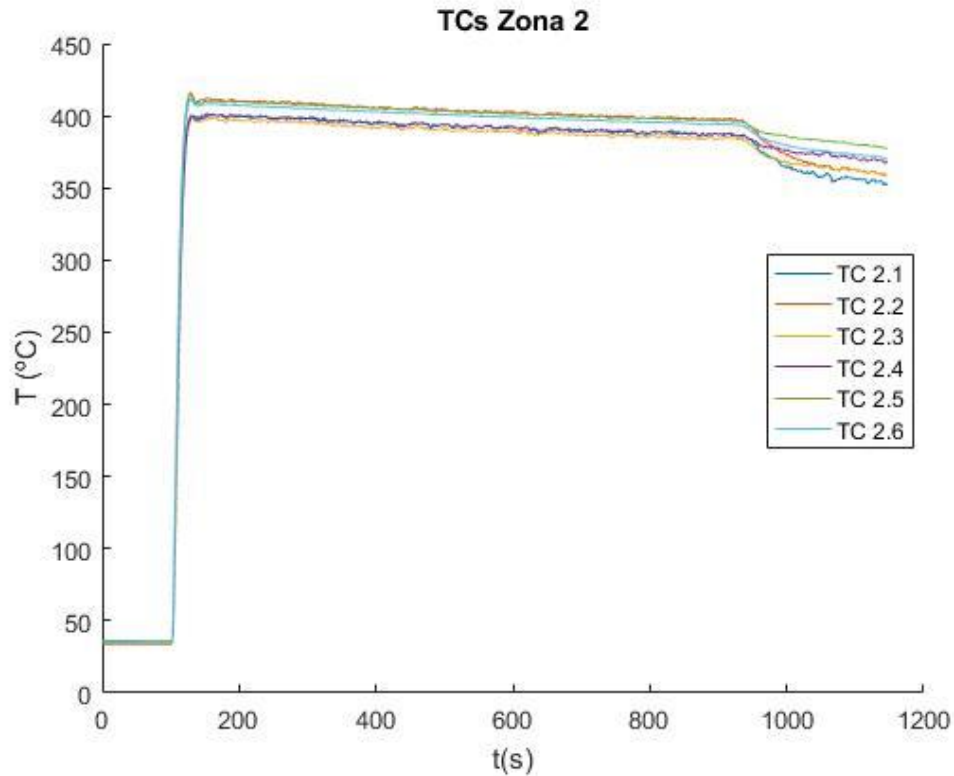


Ilustración 83. Evolución de las temperaturas de la pared del tubo en la zona 2 a una frecuencia de la bomba de 20 Hz

Centrándonos ahora en las temperaturas en el resto del circuito, se puede ver que antes de que comenzaran a circular las sales se encontraban a unos valores de 50°C -100°C, que eran los que se habían alcanzado en las pruebas de traceado realizadas anteriormente. Al accionar la bomba, en $t=100$ s, en seguida se ve el aumento de la temperatura hasta alcanzar el valor del fluido, para luego ir descendiendo progresivamente, debido a las pérdidas al ambiente que se estén produciendo en las partes no aisladas del circuito.

Por último, debemos analizar las variaciones del sensor de presión para ver cómo le afectan los cambios bruscos de temperatura. En las tablas anteriores (ilustración 78) se detalla el valor de la presión media y máxima que se alcanza en cada ensayo, y se ve que estas nunca superan los 2 bares y los 4 bares respectivamente. En ningún caso se registraron valores alarmantes que pudieran indicar la formación de una obstrucción producida por la solidificación de la sal en algún punto.

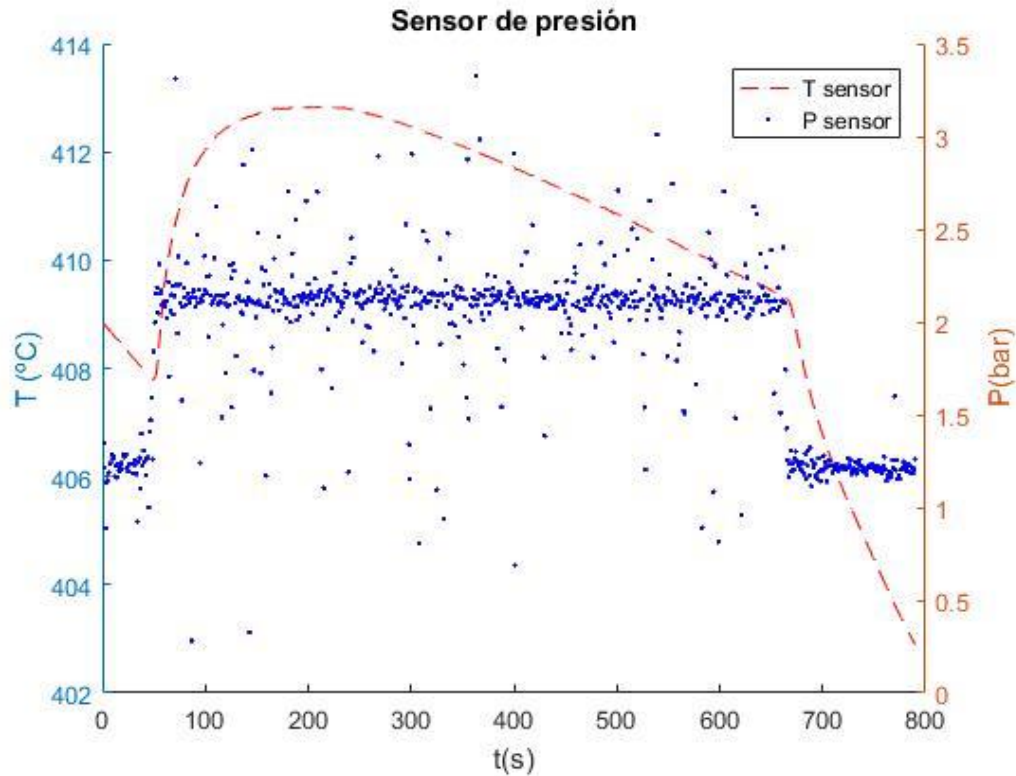


Ilustración 84. Evolución presión y la temperatura del sensor a una frecuencia de la bomba de 20 Hz

En la imagen se puede apreciar que en cuanto se activa la bomba del tanque aumenta la temperatura del sensor y se produce un escalón en el valor de la presión. Se puede ver que esta se mantiene a un valor constante mientras la bomba está en funcionamiento, y que cuando las sales dejan de circular la presión vuelve a su valor inicial.

Por tanto, estos ensayos nos han servido para comprobar que los valores de presión y temperatura en el circuito de sales son los adecuados, y que los sistemas, tanto de bombeo como de traceado, funcionan correctamente, permitiendo alcanzar un régimen de circulación estacionario y evitando la solidificación del fluido en cualquier punto.

Presupuesto

En este apartado se va a realizar una estimación del coste de este Trabajo de Fin de Grado, teniendo en cuenta tanto el coste material como el coste del personal que ha participado en el mismo. El periodo de colaboración en el proyecto para la realización de este TFG fue de 9 meses, desde octubre de 2016 hasta junio de 2017, por lo tanto esa es la duración que se utilizará para el cálculo de los diferentes costes.

En lo referente al coste material, los valores de los precios de los distintos componentes de la instalación, así como de las licencias de los softwares empleados (Labview para la adquisición de datos en el laboratorio y Matlab para su posterior análisis), han sido proporcionados por la Universidad y vendrán en euros. Por otra parte, los periodos de amortización y uso de los mismos están expresados en meses.

Producto	Precio	Amortización	Uso	Coste
Máquina de inducción: sinac 6/10	20000	240	9	750
Máquina de refrigeración: daikin ewaq005advp	2882	180	9	144.1
Bomba principal: tav-95/2	3600	120	9	270
Convertidor frecuencia: bonfiglioli (de 0,55 a 4,0 kw)	294	60	9	44.1
Depósito de sales: idrogas ax 5000 8bar	12765	144	9	797.81
Resistencias del tanque	4002.68	120	9	300.20
Sistema de traceado	5116.12	120	9	383.71
Bomba auxiliar: wilo mhil 107 em	448	96	9	42
Depósito agua refrigeración: idrogas ax 500 8 bar	2426	84	9	259.93
Tuberías y válvulas	2300	72	9	287.5
Aislamiento de tuberías y depósito: lana de roca isover tech slab ht 6.1	507.5	144	9	31.72
Cuadro de interruptores	620	180	9	31
Tarjetas de adquisición: NI 9219 (4 unidades)	5028	24	9	1885.5
Tarjeta de adquisición: NI 9203	618	24	9	231.75
Fuente de alimentación: NI PS 14	184	24	9	69
Termopares y tarjeta de adquisición	465	24	9	174.38
Caudalímetro	280	48	9	52.5
Medidor de presión.	160	60	9	24
Ordenador asus n53sv	615	60	9	92.25
Software (matlab y labview)	1064	12	9	798
Coste material total				6669.25

Ilustración 85. Tabla de costes materiales del proyecto

Por otra parte, para los costes de personal se ha tenido en cuenta tanto la participación de los ingenieros como el personal técnico que se ha encargado tanto del montaje de los diferentes elementos necesarios en cada experimento, como de la reparación de los componentes de la instalación que sufrieron algún tipo de daño durante estos meses.

Puesto	Precio/hora	Horas	Coste
Ingeniero senior	40.2	300	12060
Ingeniero junior	11.25	600	6750
Otros trabajadores	7.5	150	1125
Coste de personal total			19935

Ilustración 86. Tabla de costes de personal del proyecto

Una vez calculados los dos tipos de costes a tener en cuenta en este TFG, obtenemos que el coste total es:

TIPO DE COSTE	VALOR
COSTE MATERIAL	6669.25
COSTE DE PERSONAL	19935
TOTAL	26604.25

Ilustración 87. Tabla de coste total

Conclusiones

En este Trabajo de Fin de Grado se ha pretendido destacar la importancia del avance de las energías renovables como sustitutas de las fuentes tradicionales de energía, y en concreto, del potencial de la energía termosolar, centrando nuestro estudio en las centrales termosolares de concentración.

Como se ha explicado, las energías renovables presentan una solución viable y segura frente a problemas actuales relacionados con el cambio climático y el agotamiento de los combustibles fósiles, ya que son limpias, suponen una fuente inagotable de recursos y no contribuyen al aumento de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como CO₂ o CH₄. Dentro de ellas, la energía solar térmica presenta una serie de ventajas diferenciadoras, ya que ha demostrado tener una alta eficiencia en la producción y almacenamiento de energía, además de tener capacidad de hibridación con otras tecnologías energéticas.

No obstante, es cierto que la situación económica en España durante los últimos años y los constantes cambios en las políticas energéticas no han ayudado a sentar una base sólida para el futuro desarrollo de estas fuentes de energía, y han hecho que la capacidad instalada de diferentes renovables haya disminuido en los últimos años hasta ser prácticamente nula. Sin embargo, el sector de la energía termosolar no se ha visto especialmente afectado por estos cambios, y España continua posicionándose en un buen lugar a nivel mundial.

En este contexto, en este Trabajo de Fin de Grado se ha participado en parte del proyecto *Estudio y Diseño de Nuevos Receptores Centrales Solares*, llevado a cabo por el departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos de la Universidad, colaborando en la realización de medidas experimentales en un tubo de un receptor solar exterior.

El objetivo de dichos ensayos ha sido comprobar el funcionamiento de los distintos subsistemas de la instalación, realizando en primer lugar unas pruebas con agua como fluido caloportador y, posteriormente, introduciendo las sales solares en el tanque. La realización de estas pruebas nos ha ayudado a establecer las directrices básicas para la correcta manipulación de los equipos, y además, hemos podido comprender en profundidad algunos de ellos, como son el sistema de traceado, el sistema de resistencias del tanque o la máquina de inducción.

Cabe señalar la importancia de los dos últimos experimentos, en los que ya se han utilizado sales como fluido de transferencia de calor. La buena consecución de los mismos era crítica para el desarrollo del proyecto, ya que han permitido comprobar que el diseño de la instalación es óptimo y que permite trabajar con fluidos a alta temperatura sin ningún tipo de problema de obstrucciones, solidificaciones o riesgo para las personas que manipulen los equipos.

No obstante, este objetivo de realizar unos primeros experimentos con sales no ha podido completarse del todo debido a que el concentrador de flujo de la bobina del inductor se rompió y esta tuvo que ser devuelta al fabricante para su reparación. Por tanto, no se ha podido estudiar el efecto de la inducción sobre las sales circulando por el sistema. De este modo, una vez se hayan resuelto estos problemas técnicos, el siguiente paso a seguir en el desarrollo del proyecto sería poner en circulación las sales y encender el inductor para ver cómo afecta la potencia del mismo a la distribución de temperaturas en el fluido y en la pared del tubo.

Por el mismo motivo, tampoco se pudo continuar con el estudio de caracterización de la potencia del inductor, correspondiente con el cuarto ensayo expuesto en este TFG. En dicho experimento se realizaron medidas a diferentes valores de potencia del inductor, pero esta no pudo incrementarse por encima del 30%, de modo que sería interesante poder obtener datos de los flujos de calor producidos a valores mayores, hasta llegar a un 100% de potencia, para así tener más información y poder determinar los porcentajes de potencia absorbida y perdida.

Sin embargo, a pesar de estos obstáculos, los resultados obtenidos en los diferentes ensayos han sido de gran utilidad para establecer una serie de pautas a seguir en experimentos futuros. De este modo, se ha comprobado que para realizar pruebas con sales es necesario que estas se encuentren fundidas y a una temperatura inferior a los 400°C - para así encontrarnos en números de Reynolds próximos a los valores reales-, y que para ello se deben encender las resistencias del tanque unas 12 horas antes del inicio del ensayo con unos valores set point para la sal y la pared de 350°C y 500°C respectivamente. Por otra parte, se debe encender el sistema de traceado unas 2 horas antes de ponerlas en circulación, y programarlo a un valor de 300°C para evitar la solidificación de las sales al entrar en contacto con las paredes del circuito. Por último, se ha comprobado que al tubo receptor llega únicamente el 30% de la potencia del inductor, de modo que sería recomendable que este equipo trabajara a máxima potencia en el futuro, aunque esto aún no haya sido posible.

Para finalizar, cabe recordar que este Trabajo de Fin de Grado se ha centrado en las dos primeras etapas de un proyecto que contempla un total de cinco. Debemos tener en cuenta que el objetivo final del mismo es comprender el comportamiento térmico y mecánico del receptor exterior de las centrales solares de concentración. Para ello, una de sus fases ha consistido en la construcción de una instalación experimental en la que se están llevando a cabo diferentes ensayos. No obstante, este programa va más allá de la toma de medidas durante las diferentes pruebas, ya que los datos obtenidos durante las mismas serán empleados en un futuro para la realización de simulaciones numéricas y para el cálculo de parámetros de diseño en nuevos receptores de centrales termosolares. Finalmente, toda esta información será de gran utilidad a la hora de optimizar el diseño de los receptores exteriores, de manera que se puedan minimizar las tensiones térmicas que sufren sin perjudicar el rendimiento de la central.

Anexos

En los anexos se procederá a explicar la puesta en marcha de los distintos equipos empleados en la realización de los experimentos. Dado que en todos los casos se deberá hacer uso de los interruptores del cuadro eléctrico general del sistema, conviene recordar la situación de los mismos:

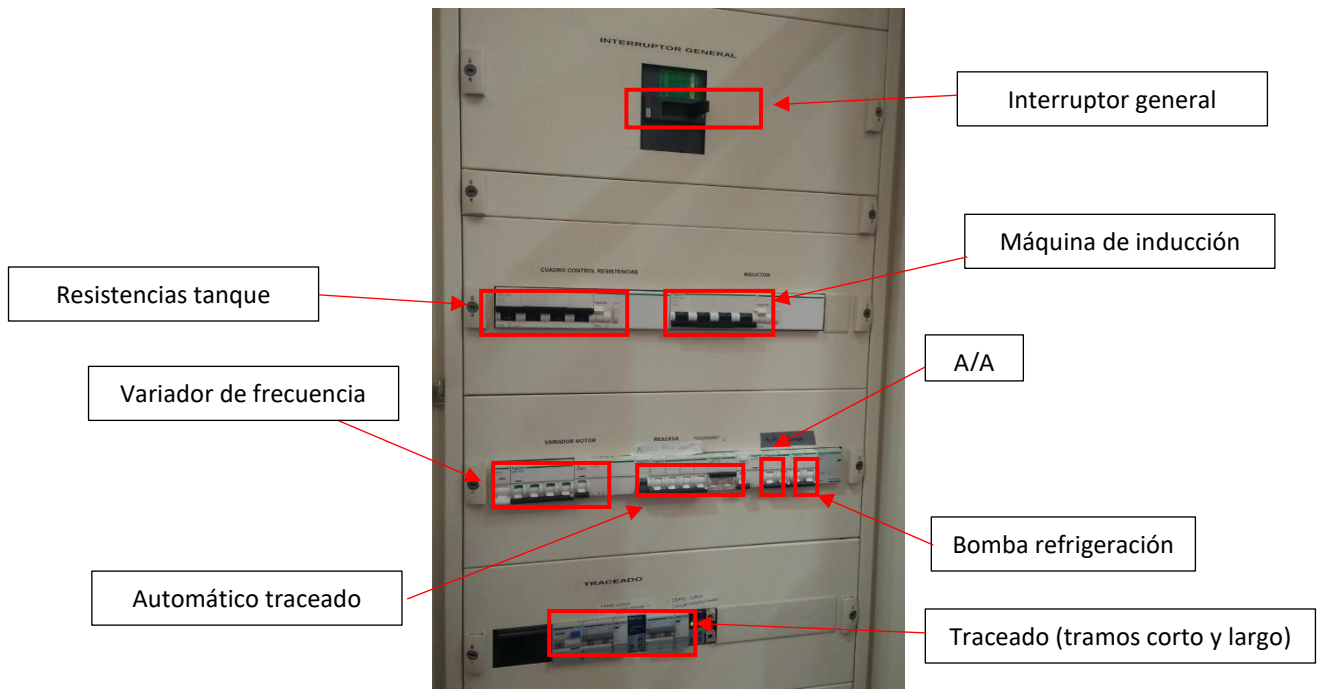


Ilustración 88. Interruptores del cuadro eléctrico

Anexo I: Puesta en marcha y apagado del inductor y del circuito de refrigeración

En este anexo se explican los pasos a seguir para controlar el funcionamiento tanto de la máquina de inducción Sinac, encargada de simular la radiación solar sobre el receptor de la instalación, como del sistema de refrigeración del mismo. Se hace de manera conjunta porque la máquina de refrigeración es utilizada para evitar el sobrecalentamiento del inductor, y ambos subsistemas están conectados.

Para encender tanto el inductor como los componentes del circuito de refrigeración se deben seguir los siguientes pasos:

1. Accionar el interruptor general en el cuadro eléctrico.
2. Accionar el interruptor correspondiente al "Inductor" en el cuadro eléctrico.

3. En la caja del inductor, girar la palanca de encendido hasta colocarla en posición ON. Al encender el inductor se abre el circuito de refrigeración y, por tanto, ya puede circular al agua sin problemas.
4. Accionar el interruptor "A/A" en el cuadro eléctrico.
5. Pulsar el botón de encendido ON en el mando de la máquina Daikin de refrigeración. Ya empieza a circular al agua de refrigeración por el circuito, pero para alcanzar el caudal deseado se debe conectar la bomba externa.
6. Por último, accionar el interruptor "Bomba" del cuadro eléctrico. Como se ha explicado durante la descripción de la instalación, en el momento en que se acciona dicho interruptor la bomba comienza a funcionar.

Siguiendo estos pasos ya tendríamos el circuito de refrigeración funcionando y el inductor preparado para suministrar la potencia deseada.

Por último, una vez que hayan finalizado las pruebas a realizar y se quiera apagar el sistema, habrá que repetir los mismos pasos en el orden inverso, comenzando por apagar la bomba adicional para que no se estropee al apagar el Sinac.



Ilustración 89. Máquina de inducción Sinac SM

Anexo II: Programación de curvas de calentamiento en el inductor.

Para programar las diferentes curvas de calentamiento que se van a emplear en los ensayos, debemos utilizar la pantalla que se encuentra en la caja del inductor. Este está compuesto por una serie de botones llamados F0-F9 que permiten desplazarte por los diferentes menús del sistema.

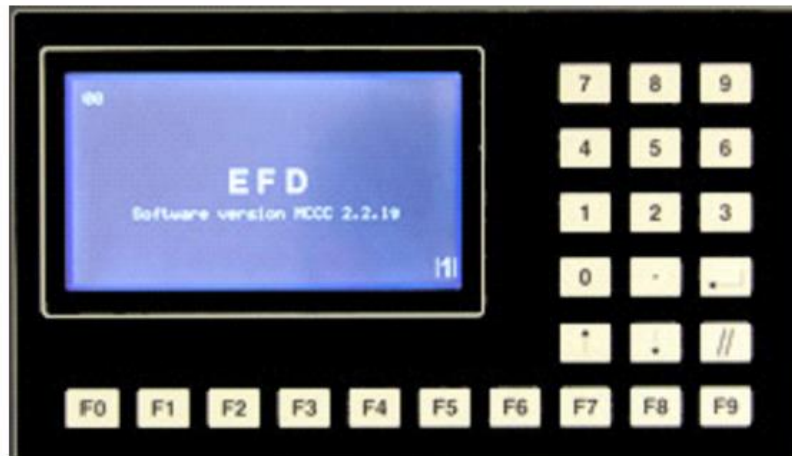


Ilustración 90. Pantalla de programación de la máquina de inducción

Para comenzar debemos situarnos en el menú principal, si no estamos en él habrá que pulsar F9 (botón para retroceder) hasta encontrarnos en el mismo. Una vez allí encontraremos una serie de diferentes menús.

El que emplearemos nosotros siempre será el Menú Secuencia, al cual se accede mediante al botón F3.

El Menú Secuencia permite almacenar ocho programas diferentes con 10 segmentos cada uno. Una vez dentro del mismo, los comandos que emplearemos serán los siguientes:

- F0: Nos permite elegir el número de programa que queremos usar o modificar
- F1: Nos permite movernos por los diferentes segmentos del programa
- F2: Sirve para elegir el tipo de segmento que vamos a utilizar. En nuestro caso usaremos dos tipos de segmentos:
 - “Step”: Si queremos tener un valor constante durante un tiempo determinado.
 - “Ramp”: Si queremos que el segmento sea una pendiente creciente o decreciente.
- F3: Pulsándolo por primera vez nos permite determinar el número de unidades de tiempo que queremos que dure el segmento. Pulsando una segunda vez

podemos elegir la unidad de tiempo deseada para el segmento (horas, minutos o segundos).

- F4: permite elegir el porcentaje de potencia al que va a trabajar el inductor en el segmento. En el caso de segmentos tipo "Ramp" el valor que hay que poner es el de la potencia final, ya que la inicial vendrá determinada por el último valor del segmento anterior o, en el caso de que sea el primer segmento, siempre será cero.

Una vez programada la curva de calentamiento, habrá que pulsar el botón F9 repetidas veces hasta encontrarnos de nuevo en el menú principal. Tras esto, únicamente habrá que pulsar el botón START para que el inductor comience a calentarse.

Si por algún motivo hubiera que detener el proceso de calentamiento, simplemente hay que pulsar el botón de apagado del mismo y el sistema se detendrá automáticamente.

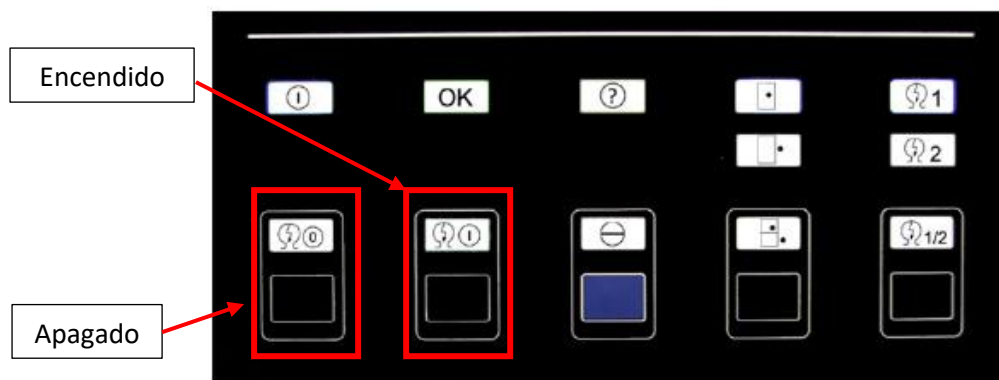


Ilustración 91. Botones de la máquina de inducción

Anexo III: puesta en circulación del fluido caloportador.

Para poner en marcha la bomba del tanque para que el fluido de su interior (bien sea agua o sales fundidas) comience a circular por el resto del circuito, se debe programar el variador de frecuencia del sistema. Este dispositivo se encuentra instalado debajo del cuadro eléctrico y cuenta con una pantalla y una serie de botones para poder modificar los parámetros de funcionamiento.

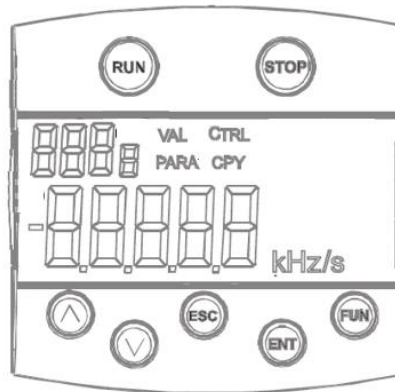


Ilustración 92. Pantalla del variador de frecuencia

De este modo, los pasos para poner en marcha el dispositivo son los siguientes:

1. Encender el interruptor general del cuadro eléctrico.
2. Accionar el interruptor “Variador del motor” para encender el variador de frecuencia.

Una vez hecho esto, ya tenemos el variador de frecuencia encendido, nos encontraremos con el siguiente mensaje en la pantalla:

POTF
0.00Hz

Llegados a este punto, seguiremos los siguientes pasos para introducir el valor de frecuencia deseado.

3. Pulsar el botón ESC.
4. Bajar con las flechas hasta que en la pantalla principal nos aparezca “Para” (menú que permite modificar los parámetros del sistema)
5. Pulsar ENT.

6. Bajar con las flechas hasta que aparezca el número 418 en la esquina superior izquierda. Esta opción es la que permite establecer un valor de frecuencia mínimo.
7. Pulsar ENT para confirmar.
8. Introducir, con los botones de las flechas, el valor de la frecuencia que deseamos para el ensayo.
9. Pulsar ENT para grabar dicho valor.
10. Pulsar ESC varias veces, hasta volver a la pantalla principal.

Así, ya hemos grabado el valor de la frecuencia que vamos a emplear. Para accionar o parar la bomba lo único que hay que hacer es pulsar los botones RUN y STOP respectivamente. Por último, al encender o apagar la bomba, es conveniente comprobar visualmente que su eje está girando –o deteniéndose- correctamente y que no se está produciendo ningún problema que pueda dañar los elementos de la instalación.

Anexo IV: Encendido del sistema de traceado y configuración del set point.

Para encender el sistema de traceado del sistema deberemos ir al cuadro eléctrico general de la instalación y accionar los siguientes interruptores:

1. Interruptor general.
2. Interruptor “Automático traceado”.
3. Interruptores de traceado para “Tramo Largo” y “Tramo Corto”.

Una vez hecho esto, el siguiente paso es configurar el set point de las sondas de traceado en cada tramo. Para ello, debemos emplear los termostatos que encontraremos al lado de los interruptores correspondientes a las dos partes del traceado, los cuales tienen el siguiente aspecto:



Ilustración 93. Termostato del sistema de traceado

Como se puede ver en la imagen, este dispositivo cuenta con un botón P que permite programar los diferentes modos del termostato, dos botones de flechas para seleccionar los valores, y una luz led que permanecerá encendida mientras el traceado esté funcionando, es decir, mientras no se haya alcanzado el set point.

De modo que los pasos a seguir para programar una temperatura son:

1. Presionar P unos segundos, hasta que aparezcan parpadeando las siglas “SP”.
2. Desplazarse con las flechas hasta tener el valor de temperatura deseado.
3. Presionar P para confirmar.

Con estas instrucciones ya estaría el traceado en funcionamiento al set point que hayamos programado. Para apagar el sistema simplemente hay que bajar los interruptores que han sido accionados anteriormente.

Anexo V: Encendido del sistema de resistencias del tanque y configuración del set point.

Para encender las resistencias del tanque deben seguirse los siguientes pasos:

1. Accionar el interruptor general del cuadro eléctrico.
2. Accionar el interruptor correspondiente a las resistencias del tanque del cuadro eléctrico.
3. Girar la palanca de encendido en el cuadro de control de las resistencias del tanque hasta la posición ON.



Ilustración 94. Controles del cuadro de resistencias

Una vez hecho esto, las resistencias del tanque comienzan a calentar para alcanzar los valores de temperatura programados. Para modificar dichos set points debe hacerse a través del programa iTools. Este está constituido por dos lazos en cascada. En el lazo 1 puede modificarse el set point de la temperatura de la sal, introduciendo directamente el nuevo valor. En el lazo 2, que es dependiente del lazo 1, es donde se puede cambiar el set point de la temperatura de la pared, sin embargo, para hacer esto no se debe introducir el valor directamente, sino que se debe poner la diferencia de temperatura con respecto a la temperatura de la sal. Por ejemplo, si queremos un set point en la pared de 500°C, y el de la sal es de 350°C, en iTool deberá escribirse en el lazo 2 "+150°C".

Referencias

- [1] *Causas del cambio climático*. Cambio Climático Global. Disponible en: <<http://cambioclimaticoglobal.com/causas-del-cambio-climatico>> 25 Octubre 2016
- [2] Causas del cambio climático. Acción por el Clima. Comisión Europea (2016). Disponible en: <http://ec.europa.eu/clima/change/causes/index_es.htm> 25 Octubre 2016
- [3] *Acuerdos internacionales sobre actuación en materia climática*. Consejo de la Unión Europea. Disponible en: <<http://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>> 7 Noviembre 2016
- [4] *La apuesta 20/20/20 para 2020*. Eco inteligencia (2011). Disponible en: <<http://www.ecointeligencia.com/2011/03/la-apuesta-202020-para-2020/>> 7 Noviembre 2016
- [5] *El decenio climático 2001-2010, según la OMM*. Cambio climático, energía (2013). Disponible en: <<http://cambioclimaticoenergia.blogspot.com.es/2013/07/el-decenio-climatico-2001-2010-segun-la.html>> 25 Octubre 2016
- [6] *Gases fluorados*. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Disponible en: <http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/prob-amb/gases_fluorados.aspx> 25 Octubre 2016
- [7] *Global Greenhouse Gas Emissions Data*. US Environmental Protection Agency. Disponible en: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/global-greenhouse-gas-emissions-data>> 25 Octubre 2016
- [8] M. A. Criado. La concentración de CO₂ supera todos los registros históricos. El País (2016). Disponible en: <http://elpais.com/elpais/2016/10/24/ciencia/1477318189_309369.html> 25 Octubre 2016
- [9] *Overview of Greenhouse Gases: Carbon Dioxide Emissions*. US Environmental Protection Agency. Disponible en: <<https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>> 25 Octubre 2016
- [10] *Las 10 consecuencias más graves que producirá el Cambio Climático*. ECO portal (2013). Disponible en: <http://www.ecoportal.net/Eco-Noticias/Las_10_consecuencias_mas_graves_que_producira_el_Cambio_Climatico> 25 Octubre 2016
- [11] *Consecuencias del cambio climático*. Acción por el clima. Comisión Europea (2016). Disponible en: <http://ec.europa.eu/clima/change/consequences/index_es.htm> 25 Octubre 2016
- [12] M. Cifuentes. *Los animales que están en serio peligro debido al calentamiento global*. VeoVerde (2015). Disponible en: <<https://www.veoverde.com/2015/12/los-animales-que-están-en-serio-peligro-debido-al-calentamiento-global/>> 25 Octubre 2016
- [13] A. R. Brandt. *Testing Hubbert*. Energy Policy (2007); 35:3074-3088

[14] J. Roca Jusmet, S. Salaet Fernández. *AGOTAMIENTO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES Y EMISIONES DE CO₂: ALGUNOS POSIBLES ESCENARIOS FUTUROS DE EMISIONES*. Dpto de Teoría Económica, Universidad de Barcelona.

[15] *Camino del cierre de los ciclos del petróleo y gas natural*. Climántica. Disponible en: <<http://unidades.climantica.org/es/unidades/02/crise-enerxetica-e-cambio-climatico/o-esgotamento-dos-combustibles-fosiles-e-o-cambio-climatico/1>> 26 Octubre 2016

[16] *Hubbert peak theory*. Wikipedia. Disponible en: <https://en.wikipedia.org/wiki/Hubbert_peak_theory#/media/File:Hubbert_Upper-Bound_Peak_1956.png> 27 Octubre 2016

[17] I. Mártil. *¿Para cuándo el final de los combustibles fósiles?* Público.es (2016). Disponible en: <<http://blogs.publico.es/econonuestra/2016/05/14/para-cuando-el-final-de-los-combustibles-fosiles/>> 26 Octubre 2016

[18] *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* U.S. Energy Information Administration (2016). Disponible en: <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=73&t=11>> 26 Octubre 2016

[19] *Online Scientific and Engineering Resource*. RapidTables. Disponible en: <<http://www.rapidtables.com/>> 26 Octubre 2016

[20] *10 argumentos a favor de las energías renovables*. Acciona. Disponible en: <<http://www.sostenibilidad.com/argumentos-a-favor-energias-renovables>> 26 Octubre 2016

[21] *ENERGÍAS RENOVABLES VENTAJAS Y DESVENTAJAS*. Erenovables (2015). Disponible en: <<http://erenovable.com/energias-renovables-ventajas-y-desventajas/>> 26 Octubre 2016

[22] *What is renewable energy?* Green energy. Disponible en: <<http://greenenergyscotland.com/renewable-energy/>> 26 Octubre 2016

[23] *TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES, RESUMEN*. Erenovables (2016). Disponible en: <<http://erenovable.com/tipos-de-energias-renovables-resumen/>> 26 Octubre 2016

[24] *Las ventajas e inconvenientes de la energía mareomotriz*. El Blog de la Energía Sostenible (2013). Disponible en: <<http://www.blogenergiasostenible.com/ventajas-inconvenientes-energia-mareomotriz/>> 27 Octubre 2016

[25] *Ventajas y desventajas de la utilización de la energía undimotriz o de las olas, respecto al uso de otras energías*. Energías renovables y limpias (2012). Disponible en: <<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2012/08/ventajas-e-inconvenientes-de-la-energia-undimotriz.html>> 27 Octubre 2016

[26] *ENERGÍA EÓLICA*. Acciona. Disponible en: <<http://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>> 27 Octubre 2016

[27] *VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA*. La Bioguía (2015). Disponible en: <<http://www.labioguia.com/notas/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-eolica>> 27 Octubre 2016

[28] *Biomasa: Ventajas y desventajas*. Biomasaenergía (2009). Disponible en: <<http://biomasaenergia.blogspot.com.es/2009/08/ventaja-y-desventajas.html>> 27 Octubre 2016

- [29] *Energía geotérmica: ventajas y desventajas*. Energías Renovables. Disponible en: <<http://www.energiarenovablesinfo.com/geotermica/energia-geotermica-ventajas-desventajas/>> 27 Octubre 2016
- [30] *Centrales hidroeléctricas*. Endesa Educa. Disponible en: <http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi.-las-centrales-hidroelectricas> 27 Octubre 2016
- [31] *Solar Energy*. Solar Energy Industries Association. Disponible en: <<http://www.seia.org/about/solar-energy>> 27 Octubre 2016
- [32] *ENERGÍA SOLAR VENTAJAS Y DESVENTAJAS*. Erenovables (2016). Disponible en: <<http://erenovable.com/energia-solar-ventajas-y-desventajas/>> 27 Octubre 2016
- [33] *Los paneles solares fotovoltaicos*. Sitio solar. Disponible en: <<http://www.sitiosolar.com/los-paneles-solares-fotovoltaicos/>> 27 Octubre 2016
- [34] *¿Cómo funciona el efecto fotovoltaico?* Damia Solar (2015). Disponible en: <http://www.damiasolar.com/actualidad/blog/articulos-sobre-la-energia-solar-y-sus-componentes/funcionamiento-efecto-fotovoltaico_1> 27 Octubre 2016
- [35] *Energía solar fotovoltaica*. Solarweb. Disponible en: <<http://www.solarweb.net/solar-fotovoltaica.php>> 27 Octubre 2016
- [36] *Energía Solar Fotovoltaica Ventajas y Desventajas*. Hormiga Solar. Disponible en: <<http://www.hormigasolar.com/energia-solar-fotovoltaica-ventajas-y-desventajas/>> 27 Octubre 2016
- [37] *Ventajas y desventajas de la energía solar fotovoltaica*. Electron Tools. Disponible en: <<http://www.electrontools.com/Home/WP/2016/03/09/ventajas-y-desventajas-de-la-energia-solar/>> 27 Octubre 2016
- [38] *Solar energy as a renewable energy*. SPOT. Disponible en: <<http://www.spot.solar/outlook/>> 27 Octubre 2016
- [39] *Solar térmica: ¿Dónde se aplica?* BIOenergy. Disponible en: <<http://www.bioenergysolar.com/index.php/es/aplicacionessolartermica.html>> 31 Octubre 2016
- [40] A. Martínez. *Ventajas y desventajas de la fotovoltaica frente a la solar*. Desenchufados (2010). Disponible en: <<http://desenchufados.net/ventajas-y-desventajas-de-la-fotovoltaica-frente-a-la-termica-solar/>> 30 Octubre 2016
- [41] *Solar Panels vs Solar Thermal*. Green match. Disponible en: <<http://www.greenmatch.co.uk/blog/2015/04/solar-panels-vs-solar-thermal>> 30 Octubre 2016
- [42] *España un mal ejemplo en el sector de las renovables para el 2016*. Ovacen. Disponible en: <<http://ovacen.com/espana-ejemplo-en-energias-renovables/>> 3 Noviembre 2016
- [43] *Las renovables produjeron en España en 2015 más electricidad que ninguna otra fuente de energía*. Energías Renovables (2016). Disponible en: <<http://www.energiarenovables.com/articulo/las-renovables-produjeron-en-espana-en-2015-20151230>> 3 Noviembre 2016

- [44] J. L. Sawin, F. Sverrison, W. Rickerson. *RENEWABLES 2015 GLOBAL STATUS REPORT*. REN21 (2015): 12-29
- [45] *La eólica en España*. Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: <<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>> 3 Noviembre 2016
- [46] *Potencia instalada*. Asociación Empresarial Eólica. Disponible en: <<http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/potencia-instalada/>> 3 Noviembre 2016
- [47] E. Ruiz Jiménez. *La energía eólica intenta resistir en España*. El País (2015). Disponible en: <http://economia.elpais.com/economia/2015/06/05/actualidad/1433501682_102686.html> 3 Noviembre 2016
- [48] I. Mártil. *Evolución y perspectivas para la energía solar fotovoltaica*. Público (2016). Disponible en: <<http://blogs.publico.es/econonuestra/2016/04/01/evolucion-y-perspectivas-para-la-energia-solar-fotovoltaica/>> 3 Noviembre 2016
- [49] R. de las Cuevas. *España tras el impuesto al sol: radiografía de un desastre fotovoltaico*. El confidencial (2016). Disponible en: <http://www.elconfidencial.com/tecnologia/2016-07-20/autoconsumo-fotovoltaico-renovables-solar_1235922/> 4 Noviembre 2016
- [50] *Solar térmica, ¿qué ventajas tiene?* BIOenergy. Disponible en: <<http://www.bioenergysolar.com/index.php/es/ventajassolartermica.html>> 4 Noviembre 2016
- [51] *El impuesto del Sol no afecta a las placas solares térmicas*. I+d energía. Disponible en: <<http://www.idenergia.com/blog/el-impuesto-del-sol-no-afecta-a-las-placas-solares-termicas/>> 4 Noviembre 2016
- [52] *España tiene el 73% de la potencia termosolar mundial*. Energías Renovables (2012). Disponible en: <<http://www.energias-renovables.com/articulo/espana-73-por-ciento-potencia-termosolar>> 3 Noviembre 2016
- [53] J. A. Roca. *Las 10 plantas termosolares más grandes del mundo: EEUU y España se reparten el 90% del pastel*. El periódico de la energía (2016). Disponible en: <<http://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/>> 4 Noviembre 2016
- [54] X. Py, Y. Azoumah, R. Olives. *Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues*. Renewable and Sustainable Energy Reviews (2013); 18: 306-315
- [55] O. Behar, A. Khellaf, K. Mohammedi. *A review of studies on central receiver solar thermal power plants*. Renewable and Sustainable Energy Reviews (2013); 23: 12-39
- [56] M. Romero, R. Buck, J. Pacheco. *An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects and Technologies*. Journal of Solar Energy Engineering (2002)
- [57] R. M. Aldulaimi, M. S. Söylemez. *Evaluating the Potential Energy of a Heliostat Field and Solar Receiver of Solar Tower Power Plants in the Southern Region of Turkey*. Int. Journal of Renewable Energy Development (2016); 5: 151-161
- [58] *El sistema HTF en centrales CCP*. Centrales Termosolares. Disponible en: <<http://www.centrales termosolares.com/el-sistema-htf> > 21 Octubre 2016

- [59] C. Prieto, R. Osuna, A. Fernández, L. Cabeza. *Molten salt facilities, lessons learnt at pilot plant scale to guarantee commercial plants; heat losses evaluation and correction*. Renewable Energy 94 (2016). 175-185.
- [60] G. Flamant, H. Benoit. *Heat Transfer Fluid for Concentrated Solar Systems*. Solar facilities for the European Research Area (2014)
- [61] *HITEC Heat Transfer Salt*. Coastal Chemical Co. Brenntag Company.
- [62] C. Prieto, R. Osuna, A. Fernández, L. Cabeza. Thermal storage in a MWscale. Molten salt solar thermal pilot facility: Plant description and commissioning experiences. Renewable Energy 99 (2016). 852-866.
- [63] *Centrales de concentrador cilindro-parabólico*. Centrales Termosolares. Disponible en: <<http://www.centrales termosolares.com/centrales-de-c-cilindro-parabolico>> 24 Octubre 2016
- [64] *Centrales Termosolares de Espejos Fresnel*. Centrales Termosolares. Disponible en: <<http://www.centrales termosolares.com/centrales-termosolares-fresnel>> 24 Octubre 2016
- [65] *Centrales de Disco Parabólico + Motor Stirling*. Centrales Termosolares. Disponible en: <<http://www.centrales termosolares.com/centrales-de-d-parabolico-stirling>> 24 Octubre 2016
- [66] *Plantas de receptor central*. Centrales Termosolares. Disponible en: <<http://www.centrales termosolares.com/centrales-receptor-torre>> 24 Octubre 2016
- [67] *Puente Térmico*. Construmática. Disponible en: <http://www.construmatica.com/construpedia/Puente_T%C3%A9rmico> 21 Octubre 2016
- [68] Cosine Effect. Department of Energy Technology, KTH Royal Institute of Technology. Disponible en: <http://www.energy.kth.se/compedu/webcompedu/WebHelp/S9_Renewable_Energy/B5_Solar_Energy/C2_Solar_Thermal_Energy/ID118_files/Cosine_effect.htm> 24 Octubre 2016
- [69] C. Xu, Z. Wang, X. Li, F. Sun. *Energy and exergy analysis of solar power tower plants*. Applied Thermal Engineering (2011). 3904-3913.
- [70] J. Dufour. Investigando el efecto volumétrico en medios porosos metálicos: proyectos SOLGEMAC y ALCCONES. Madri+d (2016). Disponible en: <<http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2016/05/20/133080>> 24 Octubre 2016
- [71] M.R. Rodríguez-Sánchez, A. Sánchez-González, C. Marugán-Cruz, D. Santana. *New designs of molten-salt tubular-receiver for solar power tower*. Energy Procedia 49 (2014) 504-513
- [72] M.R. Rodríguez-Sánchez, C. Marugán-Cruz, D. Santana. *Flow patterns of external solar receivers*. Solar Energy (2015)
- [73] C. Marugán-Cruz. *Estudio y diseño de nuevos receptores centrales solares*. Memoria técnica.
- [74] M. Fernández-Torrijos, C. Marugán-Cruz, C. Sobrino, D. Santana. *Dynamic Test of Tubular External Molten Salt Receivers*. Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Universidad Carlos III de Madrid.
- [75] O. Flores, C. Marugán-Cruz, D. Santana, M. García-Villalba. *Thermal stresses analysis of a circular tube in central receiver*. Energy Procedia 49 (2014) 354-362

- [76] A.M. Papadopoulos. *State of the art in thermal insulation materials and aims for future developments*. Energy and buildings 37 (2005). 77-86
- [77] D. Rodríguez, D.Ribas, A. Lara. *Calentamiento por inducción*. Escuela de Ingeniería Técnica de Terrasa.
- [78] Los circuitos eléctricos. Endesa Educa. Disponible en: <https://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/conceptos-basicos/iii.-los-circuitos-electricos> 11 Abril 2017
- [79] *Bobinas de trabajo de calentamiento por inducción*. Ambrell Precision Induction Heating
- [80] *¿Qué es la estratificación térmica?* Navia. Disponible en: <<http://www.navia.mx/single-post/2013/05/01/%C2%BFQue-es-la-Estratificaci%C3%B3n-T%C3%A9rmica>> 11 Abril 2017
- [81] M.R. Rodríguez-Sánchez, A. Soria-Verdugo, J.A. Almendros-Ibáñez, A. Acosta-Iborra, D. Santana. *Thermal design guidelines of solar power towers*. Applied Thermal Engineering 63 (2014) 428-438
- [82] C. Marugán-Cruz, O. Flores, D. Santana, M. García-Villalba. *Heat transfer and thermal stresses in a circular tube with a non-uniform heat flux*. International Journal of Heat and Mass Transfer 96 (2016) 256-266
- [83] *Film temperature*. Heat Systems. Disponible en: <<http://www.heatsystems.de/en/heatpedia/film-temperature.html>> 13 Abril 2017
- [84] S. Flueckiger, B. Iverson, S. Garimella, J. Pacheco. *System-level simulation of a solar power tower plant with thermocline thermal energy storage*. Applied Energy 113 (2014) 86-96
- [85] K. Coscia, A. Oztekin, S. Mohapatra, S. Neti, S. Nelle, T. Elliot. *The Thermophysical properties of the NaNO₃-KNO₃ and LiNO₃-KNO₃ systems*. ASME 2011 International Mechanical Engineering Congress.
- [86] *NI 9219: Getting started guide*. National Instruments
- [87] *NI 9203: Getting started guide*. National Instruments