

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ciencias Químicas

Ingeniería Química

**Diseño y simulación de un sistema de energía solar térmica para
precalentamiento de agua de caldera de los laboratorios de la Facultad de
Ciencias Químicas**

Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniera
Química


Autores:

Carolina Elizabeth Morocho Campoverde

Adriana Valeria Valdivieso Cáceres

Director:

Iván Andrés Montero Izquierdo

ORCID:  0000-0001-5366-8029

Cuenca, Ecuador

2024-11-26

Resumen

En el presente trabajo se analiza la viabilidad técnica, financiera y ambiental de implementar un sistema solar térmico para el precalentamiento de agua de alimentación de la caldera para los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas ubicado en la Universidad de Cuenca (Campus Balzay). Para ello, se realizaron simulaciones en los softwares f-chart, SAM y TRNSYS, con el fin de comparar un sistema de colectores de placa plana con uno de tubos de vacío. Como resultados del análisis técnico y ambiental obtenidos de la simulación se concluyó que los colectores de placa plana alcanzaron una temperatura promedio de 43.77 °C, con un ahorro de combustible del 29.47% y una reducción de emisiones de 1939.04 kgCO_{2Eq}. Por otro lado, los tubos de vacío lograron una temperatura de 61.61 °C, con un ahorro anual de combustible del 40.45% y una reducción de emisiones de 2660.59 kgCO_{2Eq}. Con respecto al análisis financiero, ambos sistemas resultaron no rentables al utilizar un precio subsidiado de 1.75 USD/gal; sin embargo, al considerar un precio no subsidiado (3.53 USD/gal) los colectores de tubos de vacío demostraron ser más rentables, posicionándose como la opción más adecuada.

Palabras clave del autor: precalentamiento de agua, colectores solares, rentabilidad



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

This paper analyzes the technical, financial and environmental feasibility of implementing a solar thermal system for preheating the boiler feed water for the laboratories of the Faculty of Chemical Sciences located at the University of Cuenca (Campus Balzay). For this purpose, simulations were performed in f-chart, SAM and TRNSYS softwares, in order to compare a flat plate collector system with a evacuated tube system. As results of the technical and environmental analysis obtained from the simulation, it was concluded that the flat plate collectors reached an average temperature of 43.77 °C, with a fuel saving of 29.47% and an emission reduction of 1939.04 kgCO_{2Eq}. On the other hand, the vacuum tubes achieved a temperature of 61.61 °C, with an annual fuel saving of 40.45% and an emission reduction of 2660.59 kgCO_{2Eq}. With respect to the financial analysis, both systems were not profitable when using a subsidized price of 1.75 USD/gal; however, when considering a non-subsidized price (3.53 USD/gal) the evacuated tube collectors proved to be more profitable, positioning themselves as the most appropriate option.

Author Keywords: water preheating, solar collectors, profitability



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

1. Introducción	20
2. Objetivos.....	21
2.1. Objetivo General.	21
2.2. Objetivos Específicos.	21
3. Marco Teórico.....	22
3.1. Fuentes de energía	22
3.1.1. Energías no renovables.....	22
3.1.2. Energías renovables	22
3.2. Energía solar.....	23
3.2.1. Conceptos básicos sobre energía solar.....	23
3.2.1.1. Constante Solar	23
3.2.1.2. Radiación Solar	24
3.2.1.3. Declinación Solar.....	24
3.2.1.4. Ángulo de elevación	25
3.2.1.5. Ángulo cenital.....	25
3.2.1.6. Ángulo azimut.....	26
3.2.1.7. Ángulo de inclinación.....	26
3.2.2. Tipos de generación de energía solar	27
3.2.2.1. Energía solar fotovoltaica	27
3.2.2.2. Energía solar térmica.....	27
3.2.3. Energía solar térmica en la Industria	28
3.2.3.1. Temperatura objetivo.....	29
3.2.4. Recurso solar en Ecuador.....	30
3.3. Colectores solares térmicos	31
3.3.1. Colectores de bajas temperaturas.....	32
3.3.1.1. Colector de placa plana	32
3.3.1.2. Colector de tubos al vacío	33
3.3.1.3. Colector parabólico compuesto.....	34
3.3.2. Conexión de colectores solares térmicos	35
3.3.2.1. Conexión en serie.....	35
3.3.2.2. Conexión en paralelo.....	35
3.3.2.3. Conexión serie-paralelo.....	36
3.4. Componentes de las instalaciones solares térmicas	37
3.4.1. Criterios mínimos de selección de colectores solares	38
3.4.1.1. Análisis financiero.....	38

3.4.1.2. Características del colector.....	40
3.4.1.3. Requerimientos	41
3.4.2. Acumulador.....	41
3.4.3. Bomba.....	41
3.4.4. Sistema de control.....	42
3.4.5. Caldera	42
3.4.5.1. Calderas pirotubulares.....	43
3.4.5.2. Combustibles.....	43
3.4.5.2.1. Diésel tipo 2.....	44
3.4.5.2.2. Emisiones de CO ₂ equivalentes	44
3.5. Software y herramientas de diseño	45
3.5.1. Método f-chart	45
3.5.2. SAM	45
3.5.3. TRNSYS	46
4. Metodología	46
4.1. Recolección de datos de la caldera	49
4.1.1. Eficiencia de combustión.....	49
4.1.2. Perfiles de consumo y Estimación de carga	49
4.1.3. Cálculo de las emisiones de CO ₂ equivalente.....	50
4.2. Selección de colectores solares térmicos	51
4.3. Recolección de datos climáticos y parámetros de orientación solar	51
4.3.1. Ubicación	51
4.3.2. Datos meteorológicos.....	51
4.3.3. Parámetros de orientación solar.....	52
4.4. Método f-chart	52
4.4.1. Volumen de acumulación, área y número de colectores.....	52
4.4.2. Conexión y distribución de los colectores	53
4.4.2.1. Área disponible.....	53
4.4.2.2. Conexión y distribución.....	53

4.5.	System Advisor Model (SAM).....	53
4.6.	Componentes de la instalación solar térmica	54
4.6.1.	Colectores solares.....	54
4.6.2.	Interacumulador	54
4.6.3.	Bombas del circuito primario y secundario.	55
4.6.4.	Sistema de control.....	56
4.6.5.	Vaso de expansión.....	56
4.7.	TRNSYS.....	57
4.8.	Indicadores de rentabilidad	60
4.9.	Estimación de la reducción de kgCO ₂ Eq.....	61
5.	Resultados y discusión.....	62
5.1.	Resultados de la recolección de datos de la caldera	62
5.1.1.	Eficiencia de combustión.....	62
5.1.2.	Perfiles de consumo y estimación de carga.....	64
5.1.3.	Cálculo de las emisiones de CO ₂ equivalente.....	67
5.2.	Selección de colectores solares térmicos	68
5.3.	Recolección de datos climáticos y parámetros de orientación solar	69
5.4.	Método f-chart	69
5.4.1.	Resultados del método f-chart.....	70
5.4.2.	Conexionado y distribución de los colectores	74
5.5.	Software System Advisor Model (SAM)	75
5.6.	Componentes de sistema solar térmico.....	78
5.6.1.	Interacumulador	78
5.6.2.	Bombas.....	78
5.6.2.1.	Bomba del circuito primario	78
5.6.2.1.1.	Placa plana	78
5.6.2.1.2.	Tubos de vacío.....	82
5.6.2.2.	Bomba del sistema secundario	85
5.6.3.	Sistema de control.....	85

5.6.4. Vaso de expansión.....	85
5.7. TRNSYS.....	88
5.7.1. Simulación con colectores de placa plana.....	88
5.7.2. Simulación con colectores de tubos de vacío.....	92
5.8. Análisis financiero	96
5.8.1. Indicadores de rentabilidad	96
5.8.2. Análisis de sensibilidad	102
5.8.2.1. Placa plana.....	102
5.8.2.2. Tubos de vacío.....	103
5.9. Cálculo de la reducción de emisiones de CO ₂ equivalente.....	104
5.9.1. Sistema con colectores de placa plana	104
5.9.2. Sistema con colectores de tubos de vacío	105
5.10. Comparación de los resultados.....	106
6. Conclusiones y recomendaciones.....	110
Referencias.....	112
Anexos.....	127

Índice de figuras

Figura 1. Tipos de energía renovable.....	23
Figura 2. Componentes de la radiación solar terrestre	24
Figura 3. Declinación solar durante los solsticios	25
Figura 4. Posicionamiento solar	25
Figura 5. Ángulo azimut	26
Figura 6. Energía Fotovoltaica	27
Figura 7. Energía Térmica	28
Figura 8. Consumo de energía térmica en la Industria	29
Figura 9. Mapa solar del Ecuador	31
Figura 10. Tipos de colectores solares térmicos	32
Figura 11. Colector de placa plana.....	33
Figura 12. Tipos principales de colectores de tubo al vacío	34
Figura 13. Colector parabólico compuesto	35
Figura 14. Conexión de colectores en serie	35
Figura 15. Conexión de colectores en paralelo	36
Figura 16. Conexión de colectores en serie-paralelo.....	37
Figura 17. Sistema de calentamiento solar (a) directo (b) indirecto	37
Figura 18. Representación del sistema solar térmico	38
Figura 19. Criterios para seleccionar colectores solares	38
Figura 20. Control de temperatura entre el captador y acumulador.....	42
Figura 22. Metodología	48
Figura 23. Ubicación disponible los laboratorios de Ciencias Química.....	51
Figura 24. Caldera de los laboratorios de Ciencias Química	62
Figura 25. Medición de los gases de combustión.....	63
Figura 26. Perfil de uso de la caldera por mes	65
Figura 27. Perfil de consumo de diésel de la caldera por mes	66
Figura 28. Consumo mensual de agua de alimentación de la caldera.....	67

Figura 29. Colector de placa plana Viessmann Vitosol 200-F SVE	68
Figura 30. Colector de tubos de vacío Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1.26	69
Figura 31. Energía aportada por los colectores de placa plana a diferentes ángulos de inclinación	71
Figura 32. Energía aportada por los colectores de tubo de vacío a diferentes ángulos de inclinación	72
Figura 33. Conexión y distribución de colectores de placa plana	74
Figura 34. Conexión y distribución de colectores de tubos de vacío	75
Figura 35. Modelo 3D.....	75
Figura 36. Sistema de flujo de los colectores de placa plana	79
Figura 37. Sistema de flujo de los colectores de tubos de vacío	83
Figura 38. Sistema solar térmico (placa plana)	89
Figura 39. Temperatura de salida de los colectores de placa plana, del acumulador y del agua de red.....	90
Figura 40. Influencias de la Radiación en la temperatura.....	91
Figura 41. Energía aportada por el sistema solar térmico de placa plana	92
Figura 42. Consumo de diésel antes y después de la implementación del sistema de placa plana.....	92
Figura 43. Sistema solar térmico (Tubos de vacío)	93
Figura 44. Temperatura de alimentación de la caldera (Tubos de vacío)	94
Figura 45. Influencias de la Radiación en la temperatura de salida de los colectores de tubos de vacío	94
Figura 46. Energía aportada por el sistema solar térmico de tubos de vacío	95
Figura 47. Consumo de combustible antes y después de la implementación del sistema solar térmico (tubos de vacío).....	95
Figura 48. Análisis de sensibilidad – VAN y payback (placa plana).....	102
Figura 49. Análisis de sensibilidad - TIR, IR y B/C (placa plana).....	103
Figura 50. Análisis de sensibilidad – VAN y payback (tubos de vacío).....	103
Figura 51. Análisis de sensibilidad - TIR, IR y B/C (tubos de vacío).....	104
Figura 52. Pérdida de carga del colector de placa plana.....	140

Figura 53. Pérdida de carga del colector de Tubos al vacío	141
Figura 54. Resumen de la instalación, área y número de colectores 5°	143
Figura 55. Resultado del volumen de acumulación 5°	143
Figura 56. Resultados mensuales de aprovechamiento 5°	143
Figura 57. Resumen de la instalación, área y número de colectores 10°	144
Figura 58. Resultado del volumen de acumulación 10°	144
Figura 59. Resultados mensuales de aprovechamiento 10°	144
Figura 60. Resumen de la instalación, área y número de colectores 15°	145
Figura 61. Resultado del volumen de acumulación 15°	145
Figura 62. Resultados mensuales de aprovechamiento 15°	145
Figura 63. Resumen de la instalación, área y número de colectores 5° (tubos de vacío) ..	146
Figura 64. Resultado del volumen de acumulación 5° (tubos de vacío)	146
Figura 65. Resultados mensuales de aprovechamiento 5° (tubos de vacío)	146
Figura 66. Resumen de la instalación, área y número de colectores 10° (tubos de vacío) ..	147
Figura 67. Resultado del volumen de acumulación 10° (tubos de vacío)	147
Figura 68. Resultados mensuales de aprovechamiento 10° (tubos de vacío)	147
Figura 69. Resumen de la instalación, área y número de colectores 15° (tubos de vacío) ..	148
Figura 70. Resultado del volumen de acumulación 15° (tubos de vacío)	148
Figura 71. Resultados mensuales de aprovechamiento 15° (tubos de vacío)	148
Figura 72. Ingreso de datos meteorológicos a SAM	149
Figura 73. Resultados primera posición	149
Figura 74. Resultados segunda posición.....	150
Figura 75. Resultados tercera posición	150
Figura 76. Resultados cuarta posición	151
Figura 77. Interacumulador APARICI ACS 400	152
Figura 78. Pérdida de carga del acumulador.....	153
Figura 79. Válvula de corte	155
Figura 80. Válvula antirretorno	156
Figura 81. Codo 90° de cobre.	157

Figura 82. Longitud equivalente en conexiones	157
Figura 83. Válvula de seguridad.....	157
Figura 84. Electrobomba PEDROLLO PKM 60 0.5 hp	159
Figura 85. Electrobomba PEDROLLO PKM 100-1 1,5HP 220V	160
Figura 86. PQ 60-Bs – Electrobomba con impulsor periférico trifásico	161
Figura 87. Sistema de control Regulador solar DeltaSol® BX.....	162
Figura 88. Vaso de expansión IBAIONDO AMR de 15 L.....	162
Figura 89. Vaso de Expansión para ACS IBAIONDO CMR de 11 L.....	163
Figura 90. Fórmulas ingresadas a TRNSYS para la reducción de la radiación debido a sombras.....	165
Figura 91. Parámetros y entradas a TRNSYS para los colectores de placa plana	166
Figura 92. Parámetros y entradas a TRNSYS para los colectores de tubos de vacío	166
Figura 93. Planilla de luz correspondiente al medidor del tecnológico donde detalla consumo y precios	167

Índice de tablas

Tabla 1. Aplicaciones de la energía solar térmica	29
Tabla 2. Temperatura del agua alcanzada por colectores solares	30
Tabla 3. Radiación Solar media de la Ciudad de Cuenca	30
Tabla 4. Costo por metro cuadrado de instalación	39
Tabla 5. Factores de emisión para CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O	45
Tabla 6. Componentes utilizados para la simulación en TRNSYS	58
Tabla 7. Especificaciones técnicas de la caldera	62
Tabla 8. Resultados de la mediación de gases de combustión y eficiencia.....	63
Tabla 9. Datos para simulación de la caldera.....	64
Tabla 10. Recopilación de datos climáticos y parámetros de orientación solar	69
Tabla 11. Datos de entrada para f-chart.....	70
Tabla 12. Resultados de área de captación y volumen de acumulación (Placa plana).....	71
Tabla 13. Resultados de área de captación y volumen de acumulación (Tubos de vacío) ..	73
Tabla 14. Resultados del método f-chart.....	73
Tabla 15. Datos de entrada para realizar el modelo 3D	76
Tabla 16. Resultado de la simulación en SAM	77
Tabla 17. Porcentaje sombreado por horas para la tercera posición.....	77
Tabla 18. Datos para la verificación del cumplimiento de normativa	78
Tabla 19. Verificación del cumplimiento de la normativa	78
Tabla 20. Longitudes de tuberías (placa plana).....	80
Tabla 21. Pérdidas de carga en tuberías (placa plana)	80
Tabla 22. Accesorios.....	80
Tabla 23. Datos para el cálculo de las pérdidas de carga en codos (placa plana).....	81
Tabla 24. Pérdidas en codos de 90° (placa plana)	81
Tabla 25. Pérdidas de carga en accesorios (placa plana)	81
Tabla 26. Longitudes de tuberías (tubos de vacío).....	83
Tabla 27. Pérdidas de carga en tuberías (tubos de vacío)	83

Tabla 28. Datos para el cálculo de las pérdidas de carga en codos (tubos de vacío).....	84
Tabla 29. Pérdidas en codos de 90° (tubos de vacío)	84
Tabla 30. Volumen de agua en tuberías (placa plana)	85
Tabla 31. Volumen de agua del circuito primario (placa plana)	86
Tabla 32. Volumen dilatado, de reserva y de vaporización (placa plana)	86
Tabla 33. Presiones de trabajo del circuito primario (placa plana)	86
Tabla 34. Volumen de agua en tuberías (tubos de vacío)	87
Tabla 35. Volumen de agua del sistema primario (tubos de vacío)	87
Tabla 36. Volumen dilatado, de reserva y de vaporización (tubos de vacío)	88
Tabla 37. Costos directos (placa plana)	96
Tabla 38. Costos indirectos (placa plana)	96
Tabla 39. Costos directos (tubos de vacío)	98
Tabla 40. Costos indirectos (tubos de vacío)	98
Tabla 41. Ingresos anuales en USD de los colectores de placa plana	99
Tabla 42. Ingresos anuales en USD de los colectores de tubos de vacío	99
Tabla 43. Resultados de los indicadores de rentabilidad de los colectores de FPC y ETC para un precio de 1.75 USD/gal (con subsidio)	100
Tabla 44. Comparación de los sistemas de colectores.....	107
Tabla 45. Variación del área de colectores (placa plana)	108
Tabla 46. Variación del área de colectores (tubos de vacío)	108
Tabla 47. Registro de funcionamiento de la caldera.....	130
Tabla 48. Consumo de diésel por mes.....	132
Tabla 49. Consumo de agua de alimentación por mes.....	133
Tabla 50. Ficha técnica de los colectores de placa plana.....	138
Tabla 51. Ficha técnica de colectores de tubos de vacío	140
Tabla 52. Ingreso de datos climáticos correspondientes al Campus Balzay.....	142
Tabla 53. Ingreso del perfil mensual de consumo de agua	142
Tabla 54. Ingreso de datos de los colectores en f-chart	142
Tabla 55. Diámetros tuberías de impulsión y retorno para colectores solares	153

Tabla 56. Pérdidas de tuberías del circuito primario incluido valvulería.....	154
Tabla 57. Temperatura del agua de red (Tred) de Cuenca.....	164
Tabla 58. Precio del diésel.....	168

Agradecimientos

En primer lugar, queremos expresar nuestro agradecimiento a la Universidad de Cuenca por brindarnos la oportunidad de descubrir nuestra verdadera vocación y acompañarnos a lo largo de este proceso académico.

También queremos reconocer la labor de nuestros maestros, quienes nos han brindado las herramientas necesarias no solo para completar este trabajo, sino para dar inicio a nuestra carrera profesional.

Por último, agradecemos de forma especial a nuestro tutor de tesis, el Ing. Andrés Montero Izquierdo, por brindarnos su tiempo, conocimiento y paciencia, tanto en las clases como a lo largo de este proyecto. Su apoyo ha sido invaluable en nuestro proceso de aprendizaje y desarrollo.

Dedicatoria

En primer lugar, quiero manifestar mi agradecimiento a Dios, por ser mi guía en este camino académico, ayudándome a superar cada desafío y dándome la oportunidad de convertirme en una mejor versión de mí misma.

Quiero hacer una dedicatoria especial a mi mamá Marola por su amor incondicional, por ser mi pilar y la voz de la razón en momentos de confusión. También quisiera mencionar a mis abuelitos Blanca y Rafael por estar en el momento y lugar correcto, transformando las peores situaciones en momentos inolvidables.

Asimismo, dedico este trabajo a mi papá Víctor, por enseñarme a enfocar mis pensamientos en lo que realmente deseo. Y a mi familia, por estar siempre presentes en los momentos más importantes de mi vida, brindándome su confianza y apoyo incondicional.

Muchas gracias a Carolina por su impulso constante, por su apoyo en los momentos buenos y malos, y por acompañarme incluso en conversaciones sin sentido.

Finalmente, dedico este proyecto a los maestros y compañeros por los valiosos momentos y consejos compartidos a lo largo de este tiempo juntos, los cuáles me dejan un grato recuerdo.

Adriana Valeria Valdivieso Cáceres

A mis padres, Rosa y Claudio, quienes, con su amor incondicional, esfuerzo y ejemplo, me han dado la fuerza para alcanzar mis metas; apoyándome en cualquier decisión que he tomado. Sin ustedes, este logro no habría sido posible.

A mis hermanos, Paúl, Natalia y Wilson, por su compañía, apoyo constante y brindarme tanto buenos momentos a lo largo de este viaje, y a toda mi familia, quienes son mi motor para ser mejor cada día.

A mis amigos, por su paciencia, risas y palabras de aliento, y a mis maestros, por compartir su conocimiento y por guiarme con sabiduría a lo largo de este camino, en especial a Valeria por su amistad, esfuerzo y responsabilidad permitió terminar satisfactoriamente este proyecto.

Finalmente, dedico esta tesis a todos aquellos que creyeron en mí y en su perseverancia para ayudarme a hacer realidad mis sueños.

Carolina Elizabeth Morocho Campoverde

Abreviaturas

ACS Agua caliente sanitaria.

ASIT Asociación Solar de la Industria Térmica.

BCE Banco Central del Ecuador.

BHP Brake Horsepower (Potencia al freno).

BID Banco Interamericano de Desarrollo.

CISER Centro Integrado Superior de Energías Renovables.

CONUEE Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.

CPC Compound Parabolic Collector (Colector parabólico compuesto).

CREA Centro de Investigación en Energía y Aire Limpio.

CST Colector Solar Térmico.

DGS German Solar Energy Society (Sociedad Alemana de Energía Solar).

ETC Evacuated Tube Collector (Colectores de tubos de vacío).

FPC Flat Plate Collector (Colector de placa plana).

GEI Gases de efecto invernadero.

Gal Galones.

GLP Gas licuado de petróleo.

Gph Galones por hora.

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización.

IPCC Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

IR Índice de Rentabilidad.

J/m² Julios por metro cuadrado.

l Litros.

MAE Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica.

MEF Ministerio de Economía y Finanzas.

MIEM Ministerio de Energías y Minas.

MIDUVI Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda.

NTE Normativa Técnica Ecuatoriana.

PCI Poder calorífico inferior.

PLR Relación mínima de reducción.

RS Radiación solar.

SAM System Advisor Model (Modelo asesor de sistemas).

SST Sistema Solar Térmico.

TIR Tasa Interna de Retorno.

TMY Typical Meteorological Year (Año meteorológico típico).

TRNSYS Transient System Simulation Tool (Herramienta de simulación de sistemas transitorios).

US EPA Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.

VAN Valor Actual Neto.

W/m²*K Vatios por metro cuadrado por kelvin.

1. Introducción

El desarrollo de diversas actividades tanto industriales como cotidianas ha llevado a una visible dependencia de combustibles fósiles, generando preocupantes problemas ambientales y de salud, debido a que estos combustibles generan emisiones de gases de efecto invernadero en todo el mundo (García & Ortiz, 2023).

En cuanto al problema ambiental, el informe del IPCC, publicado en 2023, emite una alerta sobre el inminente riesgo del calentamiento global. Se señala que nos encontramos al borde de superar el límite acordado de 1.5 °C en este siglo, lo que está generando consecuencias devastadoras como sequías, inundaciones y tormentas intensas, registrando récords de calor especialmente en América del Sur e India. El informe destaca que el último decenio fue el más cálido en los últimos 125000 años, atribuyendo la responsabilidad principal a los combustibles fósiles en el calentamiento global. Frente a este escenario preocupante, el IPCC hace un llamado urgente a los Estados para que implementen cambios legislativos y políticas inmediatas con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la eliminación gradual de los combustibles fósiles, siendo la opción más efectiva el uso de energías renovables (Barboza et al., 2017).

Por otro lado, con respecto al problema relacionado con la salud, Greenpeace y el CREA (2020, como se citó en Ayúcar, 2020) reveló que la contaminación atmosférica relacionada con la quema de combustibles fósiles es responsable de 4.5 millones de muertes anuales en todo el mundo, dentro de las cuales aproximadamente 40000 corresponden a niños y niñas en su primer año de vida, debido a la exposición a material particulado (PM2.5).

La magnitud de la contaminación generada por los hidrocarburos no solo representa una grave amenaza para la salud, sino que también implica costos económicos considerables, estimados en alrededor de 2.9 billones de dólares anuales a nivel mundial (Ayúcar, 2020). Estos impactantes datos subrayan la urgente necesidad de abandonar la dependencia de los combustibles fósiles y sustituirlos por alternativas más sostenibles, impulsando la búsqueda de fuentes de energía renovable como la energía solar térmica (Fauroux et al., 2016).

En respuesta a la necesidad de abordar los desafíos ambientales y económicos asociados con el uso de combustibles fósiles en la generación de calor, se plantea la simulación de un sistema solar térmico para precalentar el agua de alimentación de la caldera DE-C30CAL03-H de la Universidad de Cuenca, del tipo pirotubular, con una potencia de 30 BHP y un consumo de 600 gal/año de diésel tipo 2. Esta caldera trabaja aproximadamente 57 días, por un promedio de 6 horas para obtener vapor a 141.8 °C, el cuál es utilizado para el desarrollo de prácticas en el área de lácteos, cárnicos, humidificación y conservas.

Por otra parte, al reubicar los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas al campus Balzay, mediante la construcción de una nueva edificación junto al Bloque C, brindará la oportunidad de implementar un sistema que reduzca el consumo de combustible, puesto que se tiene como proyecto ampliar la capacidad del laboratorio para producir y comercializar productos elaborados por la Universidad. Sin embargo, es importante considerar que cualquier expansión adicional de los laboratorios resultaría en un aumento en el consumo de vapor, lo que generaría una mayor demanda de combustible y, como consecuencia, incrementaría las emisiones de CO₂ equivalente. La finalidad de esta investigación es brindar un enfoque técnico-financiero que facilite la toma de decisiones a la hora de implementar dicho sistema.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General.

Diseñar una propuesta de un sistema solar térmico destinado al precalentamiento de agua de alimentación de la caldera del laboratorio de la Facultad de Ciencias Químicas en un edificio del Campus Balzay, actualmente en proyecto de construcción.

2.2. Objetivos Específicos.

- Conocer el funcionamiento de la caldera DE-C30CAL03-H ubicada en el Tecnológico, a partir de la recopilación de información documentada.
- Evaluar las tecnologías basadas en energía solar térmica, analizando su viabilidad técnica y económica.
- Diseñar y simular el desempeño de un sistema solar térmico mediante el uso de software especializado, como TRANSYS y SAM.
- Proponer un sistema solar térmico que se sustente en los resultados más idóneos desde una perspectiva tanto técnica como económica.

3. Marco Teórico

3.1. Fuentes de energía

Las fuentes de energía son aquellos recursos mediante los cuales se extrae energía con diversos propósitos, principalmente de índole comercial (Twenergy, 2019). En las industrias manufactureras, estas fuentes suelen provenir mayoritariamente de combustibles fósiles; no obstante, la problemática ambiental que generan, ha hecho necesario incorporar alternativas eficientes de energía sostenible (Carrión et al., 2021). Dentro de la clasificación de las fuentes de energía se encuentran:

3.1.1. Energías no renovables

Son aquellas que se encuentran de manera limitada en la naturaleza, es decir, que no se regeneran, y una vez que se consumen, estas no pueden sustituirse (Twenergy, 2019). El problema con este tipo de energía es que producen grandes cantidades de CO₂ y otros contaminantes, los cuales cada vez alcanzan niveles más elevados sobre la atmósfera, ocasionando graves problemas ambientales como el calentamiento global (González, 2017). Amnistía Internacional (2023), sostiene que abordar este problema no puede depender únicamente de tecnologías para la captura y almacenamiento de carbono, ya que la mayoría de estas tecnologías son ineficaces o no están probadas, sin embargo, las empresas de combustibles fósiles las siguen utilizando como una distracción que les permite aparentar que una solución climática está al alcance de la mano, es por esto, que se considera una mejor alternativa el uso de energías renovables.

3.1.2. Energías renovables

Es aquella que aprovecha los recursos inagotables de la naturaleza (sol, viento, agua, biomasa, etc.) para extraer su energía (Gurbillón et al., 2020; Twenergy, 2019). En los últimos años, se ha observado una marcada tendencia a incorporar las energías renovables no convencionales en la matriz energética mundial, debido a que se considera inagotable y a la incertidumbre relacionada con el futuro de las fuentes tradicionales actuales (Albizzati, 2020; Calderon, 2018). En la Figura 1 se muestra un esquema con las principales formas de energías renovables que son aprovechadas para la producción de energía en la actualidad.

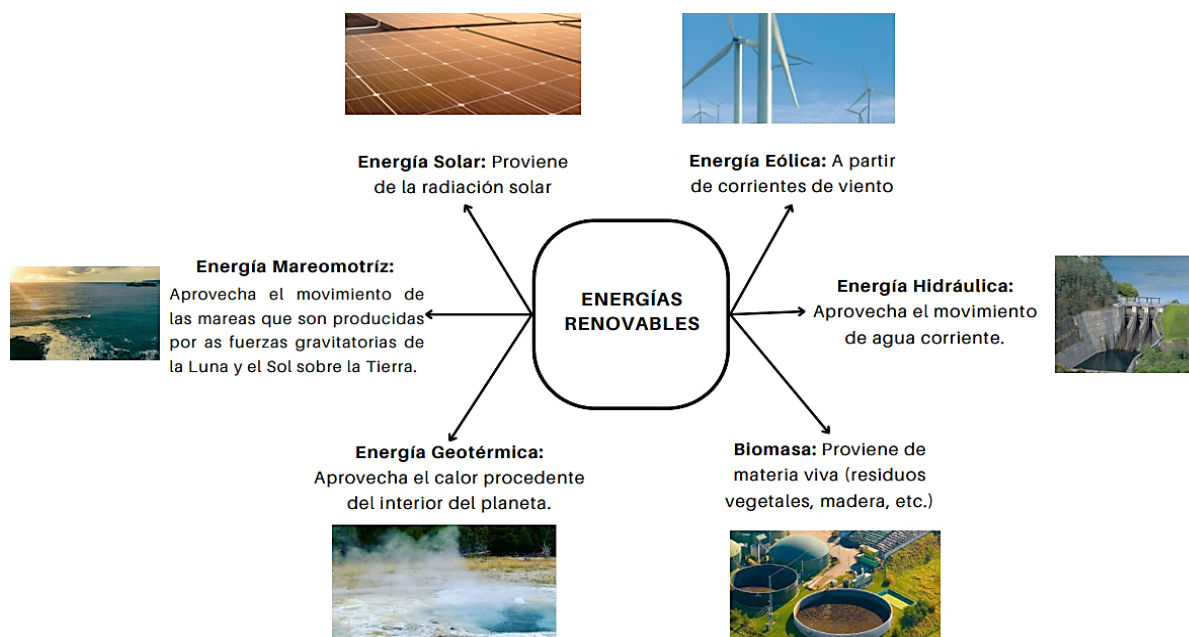


Figura 1. Tipos de energía renovable [Elaboración propia].

3.2. Energía solar

Es la fuente de energía renovable más importante, sin embargo, su utilización genera un desafío a la hora de encontrar formas confiables de capturar, almacenar y utilizar la energía solar a precios razonables, por lo que la forma alternativa de analizar el rendimiento a largo plazo del sistema solar es el uso de software de simulación. Asimismo, es esencial tener en cuenta que la previsibilidad del rendimiento a lo largo del año constituye el principal obstáculo en el uso de la energía solar para cubrir las necesidades energéticas diarias, según señalan Tiwari et al. (2021).

3.2.1. Conceptos básicos sobre energía solar

3.2.1.1. Constante Solar

La emisión de radiación solar se la conoce como constante solar, pero el término aceptado por la sociedad es el de irradiación solar total, esto para estar conscientes de su variabilidad real con respecto al tiempo (García & Ortiz, 2023). Debemos tener en cuenta que los términos irradiación e irradiancia no son lo mismo, el primero hace referencia a la cantidad de energía por unidad de área (J/m^2) que incide durante un período dado, mientras que irradiancia se refiere a la potencia solar y es la rapidez de incidencia de energía radiante sobre una superficie por unidad de área (W/m^2) (Valladares & Pilatowsky, 2017).

La radiación emitida por el Sol llega a la superficie terrestre con un valor estimado de 1360 W/m^2 , pero conforme la radiación avanza hasta llegar a la atmósfera, se encuentra una

radiación efectiva de aproximadamente 1000 W/m^2 , este fenómeno se debe a la distancia de separación entre la atmósfera y la corteza terrestre (García & Ortiz, 2023).

3.2.1.2. Radiación Solar

La radiación solar equivale a todo el espectro electromagnético emitido o irradiado por el Sol, que va desde el espectro infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación solar alcanza la superficie terrestre, parte es reflejada o absorbida por la atmósfera (González, 2017; Montes Pita, 2008), lo cual se puede ver representado en la Figura 2.

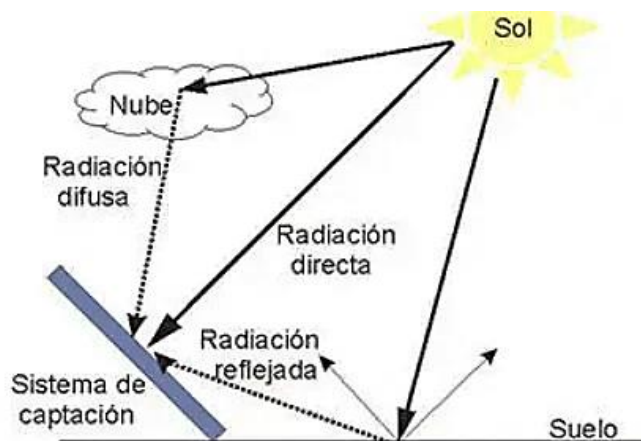


Figura 2. Componentes de la radiación solar terrestre [Hernández, 2014].

Por lo que, se introducen los siguientes conceptos (Gurbillón et al., 2020; García & Ortiz, 2023):

Radiación Total: Suma de la radiación directa, difusa y del albedo.

Radiación directa: Radiación solar recibida en la superficie terrestre sin que haya sufrido ningún cambio de dirección en su recorrido.

Radiación difusa: Radiación solar que ha sido dispersada por el paso de la atmósfera terrestre, es la misma que se percibe a través de las nubes; en el caso de que no existiera radiación difusa, el cielo sería de apariencia negra aún en horas de luz del día.

Radiación de albedo: Conocida también como radiación reflejada, es el resultado del porcentaje de radiación incidente en la superficie terrestre que se refleja en función del color de la superficie.

3.2.1.3. Declinación Solar

Denotado por δ , es un ángulo que describe la posición del Sol en relación con el ecuador terrestre a lo largo del año. Formado entre la línea que conecta la Tierra con el Sol y su proyección en el plano ecuatorial. La declinación solar varía debido a la inclinación del eje de

la Tierra respecto al plano de la eclíptica, siendo positiva cuando el Sol está al norte del ecuador (Figura 3 (a)) y negativa cuando está al sur (Figura 3 (b)) (Wald, 2021).

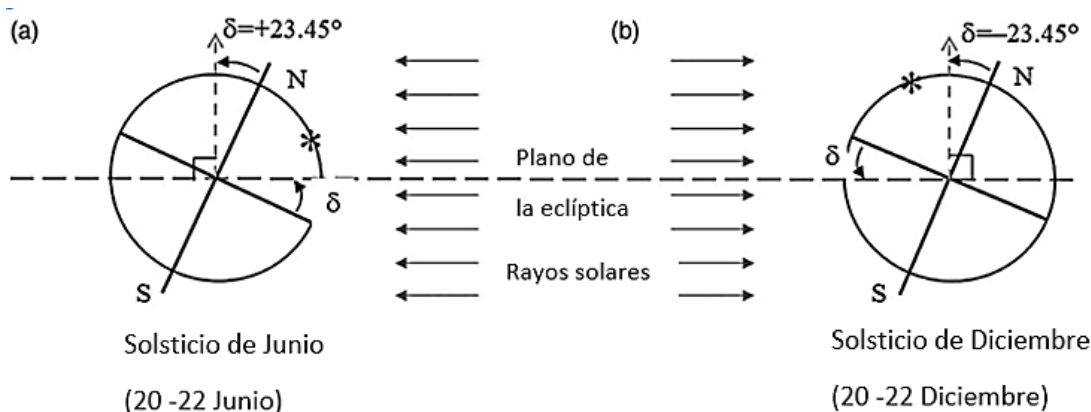


Figura 3. Declinación solar durante los solsticios [Wald, 2021].

Este ángulo alcanza sus valores extremos durante los solsticios, siendo el de junio el punto en el que la declinación es más positiva y el de diciembre cuando es más negativa. Como se visualiza en la Figura 3, la Tierra está inclinada 23.45° y el ángulo de declinación varía negativa o positivamente alrededor de esa cantidad, teniendo solo en los equinoccios de primavera y otoño un ángulo de declinación de 0° , lo que significa que el Sol está directamente sobre el ecuador. Esta variación afecta el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie de la Tierra, influenciando la cantidad de energía solar recibida y, por ende, las estaciones del año (Cooper, 1969; Wald, 2021).

3.2.1.4. Ángulo de elevación

Hace referencia a la altura angular del Sol en el cielo medido desde la horizontal. El ángulo de elevación (Figura 4) varía a lo largo del día, siendo 0° a la salida del Sol y 90° cuando está directamente encima (Honsberg & Bowden, 2016).

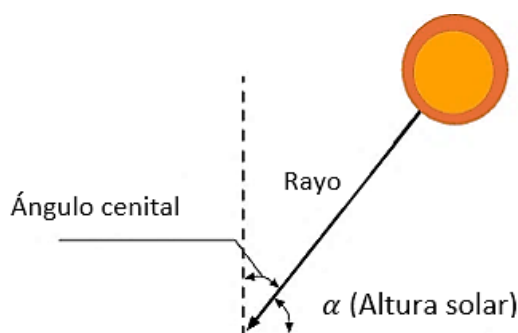


Figura 4. Posicionamiento solar [Ceen, 2015b].

3.2.1.5. Ángulo cenital

Denotado por ζ , es similar al ángulo de elevación, con la diferencia de que se mide desde la vertical en lugar de la horizontal (Figura 4) (Honsberg & Bowden, 2016), siendo igual a:

$$\zeta = 90^\circ - \alpha \quad (1)$$

3.2.1.6. Ángulo azimut

El azimut solar es el ángulo formado entre la proyección del Sol con respecto a una referencia específica (Figura 5). En el hemisferio norte, la referencia es el sur, asignándole un azimut de 0° ; por el contrario, para el sur la referencia será el norte. En el caso del oeste, los valores aumentan positivamente de 0° a 180° , y disminuyen negativamente hacia el este. Sin embargo, es importante considerar que su valor varía de acuerdo con la latitud y la época del año (Labarta, 2012).

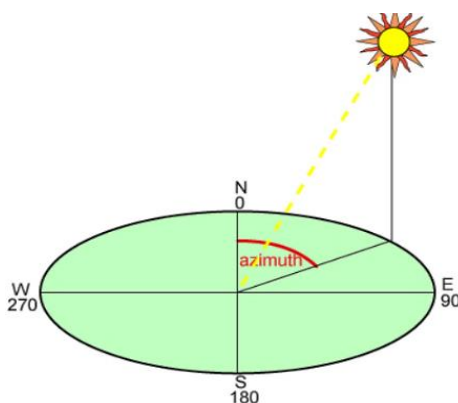


Figura 5. *Ángulo azimut* [Honsberg & Bowden, 2016].

3.2.1.7. Ángulo de inclinación

Es el ángulo (β) formado entre el plano del panel solar y el suelo horizontal. Determinar este ángulo es crucial para obtener la mayor extracción de energía con un mayor rendimiento energético de la instalación (Moratón-Linares et al., 2021). En un estudio realizado por Izquierdo Torres y Pacheco Portilla (2017), se analizaron tres inclinaciones (14° , 18.26° , 26.56°) para un sistema solar ubicado en Ecuador, determinando que un ángulo de 14° ofrece el mejor desempeño, con pérdidas por suciedad no significativas. Con respecto al estudio de Ortega & Tenezaca (2016), para una latitud de -2.89 , la inclinación que debe tener el panel para maximizar su funcionamiento es 15° ; esto es ratificado por SA Enercity (2021), donde se indica que en Ecuador lo ideal es utilizar entre 10° y 15° , de forma que se aprovechen las lluvias para mantener limpio los colectores.

Para Alvarez Lozano (2017), si el ángulo de los colectores es superior a 30° en Quito-Ecuador existirán grandes pérdidas de productividad, mientras que si el ángulo está por debajo de los 10° existirán pérdidas de aproximadamente el 1%; por lo que en este estudio escogieron un

ángulo de 10° con respecto a la horizontal. Además, se menciona que para zonas con latitudes de 0° a 5° el ángulo de inclinación óptimo será de 0° a 10° . En Ecuador la tendencia es hacia 0° , sin embargo, se recomienda no usar esa inclinación sino más bien entre 5° y 10° por motivo de limpieza de los módulos.

3.2.2. Tipos de generación de energía solar

Dependiendo de cómo la energía solar sea procesada, se clasifica en:

3.2.2.1. Energía solar fotovoltaica

Este tipo de energía solar funciona por medio de un sistema fotovoltaico tal como se muestra en la Figura 6, en donde los fotones que viajan a través de la luz del Sol chocan con las celdas de los paneles solares y producen electrones, los cuales se desplazan intercambiando posiciones y creando un flujo de electricidad entre las capas del panel solar. Cuanto más intensa es la luz, mayor es el flujo de electricidad (REPSOL, 2023).



Figura 6. *Energía Fotovoltaica* [Ingeoexpert, 2019].

3.2.2.2. Energía solar térmica

Como se indica en la Figura 7, en este sistema la radiación solar se convierte en energía térmica, es decir, se aprovecha el aporte calorífico que brinda el Sol, para calentar un fluido que se puede utilizar para suplir las demandas caloríficas del sector residencial, comercial, industrial, entre otros, de manera más eficiente y económica (Tiwari et al., 2021).

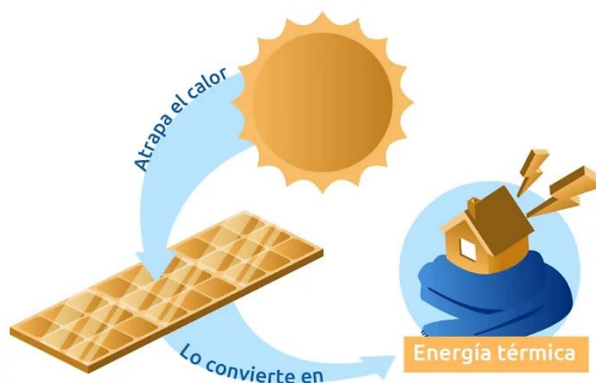


Figura 7. *Energía Térmica* [Tarifasdeluz, 2021].

La energía térmica se puede almacenar en forma de calor latente o calor sensible, no obstante, el mecanismo de calor latente con materiales de cambio de fase requiere un menor volumen de almacenamiento, debido a que la densidad de energía es mayor que en los materiales de calor sensible (Carrión et al., 2021). Por otro lado, de acuerdo con Albizzati (2020), para la instalación de los colectores solares se debe seguir el análisis de su impacto ambiental y de su factibilidad económica (sin subsidio en comparación con otras formas de uso de energía solar) contemplando su vida útil.

3.2.3. Energía solar térmica en la Industria

El desarrollo industrial es una parte fundamental para el crecimiento económico y la mejora de la calidad de vida en muchas sociedades. En este contexto, el sector industrial consume el 32% de la energía necesaria para la realización de una amplia gama de actividades productivas, de los cuales el 74% de la energía es consumida en forma de calor, siendo el 90% proporcionada por combustibles fósiles, por lo que a pesar de ser reconocidos por su rentabilidad y disponibilidad, es evidente que genera un fuerte impacto en el medio ambiente y la salud humana (Flórez-Orrego et al., 2021).

La distribución del consumo de energía térmica en la industria en función de las diversas temperaturas según Albizzati (2020) se ve reflejada en la Figura 8, donde se manifiesta que en los procesos industriales por lo general se necesitan temperaturas superiores a 400 °C.

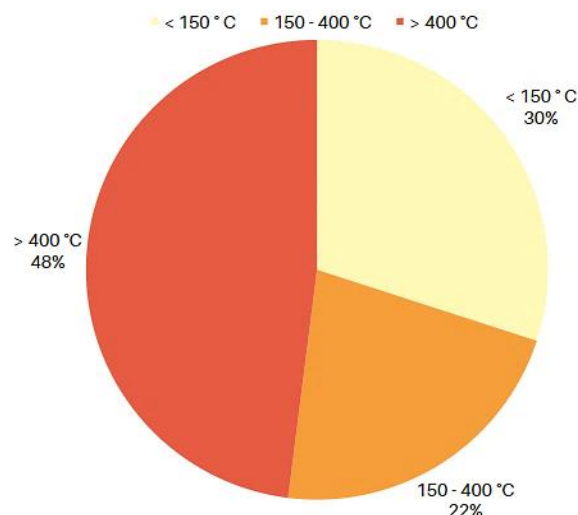


Figura 8. Consumo de energía térmica en la Industria [Elaboración propia].

La energía solar térmica usa la radiación solar para calentar agua destinada a la higiene de equipos e instalaciones, suministrar calor para operaciones en tinas, baños y recipientes de varios sectores industriales, así como para el precalentamiento de agua de alimentación de calderas (Albizzati, 2020). En la Tabla 1, se visualizan algunas aplicaciones de la energía solar térmica dentro de las industrias con sus respectivas temperaturas de operación.

Tabla 1. Aplicaciones de la energía solar térmica [Albizzati, 2020].

Industria	Alimenticia Bebidas Metalúrgica	Alimenticia Química Textil	Alimenticia Bebidas	Alimenticia Papelera Química	Alimenticia Textil Maderera
Proceso o servicio	Lavado Limpieza	Calentamiento Calefacción	Pasteurización Esterilización	Concentración Evaporación	Secado
Temperatura	40 - 70 °C	30 - 90 °C	60 - 120 °C	40 - 120 °C	70 – 220 °C

En las aplicaciones industriales los principales aspectos que se deben tomar en cuenta para instalar un sistema solar térmico son: la temperatura objetivo, el requerimiento energético, los criterios económicos, la disponibilidad del espacio y el grado de madurez de la tecnología analizada (Carrión et al., 2021).

3.2.3.1. Temperatura objetivo

A continuación, se presenta la Tabla 2, donde se recopilan temperaturas obtenidas en estudios de energía solar térmica para el precalentamiento del agua de alimentación de calderas y calentamiento de agua para otros usos:

Tabla 2. *Temperatura del agua alcanzada por colectores solares* [Elaboración Propia].

Proceso	Temperatura	Referencia
Calentamiento de agua con colectores de placa plana.	T = 50-60 °C	(Hassan et al., 2023).
Calentamiento de agua mediante colectores de placa plana.	T = 50 °C	(Valdiserri & Biserni, 2018).
Precalentamiento de agua mediante colectores de placa plana.	T = 55 °C	(Quezada, 2015).
Calentamiento de agua para un proceso de pasteurización con caldera a gas como sistema auxiliar utilizando colectores de tubos de vacío.	T = 95 °C	(Quijera, González, et al., 2011).
Calentamiento de agua con colectores de tubos de vacío.	T=80 °C	(Saeed et al., 2022).
Calentamiento de agua de proceso con colectores de tubos de vacío, para sustituir una caldera de fueloil.	T=70 °C	(AEE INTEC Energy Atlas, s. f.).

3.2.4. Recurso solar en Ecuador

Ecuador es un país con mucha variación en características climatológicas debido a su ubicación geográfica, confiriéndole condiciones exclusivas para el uso de energías renovables (García & Ortiz, 2023). En el estudio de Ordoñez et al. (2019) se menciona que, aproximadamente el 55% del territorio ecuatoriano presentó una radiación solar (RS) superior a 4.1 kW/m² día durante el año 2019. De igual manera, en la región sierra, se registró una radiación solar en promedio de 4.3 - 4.4 kW/m² día correspondiente al año 2023 (García & Ortiz, 2023; Tapia et al., 2023). Estos datos son respaldados por González (2017), lo cual se presenta en la Tabla 3.

Tabla 3. *Radiación Solar media de la Ciudad de Cuenca* [González, 2017].

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
4.58	4.58	4.56	4.28	4.25	3.92	4.22	4.39	4.39	4.78	5.06	4.97

Como una iniciativa para fortalecer la generación de energías limpias no convencionales y amigables con el medio ambiente, el gobierno presento el primer mapa solar este 2024, el cual es una herramienta digital interactiva que identifica las diversas zonas con potencial para la producción de electricidad y energía térmica (MIEM, 2024). En la Figura 9, se muestra la

insolación global promedio en el Ecuador utilizando una escala de colores. Las zonas representadas con colores más oscuros son aquellas que reciben mayor cantidad de radiación solar, mientras que las zonas con colores más claros reciben menos radiación.

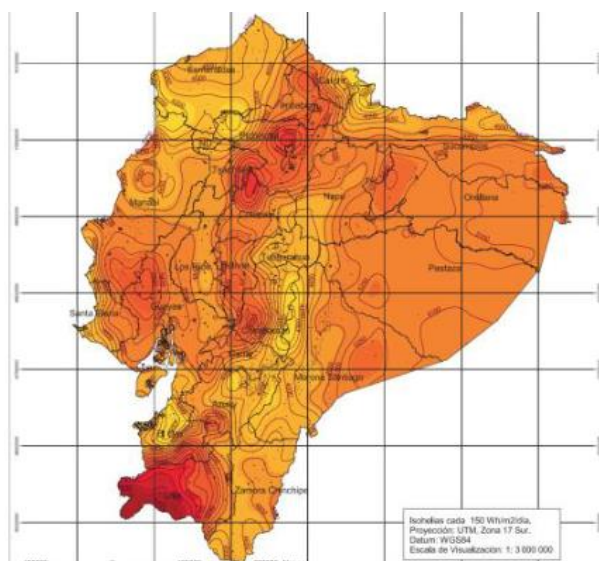


Figura 9. Mapa solar del Ecuador [García & Ortiz, 2023].

3.3. Colectores solares térmicos

Los colectores solares térmicos (CST) son dispositivos diseñados para captar la energía solar y convertirla en calor (Certicalia, 2015). Su funcionamiento inicia cuando los rayos solares inciden sobre la superficie del colector y elevan la temperatura del fluido caloportador, este fluido al calentarse es dirigido a un intercambiador de calor, del cual se distribuye el agua, por ejemplo, para la calefacción o generación de vapor (Calderon, 2018).

De acuerdo con García & Ortiz (2023), los colectores solares son una de las alternativas comerciales más económicas para la generación de calor, no obstante, dado la disponibilidad de esta energía, es necesario contar con sistemas de almacenamiento térmico. Asimismo, de acuerdo con Filho & Marques (2017) y Tiwari et al. (2021), la eficiencia de los colectores se debe a parámetros como temperatura atmosférica, radiación solar, velocidad del viento y posición de los colectores.

De acuerdo con Arévalo & Torres (2021), Carrión et al. (2021) y Mosquera (2020), los sistemas solares térmicos presentan diferentes tipos de colectores, los cuales se clasifican de acuerdo a la temperatura a la que operan. Los modelos más frecuentes se ilustran en la Figura 10.

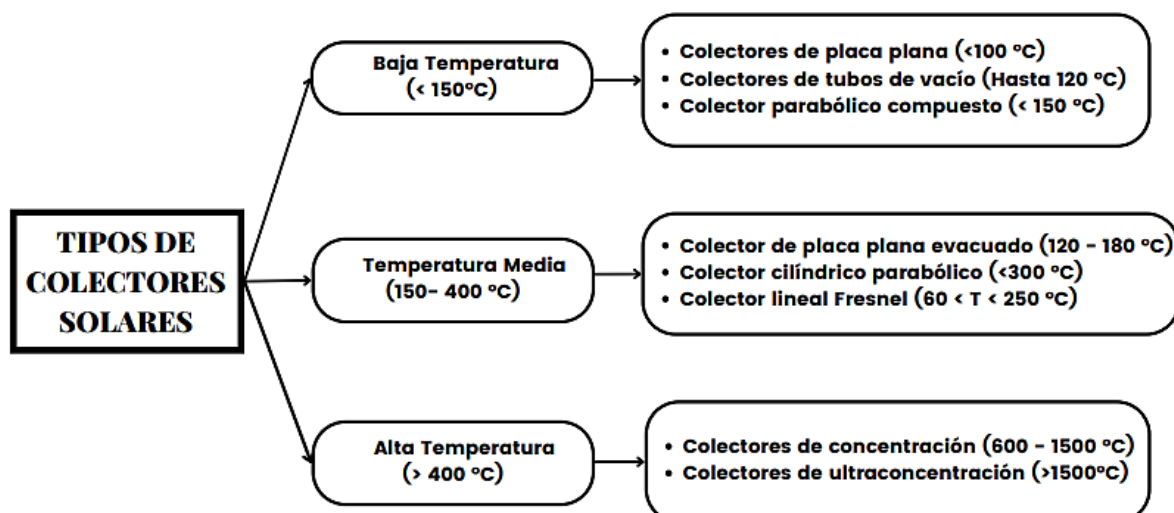


Figura 10. Tipos de colectores solares térmicos [Elaboración propia].

3.3.1. Colectores de bajas temperaturas

Hace referencia a los colectores solares que no superan los 150 °C. El propósito de este tipo de colectores casi siempre es para agua caliente sanitaria de las viviendas o para calefacción en piscinas (González, 2017). Sin embargo, de acuerdo con Carrión et al. (2021), dependiendo del uso, también es posible encontrarlos en las industrias para actividades como el precalentamiento de agua para alimentación de calderos, limpieza de equipos, etc. Dentro de los colectores de baja temperatura se encuentran:

3.3.1.1. Colector de placa plana

También conocido por sus siglas en inglés como FPC (Flat Plate Collector) es un sistema basado en la transferencia de calor que se produce por el efecto invernadero en los captadores vidriados (cubierta acristalada), lo cual permite que la radiación solar atraviese hasta interceptar en la placa absorbente para ser transferido al interior de los tubos por donde circula el fluido caloportador (Carrión et al., 2021; Duarte Baquero & Prieto Moyano, 2015).

Este tipo de colectores, aunque producen relativamente bajas temperaturas presentan como ventaja un diseño sencillo como se visualiza en la Figura 11, por lo que tendrán bajo costo y mínimo mantenimiento, siendo utilizados para sistemas de calefacción en los sectores residencial e industrial (Andrade Cando et al., 2020).

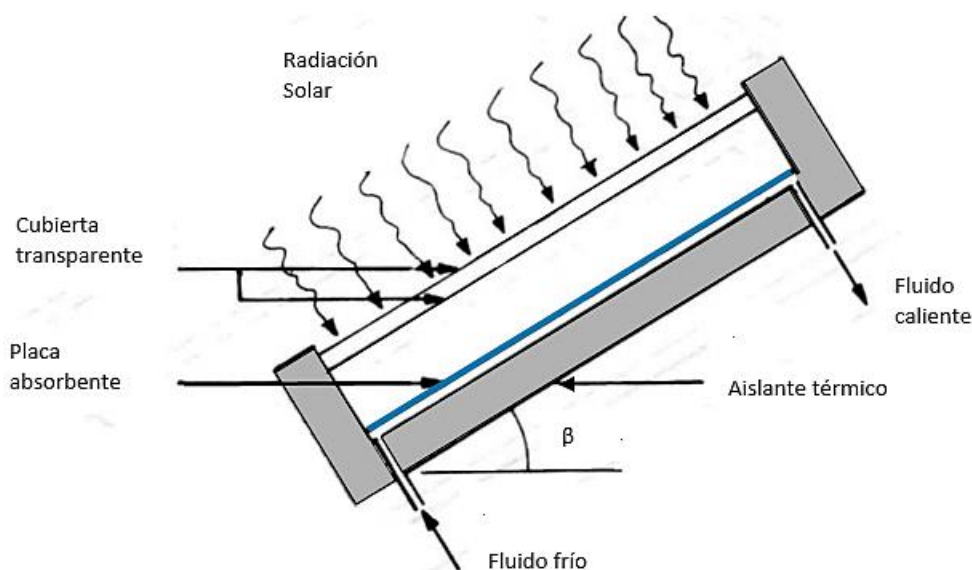


Figura 11. *Colector de placa plana* [Mesa, 2006].

3.3.1.2. Colector de tubos al vacío

También conocido por sus siglas en inglés ETC (Evacuated Tube Collector), este captador está compuesto de un número determinado de tubos de cristal en donde cada uno de ellos está compuesto por dos tubos concéntricos (Carrión et al., 2021). El tubo exterior es translúcido, lo que permite el paso de la luz solar y el tubo interior absorbe la radiación. Entre los tubos se genera vacío dando lugar a una zona de aislamiento que impide la fuga térmica (Elbrashy et al., 2023).

Estos colectores destacan por su mejor aislamiento, lo que los hace especialmente adecuados para climas fríos, además, presentan una mayor flexibilidad de colocación, ya que usualmente permite una variación de unos 20° sobre su inclinación ideal sin pérdida de rendimiento, sin embargo, también presentan desventajas como el mayor costo y su resistencia inferior a los golpes y al granizo (Calderón, 2018).

Dentro de estos colectores existen dos tipos principales (Carrión et al., 2021; Elbrashy et al., 2023; DGS, 2010), los cuales se pueden observar en la Figura 12, siendo:

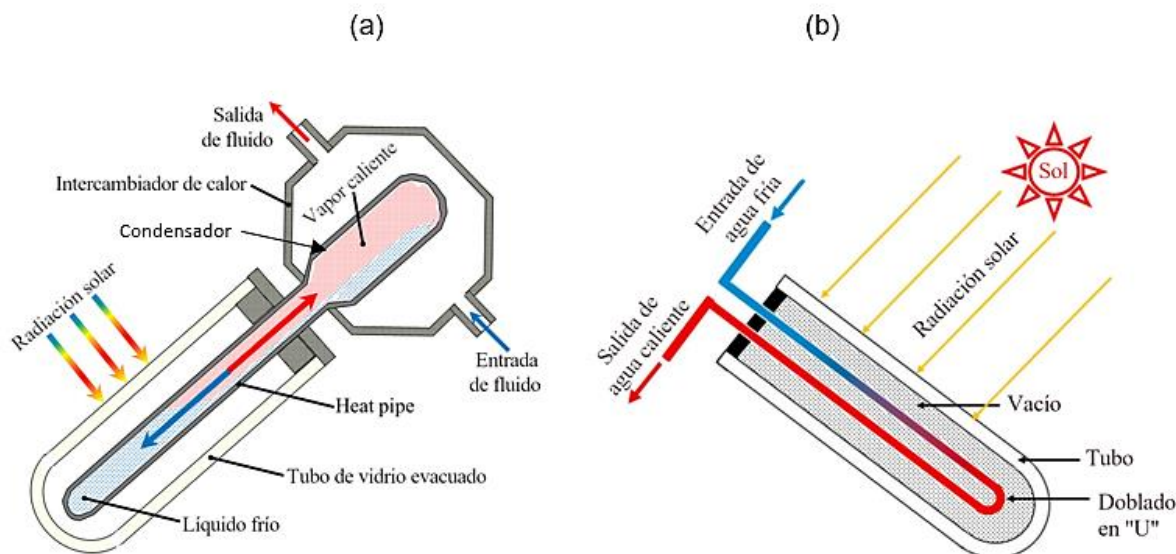


Figura 12. Tipos principales de colectores de tubo al vacío [Carrión et al., 2021].

- a. Tipo heat-pipe: Contiene un fluido altamente volátil (metanol, etanol, etc.) que se convierte en vapor a bajas temperaturas ($25\text{ }^{\circ}\text{C}$) y se desplaza hacia la parte superior del tubo. El vapor se condensa, libera calor latente (transfiriendo energía térmica al fluido de trabajo) a través de un intercambiador de calor y regresa a la base del tubo para repetir el ciclo. Este tipo presenta una conexión del tipo seca, en el cual el condensador cede calor al fluido a través de un intercambiador; esto permite cambiar los tubos defectuosos sin vaciar el circuito solar. Este colector requiere de un ángulo de inclinación apropiado (mínimo 25° o lo recomendado por el fabricante) para su correcto funcionamiento.
- b. Tipo de flujo directo: reciben la radiación solar sobre la superficie del tubo, calentando directamente el fluido caloportador en su interior. El fluido caliente se dirige hacia arriba por el efecto de flotabilidad y el fluido frío lo sustituye.

3.3.1.3. Colector parabólico compuesto

También conocido por sus siglas en inglés CPC (Compound Parabolic Collector), estos colectores están compuestos por dos secciones de parábolas simétricas, que captan los rayos solares y los concentran en un tubo receptor situado en el foco de la parábola como se ilustra en la Figura 13 (Cetina et al., 2017; Terrón, 2018). Si bien los CPC pueden coleccionar tanto la luz solar incidente, directa como difusa, posibilitando su uso en días nublados, y sin seguimiento solar, ambas consideraciones deberán ser evaluadas con el fin de poder determinar la eficiencia de cada colector (Carrión et al., 2021).

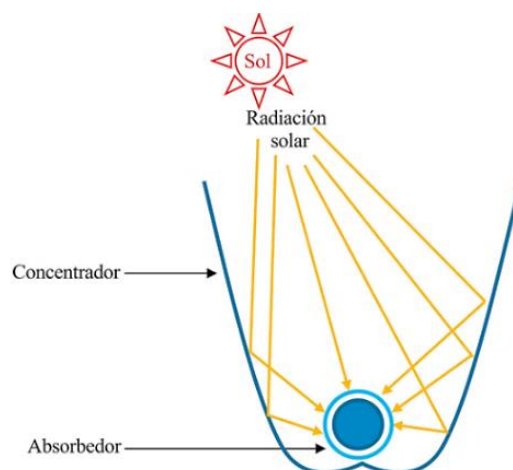


Figura 13. *Colector parabólico compuesto* [Carrión et al., 2021].

3.3.2. Conexión de colectores solares térmicos

Existen tres maneras para agrupar dos o más colectores, las cuales son:

3.3.2.1. Conexión en serie

Conforme se señala en la Figura 14, en este tipo de conexión la salida del primer colector se conecta directamente con la entrada del siguiente, y así sucesivamente (NCYT, 2021).

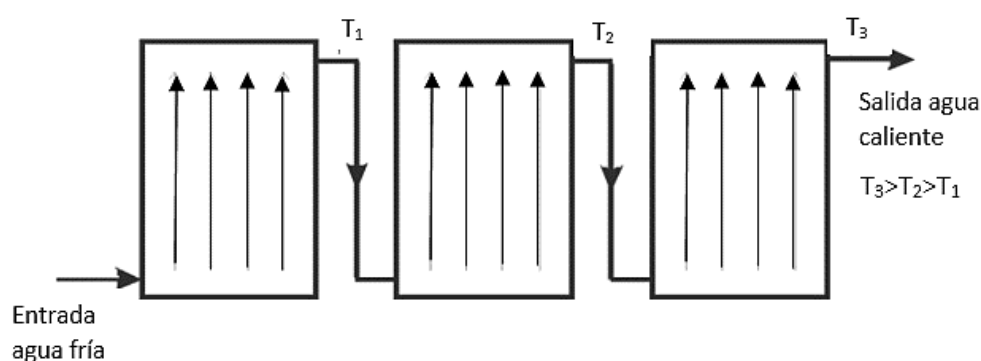


Figura 14. *Conexión de colectores en serie* [García & Ortiz, 2023].

Es utilizado para obtener temperaturas más altas, debido a que la temperatura del fluido de entrada a cada colector es superior a la del precedente. Por el contrario, la eficiencia será más baja que la anterior, por lo que para evitar eficiencias globales bajas es necesario circular un caudal elevado de fluido, minimizando el salto térmico en los colectores (García & Ortiz, 2023).

3.3.2.2. Conexión en paralelo

En este sistema, tanto la salida como la entrada de los colectores están conectadas a puntos de entrada y salida comunes con el resto de captadores (NCYT, 2021). Además, el

rendimiento del sistema es más uniforme con temperaturas iguales de entrada y salida en todos los colectores, lo que implica que experimentan el mismo salto térmico (Del Amo Sancho & Martínez, 2016).

Para realizar una conexión en paralelo es esencial equilibrar la pérdida de carga en todos los colectores, de tal manera que el caudal circulante a través de ellos sea el mismo o muy parecido. Este equilibrio puede lograrse de las siguientes maneras (Del Amo Sancho & Martínez, 2016):

- Igualando la longitud de los circuitos: Consiste en conseguir que el fluido recorra la misma distancia, igualando la longitud de las tuberías en todos los colectores para que el fluido se someta a la misma pérdida de carga (Figura 15 a).
- Instalando válvulas de equilibrado en la entrada de los colectores solares (Figura 15 b).

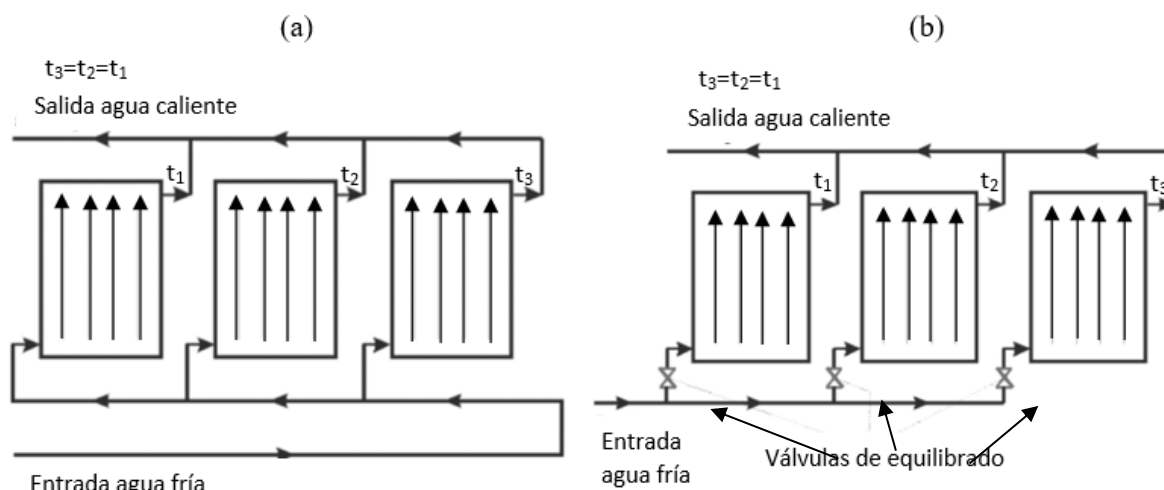


Figura 15. Conexión de colectores en paralelo [García & Ortiz, 2023].

3.3.2.3. Conexión serie-paralelo

Como se puede apreciar en la Figura 16, es una conexión de gran tamaño que combina la disposición en serie y en paralelo. Sin embargo, lograr un equilibrio en esta configuración puede resultar complicado debido a las extensas longitudes que requiere (paralelo) y a su restricción en términos de temperatura (serie). Además, es importante destacar que el caudal total se obtiene de la suma de las ramas en paralelo (NCYT, 2021).

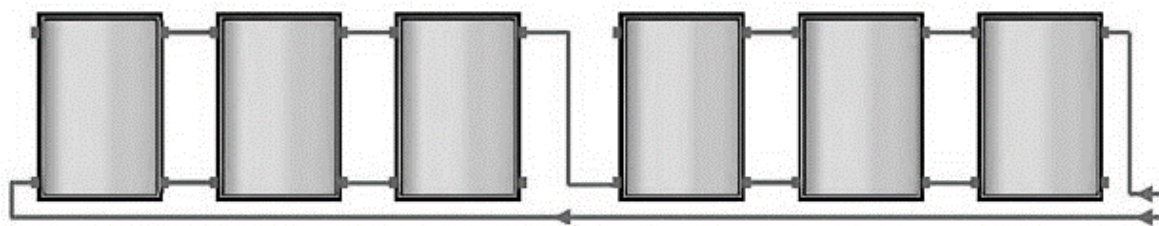


Figura 16. Conexión de colectores en serie-paralelo [Romero, 2014].

3.4. Componentes de las instalaciones solares térmicas

Un sistema solar térmico (SST) se encarga de captar la radiación solar y transformarla en energía térmica que será cedida a un fluido para ser almacenado en sí mismo o en otro fluido. Estas instalaciones se complementan con un sistema de apoyo o auxiliar que puede o no estar integrado dentro del montaje (MIDUVI, 2020).

Según la NTE INEN 2507, la transferencia de energía desde el circuito primario de los colectores al circuito de consumo, se puede realizar de dos maneras. La primera opción es empleando un SST directo (Figura 17 a), que son capaces de calentar el agua de red directamente en el colector, siempre y cuando no exista riesgo de congelamiento, la calidad del agua sea adecuada y el límite de presión del sistema no sea superior a la presión nominal de la red. Por otro lado, se tiene como segunda opción emplear circuitos indirectos (Figura 17 b), que entregan calor al agua a través de un intercambiador. De acuerdo con Martínez Escribano et al. (2013), utilizar un sistema indirecto favorece la estratificación, puesto que evita la mezcla del agua a distintas temperaturas dentro del termotanque.

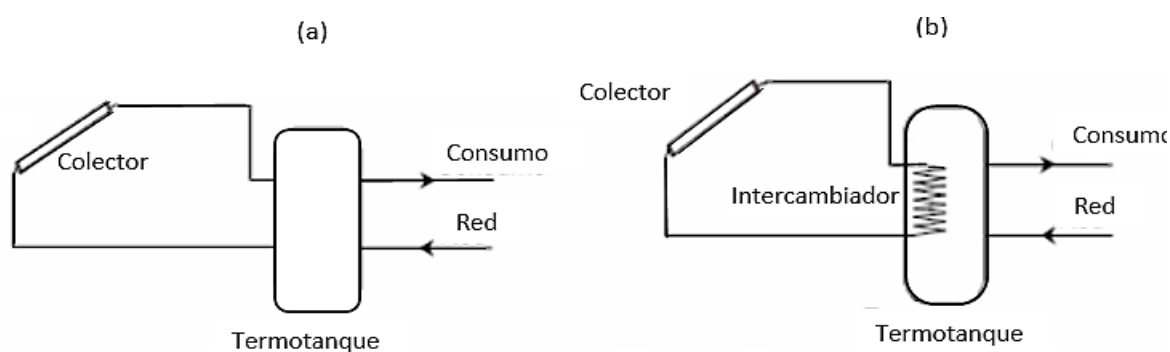


Figura 17. Sistema de calentamiento solar (a) directo (b) indirecto [NTE INEN 2507, 2015].

En la Figura 18 se presenta un SST diseñado para precalentar el agua de alimentación de un caldero, junto con los componentes típicos que suelen incluirse en estos sistemas.

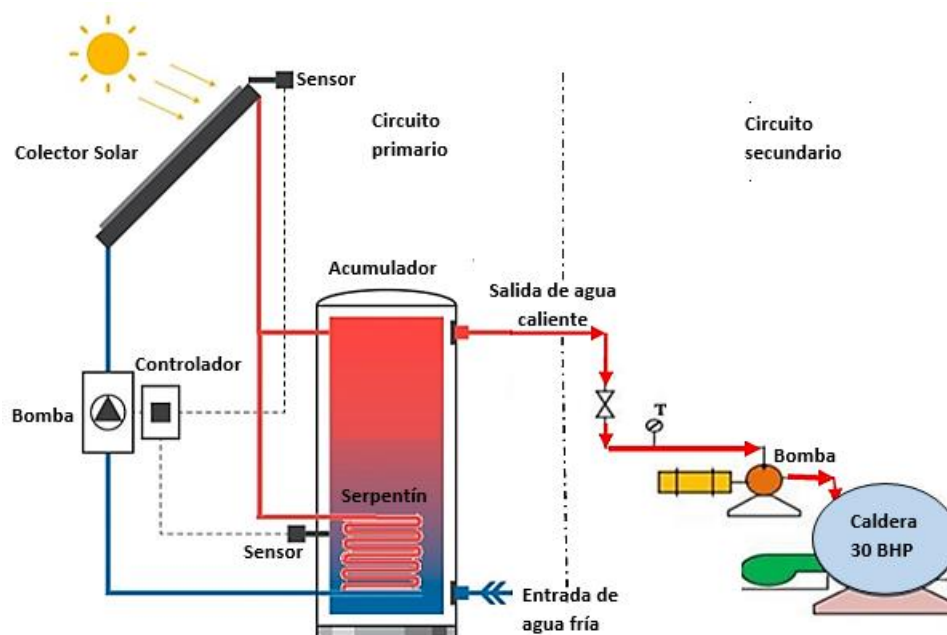


Figura 18. Representación del sistema solar térmico [Elaboración propia].

3.4.1. Criterios mínimos de selección de colectores solares

Como se observa en la Figura 19, de acuerdo a Olgún & Sánchez (2022), algunos criterios que se deben tener en cuenta para la selección de los colectores solares son:

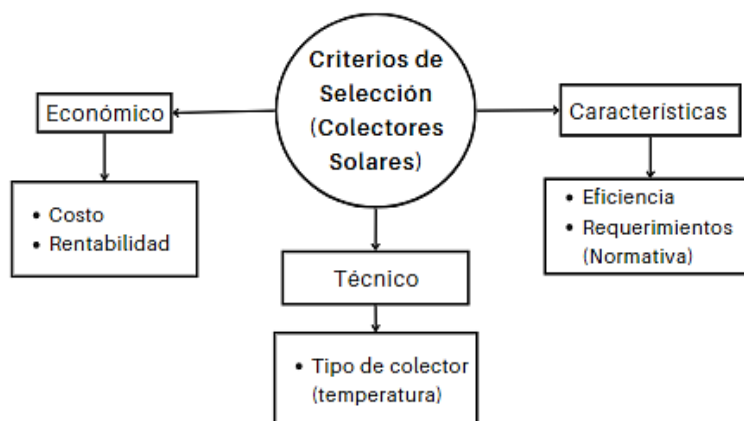


Figura 19. Criterios para seleccionar colectores solares [Elaboración propia].

3.4.1.1. Análisis financiero

• Costos

Las aplicaciones de la energía solar térmica requieren una inversión inicial elevada, no obstante, una vez que el sistema está instalado, los gastos de mantenimiento son mínimos. Dentro de dichos gastos se incluye el costo de funcionamiento, control del sistema, eventuales reparaciones y mantenimiento periódica (Fauroux et al., 2016).

Como se muestra en la Tabla 4, el costo está sujeto al tipo de colector, al país de adquisición y a la superficie que ocupan. En dicha tabla se determinan los costos de la instalación solar, considerando los colectores, el sistema hidráulico, el sistema de control, etc., tomando como referencia 1 m² y basándose en estudios científicos y simulaciones. También es necesario conocer que generalmente el costo de los colectores representa entre el 50 y 70% de la inversión del sistema solar térmico (Carrión et al., 2021).

Tabla 4. Costo por metro cuadrado de instalación [Carrión et al., 2021].

Colector	País	Costo (USD/m ²)
Placa plana	México	287
	Chile	330-687
	Zimbabue	220-347
Tubos de vacío	México	472
	Chile	460-817
	Zimbabue	157-433

El precio del colector afecta en gran medida la viabilidad económica. Los precios se ven afectados por factores como el tiempo, la inflación, la ubicación y las tecnologías de producción, por lo que estos elementos deben ser tomados en cuenta al momento de su estudio (Hosouli et al., 2024).

- **Rentabilidad**

Se puede medir mediante indicadores como:

- Valor Actual Neto (VAN): Consiste en la suma algebraica de los flujos de efectivo actualizados a la tasa de costo de capital, considerando tanto los ingresos como los egresos; si el VAN obtenido es superior o igual a cero, el proyecto es rentable, ya que los egresos actualizados serán menores que los ingresos actualizados (Valdés-González et al., 2020).
- Tasa Interna de Retorno (TIR): Es el índice de descuento que iguala el valor presente de los ingresos y egresos, haciendo que el VAN sea cero. Para que un proyecto se considere rentable en términos económicos, es necesario que la TIR obtenida sea mayor que la tasa de rentabilidad exigida para la inversión. Esto indica que el proyecto genera una rentabilidad que supera el umbral mínimo requerido (Valdés-González et al., 2020).

- Razón beneficio/costo: Permite evaluar la utilidad a través del análisis de los beneficios y los costos, aplicando el criterio del Valor Actual Neto (VAN), ya que considera la pérdida del valor del dinero en el tiempo, el objetivo es divisar la rentabilidad, es decir que los ingresos sean mayores que los egresos o costos (Aguilera Díaz, 2017; Chuya Córdova, 2020).
- Plazo de Recuperación: Es el tiempo que se tarda en recuperar el desembolso inicial realizado en una inversión. Para que el proyecto se considere realizable, el plazo de recuperación debe ser inferior al plazo establecido por la empresa, por lo que serán preferibles los plazos más bajos (Mascareñas, 2008).
- Índice de Rentabilidad: Consiste en dividir el valor actual de los flujos de caja por el desembolso inicial de la inversión. Aquellos proyectos que tengan un índice de rentabilidad superior a 1 se consideran realizables, ya que esto indicaría que el valor actual del proyecto supera el desembolso inicial (Mascareñas, 2008).

3.4.1.2. Características del colector

- **Eficiencia**

Representa la proporción de radiación entrante que absorbe el fluido de trabajo en un colector solar térmico, la fórmula para su determinación es (Hosouli et al., 2024):

$$\eta = \eta_0 - a_1 * \frac{(T_m - T_a)}{G} - a_2 * \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad (2)$$

Donde:

η : Eficiencia térmica del colector (adimensional).

η_0 : Eficiencia de pérdida cero (adimensional).

T_m : Temperatura media del fluido (K).

T_a : Temperatura ambiente (K).

a_1 : Coeficiente de pérdida de calor de primer orden (W/m²*K).

a_2 : Coeficiente de pérdida de calor de segundo orden (W/m²*K²).

$\frac{(T_m - T_a)}{G}$: Coeficiente de rendimiento del colector (W/m²).

La ecuación 2 involucra varios parámetros como la radiación incidente y la temperatura ambiente, lo que dificulta su uso como parámetro de comparación, por lo que, η_0 , a_1 y a_2 se utilizan como criterios de selección (Hosouli et al., 2024).

Al comparar diferentes colectores, el área de referencia (área total, área apertura o área del absorbedor) es un factor importante a considerar, puesto que es la superficie de la que se extraen los valores característicos del colector (DGS, 2010). Además, una mayor área de transferencia de calor conduce a un mejor rendimiento, ya que si aumenta el área de referencia aumentará la eficiencia del colector (Al-jarjary et al., 2024).

3.4.1.3. Requerimientos

Los colectores solares térmicos deben funcionar correctamente durante una vida útil de al menos 20 años, aunque esto puede variar dependiendo del tipo de colector, material, del fabricante, etc., llegando a alcanzar fácilmente una vida útil de 30 años. Por lo tanto, a menudo se realizan consideraciones con períodos de tiempo de 25 y 30 años (DGS, 2010). Para cumplir con los requerimientos establecidos es necesario que todos los componentes de la instalación cumplan con los estándares de calidad, fiabilidad, durabilidad y seguridad, mencionados en las normas: UNE 12975-1 “Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares”, UNE 12975-2 “Sistemas Solares Térmicos y Componentes. Captadores Solares” y NTE INEN 2507 “Rendimiento térmico de colectores solares”.

Además, debe contar con certificado emitido por el organismo competente, la existencia de un manual de instrucciones, facilidad para constituir baterías de colectores, accesorios de conexión y de sujeción, así como los procedimientos a utilizar (ASIT, 2020).

3.4.2. Acumulador

Es un depósito para el fluido que tiene como objetivo minimizar las pérdidas de calor, por lo que requiere estar recubierto con fibras aislantes (Calderon, 2018). La configuración preferentemente será vertical para favorecer la estratificación y se ubicará en la planta baja de la edificación (IDAE, 2009). Los interacumuladores disponen de un intercambiador de calor (serpentín) incorporado, el cual permite transferir calor del fluido del circuito primario al agua almacenada. El serpentín generalmente se ubica en la parte baja del acumulador, que es donde el agua está más fría y a medida que se calienta sube de forma natural, puesto que disminuye su densidad, favoreciendo la estratificación de temperaturas; además, evita el movimiento de fluido en el interior del acumulador (Martínez Escribano et al., 2013).

Los interacumuladores disponen de un único circuito de calentamiento, siendo más sencilla y simple de instalar que una con intercambiador externo, puesto que requeriría dos circuitos para calentamiento, así como de componentes adicionales para mejorar la estratificación (Martínez Escribano et al., 2013).

3.4.3. Bomba

La bomba de agua es la encargada de la circulación permanente del líquido por el circuito de colectores solares mientras el motor esté en funcionamiento (Calle, 2012). Generalmente, en estas instalaciones se utilizan dos bombas, una en el circuito primario, para impulsar el fluido a través de los colectores, y otra en el circuito secundario que transporta el líquido caliente hacia su destino. Para la selección de las bombas se estimará un caudal de acuerdo a las especificaciones técnicas del fabricante de los captadores o el caudal óptimo recomendado (Zabalza et al., 2007).

3.4.4. Sistema de control

Hace referencia a las válvulas, software, reguladores de presión, entre otros, que permitirán ajustar el tiempo, impulsión de agua, consumo de agua caliente y la optimización del funcionamiento del sistema de forma automática; además determina si es necesario activar un sistema de compensación de energía para periodos de tiempo en que la radiación solar es baja (Calderon, 2018; Garcia & Ortiz, 2023).

En sistemas forzados, el control del funcionamiento de las bombas del circuito primario es de tipo diferencial, es decir, actúa en función de la variación entre la temperatura del fluido de trabajo en la salida de la batería de captadores y la del depósito de acumulación. De esta manera, el control encenderá las bombas cuando la diferencia de temperaturas sea mayor de 7 °C (Figura 20) y estén paradas cuando la diferencia sea menor a 2 °C (MIDUVI, 2020).

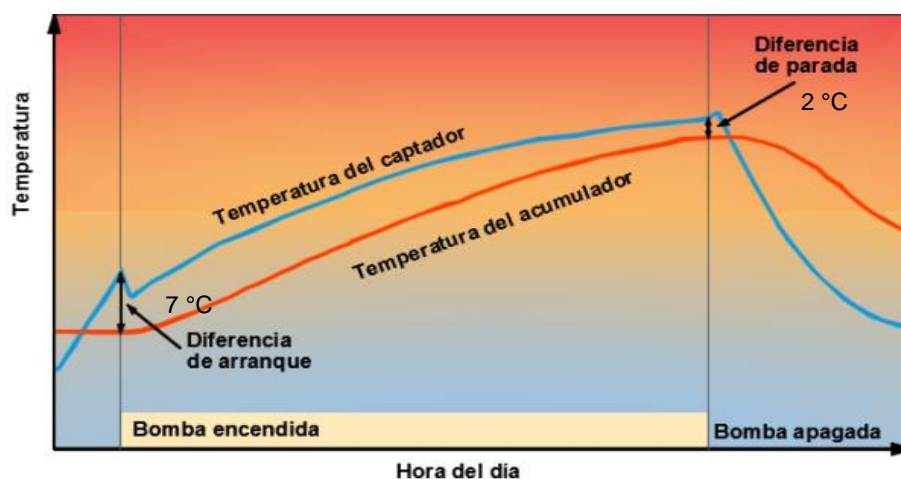


Figura 20. Control de temperatura entre el captador y acumulador [MIDUVI, 2020].

3.4.5. Caldera

Es un equipo que transfiere calor, mediante la combustión de combustibles (sólido, líquido o gaseoso), hacia un fluido interno en circulación (Panana Girio, 2015). También se lo conoce como un aparato a presión, capaz de convertir la energía calorífica en una forma utilizable, especialmente en energía térmica (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014). Para Veitia

Padrón (2021), las calderas utilizan una gran cantidad de energía para calentar un fluido, especialmente en las industrias donde su consumo es mucho más significativo. Por esta razón se considera que son una de las instalaciones más disipativas de energía.

Pueden ser clasificados de diferentes formas utilizando sus parámetros, características constructivas y de operación, por lo que se puede mencionar de acuerdo con el contenido de los tubos (Rubio-González, 2015):

- De tubos de fuego: También conocidos como pirotubulares, debido a que los gases calientes se desplazan por dentro de los tubos, mientras que el agua circula por fuera.
- De tubos de agua: Se los denomina como acuotubulares y son generadores de vapor medianos y grandes. En este caso, el agua circula por dentro de los tubos, mientras que los gases están por fuera.
- Híbridos: Son generadores de vapor pequeños, en donde en una sección el agua circula por dentro de los tubos (sección acuotubular) y en otra, los gases son los que circulan por dentro (sección pirotubular).

3.4.5.1. Calderas pirotubulares

Se caracterizan por el paso de los gases calientes de la combustión a través de los tubos, mientras que el agua está contenido en un depósito que alberga a los tubos, produciéndose la transferencia de calor desde dentro de los tubos hacia afuera (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014; Veitia Padrón, 2021). El agua absorbe el calor necesario de los tubos, generando vapor saturado. Son generalmente de 3 a 4 pasos y su aplicación es a bajas presiones (hasta 250 PSI) y capacidades (hasta 27608 lb/h - 35000 lb/h) (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

3.4.5.2. Combustibles

A lo largo de su ciclo de vida, desde la extracción hasta su quema en calderos de vapor, los combustibles fósiles generan la emisión de contaminantes que afectan negativamente el agua, el suelo y el aire, contribuyendo a la liberación de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera (Viroso et al., 2016). Con el crecimiento de la industrialización, las empresas han adoptado calderos mayormente de diésel, basando su método de generación de vapor en la combustión de un combustible químico, dando lugar a la contaminación atmosférica directa (Baidal Gómez & Vera Chávez, 2023).

Por otro lado, Ecuador enfrenta actualmente una marcada dependencia de combustibles fósiles importados, puesto que, para el año 2023 los costos totales por importación fueron de USD 6.794 millones (BCE, 2023). Además, según el MEF, el Estado ha asumido un elevado subsidio, llegando a pagar hasta aproximadamente USD 2.667 millones, de los cuales el 53.59% se destinó al subsidio del diésel (MEF, 2022).

3.4.5.2.1. Diésel tipo 2

Su uso es específicamente para calderas o equipos que generan calor (está prohibido para coches y embarcaciones), puesto que posee un alto contenido de parafinas, y mayor cantidad de impurezas en comparación con el diésel A y B (CONUEE, 2016).

Aproximadamente el 90% de industrias en el país utilizan combustibles fósiles para la generación de energías, siendo el diésel tipo 2 el más usado en sus líneas de producción (López Díaz, 2020). Según datos de Petroecuador en el periodo de enero – diciembre del 2023 se despachó un total de 10364470 barriles de diésel tipo 2, siendo un total de 7681520 barriles destinados al sector Industrial - Otros (Petroecuador, 2024). De igual manera, en la Figura 21, se puede observar un incremento de demanda de diésel 2 del 2023 con respecto al año 2022.

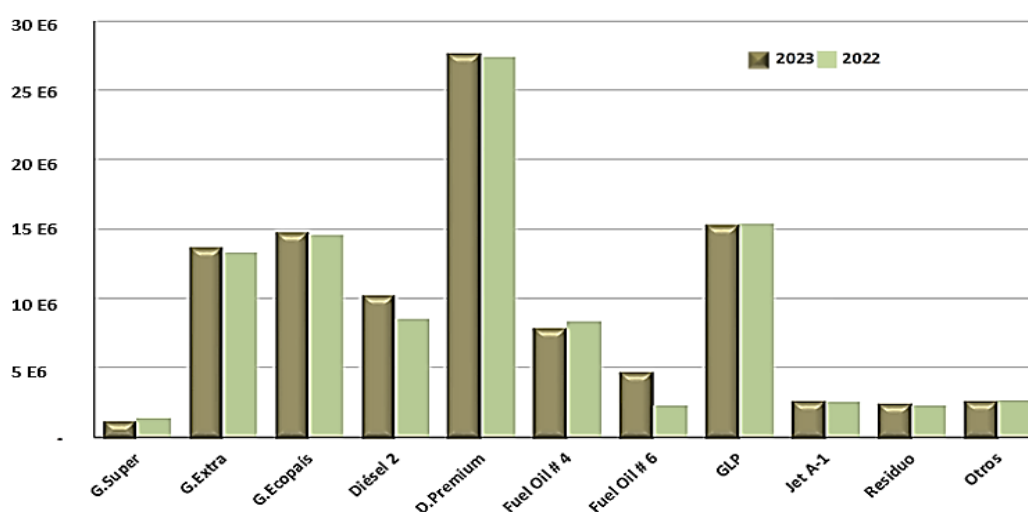


Figura 21. Despachos totales de derivados [Petroecuador, 2024].

Como es notable, el aumento de la demanda de los combustibles sigue creciendo, especialmente en el sector industrial, el cual utiliza principalmente diésel o fueloil. Esto genera un mayor número de importaciones y, por consiguiente, un mayor gasto y contaminación en el país (López Díaz, 2020).

3.4.5.2.2. Emisiones de CO₂ equivalentes

Los gases de efecto invernadero contribuyen a la retención de la energía de onda corta que emite la superficie terrestre hacia la atmósfera, y como consecuencia promueven el aumento de la temperatura a nivel global, lo cual puede afectar a su vez al clima mundial, alterando los procesos naturales normales (Viteri Moya, 2013). La huella de carbono es un término que describe el impacto de los gases de efecto Invernadero (GEI), causados directa e indirectamente por una actividad a lo largo de las etapas de vida de un producto o servicio. Se cuantifica en términos de emisiones de CO₂ equivalentes que son liberadas en la atmósfera (DCAAR, 2022; Wiedmann & Minx, 2008).

Para la estimación de toneladas de CO_{2eq} es necesario conocer los factores de emisión de CO₂, CH₄ y N₂O para el combustible empleado. Los diferentes factores se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Factores de emisión para CO₂, CH₄ y N₂O [Gómez et al., 2006].

Combustible	kg CO ₂ /TJ	kg CH ₄ /TJ	kg N ₂ O/TJ
Diesel	74100	3	0.6
Fuel oil	77400	3	0.6
GLP	63100	1	0.1

3.5. Software y herramientas de diseño

3.5.1. Método f-chart

Es un método matemático desarrollado por Beckman, Klein y Duffie en 1976, que permite estimar el desempeño promedio de un sistema solar térmico, proporcionando una predicción del rendimiento del sistema con un margen de error máximo de 5%, al comparar el desempeño real de un sistema solar térmico con las estimaciones generadas por este método (Wiltmer, 2023).

Como menciona Ballagan Romero & Pico Mantilla (2018), es un método recomendable para un diseño preliminar para obtener la cobertura de un sistema de estas características, principalmente la contribución a la aportación de energía necesaria en una instalación de ACS, y de su rendimiento medio en largos períodos.

3.5.2. SAM

System Advisor Model (SAM) es un software tecno-económico gratuito, utilizado para la planificación y evaluación de proyectos relacionados con energías renovables. Este software ha sido validado mediante comparaciones con otros modelos como TRNSYS, destacándose

por su eficiencia en cuanto al tiempo de ejecución y su precisión en las simulaciones a nivel horario, mensual y anual (DiOrio et al., 2014).

3.5.3. TRNSYS

Transient System Simulation Tool (TRNSYS) es un software basado en una plataforma gráfica amigable que se utiliza para simular el comportamiento y rendimiento de los sistemas de energía térmica y eléctrica (TRNSYS, 2019).

Para Nájera-Trejo et al. (2016), TRNSYS es un paquete de cómputo especializado en la simulación de sistemas térmicos, capaz de optimizar la eficiencia y la viabilidad económica de diversos proyectos. Por su parte, Arévalo & Torres (2021) enfatizan en la importancia de este software para tomar decisiones con respecto a la ingeniería renovable. Asimismo, Tiwari et al. (2021), destaca la importancia de TRNSYS en el dimensionamiento y la simulación de colectores de placa plana para el calentamiento de agua, ya que permite determinar el rendimiento, tomando en cuenta diversas condiciones y periodos de tiempo.

TRNSYS permite conectar cualquier sistema térmico deseado con su respectiva representación gráfica, puesto que dispone de diversos componentes (Types), los cuales son representados por números (Apolonio, 2011). La biblioteca estándar incluye aproximadamente 150 modelos que abarcan desde bombas hasta edificios multizona, turbinas eólicas, procesadores de datos meteorológicos, equipos básicos de calefacción, ventilación y aire acondicionado hasta tecnologías emergentes; estos componentes están contruidos de tal manera que los usuarios pueden modificar los componentes o generar nuevos (TRNSYS, 2019).

4. Metodología

La ejecución de este estudio se centró en la simulación de sistemas solares térmicos, tanto de placa plana como de tubos de vacío, con el objetivo de realizar una comparación técnica, ambiental y financiera. La información obtenida para llevar a cabo la simulación en los softwares f-chart, SAM y TRNSYS fue proporcionada por la Universidad de Cuenca, la empresa ELECON (fabricante de la caldera) y diversas fuentes en línea, a través de archivos

meteorológicos y fichas técnicas tanto de la caldera DE-C30CAL03-H, como de los colectores solares y otros componentes del sistema (vaso de expansión, interacumulador, etc.).

A continuación, se presenta el diagrama de flujo (Figura 22), donde se exponen los pasos a seguir.

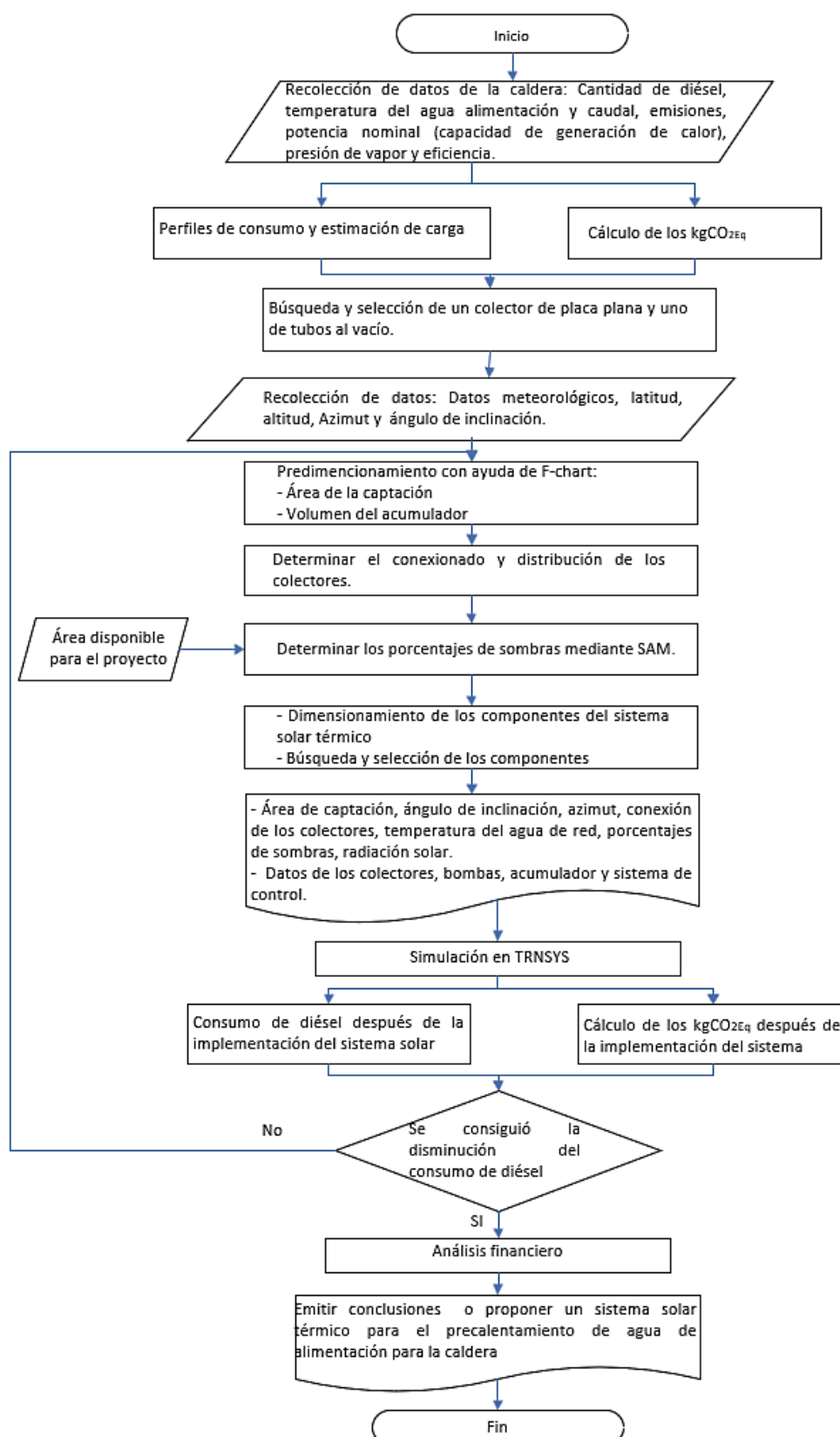


Figura 22. Metodología [Elaboración propia].

4.1. Recolección de datos de la caldera

Este apartado se realizó para obtener información sobre la caldera de la Universidad de Cuenca modelo DE-C30CAL03-H. Para ello, se realizó la búsqueda de información de diferentes fuentes, las cuales son:

- Bibliografía en web: Se realizó la búsqueda de la temperatura de agua de red de Cuenca.
- Universidad de Cuenca, laboratorio de la carrera de Ingeniería Química: Se solicitó información de la caldera al técnico de laboratorio, quien proporcionó la ficha técnica, registros de horas de funcionamiento de la caldera, dimensiones del tanque de almacenamiento del agua de alimentación, autorización para el registro de datos de los accesorios de la caldera y datos de operación como presión y temperatura de los gases de la chimenea.
- Empresa de fabricación de la caldera (ELECON): Se realizó la búsqueda del contacto en la web para coordinar una cita y realizar las siguientes preguntas:
 - Capacidad nominal de la caldera.
 - Capacidad máxima de la caldera en condiciones de operación (45 psi nanométricos y 8 gph de consumo de diésel).
 - Eficiencia de la caldera en las condiciones de operación.

4.1.1. Eficiencia de combustión

La medición de los gases de combustión en la chimenea de la caldera se realizó a partir del método de monitoreo discontinuo para fuentes fijas, localizado en US EPA, Parte 60, Apéndice A, sistema de medición basado en analizadores portátiles (MAE, 2012). En el caso de este trabajo se utilizó un TESTO 340, proporcionado por la Universidad.

4.1.2. Perfiles de consumo y Estimación de carga

Se determinó de acuerdo con datos proporcionados por la Universidad de Cuenca, lo cual se puede observar en la Tabla 47 (Anexo B), donde se registran lecturas de horas de funcionamiento de la caldera desde marzo del año 2022 hasta marzo del 2024.

- Perfil de uso: Los datos de la Tabla 47 se agruparon por meses para su representación y análisis.

- Perfil de consumo de diésel: Se obtuvo de igual manera con datos proporcionados por la Universidad de Cuenca (Tabla 47) mediante una regla de tres entre las horas de operación de la caldera y la tasa de consumo de combustible (8 gph). Con ello se agrupó por mes para su representación y análisis.
- Perfil de consumo de agua: Para conocer la demanda de agua de alimentación se realizará una regla de tres entre el caudal y las horas de funcionamiento de la caldera. De igual manera, se agrupó por mes para su representación y análisis.

El caudal fue calculado a partir de datos proporcionados por el personal encargado del manejo de la caldera, el cual emplea en promedio 0.365 m^3 en una sesión de 3 h. El volumen de agua se calculó de acuerdo a las dimensiones del tanque (44.6 cm de diámetro y una altura de 78 cm) que provee agua de red tratada a la caldera.

4.1.3. Cálculo de las emisiones de CO_2 equivalente

Los kilogramos de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ generadas por la caldera previo a la implementación del sistema solar térmico se obtuvo mediante la Ecuación 3 (DCAAR, 2022):

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = \text{DA} * \text{FE} \quad (3)$$

Donde:

DA: Dato de actividad (TJ de combustible).

FE: Factor de emisión (kg $\text{CO}_{2\text{eq}}$ /TJ del combustible) (Tabla 5).

En el caso de este estudio, se requiere transformar 600 gal de diésel utilizados al año (dato proporcionado por personal de la Universidad de Cuenca) a TJ, por lo que al ser un líquido diferente al agua es necesario aplicar la siguiente fórmula (Del Amo Blanco, 2014):

$$\text{TJ del combustible} = \text{CA} * f_1 * \rho * \text{PCI} * f_2 \quad (4)$$

Donde:

CA: Cantidad de combustible (gal).

f_1 : Factor de conversión (3.79 kg*ml/gal*g).

ρ : Densidad del combustible (g/ml).

PCI: poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg).

f_2 : Factor de conversión (1 E-9 TJ/1kJ).

Las emisiones totales de los GEI se calcularon con la sumatoria de los gases individuales mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Emisiones GEI} = \text{kgCO}_2\text{eq de CO}_2 + \text{kgCO}_2\text{eq de N}_2\text{O} + \text{kgCO}_2\text{eq de CH}_4 \quad (5)$$

Los $\text{kgCO}_{2\text{Eq}}$ generados luego de la implementación de los colectores, se determinaron mediante los resultados de la simulación en TRNSYS y del cálculo del consumo de combustible (Ecuación 23) ocupado por caldera.

4.2. Selección de colectores solares térmicos

La elección de los dos captadores preestablecidos, tubos de vacío y placa plana, se realizó de acuerdo a los criterios de selección mencionados en la sección 3.4.1 del marco teórico. Principalmente, se consideró su disponibilidad en el mercado nacional, certificación y manual detallado. Para elegir el colector entre las opciones disponibles, se buscó un equilibrio entre el área de absorción, parámetros ópticos y costo, ya que aumentar el área generalmente incrementa el costo, por lo que se optó por la opción más adecuada.

4.3. Recolección de datos climáticos y parámetros de orientación solar

4.3.1. Ubicación

En la Figura 23, se muestra la imagen satelital del espacio disponible para la reubicación de los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas.

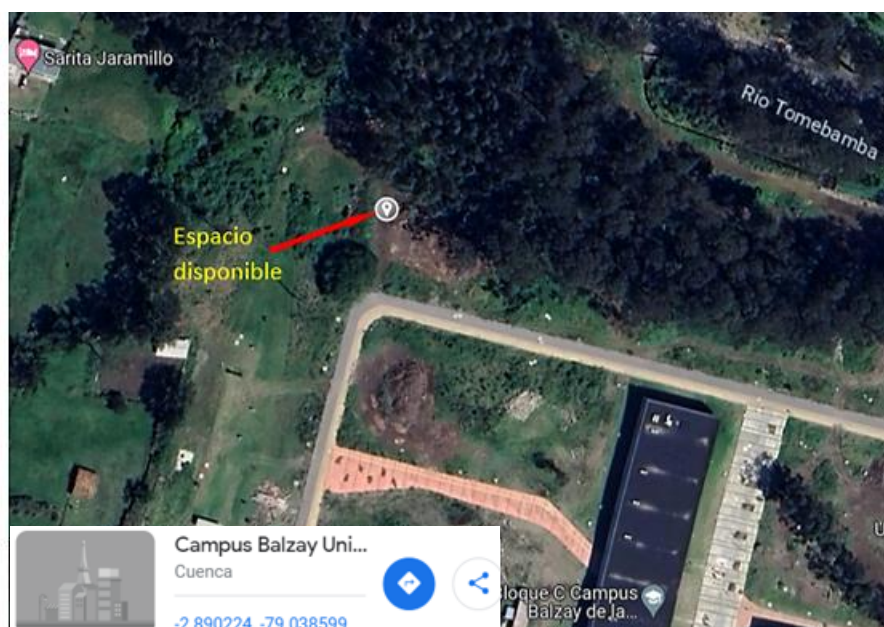


Figura 23. Ubicación disponible los laboratorios de Ciencias Química [Google Maps, 09 de julio de 2024].

4.3.2. Datos meteorológicos

Se obtuvieron del sitio web Climate.OneBuilding, el cual se enfoca específicamente en simulaciones de edificios. Como tal, los archivos contienen información de años meteorológicos típicos y son publicados por una variedad de organizaciones (Climate.OneBuilding, 2023). El formato principal de los archivos es "EPW" (EnergyPlus Weather File), que contiene periodos típicos y extremos del aeropuerto Mariscal La Mar de Cuenca para las distintas estaciones desde 2008 al 2021.

4.3.3. Parámetros de orientación solar

- Azimut: Se empleó el valor de 0° , considerando que la edificación destinada para los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas está orientada con el norte geográfico, y que la disposición de los colectores coincide con esta dirección.
- Ángulo de inclinación: De igual manera, para la simulación del sistema solar térmico se empleó valores obtenidos de literatura, mostrados en la sección 3.2.1.7, los cuales son: 5° , 10° , 15° .

4.4. Método f-chart

En la web existe varias herramientas basadas en el método f-chart que facilitan su aplicación de manera interactiva. En este estudio se utilizó una hoja de cálculo de Excel desarrollada por el CISER del Gobierno de Navarra (Ballagan Romero & Pico Mantilla, 2018), la cual permite el ingreso de datos, evitando la necesidad de la aplicación manual de las ecuaciones del método. Con ello, se determinó el número y ángulo de inclinación de colectores, volumen de acumulación y área de la instalación. Para ello, es necesario contar con datos como:

- Datos climáticos: Se obtuvo de Climate.OneBuilding, para su respectiva conversión de formato .epw a Excel para procesar los datos de radiación, puesto que f-chart admite datos mensuales y no horarios.
- Datos característicos del captador: Obtenidos en la sección 4.2. F-chart emplea la forma lineal de la curva de eficiencia del colector, por ello se realizó la conversión del rendimiento óptico y de los coeficientes de pérdidas cuadráticos. El cálculo se muestra en el Anexo E.
- Temperatura del agua de consumo: Se planteó a partir de revisión bibliográfica, siendo 50°C para el colector de placa plana y 70°C para el de tubos de vacío (Tabla 2).
- Perfil de consumo de agua: Obtenido de la sección 4.1.2.

4.4.1. Volumen de acumulación, área y número de colectores

El área de captación se obtuvo de la hoja de cálculo variando el número de colectores para alcanzar la temperatura planteada anteriormente, con una fracción solar de mínimo 60%. En cuanto al volumen de acumulación se obtuvo variando el valor de litros en depósito/m² del captador en la hoja de cálculo, para cumplir con las ecuaciones 6 y 7 de la normativa (MIDUVI, 2020):

$$40 \leq \frac{V}{A} \leq 180 \text{ l/m}^2 * \text{ día} \quad (6)$$

$$0.8 \leq \frac{V}{M} \leq 1.2 \quad (7)$$

Donde:

A: Suma de las áreas de apertura de los colectores (m²).

V: Volumen que calienta el sistema térmico(l).

M: Demanda diaria de almacenamiento (l).

4.4.2. Conexión y distribución de los colectores

4.4.2.1. Área disponible

Se obtuvo a partir del área actual de los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas, la cual es aproximadamente 230 m². Esta medida se obtuvo mediante el uso de un flexómetro, tomando en cuenta todos los espacios correspondientes a los laboratorios, lo cual incluye el área de lácteos, cárnicos, humidificación, conservas y el área de la caldera. Además, según personal de la facultad, se contemplan 100 m² adicionales para la instalación de nuevos equipos; con lo que el área disponible corresponde a un total de aproximadamente 330 m².

4.4.2.2. Conexión y distribución

La conexión de los colectores se determinó de acuerdo a las especificaciones del fabricante y el número de colectores resultantes de f-chart.

Para la distribución de los colectores se debe considerar distancias entre los colectores para evitar sombras entre filas y la distancia entre colectores de una misma fila. Además, para su ubicación en la superficie disponible se evaluó con ayuda del programa SAM.

4.5. System Advisor Model (SAM)

Este software se utilizó para generar un archivo de los porcentajes de sombras generadas principalmente por árboles, para la reducción de la radiación que llega a la superficie de los

colectores debido a objetos. Para ello, se usó el programa SAM 2023.12.17 y se escogió un modelo de calentamiento solar de agua no financiero. Los datos de entrada requeridos son:

- Ubicación: sección 4.3.1.
- Datos meteorológicos: sección 4.3.2.
- Área disponible: sección 4.4.2.1.
- Parámetro de orientación: sección 4.3.3.

Se ingresó el archivo meteorológico como se observa en la Figura 72 (Anexo F), los demás apartados no se variaron y se tomaron los valores predeterminados. En el apartado de sombras se simuló mediante la generación automática de estas a partir de un dibujo 3D de la matriz y los objetos. Para ello, se ingresó la latitud y longitud del lugar, la representación del edificio, los objetos que generan sombras, en este caso árboles, así como la superficie activa sobre la cual se mide la radiación solar incidente.

Además, se simuló para 4 diferentes ubicaciones en el área disponible, para conocer si había diferencias en el lugar de instalación de los colectores respecto a las sombras generadas por los árboles.

Con ello, se realizó la simulación para la obtención de los porcentajes de pérdidas de radiación directa y difusa, los datos se exportaron a un archivo .csv para su posterior ingreso a TRYNSYS.

4.6. Componentes de la instalación solar térmica

En esta sección se realizó el dimensionamiento de los componentes de la instalación solar (Figura 18).

4.6.1. Colectores solares

La selección de los colectores tanto de placa plana y tubos de vacío se realizó en la sección 4.2, puesto que se requirió de los datos característicos de los colectores para determinar el volumen de acumulación, área y número de colectores, y realizar el dimensionamiento de los demás componentes del sistema.

4.6.2. Interacumulador

Se seleccionó un interacumulador de acuerdo a la demanda y a los resultados obtenidos en f-chart, además se aplicaron las ecuaciones 6, 7 y 8 (MIDUVI, 2020):

$$S_i \geq 0.15 * S_c \quad (8)$$

Donde:

S_i : Superficie de intercambio para cada uno de los interacumuladores (m^2).

S_c : Superficie del campo de captadores (m^2).

4.6.3. Bombas del circuito primario y secundario.

Para el circuito primario, se consideró las pérdidas generadas por el sistema hidráulico, los colectores y el interacumulador. Para ello, se realizó el dimensionamiento de tuberías y la selección de los elementos y accesorios recomendados en normativa, para obtener las pérdidas de energía debido a la fricción (h_L) de cada uno de los elementos mediante las fichas del fabricante o el respectivo cálculo por medio de la ecuación de Darcy (Mahecha, 2020; Mott, 1996):

$$N_R = \frac{v * D}{\nu} \quad (9)$$

$$f = 0.2131(N_R^{-0.2104}) \quad (10)$$

$$h_L = f * \frac{L}{D} * \frac{v^2}{2g} \quad (11)$$

Donde:

L: Longitud equivalente (m).

D: Diámetro interno (m).

v : Velocidad del flujo (m/s).

f : Factor de fricción (adimensional).

ν : Viscosidad cinemática (m^2/s).

N_R : Numero de Reynolds (adimensional).

Las pérdidas de carga total (ΔH_{total}) de circuito primario son (MIDUVI, 2020):

$$\Delta H_{total} = \Delta H_{tub} + \Delta H_{bat} + \Delta H_{acc} + \Delta H_{int} \quad (12)$$

Donde:

ΔH_{tub} : Tramos de tubería (m).

ΔH_{bat} : Batería de colectores (m).

ΔH_{acc} : Accesorios (m).

ΔH_{int} : Interacumulador (Serpentín) (m).

En cuanto a la bomba para el circuito secundario se consideró utilizar la que ya existe, puesto que el caudal que se considera en este estudio (0.122 m³/h) es el mismo con el que trabaja actualmente la caldera. En el caso de las pérdidas, la válvula (recomendada en normativa) adicional al sistema que ya se encuentra en funcionamiento, es una de corte ubicada después del interacumulador, la cual tiene una caída mínima de presión. Además, el interacumulador se ubicará cerca de la caldera por lo que no existe pérdidas significativas adicionales de presión.

4.6.4. Sistema de control

Se realizó la búsqueda de un sistema de control diferencial de temperatura con sondas capaces de soportar las temperaturas del interacumulador y de los colectores.

4.6.5. Vaso de expansión

Para la selección de este elemento fue necesario el dimensionamiento del mismo en función de las presiones y volúmenes del circuito primario, mediante la aplicación de las siguientes ecuaciones (Ballagan Romero & Pico Mantilla, 2018):

$$V_{nominal} = Fp * Vu \quad (13)$$

$$Vu = V_d + V_r + V_{vap} \quad (14)$$

$$V_d = V_t * C_e \quad (15)$$

$$C_e = (-33.48 + 0.738 * T) * 10^{-3} \quad (16)$$

$$V_r = 0.029 * V_t \quad (17)$$

$$V_{vap} = 1.10 * V_{captadores} \quad (18)$$

$$Fp = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1}{P_{m\acute{a}x} - P_{pre}} \quad (19)$$

$$P_{m\acute{a}x} = 0.9 * P \quad (20)$$

$$P_{pre} = P_{est\acute{a}tica} + 1 \quad (21)$$

$$P_{est\acute{a}tica} = 0.1 * \text{Altura (m)} \quad (22)$$

Donde:

$V_{nominal}$: Volumen teórico o nominal del vaso de expansión (l).

F_p : Factor de presión (adimensional).

V_u : Volumen útil del vaso de expansión (l).

V_d : Volumen dilatado (l).

V_r : Volumen de reserva (l).

V_{vap} : Volumen de vaporización (l).

V_t : Volumen total del campo de captadores (l).

C_e : Coeficiente de expansión (adimensional).

T : Temperatura máxima que soporta el colector (°C) (Anexo D).

$V_{captadores}$: Volumen de los captadores (l).

$P_{m\acute{a}x}$: Presión máxima del sistema en la válvula de seguridad. Es el 90 % de la presión de la válvula de seguridad (bar).

P_{pre} : Presión de precarga del sistema. Es la presión estática (0,1 bar por 1 m de techo estático) más 1 bar de presión positiva esencial en el colector.







P : Presión de la válvula de seguridad (bar).









$P_{estática}$: Es la presión estática (0,1 bar por 1 m de techo estático).

4.7. TRNSYS

Se utilizó TRNSYS 18.05.0001 para la simulación del sistema solar térmico completo, tras haber dimensionado los elementos necesarios del sistema, así como la recopilación de datos para el ingreso de la información requerida por el programa; además, se escogió los componentes (Type) que se acoplen a los elementos del sistema. A continuación, se conectaron los componentes seleccionados y se configuraron sus propiedades y datos de ingreso (Anexo I). Los componentes del sistema solar térmico se muestran en la Tabla 6:

Tabla 6. Componentes utilizados para la simulación en TRNSYS [Elaboración Propia].

Componente	Descripción	Símbolo
Type122	Caldera: Se empleo este modelo para simular la caldera pirotubular. Requiere datos de eficiencia, capacidad, temperaturas y caudales.	
Type4a	Acumulador cilíndrico con intercambiador de calor de tubos en espiral sumergidos: Este componente simula un interacumulador de calor vertical estratificado, que almacena energía térmica y la transfiere mediante un intercambiador de calor de tubos en espiral sumergidos en su interior. Se requiere información sobre la capacidad del tanque, la eficiencia del intercambiador y las temperaturas de entrada y salida.	
Type114	Bomba: Se utiliza para mover el fluido a través del sistema. Requiere datos sobre la potencia de la bomba, características del fluido y el caudal para simular su funcionamiento.	
Type2a	Sistema de control: Se empleo para generar una señal de control según la diferencia de temperaturas. Si se supera un límite de temperatura alto, el controlador se apaga automáticamente, sin importar otras condiciones.	
Type15-3	Procesador de datos meteorológicos: Sirve para leer datos a intervalos regulares de tiempo de un archivo de datos meteorológicos externo y ponerlos a disposición de otros componentes de TRNSYS. Entre los formatos del archivo externo que se pueden leer por este componente está el de tipo EnergyPlus (.epw).	
Type1a	Colector de placa plana: Modela el rendimiento térmico de un colector solar de placa plana. Este componente utiliza una función cuadrática, área del colector y demás parámetros que se pueden encontrar en documentos certificados proporcionados por el fabricante, así como datos meteorológicos y caudales.	

Type71	Colector de tubos de vacío: De igual manera que en el caso de placa plana se debe proporcionar resultados de pruebas estándar de eficiencia frente a una relación de temperatura del fluido menos temperatura ambiente y radiación solar.	
Type14b	Factor de demanda del agua: Se utilizó para el ingreso de las horas de funcionamiento del sistema y generar un perfil de consumo diario, para el posterior cálculo del caudal de ingreso al acumulador.	
Type65b	Trazador gráfico en línea con archivo de salida: Se utilizó para mostrar las variables seleccionadas a medida que se realizaba la simulación, permitiendo observar de manera inmediata si el sistema funciona como se desea.	
Type25e	Impresora: Se empleo para generar archivos de salida con los resultados o variables de simulación seleccionados en intervalos específicos de tiempo.	
Type14e	Función de forzamiento dependiente del tiempo (Temperatura): Permite el ingreso de un conjunto de puntos de datos discretos, el cual se utilizó para el ingreso de las temperaturas mensuales del agua de red.	
--	Nueva Ecuación: Se utilizó para el ingreso de fórmulas para el cálculo de la radiación considerando sombras y del caudal de entrada al acumulador considerando el volumen del tanque y las horas de funcionamiento.	
Type9c	Lector de datos para archivos de datos genéricos: Sirve para leer datos a intervalos de tiempo regulares, para ponerlos a disposición de otros componentes de TRNSYS. Es de naturaleza muy general y puede leer varios tipos de archivos de texto, incluido los del tipo valores separados por comas (.csv).	
Type57	Conversor de unidades: El uso de este componente requiere de tablas proporcionadas en la documentación técnica de TYNSYS.	

Con ello, se obtuvo la temperatura de salida del agua del colector, temperatura de salida y la tasa neta de energía que se extrae del interacumulador, que es la energía efectiva disponible para su uso, considerando las pérdidas del interacumulador como la resistencia interna y otros factores que reducen la cantidad de energía que realmente se puede aprovechar.

El ahorro de combustible diario ($A_{comb}(gal/día)$) se calculó a partir de la siguiente ecuación (Carrión Chamba & Murillo Torres, 2022):

$$A_{comb}(gal/día) = \frac{ETA_{FPC}}{\rho * PCI * \eta * f_3 * f_4} \quad (23)$$

Donde:

ETA_{FPC} : Energía térmica neta diaria generada por el sistema solar térmico (kWh/día).

ρ : Densidad del combustible (kg/m³).

η : Eficiencia de la caldera (Adimensional).

PCI : Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg).

f_2 : Factor de conversión (1 kWh/3.600 kJ).

f_3 : Factor de conversión (1 m³/264.172 gal).

4.8. Indicadores de rentabilidad

Se determinó mediante las siguientes ecuaciones (Domínguez, 2009; López, 2020; Morales, 2020; Valdés-González et al., 2020):

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + K_0)^i} \quad (24)$$

$$TIR = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + K_0)^i} = 0 \quad (25)$$

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{i=1}^n B_t(1 + K_0)^i}{\sum_{i=1}^n C_t(1 + K_0)^i} \quad (26)$$

$$Payback = i + \frac{I_0 - b}{F\$_i} \quad (27)$$

$$IR = \frac{VAN}{I_0} * 100 \quad (28)$$

Donde:

$F\$_i$: Flujos de efectivo o de caja (USD).

K_0 : Tasa de descuento o de rentabilidad exigida para la inversión (fracción).

i : Periodo de evaluación (años).

B_t : Ingresos totales netos (USD).

C_t : Egresos totales netos (USD).

I_0 : Inversión inicial del proyecto (USD).

b: Flujo de caja llevado a valor presente (años).

4.9. Estimación de la reducción de $\text{kgCO}_{2\text{Eq}}$

Como se mencionó, las emisiones de CO_2 equivalentes resultantes luego de la implementación del sistema solar térmico se calcularon mediante la ecuación 3. La reducción de las emisiones se calculó restando las emisiones antes y después de implantación del sistema solar térmico.

5. Resultados y discusión

5.1. Resultados de la recolección de datos de la caldera

La caldera de fabricación nacional, marca ELECON, modelo DE-C30CAL03-H (Figura 24), se encuentra ubicada en los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas (Tecnológico) de la Universidad de Cuenca. Esta caldera opera con diésel tipo 2, y utiliza como fluido de alimentación el agua a temperatura de red. Las características se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7. Especificaciones técnicas de la caldera [Elaboración Propia].

Fabricante	ELECON
Modelo	(Pilotubular-3 pasos de humo)
Año de operación	2014
Potencia	30 BHP
Presión de diseño	200 psi [689.5 kPa]
Temperatura vapor saturado	329 °F [165 °C]
Presión de trabajo	80-100 psi [413.7 kPa]
Tipo de combustible	Diesel (fuel oil) N°2
Consumo de combustible (max. carga)	(8 gph)
Número de tubos	60
Diámetro exterior de los tubos	2" Ced - 10



Figura 24. Caldera de los laboratorios de Ciencias Química. [Elaboración propia].

5.1.1. Eficiencia de combustión

En la Tabla 8, se muestran los resultados de la medición de los gases de combustión mediante un equipo TESTO 340 (Figura 25), así como la determinación de la eficiencia de combustión de la caldera:

Tabla 8. Resultados de la medición de gases de combustión y eficiencia [Elaboración Propia].

Temperatura de combustión (Th)	O ₂ (%)	CO (ppm)	CO ₂ (%)	NO (ppm)	NO _x (ppm)	SO ₂ (ppm)	Eficiencia (%)
197.2	11.95	122	6.71	32	34	0	83.7
266.3	11.89	107	6.76	34	36	1	80.6
213.4	11.93	109	6.73	33	35	0	85.6
244.8	11.88	101	6.77	35	37	0	83.3
252.07	11.92	115.70	6.73	33.70	35.70	0.10	83.30



Figura 25. Medición de los gases de combustión. [Elaboración propia].

Los valores de la Tabla 8 se comparan con lo establecido por la “Norma de emisiones al aire desde fuentes fijas” del Ministerio del Ambiente, para verificar si el uso de la caldera está afectando la calidad ambiental. Esta normativa indica que los límites permisibles para el

aprovechamiento energético del diésel son 151 ppm para el SO₂, 184 ppm para NO_x (suma del óxido nítrico NO y dióxido de nitrógeno NO₂) y 141 ppm de CO; sin embargo, el O₂ y CO₂ no cuentan con límites para regular (TULSMA, 2015).

Al comparar estos valores, se determina que todos los gases se encuentran dentro de los límites establecidos por la normativa. Lo mismo sucede con el resultado de otros estudios; por ejemplo, de acuerdo con Daza et al. (2018), la caldera de vapor de 100 BHP utilizada en el hospital general de Latacunga opera 12 horas los 7 días de la semana y genera 86.39 ppm de NO_x, 20.20 ppm de CO y 8.342 ppm de SO₂. En el caso de Montaña et al. (2018) se analizan diferentes empresas que tienen calderas, una de ellas es la de 100 BHP que se encuentra en CAFRILOSA y que genera 118.10 ppm de NO_x, 1.14 ppm CO y 0.52 ppm de SO₂. Analizando estos resultados, se puede observar que al tener un mayor uso de la caldera se generan mayores emisiones al ambiente, sin embargo, se debe considerar que los valores medidos deben estar dentro de los límites establecidos por la normativa.

En la Tabla 9 se presenta datos necesarios para la simulación de la caldera en TRNSYS.

Tabla 9. Datos para simulación de la caldera [Elaboración Propia].

Descripción	Valor
Capacidad nominal	25.5 BHP o 899909.86 kJ/h.
Calor específico del fluido: Se tomó el valor a la temperatura promedio del agua de red en la ciudad de Cuenca (12.76 °C).	4.197 kJ/kg*K (Renedo, 2012)
Relación mínima de reducción	0.000073
Temperatura de entrada del fluido	Tabla 57 (Anexo H)
Caudal del fluido	0.122 kg/h
Señal de control de entrada 0 – 1	1
Temperatura de consigna.	141.8 °C o 414.95 °K
Eficiencia general de la caldera	78.3%
Eficiencia de combustión	83.3%

5.1.2. Perfiles de consumo y estimación de carga

- Perfil de uso

De acuerdo con lo observado en la Figura 26, los meses con mayor actividad en 2022 fueron de abril a julio y de octubre a diciembre. Así mismo, para el 2023 los meses de mayor

consumo de combustible y agua de alimentación fueron enero, marzo, mayo y de octubre a diciembre.

En contraste, la caldera no funciona durante los meses de febrero y agosto debido a los recesos estudiantiles, por lo que no fueron considerados en la simulación. Por otro lado, en los demás meses, la caldera opera en al menos una ocasión y hasta un máximo de once veces, con una duración de tres horas por operación.

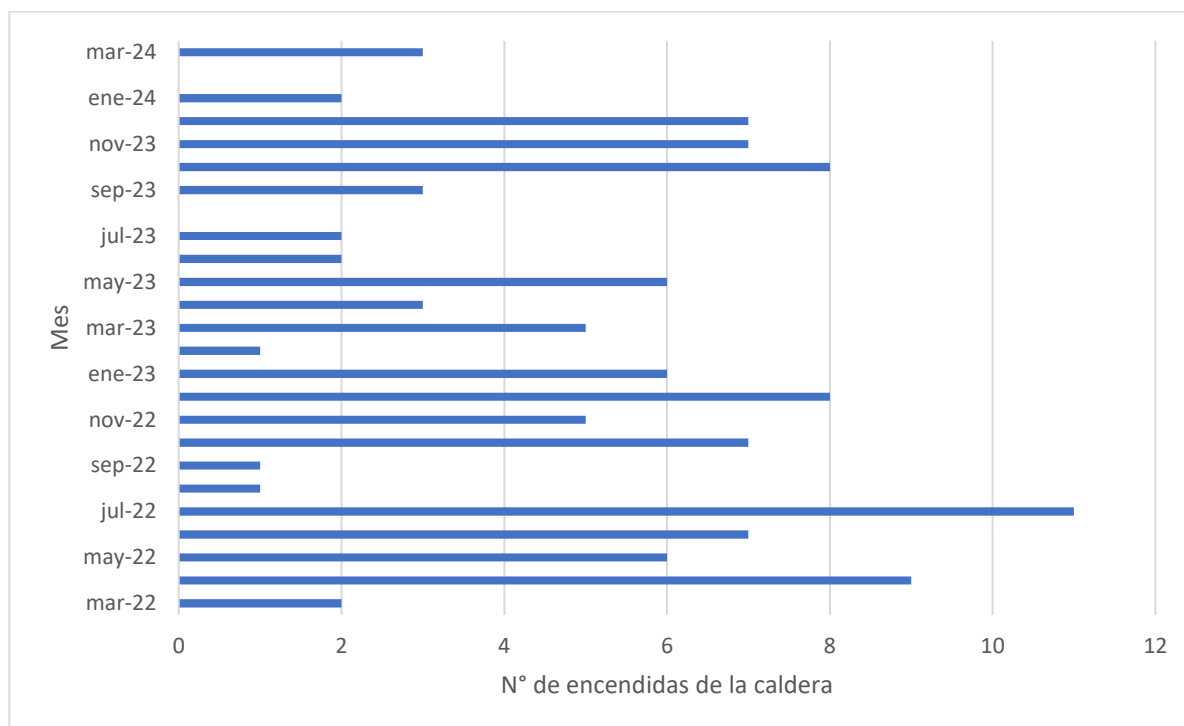


Figura 26. Perfil de uso de la caldera por mes [Elaboración propia].

- Perfil de consumo de diésel

La Figura 27 muestra que durante todos los meses en los que se imparten clases se consume en promedio 51.68 gal/mes de combustible para la caldera, presentando un rango mínimo de 13.68 gal/mes y un máximo de 151.68 gal/mes. Además, se observa un incremento en los meses de abril a julio del 2022, correspondientes a los meses de mayor utilización de la caldera. Por lo tanto, ante la posibilidad de una expansión o un aumento en los requerimientos, es evidente que es necesario un mayor suministro de combustible para la generación de vapor.

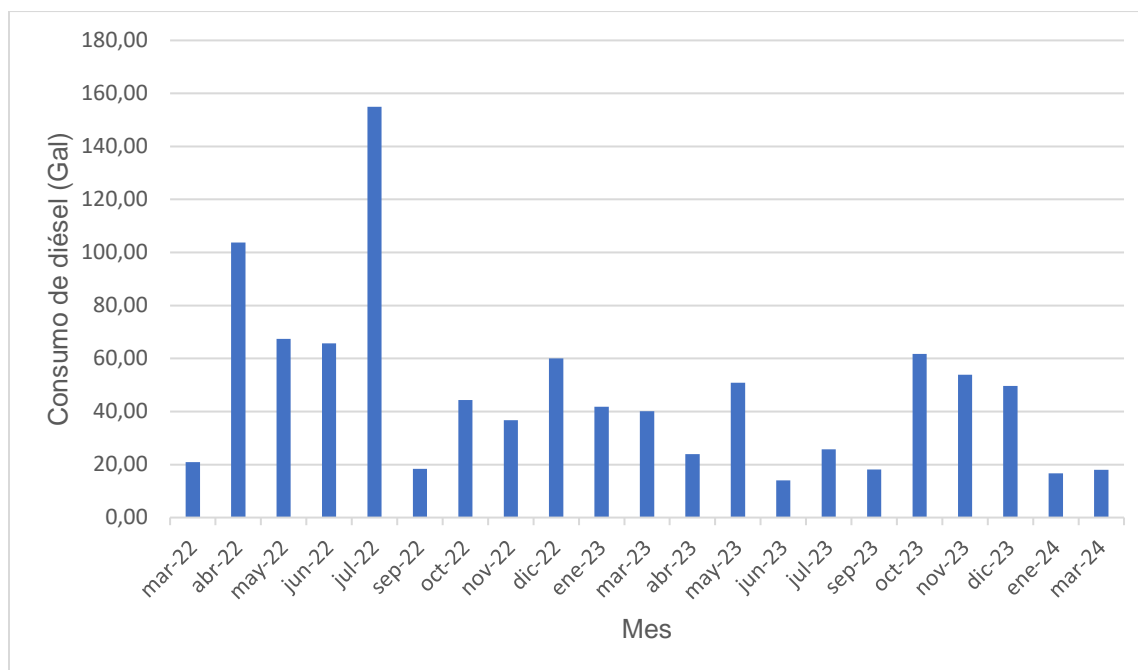


Figura 27. Perfil de consumo de diésel de la caldera por mes [Elaboración propia].

- Perfil de consumo de agua de alimentación

La Figura 28 muestra que durante todos los meses en los que se imparten clases se consume en promedio $0.79 \text{ m}^3/\text{mes}$ de agua de alimentación para la caldera, presentando un rango mínimo de $0.21 \text{ m}^3/\text{mes}$ y un máximo de $2.36 \text{ m}^3/\text{mes}$. Al igual que en el caso del consumo de combustible, se observa un incremento en la demanda de agua en los meses de mayor uso, siendo que mientras mayor el requerimiento de vapor, mayor será el consumo tanto de combustible como de agua de alimentación, observándose especialmente en julio de 2022 un mayor consumo de agua como combustible, puesto que es uno de los meses de mayor utilización sumado a que se llevó a cabo un mayor número de prácticas para igualar o compensar las que no se llevaron a cabo por la pandemia.

Por otro lado, para el dimensionamiento del sistema solar térmico, se consideró la mayor demanda histórica ($0.34 \text{ m}^3/\text{día}$) y el volumen estimado por los técnicos de laboratorio de la Universidad ($0.36 \text{ m}^3/\text{día}$) para poder abastecer la caldera.

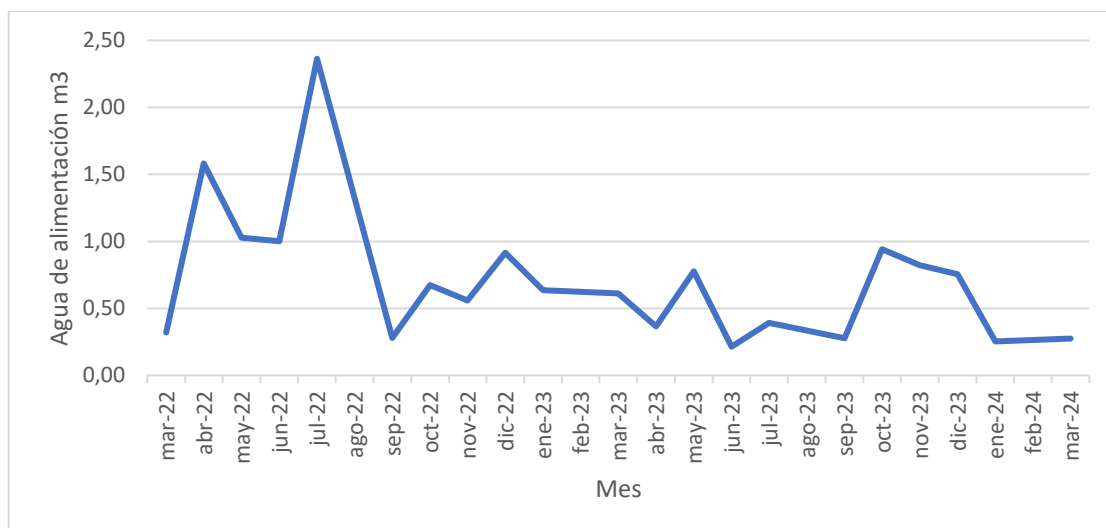


Figura 28. Consumo mensual de agua de alimentación de la caldera [Elaboración propia].

5.1.3. Cálculo de las emisiones de CO₂ equivalente

Se calculó la cantidad de combustible en kg mediante la ecuación 4. De acuerdo a la ICSC: 1561 (2004), la densidad del diésel tipo 2 industrial es de 0.832 g/ml, por lo que:

$$TJ \text{ del combustible} = 600 \text{ gal} * 3.79 \frac{\text{kg} * \text{ml}}{\text{gal} * \text{g}} * \frac{0.832 \text{ g}}{\text{ml}} * 46914.34 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1 * 10^{-9} TJ}{1 \text{ kJ}}$$

$$TJ \text{ del combustible} = 0.0887 TJ$$

Una vez obtenido el consumo se aplica la ecuación 3 con el factor de emisión de CO₂.

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 0.0887 TJ * 74100 \frac{\text{kgCO}_2}{TJ}$$

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 6577.15 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$$

De igual manera se realizó para el CH₄ y N₂O:

- CH₄

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 0.0887 TJ * 3 \frac{\text{kgCO}_2}{TJ}$$

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 0.266 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$$

- N₂O

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 0.0887 TJ * 0.6 \frac{\text{kgCO}_2}{TJ}$$

$$\text{Emisiones GEI (kg CO}_{2\text{eq}}) = 0.053 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$$

Las emisiones totales de los GEI se calcularon con la ecuación 5:

$$\text{Emisiones GEI} = 6577.15 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.266 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.053 \text{ kgCO}_{2eq}$$

$$\text{Emisiones GEI} = 6577.47 \text{ kgCO}_{2eq}$$

Por lo tanto, las emisiones anuales son de 6577.47 kgCO_{2Eq}.

5.2. Selección de colectores solares térmicos

Para la selección de colectores de placa plana, se analizaron cuatro marcas diferentes: Longvie By Chromagen QR-E, Familia SILVER 311AG21H, Captador solar plano Bosch 4000TF y Viessmann Vitosol 200-F SVE. La elección de dichos colectores se basó en criterios que se consideraron pertinentes para este estudio en particular entre los cuales están la disponibilidad en el mercado local, la existencia de certificados de aprobación, eficiencia ofrecida, costo, área útil y disponibilidad de un manual detallado para un manejo óptimo.

Después de evaluar todos los criterios, se determinó que la opción más viable es el colector Viessmann Vitosol 200-F SVE (Figura 29), ya que, se encuentra disponible en Ecuador, ofrece una superficie de absorción de 2.32 m², con una capacidad promedio para sustituir hasta el 60% de la energía necesaria anualmente para calentar agua. Cuenta con un marco de aluminio moldeado en una sola pieza y una junta continua que proporciona estabilidad y hermeticidad. Además, posee un sistema que evita el sobrecalentamiento limitando automáticamente la temperatura (GASFRIOCALOR, 2023).



Figura 29. Colector de placa plana Viessmann Vitosol 200-F SVE [GASFRIOCALOR, 2023].

De igual manera, para la selección del colector de tubos de vacío, se evaluaron cuatro marcas: Enertik SWMP-25T, SunRain TZ50 1800 30R, Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1.26 y DF100 – Thermomax; entre estas opciones, el colector Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1.26 (Figura 30) se destaca, ya que, cuenta con un absorbedor integrado en los tubos de vacío, lo que proporciona protección contra condiciones climáticas extremas y la acumulación

de suciedad. Además, dispone de un sistema de fluido caloportador, para evitar que la temperatura exceda los 155 °C, y se produzca un sobrecalentamiento (Viessmann ES, 2023).



Figura 30. Colector de tubos de vacío Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1.26 [Viessmann ES, 2023].

5.3. Recolección de datos climáticos y parámetros de orientación solar

Se muestra en la Tabla 10 los datos recopilados de la sección que permitieron el desarrollo de los demás apartados.

Tabla 10. Recopilación de datos climáticos y parámetros de orientación solar [Elaboración Propia].

Latitud	-2.89°
Azimut	0°
Ángulo de inclinación	5°, 10°, 15°
Datos climáticos	Obtenido de un archivo climático TMY, correspondiente al Aeropuerto Internacional de Cuenca, con datos recopilados entre 2008 y 2021 (Climate.OneBuilding, 2023).

5.4. Método f-chart

Los datos de ingreso para f-chart se muestran en la Tabla 11:

Tabla 11. Datos de entrada para f-chart [Elaboración Propia].

Latitud	-2.89°
Datos climáticos y parámetros de orientación solar	Tabla 10.
Perfil de consumo de ACV	Figura 28.
Datos característicos del colector Placa plana Tubos de vacío	Tabla 50 y Tabla 51, Anexo D. - Rendimiento óptico: 0.74, Coeficiente global de pérdidas: 5.64. - Rendimiento óptico: 0.73, Coeficiente global de pérdidas: 3.20.
Temperatura del agua de consumo	Placa plana 50°C. Tubos de vacío 70°C.
Albedo	0.2
Consumo A.C.S (l)	360

5.4.1. Resultados del método f-chart

Se realizó la simulación de los dos tipos de colectores variando el ángulo de inclinación, lo cual dio los siguientes resultados:

- Colectores Placa Plana

Como se observa en la Figura 31, los ángulos de inclinación de 5°, 10° y 15° producen resultados muy similares. Sin embargo, el ángulo de 5° es el que ofrece los resultados más favorables, proporcionando un porcentaje de cubrimiento de 77.5%, en comparación con el 76.7% y 75.6% que se obtuvieron con la inclinación de 10° y 15° respectivamente, siendo que a medida que aumenta el ángulo de inclinación la fracción solar cubierta por los colectores disminuye. El ángulo de 5° cubre 3863 kW/año de los 4984 kW/años necesarios (Anexo E) para calentar el agua de alimentación de la caldera a 50 °C.

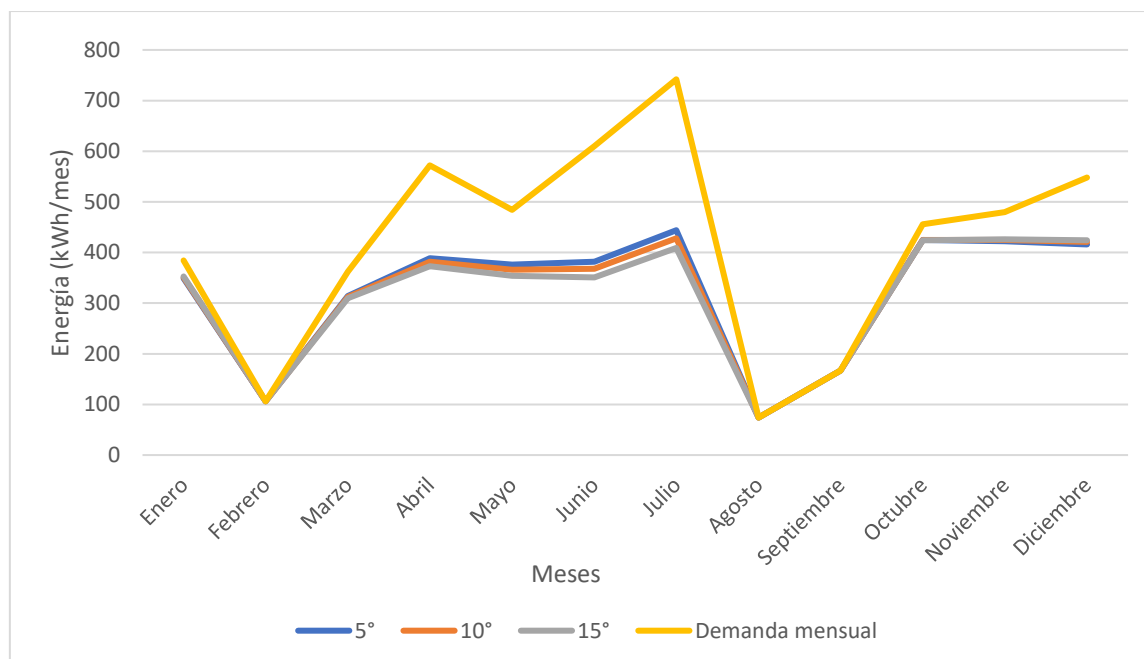


Figura 31. Energía aportada por los colectores de placa plana a diferentes ángulos de inclinación [Elaboración propia].

Para este caso, se determinó que es necesario utilizar 4 colectores de placa plana. Esta cantidad se obtuvo mediante un ajuste gradual de la cantidad de colectores en la hoja de f-chart hasta cumplir con los requisitos establecidos, los cuales son satisfacer un grado de cobertura mínimo del 60% (fracción solar) y el cumplimiento de las ecuaciones 6 y 7 de la normativa, las cuales plantean la relación entre el volumen de acumulación y el área total de captación, obteniendo que:

Tabla 12. Resultados de área de captación y volumen de acumulación (Placa plana) [Elaboración Propia].

Litros en depósito/m ² captador	43
Volumen de acumulación	399.04 l
Demanda diaria de almacenamiento: obtenida del perfil de consumo	360 l
Área de colectores	9.30 m ²

En la Tabla 12, se muestran los resultados obtenidos de f-chart, de los cuales se verificó el cumplimiento de normativa como ya se mencionó, siendo que (Ecuaciones 6 y 7):

$$40 \leq \frac{399.04 \text{ l}}{9.3 \text{ m}^2} \leq 180$$

$$40 \leq 42.91 \leq 180$$

$$0.8 \leq \frac{399.04 \text{ l}}{360 \text{ L}} \leq 1.2$$

$$0.8 \leq 1.11 \leq 1.2$$

- Colectores tubos de vacío

Se analizaron los ángulos 5°, 10° y 15°, siendo el de 5° el que tuvo mejores resultados para alcanzar una temperatura de 70 °C (Figura 32), aunque cabe resaltar que en este caso la variación fue mínima. Al utilizar tres colectores de tubos de vacío con un ángulo de inclinación de 5° se satisface el 64.5% de la demanda de energía, mientras que con inclinaciones de 10° y 15° se cubren el 63.9% y 63% respectivamente.

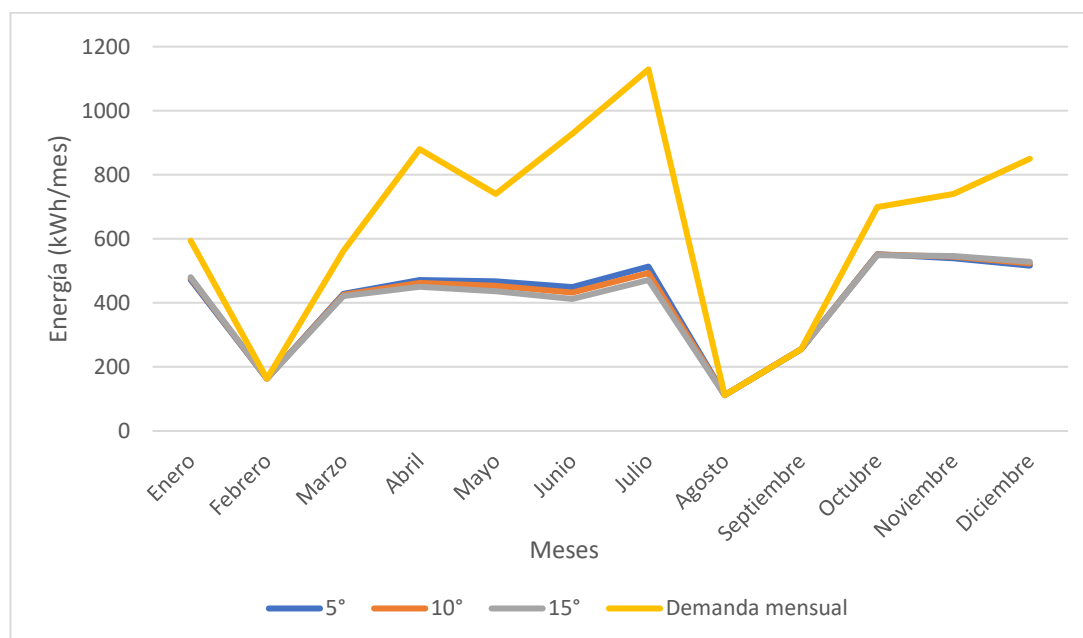


Figura 32. Energía aportada por los colectores de tubo de vacío a diferentes ángulos de inclinación [Elaboración propia].

Siguiendo el mismo procedimiento que los colectores de placa plana, se determinó que se necesitan 3 colectores de tubos de vacío para cumplir con un grado de cobertura mínimo de 60% y cumplir con la relación entre el volumen de acumulación y el área total de captación. Al igual que el sistema anterior, se verificó el cumplimiento de normativa a partir de los resultados de f-chart presentados en la Tabla 13.

Tabla 13. Resultados de área de captación y volumen de acumulación (Tubos de vacío)
[Elaboración Propia].

Litros en depósito/m ² captador	43
Volumen de acumulación	390.87 l
Demanda diaria de almacenamiento: obtenida del perfil de consumo	360 l
Área de colectores	9.10 m ²

$$40 \leq \frac{390.87 \text{ L}}{9.10 \text{ m}^2} \leq 180$$

$$40 \leq 42.95 \leq 180$$

$$0.8 \leq \frac{390.87 \text{ L}}{360 \text{ L}} \leq 1.2$$

$$0.8 \leq 1.08 \leq 1.2$$

En la Tabla 14 se muestra los resultados de la simulación en f-chart para ambos tipos de colectores, proporcionando información sobre el número de colectores, volumen de acumulación, fracción solar cubierta y el ángulo de inclinación. Sin embargo, f-chart también puede utilizarse para analizar otras variables, por ejemplo, el estudio de Figueredo et al. (2023), analiza la variación de la fracción solar en función del cambio de temperatura del agua de alimentación. Así mismo, en el estudio de Ruiz (2012), se fluctúa la aportación de calor y el rendimiento del sistema, para determinar el número de colectores solares a colocar en un edificio; además, en su estudio se comparan los resultados de f-chart con los obtenidos en MATLAB, encontrando que el error entre los valores de aporte solar obtenido en ambos programas es relativamente bajo (3.58%), afirmando su fiabilidad.

Tabla 14. Resultados del método f-chart [Elaboración Propia].

	Placa plana	Tubos de vacío
Área de colectores (m ²)	9.30	9.10
Número de colectores	4	3
Volumen de acumulación (l)	399.04	390.87
Fracción solar cubierta (%)	77.5	60.4
Ángulo de inclinación	5°	5°

5.4.2. Conexión y distribución de los colectores

El conexionado y distribución de colectores se basó en información proporcionada por los fabricantes. De acuerdo con GASFRIOCALOR (2023), para los colectores de placa plana se puede tener una configuración en paralelo de hasta 12 colectores, y al requerir solamente 4 de ellos no se tendría ninguna restricción. Además, el fabricante menciona que la distancia entre los colectores tiene que ser de 21 mm (Figura 33).

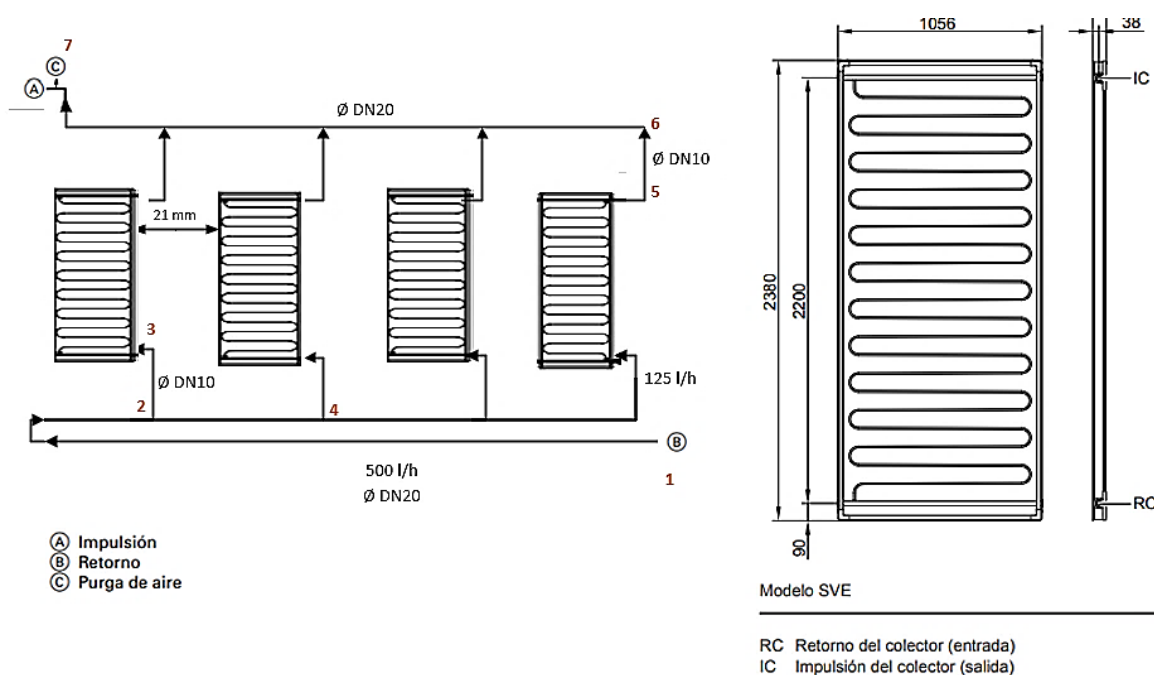


Figura 33. Conexión y distribución de colectores de placa plana [Elaboración propia, adaptado de Viessmann ES, 2016].

En el caso de los colectores de tubos de vacío tampoco existiría ninguna restricción, ya que su fabricante permite un máximo de 5 colectores en paralelo (Viessmann ES, 2016). En este caso se utilizarán solamente 3, manteniendo una distancia de 88 mm entre ellos, según lo recomendado (Figura 34).

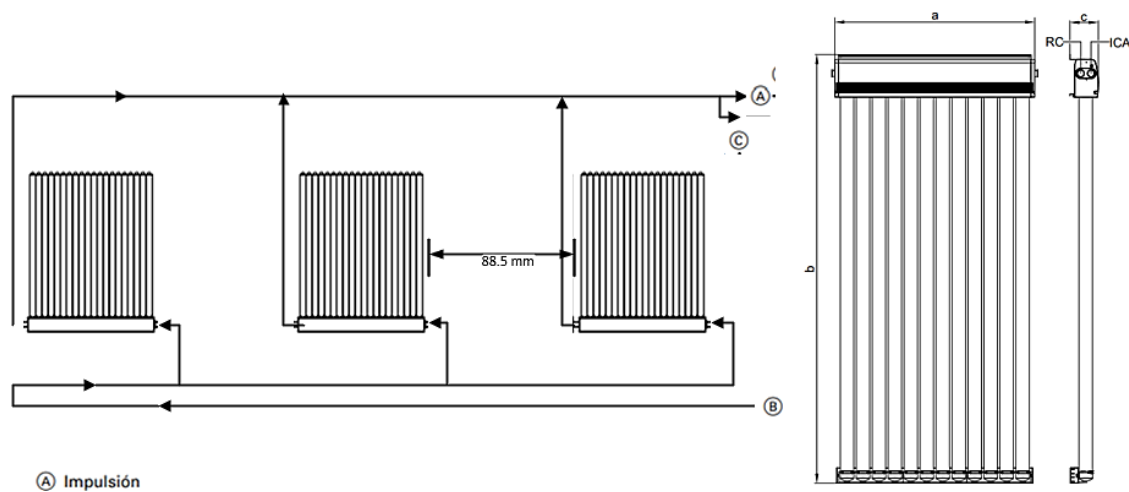


Figura 34. Conexión y distribución de colectores de tubos de vacío [Elaboración propia, adaptado de Viessmann ES, 2016].

5.5. Software System Advisor Model (SAM)

En la Figura 35 se puede observar el modelo 3D de la edificación con los elementos que generan sombra, en este caso árboles:

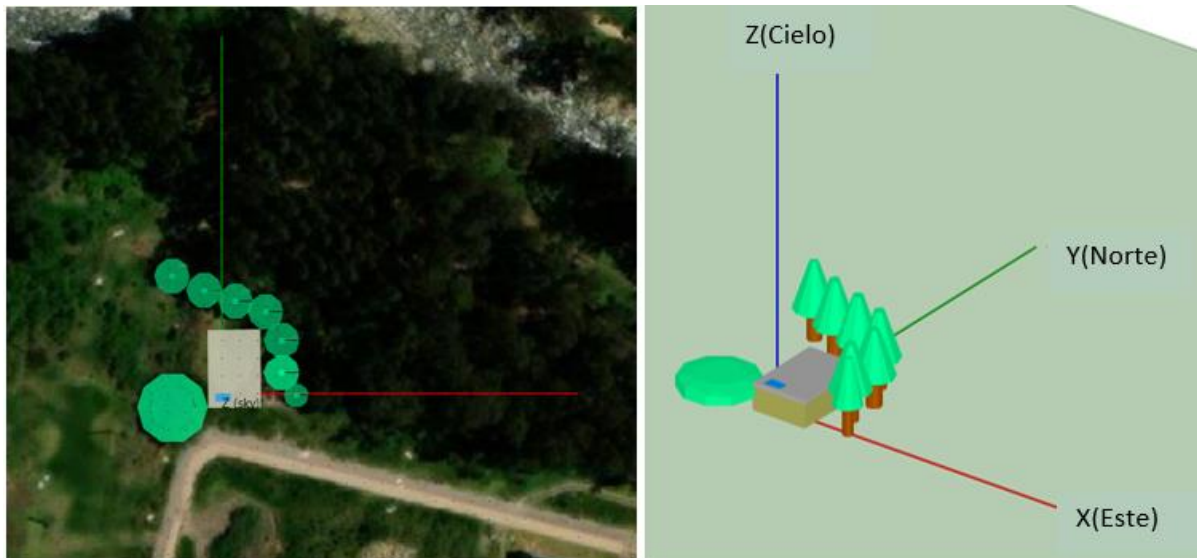


Figura 35. Modelo 3D [Elaboración propia, tomado de SAM].

Los datos de entrada para la simulación en SAM se muestran en la Tabla 15. En cuanto a las dimensiones de la edificación donde se ubicarán los colectores se plantearon en base al área disponible para los laboratorios al no contar con esta información.

Tabla 15. Datos de entrada para realizar el modelo 3D [Elaboración Propia].

Altura del edificio	6 m
Área disponible	330 m ²
Longitud	22 m
Ancho	15 m
Altura de los arboles	20 m
Azimut	0°
Ángulo de inclinación	5°
Dimensiones de los colectores	Placa plana: 1.056 m x 2.38 m Tubos de vacío: 2.061 m x 2.241 m

Los resultados obtenidos de la simulación realizada en el software SAM sobre las pérdidas de energía solar debido a la presencia de sombras (Tabla 16), reveló que la tercera posición presenta menos pérdidas de irradiancia solar, manteniendo estas en torno al 3.38%, en contraste con las demás posiciones que presentan pérdidas entre el 5% y 10%.

De igual manera, en la Tabla 17 se observa que existe un 100% de sombras a partir de las 6 p.m. hasta las 5 a.m., debido a que la radiación solar es mínima o nula en horas de la noche y no porque existan sombras particularmente. En las primeras horas de la mañana (a partir de las 6 a.m. hasta las 8 a.m.) y de la tarde (a partir de las 6 p.m.) el sol se encuentra en una posición baja (referente a la elevación del sol respecto a la horizontal) por lo que se aprecia pérdidas por sombras de más del 30%. Por el contrario, a partir de las 9 a.m. hasta la 5 p.m. los porcentajes de pérdida por sombreado son bajas o nulas, puestos que el sol se encuentra encima de la superficie activa sin elementos que impidan que la radiación incida en esta. Por otro lado, el porcentaje de pérdidas también se ve afectado dependiendo del mes, al no tener las mismas condiciones climáticas a lo largo del año, siendo los meses de enero, octubre, noviembre y diciembre los que se presentan menores pérdidas desde las 6 a.m.

Tabla 16. Resultado de la simulación en SAM [Elaboración Propia].

	Primera posición	Segunda posición	Tercera posición	Cuarta posición
Pérdida por sombreado	-10.45%	-7.325%	-3.38%	-5.04%
Pérdida por suciedad	-5%	-5%	-5%	-5%
Pérdida por reflexión	0%	0%	0%	0%
Sombreado difuso	23.53%	16.49%	7.62%	11.35%

Tabla 17. Porcentaje sombreado por horas para la tercera posición [Elaboración propia, tomado de SAM].

Mes	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Ene	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	35.97	97.00	47.07	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Abr	100	100	100	100	100	100	100	39.47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	100	100	92.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	98.52	99.77	57.68	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	90.69	99.91	84.64	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Ago	100	100	100	100	100	100	4.98	93.52	54.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	100	98.82	8.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	28.34	0.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Dic	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100

- Pérdida por sombra (%): 0 = sin sombra, 100 = completamente sombreado.

- Sombreado difuso: 7.62%.

Los resultados de porcentajes de sombras se exportan a formato .csv, para ser ingresados a TRNSYS mediante un lector de datos.

5.6. Componentes de sistema solar térmico

5.6.1. Interacumulador

El interacumulador se eligió en función de los volúmenes que se encuentran disponibles en el mercado, por lo que el elegido fue el modelo APARICI ACS 400 (Figura 77, Anexo G) de 400 L, que es el más cercano a la demanda y al volumen calculado en f-chart. De igual manera, es necesario verificar que cumpla con la normativa correspondiente (Tabla 19). Para ello, se presentan en la Tabla 18 los datos a considerar.

Tabla 18. Datos para la verificación del cumplimiento de normativa [Elaboración Propia].

Volumen de acumulación	400 l
Demanda diaria de almacenamiento: obtenida del perfil de consumo	360 l
Área total de apertura de colectores	Placa plana: 9.20 m ² Tubos de vacío: 9.10 m ²

Tabla 19. Verificación del cumplimiento de la normativa [Elaboración Propia].

	Placa plana	Tubos de vacío
Ecuación 6	$40 \leq \frac{400 L}{9.30 m^2} \leq 180$ $40 \leq 43.01 \leq 180$	$40 \leq \frac{400 L}{9.10 m^2} \leq 180$ $40 \leq 43.95 \leq 180$
Ecuación 7	$0.8 \leq \frac{400 L}{360 L} \leq 1.2$ $0.8 \leq 1.11 \leq 1.2$	$0.8 \leq \frac{400 L}{360 L} \leq 1.2$ $0.8 \leq 1.11 \leq 1.2$
Ecuación 8	$1.8 m^2 \geq 0.15 * 9.30 m^2$ $1.8 m^2 \geq 1.39 m^2$	$1.8 m^2 \geq 0.15 * 9.10 m^2$ $1.8 m^2 \geq 1.37 m^2$

5.6.2. Bombas

5.6.2.1. Bomba del circuito primario

5.6.2.1.1. Placa plana

Se consideran las pérdidas por tuberías, accesorios, colector e intercambiador (resistencia dentro del acumulador), así como el caudal en las diferentes secciones o tramos.

- Tuberías y accesorios:

Al no contar con el caudal del fluido por área de colector se determinó de acuerdo con lo especificado por la normativa (43.2. a 72 l/m²*h). Cada colector tiene una superficie de absorción de 2.3 m², por lo que:

$$Q = 2.32 \text{ m}^2 * 50 \frac{\text{l}}{\text{m}^2 * \text{h}}$$

$$Q = 116 \frac{\text{l}}{\text{h}}$$

La tubería que se ajusta es la DN10 (12x1), con un caudal de 125 l/h y una velocidad del fluido de 0.44 m/s (Tabla 55, Anexo G). Por otro lado, se tiene 4 colectores en paralelo, lo que resulta en un caudal total de 500 l/h de agua, puesto que es la suma de los caudales que entran a cada captador. La tubería para este caudal es DN20 (22x1) con una velocidad de 0.44 m/s, encontrándose dentro de los límites aceptados por el fabricante (Tabla 55, Anexo G) y normativa (mínima de 0.3 m/s y una máxima de 2 m/s) (MIDUVI, 2020). En la Figura 36 se representa los diámetros de las tuberías, caudales y tramos del sistema de colectores.

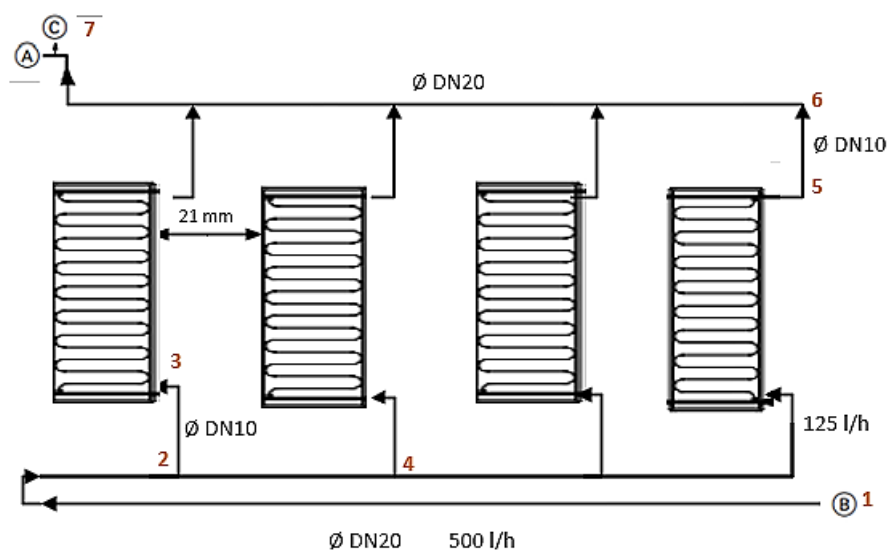


Figura 36. Sistema de flujo de los colectores de placa plana [Elaboración propia].

Las pérdidas por tubería se calcularon de acuerdo con las longitudes (Tabla 20), las cuales se plantearon respecto a la altura del edificio y las dimensiones del conjunto de captadores, puesto que no se cuenta con los planos del edificio en proyecto de construcción.

Tabla 20. Longitudes de tuberías (placa plana) [Elaboración Propia].

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)
1-2	10.28	500
2-3	1	125
2-4	1.07	125
5-6	1	125
6-7	10.28	500

Las pérdidas en tuberías, incluyendo accesorios, se determinaron mediante tablas proporcionadas por el fabricante (Tabla 56, Anexo G), las cuales contemplan pérdidas de tuberías de cobre, un codo cada 2 m, válvulas de bola (de llenado, de drenaje y de purga de aire) y tes necesarias (Viessmann Group, 2009). Los resultados se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Pérdidas de carga en tuberías (placa plana) [Elaboración Propia].

Tramo	Pérdida (m)
1-2	0.293
2-3	0.069
2-4	0.074
5-6	0.069
6-7	0.293

Por lo tanto, las pérdidas de tuberías y accesorios relacionados con la instalación de colectores son de 1.36 m.

- Accesorios

Se consideraron los elementos que no se relacionan con el conexionado de los colectores, puesto que estos ya se determinaron en conjunto con las tuberías.

Tabla 22. Accesorios [Elaboración Propia].

	Número	Ubicación
Válvula de corte	3	Antes y después de la bomba En la entrada al interacumulador
Válvulas de seguridad	1	Entre el acumulador y vaso de expansión
Válvulas antirretornos	1	Después de la bomba
Codos 90°	4	

La pérdida por codos de 90° se calcularon por medio de la ecuación de Darcy, los datos se muestran en la Tabla 23.

Tabla 23. Datos para el cálculo de las pérdidas de carga en codos (placa plana) [Elaboración Propia].

Longitud equivalente	0.63 m (Figura 82)
Diámetro interno (m)	20 mm (0.020 m)
Velocidad del flujo	0.44 m/s
Viscosidad cinemática	1.21*10 ⁻⁶ m ² /s a 12.76°C (Helbing & Burkart, 1983) 5.54*10 ⁻⁷ m ² /s a 50°C (Helbing & Burkart, 1983)

En la Tabla 24, se obtuvo las pérdidas por codos a diferentes temperaturas, puesto que en el circuito primario circula agua fría hasta los colectores (temperatura del agua de red: 12.76 °C) y agua caliente después de atravesar los colectores (50 °C).

Tabla 24. Pérdidas en codos de 90° (placa plana) [Elaboración Propia].

	Flujo a 12.76°C	Flujo a 50°C
Ecuación 9	$N_R = \frac{0.44 \frac{m}{s} * 0.020 m}{1.08 * 10^{-6} \frac{m^2}{s}}$ $N_R = 8148.14$	$N_R = \frac{0.44 \frac{m}{s} * 0.020 m}{5.54 * 10^{-7} \frac{m^2}{s}}$ $N_R = 15884.47$
Ecuación 10	$f = 0.2131 (8148.14^{-0.2104})$ $f = 0.032$	$f = 0.2131 (15884.47^{-0.2104})$ $f = 0.027$
Ecuación 11	$h_L = 0.032 * \frac{0.63 m}{0.020 m} * \frac{(0.44 m/s)^2}{2 * 9.81 m/s^2}$ $h_L = 0.009 m$	$h_L = 0.027 * \frac{0.63 m}{0.020 m} * \frac{(0.44 m/s)^2}{2 * 9.81 m/s^2}$ $h_L = 0.0084 m$

Para los de más accesorios, se realizó la búsqueda de válvulas que se acoplen al sistema (Figura 79, Figura 80 y Figura 83, Anexo G), los resultados se muestran en la Tabla 25.

Tabla 25. Pérdidas de carga en accesorios (placa plana) [Elaboración Propia].

	Número	Pérdida por unidad (m)	Pérdida de carga (m)
Válvula de corte	3	0.004	0.012
Válvulas de seguridad	1	0.05	0.05
Válvulas antirretornos	1	0.22	0.22
Codos 90°	4	0.009-0.0084	0.035

Por lo tanto, las pérdidas de carga por accesorios son de 0.317 m.

- Pérdidas en colectores de placa plana

La pérdida generada por el colector es proporcionada por el fabricante, de tal manera que en la Figura 52 (Anexo D), se obtiene aproximadamente 26 kPa, lo que significa que tiene una pérdida de 2.65 m por colector. En el caso de una conexión en paralelo las pérdidas individuales representan a las pérdidas totales de los colectores, por lo que las pérdidas del sistema serán de 2.65 m.

- Pérdidas en el acumulador

De la Figura 78, Anexo G, se obtuvo aproximadamente 0.6 kPa de pérdida de carga, lo que significa hay una pérdida de 0.061 m.

Las pérdidas de carga totales generadas por el circuito hidráulico son (Ecuación 12):

$$\Delta H_{total} = 1.36 \text{ m} + 2.65 \text{ m} + 0.317 \text{ m} + 0.061 \text{ m}$$

$$\Delta H_{total} = 4.388 \text{ m}$$

La bomba seleccionada es la Periférica Pedrollo PKM 60-MD 0.5hp (Figura 84, Anexo G).

5.6.2.1.2. Tubos de vacío

- Tuberías y accesorios

Cada colector tiene una superficie de absorción de 3.03 m², por lo que:

$$Q = 3.03 \text{ m}^2 * 50 \frac{l}{\text{m}^2 * h}$$

$$Q = 151.5 \frac{l}{h}$$

La tubería que se ajusta es la DN10 (12x1), con un caudal de 150 l/h y una velocidad del fluido de 0.53 m/s (Tabla 55, Anexo G). Por otro lado, se tiene 3 colectores en paralelo, lo que resulta en un caudal de 454.5 l/h de agua, puesto que es la suma de los caudales que entran a cada captador. La tubería más cercana a este caudal es la DN20 (22x1) con un flujo de 450 l/h y una velocidad de 0.40 m/s. En la Figura 37 se representa los diámetros de las tuberías, caudales y tramos del sistema de colectores:

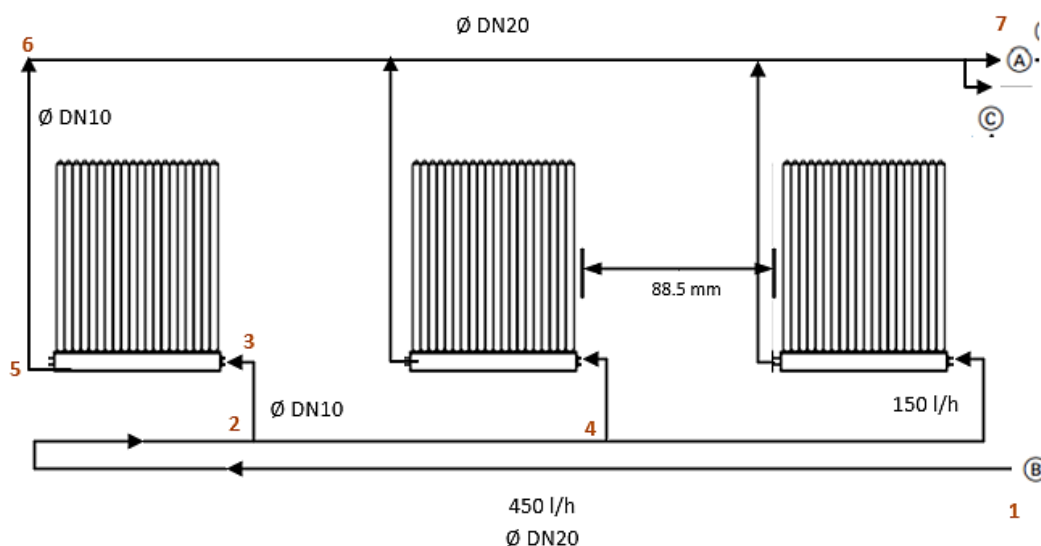


Figura 37. Sistema de flujo de los colectores de tubos de vacío [Elaboración propia].

De igual manera, se determinaron las longitudes de tubería para el sistema de colectores de tubos de vacío.

Tabla 26. Longitudes de tuberías (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Tramo	Longitud (m)	Caudal (l/h)
1-2	12.36	450
2-3	1	150
2-4	2.15	150
5-6	3.24	150
6-7	12.36	450

Las pérdidas en tuberías, incluyendo la de los accesorios, se determinaron mediante tablas (Tabla 56, Anexo G) proporcionadas por el fabricante. Los resultados se muestran a continuación:

Tabla 27. Pérdidas de carga en tuberías (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Tramo	Pérdida (m)
1-2	0.302
2-3	0.096
2-4	0.206
5-6	0.310
6-7	0.302

Por lo tanto, las pérdidas de tuberías y accesorios relacionados con la instalación de colectores son de 2.234 m. Los datos para el cálculo de la pérdida por el codo 90° se muestran en la Tabla 28:

Tabla 28. Datos para el cálculo de las pérdidas de carga en codos (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Longitud equivalente	0.63 m
Diámetro interno (m)	20 mm (0.020 m)
Velocidad del flujo	0.40 m/s
Viscosidad cinemática	$4.13 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$ a 70°C (Helbing & Burkart, 1983)

En la Tabla 29, se obtiene las pérdidas por codos a 70 °C, mientras que la pérdida a temperatura de 12.76 °C, calculado en el apartado de placa plana, es de 0.01 m.

Tabla 29. Pérdidas en codos de 90° (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

	Flujo a 70 °C
Ecuación 9	$N_R = \frac{0.40 \text{ m/s} * 0.020 \text{ m}}{4.13 * 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}}$ $N_R = 19370.46$
Ecuación 10	$f = 0.2131(19370.46^{-0.2104})$ $f = 0.027$
Ecuación 11	$h_L = 0.027 * \frac{0.63 \text{ m}}{0.020 \text{ m}} * \frac{(0.40 \text{ m/s})^2}{2 * 9.81 \text{ m/s}^2}$ $h_L = 0.0069 \text{ m}$

Los accesorios utilizados son los mismos que los del sistema de colectores de placa plana, a excepción de los codos ubicados después de los colectores de tubos de vacío, por donde circula agua a 70 °C. Como resultado, las pérdidas de carga son de 0.315 m. De igual manera, las pérdidas de carga por el interacumulador, al igual que el caso de colectores de placa plana, son de 0.061 m.

- Pérdida de carga en colectores de tubos de vacío

En la Figura 53, Anexo D, la caída de presión es de aproximadamente 1.1 kPa, lo que significa que la pérdida de carga es de 0.11 m por colector. Al estar conectado en paralelo las cargas individuales representan a las pérdidas totales por lo que son de 0.11 m.

Por lo tanto, las pérdidas de carga totales son (Ecuación 12):

$$\Delta H_{total} = 2.234 \, m + 0.11 \, m + 0.315 \, m + 0.061 \, m$$

$$\Delta H_{total} = 2.72 \, m$$

La bomba seleccionada es una Periférica Pedrollo PK PKm 60-MD 0.5hp, al igual que el caso del sistema de colectores de placa plana.

5.6.2.2. Bomba del sistema secundario

El sistema de bombeo que actualmente suministra agua a la caldera de la Universidad consta de una Electrobomba PEDROLLO PKM 100-1 1,5 HP 220 V (Figura 85, Anexo G), la cual puede soportar temperaturas de hasta 60 °C (Koslan, 2020b). Por lo que, seguirá funcionando a la temperatura de trabajo del sistema de placa plana (50 °C). Pero, se debe considerar los resultados de la simulación para asegurar que la bomba pueda seguir operando en caso de que el sistema alcance mayores temperaturas.

Para el caso del sistema de tubos de vacío, se plantea que este funcionará a temperaturas alrededor de los 70 °C, por lo que la bomba seleccionada es la Pedrollo PQ 60, la cual trabaja hasta temperaturas de 90 °C (Figura 86, Anexo G) (Prato Erbosio srl, 2024).

5.6.3. Sistema de control

El control diferencial de temperatura escogido es el Regulador solar DeltaSol® BX (Figura 87, Anexo G), el cual incluye 26 sistemas básicos preprogramados para sistemas con uno o dos acumuladores, funciones preconfiguradas que facilitan la configuración del sistema y una ranura para tarjetas de memoria SD, la cual permite guardar datos del sistema y transferirlos a un computador (RESOL, 2024).

5.6.4. Vaso de expansión

Dentro del circuito, debido a los aumentos de presión que pueden darse por el cambio de temperatura, es necesario dimensionar un vaso de expansión para proteger los elementos del circuito hidráulico. El dimensionamiento depende del volumen del circuito primario y de la presión del mismo.

- Placa plana

A continuación, se presenta la Tabla 30 con los volúmenes de agua contenidos en las tuberías.

Tabla 30. *Volumen de agua en tuberías (placa plana)* [Elaboración Propia].

Tramo	Caudal (l/h)	Longitud(m)	Diámetro(m)	Área(m ²)	Volumen (l)
1-2	500	10.28	0.020	0.00032	3.29
2-3	125	1.00	0.010	0.00008	0.08
2-4	125	1.07	0.010	0.00008	0.086
5-6	125	1.00	0.010	0.00008	0.08
6-7	500	10.28	0.020	0.00032	3.29
TOTAL		23.63	0.07		6.826

En la Tabla 31 se presenta el volumen contenido dentro del circuito primario:

Tabla 31. *Volumen de agua del circuito primario (placa plana)* [Elaboración Propia].

Cantidad	Equipo	Volumen (l)
4	Colectores Solares	7.32
-	Tubería del sistema primario	6.826
	Total, V_t = volumen total del campo de captadores	14.146

Posteriormente, se realizó el cálculo del volumen útil (Ecuación 14) del vaso de expansión, para ello se realizan los siguientes cálculos (Tabla 32):

Tabla 32. *Volumen dilatado, de reserva y de vaporización (placa plana)* [Elaboración Propia].

<i>Volumen dilatado</i> (Ecuación 15 y 16)	<i>Volumen de reserva</i> (Ecuación 17)	<i>Volumen de vaporización</i> (Ecuación 18)
$C_e = (-33.48 + 0.738 * 145^{\circ}C)$ $\quad \quad \quad * 10^{-3}$ $C_e = 0.07353$ $V_d = 14.146 * 0.07353$ $V_d = 1.040 \text{ l}$	$V_r = 0.029 * 14.146$ $V_r = 0.411 \text{ l}$	$V_{vap} = 1.10 * 7.32$ $V_{vap} = 8.052 \text{ l}$

$$V_u = 1.040 \text{ l} + 0.411 \text{ l} + 8.052 \text{ l}$$

$$V_u = 9.503 \text{ l}$$

Para determinar el factor de presión se aplicó las ecuaciones descritas en la Tabla 33.

Tabla 33. *Presiones de trabajo del circuito primario (placa plana)* [Elaboración Propia].

Factor de presión (Ecuación 19)	Presión máxima (Ecuación 20)	Presión de precarga (Ecuación 21)	Presión estática (Ecuación 22)
$F_p = \frac{9.36 + 1}{9.36 - 1.6}$ $F_p = 1.34$	$P_{m\acute{a}x} = 0.9 * 10.4 \text{ bar}$ $P_{m\acute{a}x} = 9.36 \text{ bar}$	$P_{pre} = 0.6 \text{ bar} + 1$ $P_{precarga} = 1.6 \text{ bar}$	$P_{est\acute{a}tica} = 0.1 * 6 \text{ bar}$ $P_{est\acute{a}tica} = 0.6 \text{ bar}$

Con ello se realizó el cálculo de el volumen nominal del vaso de expansión (Ecuación 13):

$$V_{nominal} = 1.34 * 9.503 \text{ l}$$

$$V_{nominal} = 12.74 \text{ l}$$

El vaso de expansión seleccionado que cumple con las características es el IBAIONDO AMR de 15 l (Figura 88, Anexo G).

- Tubos de vacío

Se realizó el mismo proceso que en el caso del sistema de colectores de placa plana, de este modo se presenta la Tabla 34 con la determinación de los volúmenes contenidos en las tuberías del circuito de colectores.

Tabla 34. Volumen de agua en tuberías (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Tramo	Caudal (l/h)	Longitud(m)	Diámetro(m)	Área(m ²)	Volumen (l)
1-2	450	12.36	0.020	0.00031	8.8316
2-3	150	1	0.010	0.00008	0.08
2-4	150	2.15	0.010	0.00008	0.172
5-6	150	3.24	0.010	0.00008	0.2592
6-7	450	12.36	0.020	0.00031	3.8316
TOTAL		31.11	0.07		8.1744

En la Tabla 35, se presenta el volumen contenido dentro del sistema primario:

Tabla 35. Volumen de agua del sistema primario (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Cantidad	Equipo	Volumen (l)
3	Colectores Solares	4.65
-	Tubería del sistema primario	8.1744
	Total	12.8244

A continuación, se realizó el cálculo del volumen útil del vaso de expansión, para ello se realizan los siguientes cálculos (Tabla 36):

Tabla 36. Volumen dilatado, de reserva y de vaporización (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Volumen dilatado	Volumen de reserva	Volumen de vaporización
$C_e = (-33.48 + 0.738 * 155^{\circ}C)$ $\quad \quad \quad * 10^{-3}$ $C_e = 0.08091$ $V_d = 12.8244 * 0.08091$ $V_d = 1.038 \text{ l}$	$V_r = 0.029 * 12.8244$ $V_r = 0.372 \text{ l}$	$V_{vap} = 1.10 * 4.65$ $V_{vap} = 5.115 \text{ l}$

$$V_u = 1.038 \text{ l} + 0.372 \text{ l} + 5.115 \text{ l}$$

$$V_u = 6.525 \text{ l}$$

Para determinar el factor de presión se aplicó las mismas ecuaciones que la Tabla 33, lo cual, arrojó un valor igual al caso de placa plana de 1.34. Con ello se realizó el cálculo del volumen teórico o nominal del vaso de expansión:

$$V_{nominal} = 1.34 * 6.525 \text{ l}$$

$$V_{nominal} = 8.744 \text{ l}$$

El vaso de expansión seleccionado que cumple con las características es el ACS IBAIONDO CMR de 11 l (Figura 89, Anexo G).

5.7. TRNSYS

5.7.1. Simulación con colectores de placa plana

Se realizó la simulación del sistema solar térmico compuesto por colectores de placa plana como se observa en la Figura 38.

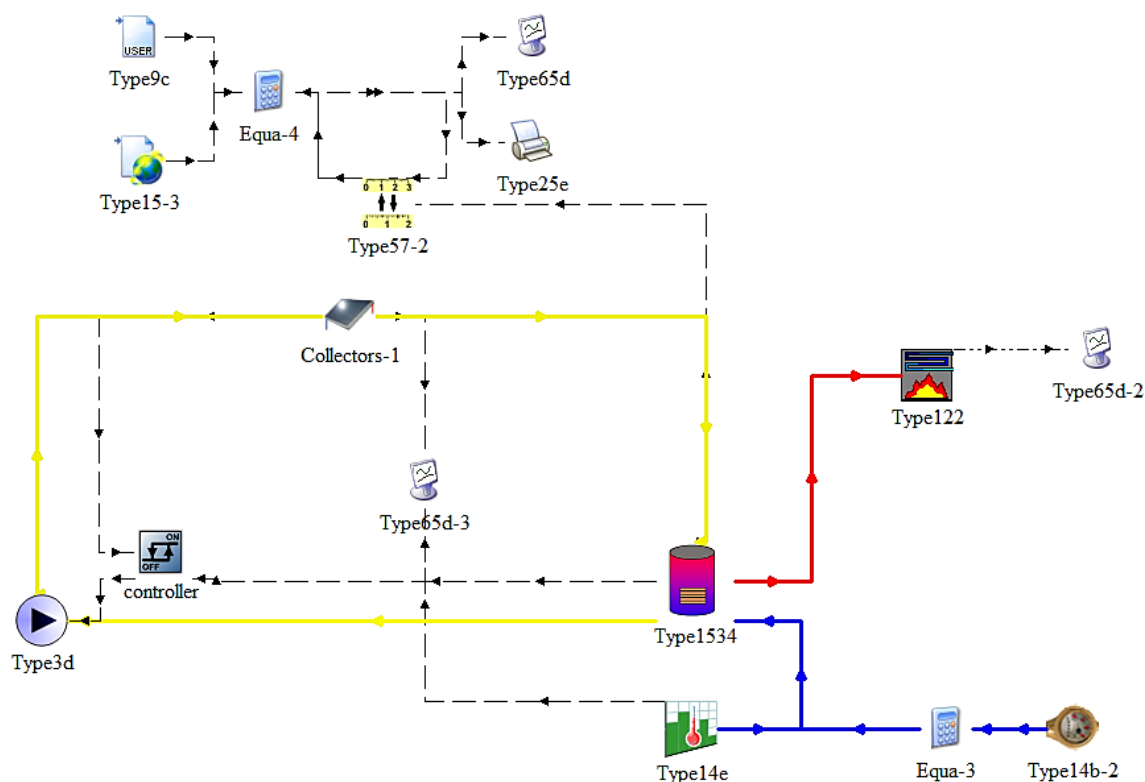


Figura 38. Sistema solar térmico (placa plana) [Elaboración propia, tomado de TRNSYS].

En la Figura 39 se puede observar la evolución de la temperatura de salida del colector, del acumulador, y del agua de red durante un día de alta radiación (22 de octubre). Se aprecia que la temperatura del acumulador se mantiene en aproximadamente 37 °C desde el día anterior. A partir de las 9:00, la temperatura del colector supera a la del acumulador, lo que activa el sistema de control y enciende la bomba, permitiendo que el fluido caliente circule a través del acumulador, incrementando así la temperatura del agua contenida en él. Posteriormente, alrededor de las 15:00, la temperatura del colector comienza a disminuir, lo que genera que el sistema de control apague la bomba.

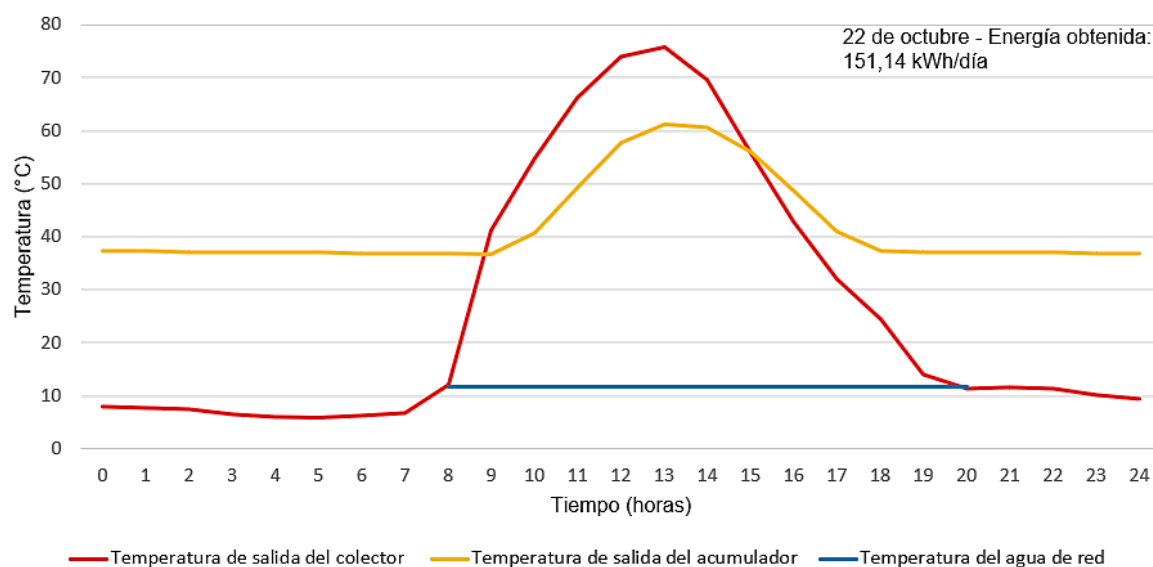


Figura 39. Temperatura de salida de los colectores de placa plana, del acumulador y del agua de red [Elaboración propia].

Además, se observa una disminución de la temperatura del acumulador a pesar de que la bomba se apaga, lo cual se debe a que se sigue consumiendo agua caliente hasta las 17:00 y, por lo tanto, continúa ingresando agua fría de la red, provocando un descenso en la temperatura del acumulador. Finalmente, la temperatura se mantiene relativamente constante hasta el día siguiente.

Así mismo, se observa una diferencia de temperatura entre la salida del colector y del acumulador de 12.5 °C en promedio. Esta diferencia de temperatura puede deberse a la transferencia de calor que ocurre en el interacumulador, en donde coexisten simultáneamente agua fría y caliente, creando una distribución vertical de temperaturas, debido a la diferencia de densidades (González, 2023). Además, el modelo considera las pérdidas de calor del interacumulador seleccionado que generan una disminución de la temperatura.

Por otro lado, en la Figura 40, se puede observar que la temperatura que alcance el agua de alimentación depende de la tecnología (tipo de colector), así como de variables meteorológicas como es el caso de la radiación solar. Se observa que para el 31 de enero se presenta una radiación en el punto más alto (medio día) de 1000 Wh/m², obteniéndose una temperatura del agua de hasta 55.65 °C y energía de 140.4 kWh/día, mientras que para el 30 de abril (máximo 230.38 Wh/m²) la temperatura del agua alcanzó los 27.09 °C y se obtuvo 43.08 kWh/día.

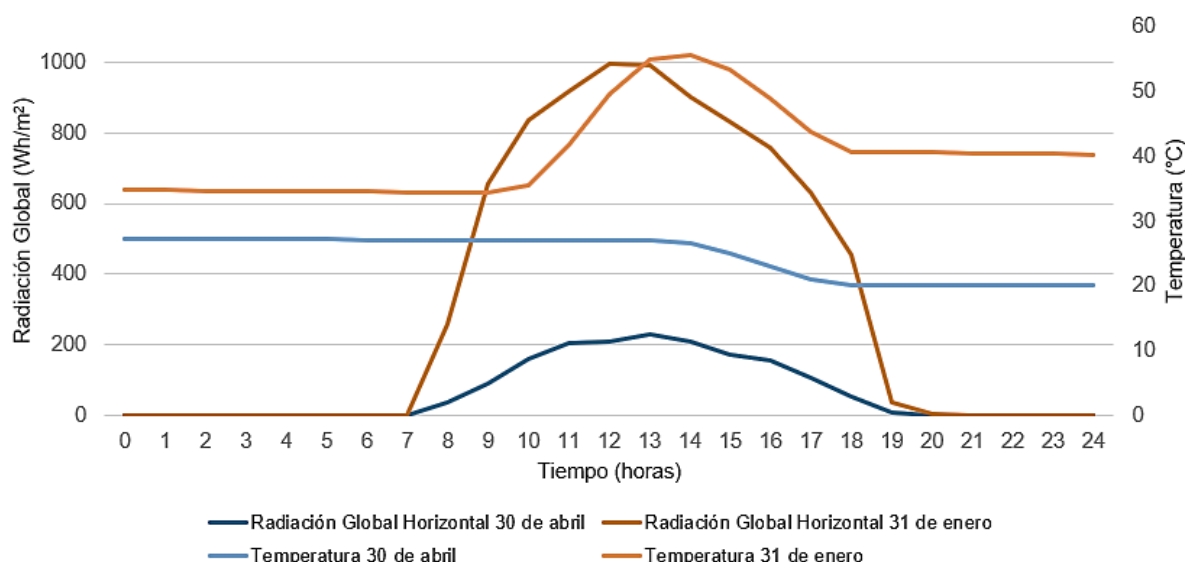


Figura 40. *Influencias de la Radiación en la temperatura* [Elaboración propia].

Así mismo, en el estudio de Porras Prieto (2015) la temperatura alcanzada por el sistema solar varía dependiendo de la irradiación presente decayendo en la tarde con la disminución de la irradiación, además se menciona que la energía útil extraída incrementa a medida que aumenta la irradiación solar, siendo mayor en los meses de verano que son los meses de mayor irradiación del año. De igual manera en Ayompe et al. (2011), se realizaron ensayos en tres diferentes condiciones de nubosidad y radiación, presentando resultados similares a lo ya mencionado, siendo que a mayor radiación solar mayor temperatura alcanzará el agua, así como energía térmica.

Para los días en los que se utilizó la caldera, la radiación promedio presente fue de 620.81 Wh/m², generando una temperatura de salida del acumulador (temperatura de alimentación de la caldera) en promedio de 43.77 °C y entre un rango de 30.67 °C a 59.42 °C, generando un precalentamiento del agua de alimentación desde los 12.76 °C correspondiente a la temperatura del agua de red.

Por otra parte, la energía que entrega el sistema solar térmico para calentar el agua de red se muestra en la Figura 41. Se observa que en promedio el sistema entrega 95.53 kWh por día, por lo que el sistema solar térmico compuesto de colectores de placa plana provee 5683.85 kWh/año de los 19282.03 kWh/año que la caldera requiere para la generación de vapor.

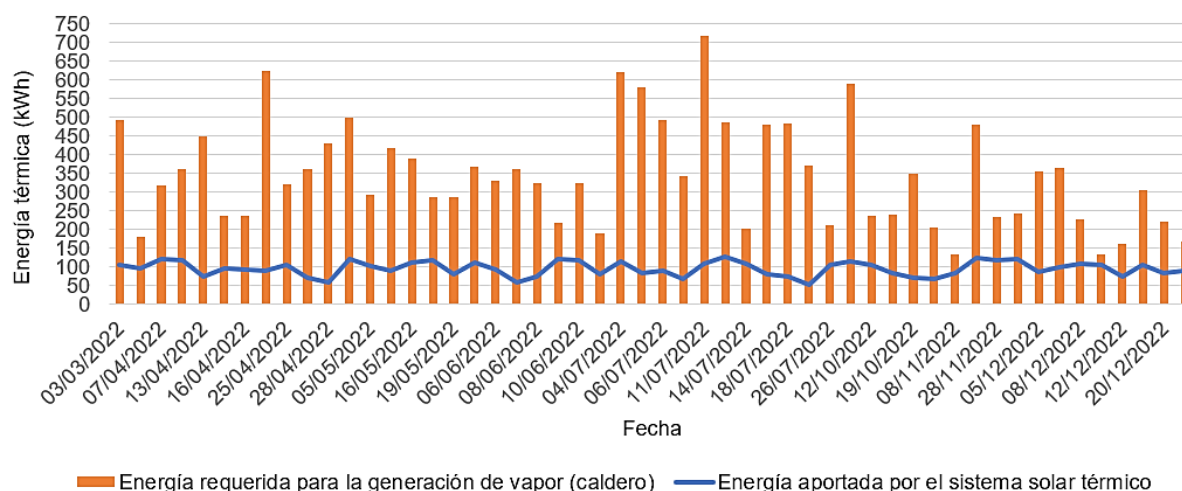


Figura 41. *Energía aportada por el sistema solar térmico de placa plana* [Elaboración propia].

Con ello, se determinó el ahorro de combustible según la ecuación 23. Por ejemplo, el 3 de marzo se obtuvo 104.4 kWh/día, con lo que:

$$A_{comb}(gal/día) = \frac{104.4 \text{ kWh/día}}{832 \text{ kg/m}^3 * 46914.34 \text{ kJ/kg} * 0.783 * 1 \text{ kWh/3600 kJ} * 1 \text{ m}^3/264.172 \text{ gal}}$$

$$A_{comb}(gal/día) = 3.24$$

Los resultados se muestran en la Figura 42, en la cual se observa la reducción del consumo de diésel (Post) respecto al consumo antes de la implementación del SST (Pre), lo cual resultó en un ahorro del 29.47% respecto a los 600 gal consumidos en un año.

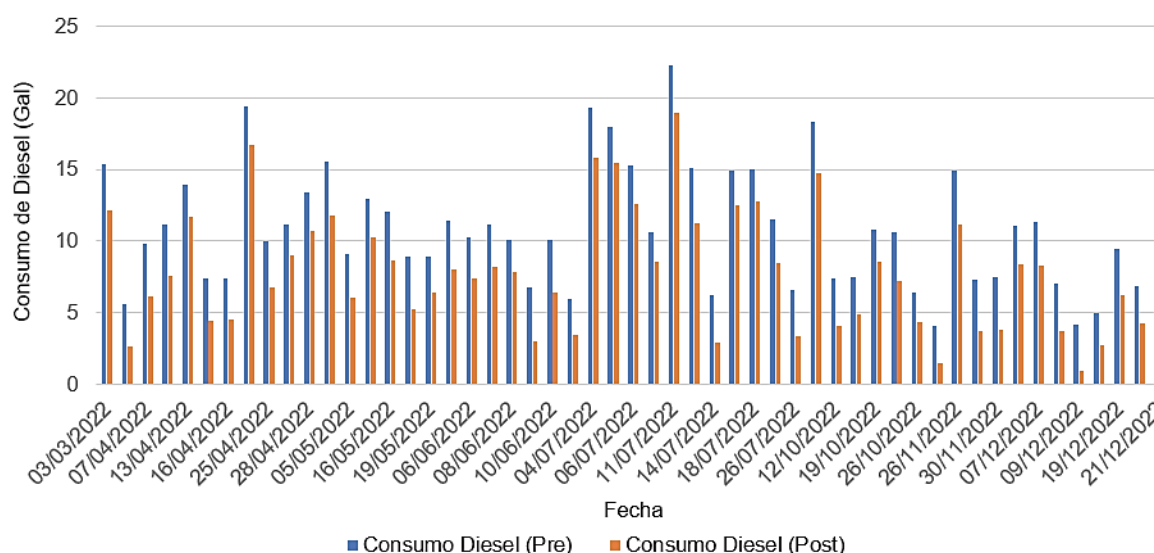


Figura 42. *Consumo de diésel antes y después de la implementación del sistema de placa plana* [Elaboración propia].

5.7.2. Simulación con colectores de tubos de vacío

En la Figura 43, se presentan los elementos simulados en TRNSYS para el sistema solar térmico compuesto por colectores de tubos de vacío.

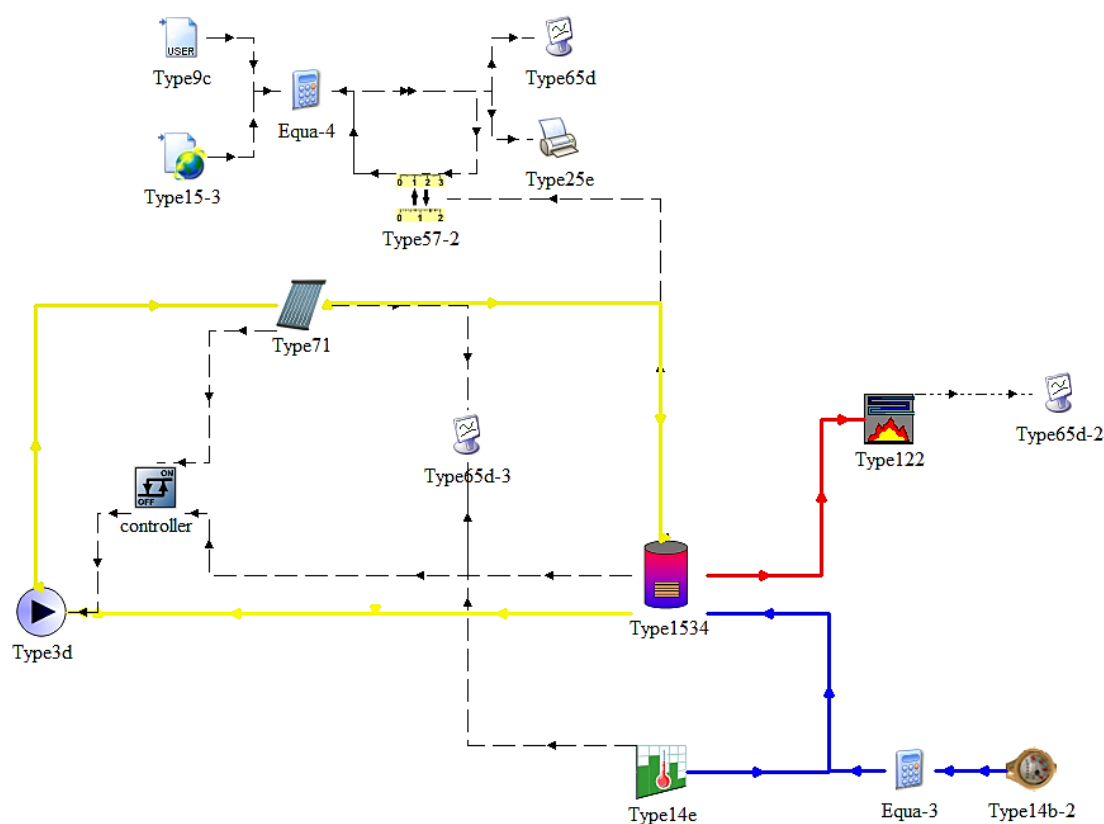


Figura 43. Sistema solar térmico (Tubos de vacío) [Elaboración propia, tomado de TRNSYS].

En la Figura 44, se presenta las temperaturas del sistema para un día soleado (22 de octubre). La temperatura en el acumulador alcanza en promedio los 68.89 °C durante las horas en las que no hay radiación (en la noche) y alcanza los 86.36 °C al medio día, generando en promedio un aumento de temperatura de 63.55 °C del agua de red durante las horas de aprovechamiento de la radiación.

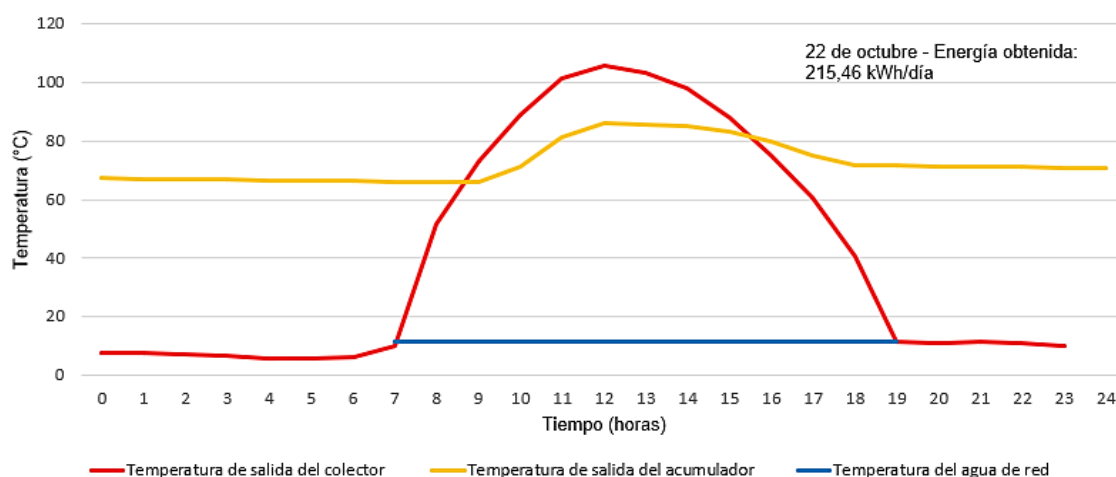


Figura 44. Temperatura de alimentación de la caldera (Tubos de vacío) [Elaboración propia].

De igual manera en la Figura 45, se observa el mismo comportamiento que, en el caso del sistema con colectores de placa plana, donde a mayor radiación mayor temperatura de salida del interacumulador se obtiene, pero a diferencia el sistema de tubos de vacío alcanza mayor temperatura con la misma cantidad de radiación en aproximadamente 21.02 °C. De esta forma el 31 de enero se alcanzó una temperatura de 77.05 °C y un aporte de 196.32 kWh/día, mientras que el 30 de abril se obtuvo una temperatura de 42.46 °C y 68.76 kWh/día.

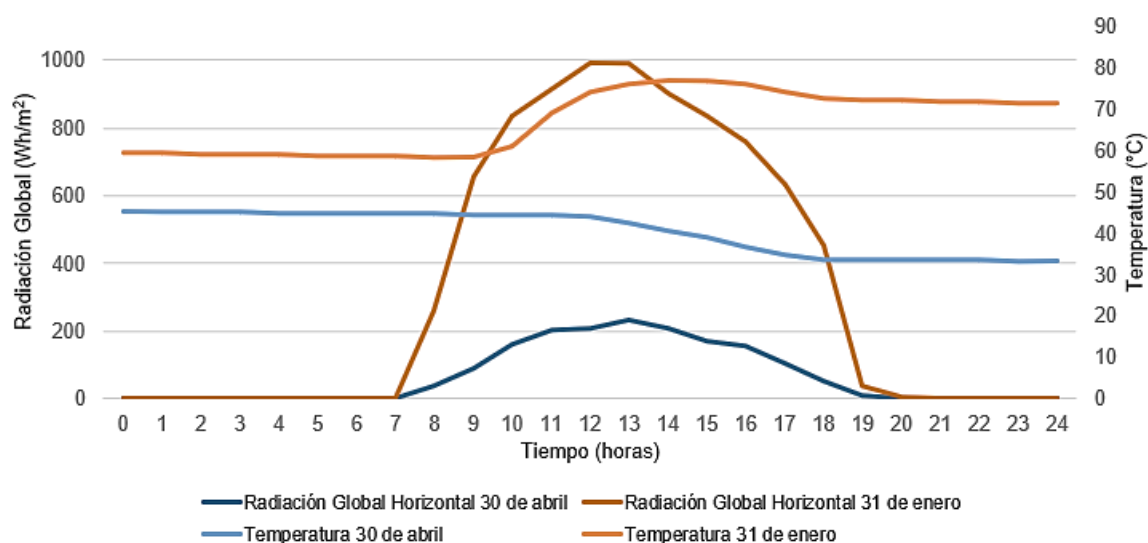


Figura 45. Influencias de la Radiación en la temperatura de salida de los colectores de tubos de vacío [Elaboración propia].

Con la radiación presente para los días en los que se utilizó la caldera (620.81 Wh/m²), el sistema solar térmico compuesto por colectores de tubos de vacío, alcanzó una temperatura de salida del interacumulador promedio de 61.61 °C, con un mínimo de 45.36 °C y un máximo de 74.98 °C.

En la Figura 46 se presenta la energía térmica entregada por el sistema (131.09 kWh/día). Aportando 7799.53 kWh/año de energía térmica para precalentar el agua de red.

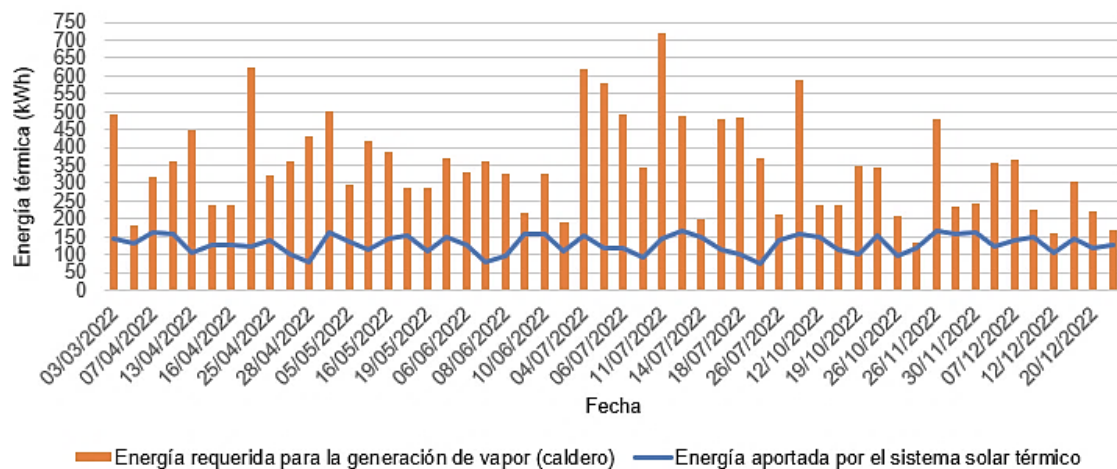


Figura 46. Energía aportada por el sistema solar térmica de tubos de vacío [Elaboración propia].

En la Figura 47 se presenta la reducción del consumo de diésel con respecto al consumo antes de la implementación del sistema solar térmico, lo cual resulta en un ahorro del 40.45% de combustible respecto a los 600 gal consumidos en un año.

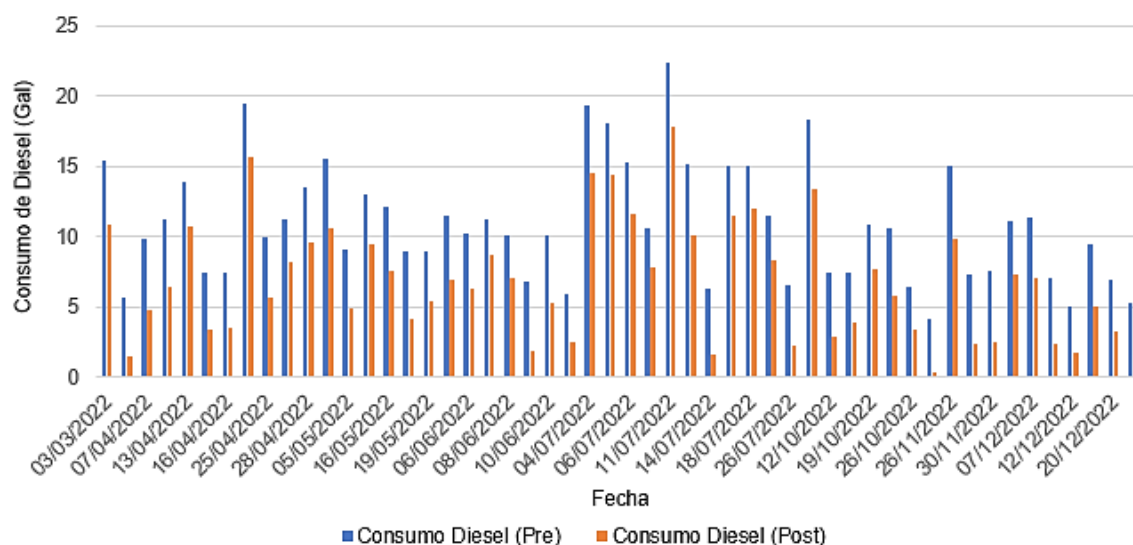


Figura 47. Consumo de combustible antes y después de la implementación del sistema solar térmico (tubos de vacío) [Elaboración propia].

Luego de la simulación, se verificó el funcionamiento de los componentes del sistema solar térmico, derivando en que la bomba del circuito secundario propuesta para el sistema conformado por colectores de placa plana no cumple con lo requerido, puesto que en ocasiones la temperatura de salida del interacumulador supera al límite superior que soporta la bomba (60 °C), por lo que para el correcto funcionamiento el sistema de placa plana como

el de tubos de vacío empleará la misma bomba. Así mismo, los otros componentes soportan las temperaturas de trabajo obtenidas de la simulación, tal como se observa en las fichas técnicas presentadas en los anexos, por lo que funcionarán en las condiciones de operación establecidas.

5.8. Análisis financiero

5.8.1. Indicadores de rentabilidad

Para determinar los indicadores de rentabilidad se consideraron los costos directos necesarios para la instalación del sistema solar térmico de colectores de placa plana, que incluyen los equipos requeridos y la mano de obra a utilizar (Tabla 37).

Tabla 37. Costos directos (placa plana) [Elaboración Propia].

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unidad	Costo total
Colector Viessmann Vitosol 200-F type SVE	u	4	659.58	2638.32
Interacumulador APARICI ACS 400 I	u	1	1661.95	1661.98
Controlador solar Resol, modelo DeltaSol TT2	u	1	160.45	160.45
Vaso de expansión IBAIONDO AMR de 15 l	u	1	40.12	40.12
Bomba monofásica Pedrollo PKm 60	u	1	70	70
Bomba monofásica Pedrollo PQm 60	u	1	76.59	76.59
Válvula de corte ITAP	u	3	6.1	18.3
Válvula de antirretorno Méca-Fluid	u	1	11.61	11.61
Válvula de seguridad Antihuel	u	1	13.43	13.43
Codo de 90° de cobre	u	4	1.92	7.68
Mano de Obra	u			500
Subtotal Costos				5198.48

También se consideraron los costos indirectos (Tabla 38), en los cuales se incluye el mantenimiento, el costo de energía eléctrica y el costo de reposición de los equipos. Para obtener el costo de mantenimiento, se suma el 1.5% del costo de cada equipo y 1% del costo de cada accesorio (Tavares, 2020).

Tabla 38. Costos indirectos (placa plana) [Elaboración Propia].

Costos Indirectos Anuales	
Descripción	Costo Total
Mantenimiento	70.22
Electricidad (Bomba primaria - 0.37kW)	8.23
Electricidad (Bomba secundaria - 0.37kW)	8.23
Electricidad (Sistema de control - 0.006kW)	0.13
Reposición de equipos	148.47
Subtotal Costos	235.28

En cuanto a la reposición de los equipos, solo se contempla el vaso de expansión, ya que su reemplazo se realiza cada 20 años, por lo que se encuentra dentro del periodo de análisis (25 años), a comparación de los otros equipos que tienen una vida útil de 30 años en adelante (Peña, 2019). En el caso de los accesorios, se tomará en cuenta solamente las válvulas que deben ser reemplazadas cada 10 años, mientras que los codos se descartan debido a su vida útil superior a 30 años (Forede, 2023).

Con respecto al costo de la electricidad utilizada por las bombas y el sistema de control, su valor se obtiene multiplicando el consumo anual de energía eléctrica de cada equipo (kWh) por el precio del kWh (0.065 USD) (Figura 93, Anexo J), en donde el consumo anual de energía se obtiene multiplicando el consumo en kWh por los días y horas que funciona la caldera, siendo en este caso 57 días de operación, a razón de 6 horas por día.

Para la implementación del sistema de colectores de placa plana se requiere un total de 5433.76 USD, que corresponde a la suma de los costos directos e indirectos representados en la Tabla 37 y Tabla 38.

De igual manera, para la implementación de los colectores de tubos de vacío, se consideraron los costos directos (Tabla 39) y los costos indirectos (Tabla 40), aplicando el mismo procedimiento que los colectores de placa plana.

Tabla 39. *Costos directos (tubos de vacío)* [Elaboración Propia].

Descripción	Unidad	Cantidad	Costo unidad	Costo total
Colector Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1.26	u	3	1113.19	3339.57
Interacumulador APARICI ACS 400 l	u	1	1661.95	1661.98
Controlador solar Resol, modelo DeltaSol TT2	u	1	160.45	160.45
Vaso de expansión ACS IBAIONDO CMR de 11 l	u	1	34.533	34.53
Bomba monofásica Pedrollo PKm 60	u	1	70	70
Bomba monofásica Pedrollo PQm 60	u	1	76.59	76.59
Válvula de corte ITAP	u	3	6.1	18.3
Válvula de antirretorno Méca-Fluid	u	1	11.61	11.61
Válvula de seguridad Antihuel	u	1	13.43	13.43
Codo de 90° de cobre	u	4	1.92	7.68
Mano de Obra	u			500
Subtotal Costos				5894.14

Tabla 40. *Costos indirectos (tubos de vacío)* [Elaboración Propia].

Costos Indirectos Anuales	
Descripción	Costo Total
Mantenimiento	80.66
Electricidad (Bomba primaria - 0.37kW)	8.23
Electricidad (Bomba secundaria - 0.37kW)	8.23
Electricidad (Sistema de control - 0.006kW)	0.13
Reposición de equipos	142.88
Subtotal Costos	240.12

Para la implementación del sistema de colectores de tubos de vacío se requiere un total de 6134.26 USD, que corresponde a la suma de los costos directos e indirectos representados en la Tabla 39 y Tabla 40.

En cuanto al cálculo de los ingresos, estos se determinan multiplicando el precio del diésel subsidiado (1.75 USD/gal) por el ahorro anual que se genera al implementar el sistema solar

térmico (Tabla 41 para placa plana y Tabla 42 para tubos de vacío). El precio del diésel subsidiado fue proporcionado por el personal administrativo de la Universidad de Cuenca (Tabla 58, Anexo J).

Para realizar el estado de resultados, se utilizó un índice de precio al consumidor (IPC) de 2.03% (promedio desde junio del 2023 a junio del 2024) (Datosmacro, 2024), para ajustar los ingresos y costos a lo largo del tiempo.

Tabla 41. *Ingresos anuales en USD de los colectores de placa plana* [Elaboración Propia].

Año	Ingreso	Año	Ingreso	Año	Ingreso	Año	Ingreso
1	309.44	8	356.18	15	409.98	22	471.91
2	315.72	9	363.41	16	418.30	23	481.49
3	322.13	10	370.78	17	426.79	24	491.26
4	328.66	11	378.31	18	435.46	25	501.23
5	335.34	12	385.99	19	444.29		
6	342.14	13	393.83	20	453.31		
7	349.09	14	401.82	21	462.52		

Tabla 42. *Ingresos anuales en USD de los colectores de tubos de vacío* [Elaboración Propia].

Año	Ingreso	Año	Ingreso	Año	Ingreso	Año	Ingreso
1	424.73	8	488.88	15	562.73	22	647.73
2	433.35	9	498.81	16	574.15	23	660.88
3	442.14	10	508.93	17	585.81	24	674.29
4	451.12	11	519.26	18	597.70	25	687.98
5	460.28	12	529.80	19	609.83		
6	469.62	13	540.56	20	622.21		
7	479.15	14	551.53	21	634.84		

Los resultados de los indicadores de rentabilidad según las ecuaciones 24 a la 28, se muestran en la Tabla 43.

Tabla 43. Resultados de los indicadores de rentabilidad de los colectores de FPC y ETC para un precio de 1.75 USD/gal (con subsidio) [Elaboración Propia].

Indicador	Criterio	Interpretación	Valor FPC	Valor ETC	Aplicando el Criterio
Valor Actual Neto (VAN)	$VAN > 0$ VAN=0 $VAN < 0$	Acepta Indiferente Rechaza	\$2768.93	\$5593.44	Acepta
Tasa Interna de Retorno (TIR)	$TIR > k$ TIR=k $TIR < k$	Acepta Indiferente Rechaza	3%	5%	Rechaza
Plazo de Recuperación	Payback desconocido \leq Payback esperado Payback desconocido \geq Payback esperado	Acepta Rechaza	17.72	14.35	--- Dependerá del inversionista
Relación Beneficio - Costo	$B/C > 1$ B/C=1 $B/C < 1$	Acepta Indiferente Rechaza	1.39	1.95	Acepta
Índice de Rentabilidad	$IR > 1$ IR=1 $IR < 1$	Acepta Indiferente Rechaza	1.53	1.69	Acepta

Como se observa en la Tabla 43, ambos sistemas, tanto el de placa plano como el de tubos de vacío, carecen de viabilidad financiera al emplear diésel con un precio subsidiado, ya que la tasa interna de retorno (TIR) se rechazada al ser menor que la tasa de descuento (k) preestablecida. Además, periodo de recuperación, a pesar de encontrarse dentro del tiempo de análisis, es muy prolongado incluso si la inversión es relativamente baja (\$5433.76 para placa plana y \$6134.26 para tubos de vacío) superando los 14 años. Por esta razón, se procedió a analizar diversos factores que podrían estar influyendo en estos resultados, entre los cuales se incluyen:

- Precio del combustible:

El análisis de esta tesis se realizó con un precio bajo (1.75 USD/gal), debido a que actualmente la caldera de la Universidad está utilizando combustible subsidiado, a diferencia del precio normal utilizado por las industrial (sin subsidio), el cual es de 3.53 USD/gal (Petroecuador, 2024). Esto se puede observar en Carrión Chamba & Murillo Torres (2022), los cuales obtienen que el proyecto es rentable para un precio de diésel de 3.49 USD/gal, mientras que para un costo de combustible de 1.62 USD/gal los indicadores son negativos, siendo que la implementación de un sistema solar térmico empezaría a generar ganancias económicas cuando el precio incremente de 1.62 a 3.30 USD/gal, concluyendo que el bajo precio es una de las principales barreras para la implementación de colectores en la industria.

De igual manera, en Soria et al. (2020), la generación de calor industrial en Ecuador es técnicamente viable. Sin embargo, esto se ve afectado por los subsidios y el alto costo de capital de los colectores, generando que el proyecto no sea viable económicamente en un corto plazo, puesto que los beneficios comienzan a ser evidentes cuando el precio del combustible es mayor a 3.2 USD/gal; además, se menciona que el costo de capital aumenta porque la tecnología se importa debido a la falta de producción nacional.

- Producción y demanda:

Otro factor que podría estar impactando en la viabilidad financiera es la relación entre la producción y demanda, ya que, el ahorro generado por los colectores solares es limitado, debido al bajo requerimiento de vapor, que se produce por el poco uso de la caldera, siendo utilizada solo durante cierta cantidad de horas y durante el período escolar. Esto es corroborado por Oosthuizen et al. (2020), quienes mencionan que la viabilidad de un proyecto dependen de las condiciones en las que se desarrolle. En su estudio, analizan dos fábricas que producen harina de pescado, llegando a la conclusión que la fábrica A presenta viabilidad debido a su demanda de calor mensual y alto costo del fueloil pesado; por el contrario, la fábrica B, no se considera viable, ya que, el carbón tiene un bajo costo y su perfil de demanda es estacional (sin demanda de noviembre a enero). Lo mismo sucede en los estudios de Oviedo Marchan & Vargas Santiago (2014) y Campos Buscene (2014), en dónde, a pesar de que el ahorro de combustible en el precalentamiento de agua para un hospital es bajo (3.37% y 7.46% respectivamente), se logra viabilidad financiera. Esto se debe a que se maximiza el rendimiento de los sistemas solares térmicos, al aprovechar su uso por más tiempo (10 y 16 horas).

- Consumo de energía:

La viabilidad de la implementación de colectores solares, podría verse comprometida por el consumo de energía, ya que, calentar agua hasta que se dé un cambio de fase, requiere

mucha más energía que precalentar. Pues como lo mencionan Tipler & Mosca (2004), para elevar la temperatura del agua 1 °C (precalentamiento) se necesita aproximadamente 4.18 kJ/kg, ya que, solamente busca aumentar el movimiento de las moléculas. Por el contrario, para convertir el agua líquida en vapor es necesaria más energía (2260 kJ/kg), dado que se busca vencer la atracción intermolecular del líquido. Dicho de otro modo, los gastos generados por la energía adicional que se necesita para llegar a vapor, no se compensará con los ahorros de combustible obtenidos al precalentar agua.

5.8.2. Análisis de sensibilidad

5.8.2.1. Placa plana

El análisis se realizó para evaluar tanto el precio mínimo que debería tener el combustible para que sea rentable la instalación de colectores solares, así como determinar si el precio del diésel tipo 2 sin subsidio permitiría considerar a los colectores como una propuesta adecuada para la reducción del consumo de combustible de la caldera.

En la Figura 48 se presenta la variación de los indicadores de rentabilidad (VAN y payback), en función del precio del diésel. Los precios se consideraron como el promedio anual desde el 2018 al 2024. Lo cual, se obtuvo sumando el precio terminal de cada año, más el margen de comercialización (0.128438 USD/gal) y los impuestos aplicados (Petroecuador, 2024).

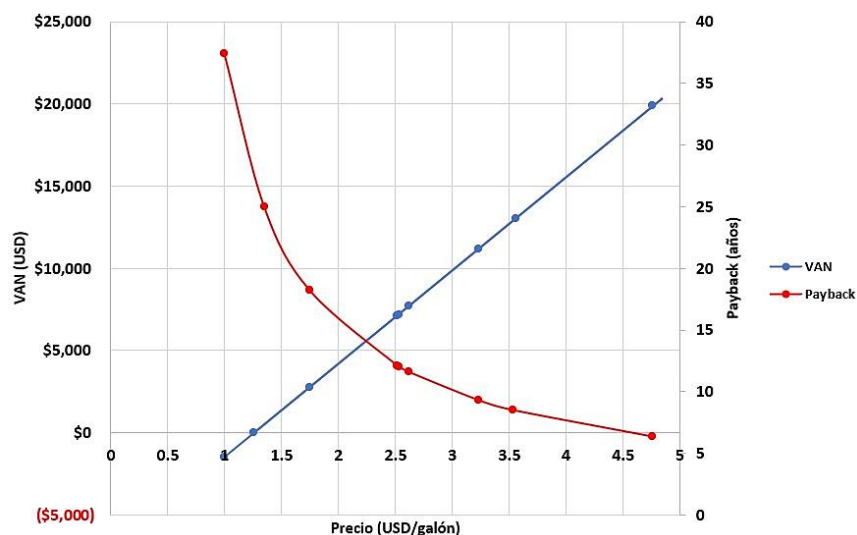


Figura 48. Análisis de sensibilidad – VAN y payback (placa plana) [Elaboración propia].

Como se observa, el aumento del precio del diésel (Figura 48) generó un aumento del valor del VAN, así como una disminución del tiempo de recuperación de la inversión, de manera que el precio del combustible mínimo para obtener un VAN positivo y un retorno de la

inversión dentro del tiempo de vida útil es de 1.35 USD/gal, mientras que el precio para el 2024 (3.53 USD/gal) generó un payback de 8.50 años.

De igual manera, en la Figura 49, se puede observar que a partir de 3.23 USD/gal el TIR, IR y la relación B/C son rentables.

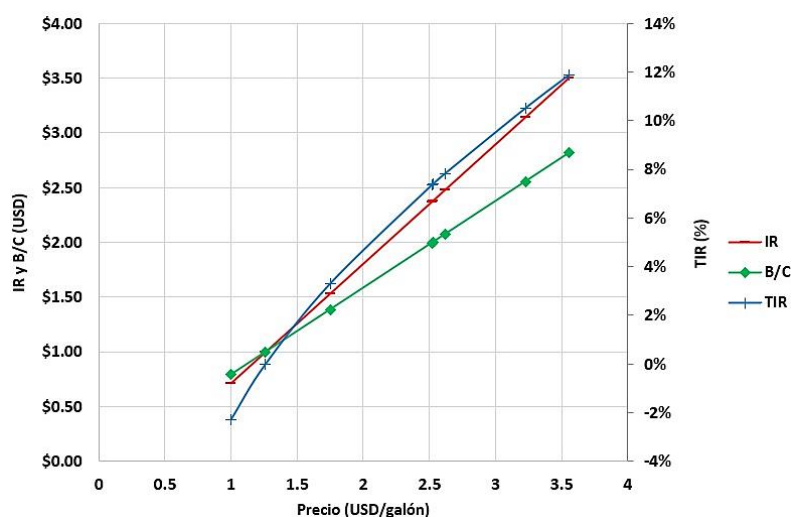


Figura 49. Análisis de sensibilidad - TIR, IR y B/C (placa plana) [Elaboración propia].

5.8.2.2. Tubos de vacío

En la Figura 50, el costo mínimo para que el VAN sea positivo y el payback este dentro de los 25 años es de 1.1 USD/gal, mientras que un precio de 3.53 USD/gal generó un VAN de 19483.85 y un payback de 6.99 años.

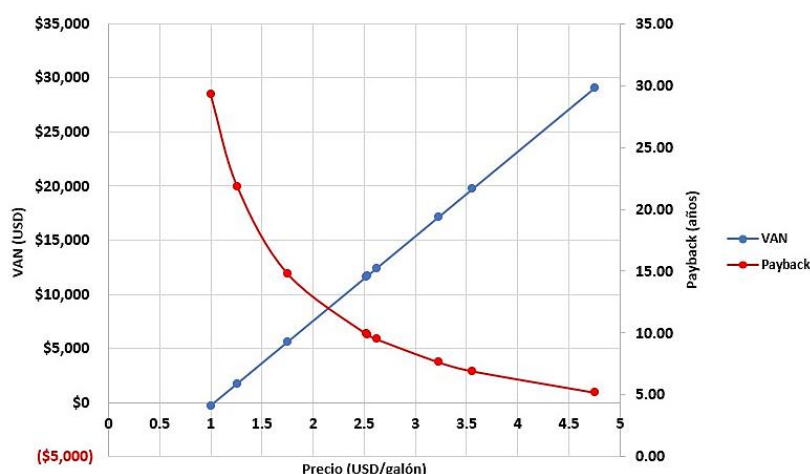


Figura 50. Análisis de sensibilidad – VAN y payback (tubos de vacío) [Elaboración propia].

De igual manera, en la Figura 51, se muestra el análisis para el TIR, IR y la relación B/C, siendo que los indicadores podrían ser aceptables a partir de 2.52 USD/gal.

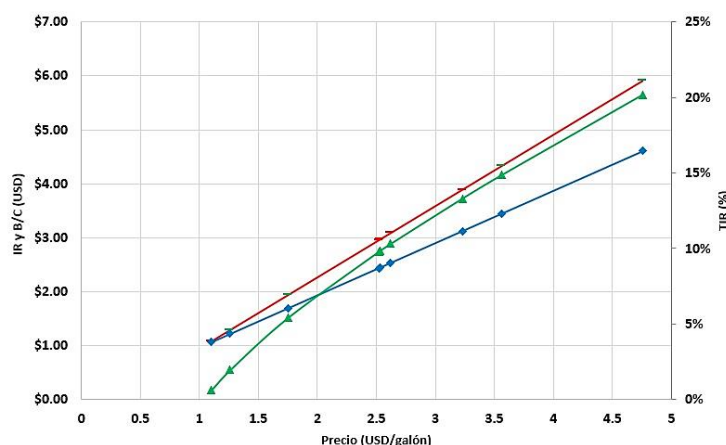


Figura 51. Análisis de sensibilidad - TIR, IR y B/C (tubos de vacío) [Elaboración propia].

Se puede observar que el tiempo de recuperación para un precio sin subsidio (3.53 USD/gal) es de 8.50 años para el sistema de placa plana y 6.99 años para los de tubos de vacío, haciendo que este último sea más atractivo. En estudios revisados sobre la implementación de colectores solares para el calentamiento de fluidos, los periodos de recuperación de inversión se encuentran entre 5 y 16 años. Tal es el caso de Vargas Bautista et al. (2016), en donde la inversión para la calefacción de un fluido destinado al acondicionamiento de un espacio, se recupera en 5.3 años. Cabe mencionar que este tiempo fue el resultado de considerar un funcionamiento continuo a lo largo de todo el año.

En Fauroux et al. (2016), el tiempo de retorno para la implementación de colectores solares destinados a reducir el consumo de combustibles es 15 años. Se menciona que a pesar de que el periodo es mayor a comparación de otros sistemas no solares, una vez implementado, los gastos son mínimos y las reparaciones son ocasionales. Lo mismo sucede en el estudio de Jiménez Borges et al., (2015), donde el tiempo de retorno es de 16 años, para el precalentamiento de agua de alimentación de un generador de vapor que tiene como objetivo la reducción del consumo de combustible.

5.9. Cálculo de la reducción de emisiones de CO₂ equivalente

5.9.1. Sistema con colectores de placa plana

De los resultados de la simulación en TRNSYS, se obtuvo el consumo de combustible después de la implementación del sistema solar térmico en gal/año.

Con ello, se calculó la cantidad de TJ del combustible mediante la ecuación 4:

$$TJ \text{ del combustible} = 423.12 \text{ gal} * 3.79 \frac{\text{kg} * \text{ml}}{\text{gal} * \text{g}} * \frac{0.832 \text{ g}}{\text{ml}} * 46914.34 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1 * 10^{-9} TJ}{1 \text{ kJ}}$$

$$TJ \text{ del combustible} = 0.062 TJ$$

- CO₂

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.062 \text{ TJ} * 74100 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 4638.20 \text{ kgCO}_{2eq}$$

- CH₄

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.062 \text{ TJ} * 3 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.19 \text{ kgCO}_{2eq}$$

- N₂O

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.062 \text{ TJ} * 0.6 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.04 \text{ kgCO}_{2eq}$$

Las emisiones totales de los GEI se calcularon con la ecuación 5:

$$\text{Emisiones GEI} = 4638.20 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.19 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.04 \text{ kgCO}_{2eq}$$

$$\text{Emisiones GEI} = 4638.43 \text{ kgCO}_{2eq}$$

Las emisiones anuales son de 4638.43 kgCO_{2Eq}.

- Reducción de emisiones:

$$\text{Ahorro de Emisiones GEI} = 6577.47 \text{ kgCO}_{2eq} - 4638.43 \text{ kgCO}_{2eq}$$

$$\text{Ahorro de Emisiones GEI} = 1939.04 \text{ kgCO}_{2eq}$$

El ahorro anual de emisiones es de 1939.04 kgCO_{2Eq}.

5.9.2. Sistema con colectores de tubos de vacío

$$\text{TJ del combustible} = 357.3 \text{ gal} * 3.79 \frac{\text{kg} * \text{ml}}{\text{gal} * \text{g}} * \frac{0.832 \text{ g}}{\text{ml}} * 46914.34 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * \frac{1 * 10^{-9} \text{ TJ}}{1 \text{ kJ}}$$

$$\text{TJ del combustible} = 0.053 \text{ TJ}$$

- CO₂

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.053 \text{ TJ} * 74100 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 3916.69 \text{ kgCO}_{2eq}$$

- CH₄

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.053 \text{ TJ} * 3 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.16 \text{ kgCO}_{2eq}$$

- N₂O

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.053 \text{ TJ} * 0.6 \frac{\text{kgCO}_2}{\text{TJ}}$$

$$\text{Emisiones GEI (kgCO}_{2eq}) = 0.03 \text{ kgCO}_{2eq}$$

Las emisiones totales de los GEI se calcularon con la ecuación 5:

$$\text{Emisiones GEI} = 3916.69 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.16 \text{ kgCO}_{2eq} + 0.03 \text{ kgCO}_{2eq}$$

$$\text{Emisiones GEI} = 3916.88 \text{ kgCO}_{2eq}$$

Las emisiones anuales son de 3916.88 kgCO_{2Eq}.

- **Reducción de emisiones:**

$$\text{Ahorro de Emisiones GEI} = 6577.47 \text{ kgCO}_{2eq} - 3916.88 \text{ kgCO}_{2eq}$$

$$\text{Ahorro de Emisiones GEI} = 2660.59 \text{ kgCO}_{2eq}$$

El ahorro anual de emisiones es de 2660.59 kgCO_{2Eq}.

Como se puede observar, la implementación del sistema solar térmico, ya sea con colectores de placa plana o tubos de vacío logra reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (1939.04 kgCO_{2Eq} y 2660.59 kgCO_{2Eq} respectivamente) generados por la caldera; sin embargo, también se puede observar que el sistema con tubos de vacío logró reducir 721.55 kgCO_{2Eq} más que el sistema de placa plana.

Este trabajo, al igual que otros estudios demuestra que la implementación de sistemas solares, independientemente del tipo de colector o su finalidad, contribuye a la reducción de emisiones de CO₂; por ejemplo, en el estudio de Vargas Bautista et al. (2016), se logró una reducción de 978 kgCO₂/año al utilizar tubos de vacío para la calefacción de espacios. Asimismo, en Schmidt (2010), se logra un ahorro de 13773 kgCO₂/año al utilizar colectores de placa plana para el calentamiento de agua de un edificio.

5.10. Comparación de los resultados

Se planteó evaluar el desempeño del sistema de placa plana y tubos de vacío en condiciones similares de trabajo y utilizando el precio de combustible sin subsidio (3.53 USD/gal), ya que

de esta manera el proyecto es financieramente viable. Para ello, se realizó el mismo procedimiento para el diseño y simulación de un sistema con tubos de vacío que genere una temperatura de 50 °C. Cabe destacar que, inicialmente se planteó una temperatura de 70 °C para los tubos de vacío, puesto que estos colectores pueden alcanzar temperaturas superiores, generando un mayor aprovechamiento. En la Tabla 44, se muestra los resultados del análisis técnico - económico y ambiental, comparando los sistemas a las diferentes temperaturas objetivo.

Tabla 44. Comparación de los sistemas de colectores [Elaboración Propia].

	Placa plana (50 °C)	Tubos de vacío (50 °C)	Tubos de vacío (70 °C)
Numero de colectores	4	2	3
Temperatura de salida del acumulador	Promedio 43.77 °C	Promedio 48.49 °C	Promedio 61.61 °C
	Mínimo 30.67 °C	Mínimo 35.19 °C	Mínimo 45.36 °C
	Máximo 59.42 °C	Máximo 59.61 °C	Máximo 74.98 °C
Energía térmica	5683.85 kWh/año	6550.10 kWh/año	7799.53 kWh/año
Fracción solar	29.47%	33.97%	40.45%
Reducción de diésel	176.86 gal/año	203.82 gal/año	242.69 gal/año
Reducción de GEI	1939.04 kgCO _{2eq}	2234.37 kgCO _{2eq}	2660.59 kgCO _{2eq}
Precio del sistema	557.77 USD/m ²	749.37 USD/m ²	615.90 USD/m ²
VAN	12892.28	16184.12	19483.85
TIR	12%	15%	15%
Recuperación	8.50 años	6.86 años	6.99 años
IR	3.47	4.37	4.30
B/C	2.79	3.33	3.42

Se observa que los colectores de placa plana y tubos de vacío presentan resultados similares para una misma temperatura (Tabla 44), sin embargo, los tubos de vacío tienen mejores resultados en cuanto al número de colectores; además, la temperatura de salida es aproximadamente 5 °C superior y la energía aportada es 13.22% mayor que el sistema de placa plana. Así mismo, cuando se incrementa la temperatura objetivo a 70 °C se requiere de 3 colectores de tubos de vacío, lo cual es inferior a los necesarios para placa plana, obteniendo un mayor aporte de energía y alcanzando mayores temperaturas.

De igual manera, se observa un mayor porcentaje de reducción de combustible en el sistema de tubos de vacío, por ende, estos colectores presentan mayor reducción en las emisiones de CO₂ equivalente. Así mismo, se obtuvo que los colectores de tubos de vacío generaron

valores mayores en los indicadores de rentabilidad, a excepción del periodo de recuperación de la inversión, puesto que este se obtendrá 1.64 años antes que el sistema de placa plana a una misma temperatura. En cuanto al costo del sistema solar térmico por m², se observa que los costos varían dependiendo del tipo y número de colectores, esto puede deberse a que a mayor número de colectores los costos fijos se distribuyen en una mayor área total, lo que reduce el costo de la instalación por m²; además, influye el tipo de colector puesto que el precio unitario de los de placa plana suelen ser más bajos que los de tubos de vacío.

Por otro lado, se realizó un análisis de sensibilidad del área de los colectores, para conocer si existen diferencias significativas en los resultados. Para ello, se modificó el número de colectores manteniendo constante el volumen de acumulación y un precio de diésel de 3.53 USD/gal para comparar los indicadores. En la Tabla 45 y

Tabla 46 se muestran los resultados para el sistema de placa plana y tubos de vacío respectivamente.

Tabla 45. Variación del área de colectores (placa plana) [Elaboración Propia].

Numero de colectores	4	5	6
Temperatura de salida del acumulador	Promedio 43.77 °C	Promedio 47.27 °C	Promedio 50.06 °C
	Mínimo 30.67 °C	Mínimo 33.38 °C	Mínimo 35.37 °C
	Máximo 62.74 °C	Máximo 57.85 °C	Máximo 62.68 °C
Energía térmica	5683.85 kWh/año	6474.03 kWh/año	7130.01 kWh/año
Fracción solar	29.47%	33.58%	36.98%
Reducción de diésel	176.86 gal/año	201.45 gal/año	221.86 gal/año
Reducción de GEI	1939.04 kgCO _{2eq}	2208.71 kgCO _{2eq}	2432.35 kgCO _{2eq}
VAN	12892.28	14958.87	16548.76
TIR	12%	12%	12%
Recuperación	8.50 años	8.40 años	8.49 años
IR	3.47	3.55	3.53
B/C	2.79	2.92	2.96

Tabla 46. Variación del área de colectores (tubos de vacío) [Elaboración Propia].

Numero de colectores	3	4	5
Temperatura de salida del acumulador	Promedio 61.61 °C	Promedio 77.56 °C	Promedio 89.23 °C
	Mínimo 45.36 °C	Mínimo 54.78 °C	Mínimo 58.90 °C
	Máximo 74.98 °C	Máximo 96.20 °C	Máximo 108.18 °C

Energía térmica	7799.53 kWh/año	9230.31 kWh/año	10424.76 kWh/año
Fracción solar	40.45%	47.87%	54.06%
Reducción de diésel	242.69 gal/año	287.22 gal/año	324.39 gal/año
Reducción de GEI	2660.59 kgCO _{2eq}	3148.63 kgCO _{2eq}	3555.78 kgCO _{2eq}
VAN	19483.85	23423.73	26893.72
TIR	15%	15%	15%
Recuperación	6.99 años	6.94 años	6.99 años
IR	4.30	4.33	4.31
B/C	3.42	3.55	3.61

En la Tabla 45 y

Tabla **46**, se observa que ambos sistemas de colectores presentan comportamientos similares al variar el área, siendo que a medida que incrementa el número de colectores mejoran los parámetros técnicos y ambientales; sin embargo, en el análisis financiero el VAN y B/C incrementan, mientras que el TIR no varía. Así mismo, el payback y el IR llegan a un punto donde su tendencia cambia, observándose que el tiempo de recuperación incrementa y el índice de rentabilidad disminuye.

6. Conclusiones y recomendaciones

En el presente trabajo se evaluó la viabilidad técnica, financiera y ambiental de instalar un sistema de colectores solares térmico de placa plana y de tubos de vacío. La simulación se llevó a cabo utilizando los softwares f-chart, SAM y TRNSYS, con el objetivo de seleccionar el sistema que proporcione la mayor reducción de consumo de combustible, la mayor disminución de emisiones de CO₂ y el mayor ahorro económico. Las principales conclusiones obtenidas del estudio fueron:

Con relación a la viabilidad técnica, se determinó que para cumplir con el porcentaje de cubierta de colectores y los litros en depósito/m² captador establecido por la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) y precalentar el agua a temperaturas preestablecidas de 50 °C y 70 °C, se necesitaron cuatro colectores para el sistema de placa plana y tres para el sistema de tubos de vacío; esta diferencia se debe a la capacidad de los colectores de tubos de vacío para proporcionar temperaturas más altas. Por ejemplo, al precalentar el agua de red desde 12.76 °C, estos colectores alcanzan en promedio una temperatura de 61.61 °C, lo que resulta en un ahorro anual del 40.45% en combustible. En contraste, los colectores de placa plana precalientan el agua de red hasta 43.77 °C, generando un ahorro del 29.47% en diésel tipo 2.

La mayor eficiencia térmica que presentan los colectores de tubos de vacío los hace más efectivos en términos de reducción de consumo de combustible, lo cual se traduce directamente en la disminución de las emisiones de CO₂; puesto que, el uso exclusivo de la caldera provoca emisiones anuales de 6577.15 kgCO_{2Eq}. Al instalar el sistema de colectores de placa plana, estas emisiones resultaron en 4638.43 kgCO_{2Eq}, proporcionando una reducción de 1939.04 kgCO_{2Eq}. De igual manera, para el sistema con colectores de tubos de vacío, las emisiones anuales alcanzaron los 3916.88 kgCO_{2Eq}, generando una reducción de 2660.59 kgCO_{2Eq}.

Para evaluar la viabilidad financiera de instalar colectores solares de placa plana frente a los de tubo de vacío, se consideran varios aspectos económicos. En términos de costos iniciales, los colectores de placa plana requieren una inversión menor frente a los colectores de tubos de vacío (\$5433.76 y \$6134.26 respectivamente). Esto se debe a que los colectores de tubos de vacío tienen un diseño más complejo y suelen ser más eficientes en captar y retener el calor por su aislamiento al vacío. Además, se debe tener en cuenta que fue necesario un colector más en el sistema de placa plana (total de 4 colectores) para alcanzar una temperatura de 50 °C, a comparación de los tres captadores de tubos de vacío para alcanzar 70 °C.

De igual manera, al analizar los indicadores de rentabilidad, se determinó que la implementación de colectores de placa plana y tubos de vacío para el precalentamiento de agua es más adecuada para un precio de diésel no subsidiado en términos de recuperación de la inversión, puesto que, en el caso de colectores de placa plana con un precio de 1.75 USD/gal el payback es de 17.72 años, mientras que con un precio de 3.53 USD/gal el tiempo de recuperación es de 8.50 años; lo mismo ocurre con los colectores de tubos de vacío, resultando en 14.35 y 6.99 años respectivamente.

Finalmente, desde el punto de vista técnico, financiero y ambiental el sistema compuesto de colectores de tubos de vacío son la opción más adecuada para el precalentamiento del agua de alimentación de la caldera, con un aumento de la temperatura en promedio de 61.61 °C, una reducción del consumo de diésel del 40.45%, una reducción de 2660.59 kilogramos de CO₂ equivalente e indicadores de rentabilidad más favorables. Además, se puede considerar el aumento del área de captación, pero debe tenerse en cuenta que incrementar el número de colectores aumenta los costos, lo que puede generar un punto en el que los ingresos por la reducción de combustibles ya no compensen el gasto adicional, incrementado el tiempo de recuperación de la inversión.

Recomendaciones

Se recomienda considerar el análisis con datos meteorológicos recopilados en tiempo real del campus Balzay, que permitan obtener resultados más ajustados a la realidad.

Para el traslado de los laboratorios de la Facultad de Ciencias Químicas se debe considerar que un aumento en los requerimientos de vapor supondrá un mayor consumo de combustible y por lo tanto mayores costos y emisiones ambientales, por lo que requerirá de un dimensionamiento mayor del sistema solar térmico. Por otro lado, se recomienda que en la medida de lo posible la edificación para la ubicación de los colectores sea en una zona que evite la generación de sombras.

Referencias

- AEE INTEC Energieatlas. (s. f.). Solar Heat for Industrial Processes (SHIP) Plants Database.”. SHIP Plants. Recuperado 3 de diciembre de 2023, de <http://ship-plants.info/>
- Aguilera Díaz. A. (2017). El costo-beneficio como herramienta de decisión en la inversión en actividades científicas. *Cofin Habana*. 11(2). 322-343.
- Albizzati. E. (2020). Diseño y simulación de una instalación solar en un proceso productivo. *Energías Renovables y Medio Ambiente*. 45. 13-20.
- Al-jarjary. A. Ahmed. O. & Algburi. S. (2024). Enhancement methods for the performance of storage solar collectors: A brief review. *Results in Engineering*. 22. 102302. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102302>
- Alvarez Lozano. D. A. (2017). *Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador* [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14458>
- Amnistía Internacional. (2023. marzo 20). *El informe del IPCC que advierte que el calentamiento global superará el límite de 1.5 °C debe acelerar la eliminación gradual de los combustibles fósiles*. Amnistía Internacional. <https://www.amnesty.org/es/latest/news/2023/03/ipcc-report-warning-that-global-warming-will-exceed-1-5c-limit-must-accelerate-the-phasing-out-of-fossil-fuels/>
- Anaya, H., & Ortiz, D. (2018). Flujo de caja y proyecciones financieras con análisis de riesgo 3a edición. Universidad Externado. https://www.google.com.ec/books/edition/Flujo_de_caja_y_proyecciones_financieras/_UFywDwAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Andrade Cando. A. X. Quitiaquez Sarzosa. W. & Toapanta. L. F. (2020). CFD Analysis of a solar flat plate collector with different cross sections. *Enfoque UTE*. 11(2). 95-108. <https://doi.org/10.29019/enfoque.v11n2.601>
- Antilhue Comercial SPA. (2019). *Válvula de Seguridad 250 PSI H5602 3/4" x 1" FPT*. Antilhue Comercial SPA. <https://antilhue.com/shop/product/haseg5602250-valvula-de-seguridad-250-psi-h5602-3-4-x-1-fpt-10100>
- Apolonio. J. (2011). *Diseño termo-económico del sistema de suministro energético para calefacción de invernaderos agrícolas. utilizando energía solar. mediante simulación en TRNSYS* [Tesis de maestría]. <http://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/handle/1004/892>
- Arévalo. D. & Torres. M. A. (2021). *Modelamiento en TRNSYS de un sistema de colectores solares. de placa plana y tubo al vacío. para la obtención de ACS en la ciudad de Cuenca. Ecuador* [Trabajo de titulación. Universidad Politécnica Salesiana]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/21528>

- ASIT. (2020). *Guía Técnica de Energía Solar Térmica*.
- Astudillo-Flores. M. Zalamea-Leon. E. Barragán-Escandón. A. Pelaez-Samaniego. M. R. & Calle-Siguencia. J. (2021). Modelling of solar thermal energy for household use in equatorial latitude by using the f-chart model. *Renewable Energy and Power Quality Journal*. 19. 269-275. <https://doi.org/10.24084/repqj19.273>
- Ayompe, L., Duffy, A., McCormack, J., & Conlon, M. (2011). Validated TRNSYS model for forced circulation solar water heating systems with flat plate and heat pipe evacuated tube collectors. *Applied Thermal Engineering*, 31(8-9), 1536-1542. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.01.046>
- Ayúcar, M. (2020). La contaminación atmosférica mata. *Greenpeace Magazine*, 33, 8-11.
- Baidal Gómez. F. D. & Vera Chávez. J. P. (2023). *Desarrollo de un caldero que emplee combustible orgánico para la generación de energía mediante vapor* [bachelorThesis]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/25791>
- Ballagan Romero. J. R.. & Pico Mantilla. J. C. (2018). *Diseño y simulación de un sistema solar térmico forzado. acoplado a un sistema centralizado de agua caliente sanitaria de GLP en la ciudad de Quito*. [bachelorThesis. Quito. 2018.]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19724>
- Barboza, L. S., Pineda, R. E. P., & Stanescu, C. V. (2017). Eficiencia de países desarrollados en el control del uso de combustibles fósiles para generar energía. *REVISTA CIENTÍFICA ECOCIENCIA*, 4(2), Art. 2. <https://doi.org/10.21855/ecociencia.42.28>
- Barciela, J. (2023). *Business spending can be beautifully easy*. Spendesk. <https://www.spendesk.com/es/blog/costes-directos-indirectos/>
- Barreras, A. L. M., & Banyeras, L. J. (2010). *Técnicas de Calefacción*. Marcombo. https://www.google.com.ec/books/edition/Técnicas_de_Calefacción/Rqe8colCvwcC?hl=es-419&gbpv=0
- BCE. (2023). Boletín Analítico del sector Petrolero. <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/ASP202304.pdf>
- Bricovia. (2024a). *Vaso de expansión Ibaiondo AMR de 15 l*. Bricovia. <https://www.bricovia.com/vaso-de-expansion-ibaiondo-amr-de-15-l-b245/>
- Bricovia. (2024b). *Vaso de expansión para ACS Ibaiondo CMR de 11 litros*. Bricovia. <https://www.bricovia.com/vaso-de-expansion-para-ac-s-ibaiondo-cmr-de-11-litros-b241/>
- Calderon. A. C. C. (2018). *Elaboración de una propuesta de implementación de paneles solares en los alojamientos del sector del edén en puerto ayora. galápagos. ecuador. como estrategia de turismo sostenible*. [Proyecto final de graduación presentado como requisito parcial para optar por el título de máster en gestión del turismo sostenible.

- universidad para la cooperacion internacional (UCI).
<https://www.ucipfg.com/biblioteca/files/original/943f791edcf6b01803f922e59d4ecbbe.pdf>
- Calle. D. (2012). *Propuesta de capacitación en mantenimiento de vehículos a conductores de transporte público de la paz* [Universidad Mayor de San Andrés].
<https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/15199/EG-1105-%20Nina%20Calle%2c%20Diomedes.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Calle. J. Fajardo. J. & Sánchez. L. (2010). *Agua caliente sanitaria de uso doméstico con energía solar. una alternativa para la ciudad de Cuenca | Ingenius*.
<https://revistas.ups.edu.ec/index.php/ingenius/article/view/4.2010.06>
- Camacho, C., Rosas, G., & Conde, S. (2021). *Lecturas introductorias a la termodinámica y su aplicación a procesos ingenieriles*. Editorial Digital del Tecnológico de Monterrey.
https://www.google.com.ec/books/edition/Lecturas_introductorias_a_la_termodinám/rAwEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Campos Buscene. L. G. (2014). *Selección de colectores solares para precalentar el agua de reposición de la caldera pirotubular intensa de 100BHP para reducir el costo de combustible en el Hospital Belén –Trujillo* [TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE: Ingeniero Mecánico. Universidad César Vallejo de Trujillo].
<https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/5984>
- Carrión Chamba. W. O. & Murillo Torres. W. A. (2022). *Análisis técnico económico y ambiental para la sustitución de combustible fósil en la planta de producción de asfalto del GAD Municipal de Cuenca mediante la implementación de un sistema de colectores cilindro parabólico* [bachelorThesis. Universidad de Cuenca].
<http://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/4623645>
- Carrión. W. Murillo. W. & Montero. A. (2021). Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la Industria. 2022. 59-73.
- Ceen. (2015a. abril 3). Las Estaciones. *Eficiencia Energética*.
<https://certificacionenergetica.info/las-estaciones/>
- Ceen. (2015b. abril 4). Posicionamiento Solar. *Eficiencia Energética*.
<https://certificacionenergetica.info/posicionamiento-solar/>
- Certicalia. (2015). *Qué es un colector solar*. <https://www.certicalia.com/blog/que-es-un-colector-solar>
- Cetina, A., Bassam, A., Hernández, G., Hernández, J., Hernández, I., & Lugo, D. (2017). Modelación térmica de un colector solar de canal parabólico mediante el método de elementos finitos. 2017, 21(1), 13.

- Chuya Córdova. M. E. (2020). *El costo beneficio en un proyecto de inversión para determinar su factibilidad*. [Trabajo de Titulación. Universidad Técnica de Machala]. <http://repositorio.utmachala.edu.ec/handle/48000/15464>
- Climate.OneBuilding. (2023). *Repositorio de datos climáticos gratuitos para la simulación del rendimiento de edificios*. Region_3_South_America/ECU_Ecuador/. https://climate.onebuilding.org/WMO_Region_3_South_America/ECU_Ecuador/index.html
- CONUEE. (2016). *Derivados del petróleo. El diésel*. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/241728/DieselFT.pdf>
- Cooper. (1969). The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*. 12. 333-346. [https://doi.org/DOI: 10.1016/0038-092X\(69\)90047-4](https://doi.org/DOI: 10.1016/0038-092X(69)90047-4)
- Datosmacro. (2024). *IPC de Ecuador 2024*. Expansión. <https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/ecuador>
- Daza, O., Clavijo, M., Lozano, J., & Mantilla, C. (2018). Determinación de los gases contaminantes O₂, CO₂, CO, NO_x y SO₂ en fuentes fijas en la provincia de Cotopaxi. 2(42), 5-30. <https://cienciadigital.org/revistacienciadigital2/index.php/CienciaDigital/article/view/199>
- DCAAR. (2022). *Guia de càlcul d'emissions de gasos amb efecte d'hivernacle (GEH)*. https://canviclimatic.gencat.cat/web/.content/04_ACTUA/Com_calcular_emissions_GEH/guia_de_calcul_demissions_de_co2/220427_GUIA-CALCUL-EMISSIONS-GEH_v_2022.pdf
- Del Amo Blanco. I. (2014). *Medidas de capacidad y medidas de masa*. Smartick. <https://www.smartick.es/blog/matematicas/medidas-y-datos/medidas-de-capacidad-medidas-de-masa/>
- Del Amo Sancho, A., & Martínez, A. (2016). Instalaciones solares térmicas de baja temperatura. Prensas de la Universidad de Zaragoza. https://www.google.com.ec/books/edition/Instalaciones_solares_térmicas_de_baja/7biQDQAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=circuito+primario+y+secundario+acs&printsec=frontcover
- DGS. (2010). *Planning and Installing Solar Thermal Systems: A Guide for Installers. Architects and Engineers* (Segunda). Earthscan. https://www.google.com.ec/books/edition/Planning_and_Installing_Solar_Thermal_Sy/pgzYdUjprlQC?hl=es&gbpv=0

- DiOrio. N. Christensen. Burch. J. & Dobos. A. (2014). *Technical Manual for the SAM Solar Water Heating Model*. https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/diorio-2014-draft-swh-sam-technical-manual.pdf
- Domínguez, R. (2009). Utilización de opciones reales en proyectos de inversión agrícola [Institución de Enseñanza e Investigación en Ciencias Agrícolas]. http://colposdigital.colpos.mx:8080/jspui/bitstream/handle/10521/1324/Dominguez_Alonso_R_DC_Economia_2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Donev, J. (2014). Eficiencia—Enciclopedia de Energía. Energy Education. https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Eficiencia
- Duarte Baquero. D. O. & Prieto Moyano. D. D. (2015). *Análisis de desempeño de un colector solar de la empresa Futuro Solar para determinar la eficiencia térmica*. [Proyecto. Universidad de los Andes]. <http://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/3317>
- Elbrashy. A. Boutera. Y. Moataz. M. Dafea. S. & Arici. M. (2023). A review on air heating applications with evacuated tubes: A focus on series and parallel tube configurations. *Solar Energy*. 264. 111996. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.111996>
- European Commission. (2022). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Fauroux. L. E. Diaz. D. O. Blanco. G. E. & Degaetani. O. J. (2016). MODELADO. Y ANÁLISIS ECONÓMICO DE COLECTORES SOLARES PLANOS. *Revista Digital del Departamento de Ingeniería e Investigaciones Tecnológicas*. 1(1). Article 1. <http://reddi.unlam.edu.ar/index.php/ReDDi/article/view/8>
- Figueredo, G., Pochettino, J., & Zurlo, H. (2023). Temperatura del Agua de Alimentación a Colectores y su Influencia en la Fracción Solar. *Tecnología y Ciencia*, 48, 41-55. <https://doi.org/10.33414/rtyc.48.41-55.2023>
- Filho. I. N. & Marques. G. I. (2017). Utilização de coletores solares como alternativa energética para aquecimento de água em um edifício empresarial. *Anais Do Encontro Nacional de Pós-Graduação*. 1(1). Article 1.
- Flórez-Orrego. D. Narváez-Romo. B. Ramírez-Gil. F. Posada. V. Varela. L. Pérez Madrid. C. & Mosquera. A. (2021). *La Ingeniería y sus Aplicaciones: Una perspectiva desde la Industria. la Investigación y la Educación - Versión 2021*. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.13643.87842>
- Forede. (2023). ¿Cuánto duran las válvulas de alivio de presión? - Conocimiento. <https://www.foredesafety.com/info/how-long-do-pressure-relief-valves-last-85935382.html>
- Fundación Aquae. (2021). Diferencias entre solsticio y equinoccio. Fundación Aquae. <https://www.fundacionaquae.org/wiki/que-es-solsticio/>

- García. A. & Ortiz. J. (2023). *Diseño de un sistema de calentamiento de agua mediante colectores solares térmicos para las piscinas de la Unidad Educativa Fiscomisional Técnico Salesiano* [Trabajo de titulación. Universidad Politécnica Salesiana]. <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/24478>
- García, J. (2012). Materiales de Cambio de Fase. Diseño de una instalación para la caracterización de PCM a altas temperaturas. [Universidad de Zaragoza]. <https://core.ac.uk/download/pdf/289972658.pdf>
- GASFRIOCALOR. (2023). *Placa Solar Térmica Viessmann Vitosol 200-F SVE*. Gasfriocalor.com. <https://www.gasfriocalor.com/placa-solar-termica-viessmann-vitosol-200-f-sve>
- Gómez, D., Watterson, J., Americano, B., Ha, C., Marland, G., Matsika, E., Nenge, L., Osman, B., Kalenga, J., & Treanton, K. (2006). Combustión Estacionaria (2; p. 47). National Greenhouse Gas Inventories. https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf
- González, P. (2022). Estado del arte de fluidos caloportadores para tecnología CSP [Universidad de Sevilla]. <https://idus.us.es/handle/11441/143093>
- González. S. (2017). *Diseño, construcción y comparación de la eficiencia de dos colectores solares térmicos de baja temperatura en la ciudad de Cuenca* [Tesis de titulación de Ingeniero ambiental. Universidad de Cuenca]. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/26331/1/Proyecto%20de%20Investigaci%C3%B3n.pdf>
- González, V. (2023). Replanteo de Instalaciones solares térmicas. (Bookwire GmbH). IC Editorial. https://www.google.com.ec/books/edition/Replanteo_de_Instalaciones_solares_térm/pl3YEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Google. (s.f.). [Campus Balzay de la Universidad de Cuenca]. Recuperado el 09 de Julio de 2024 de <https://www.google.com/maps/place/Campus+Balzay+de+la+Universidad+de+Cuenca/@-2.8919682,-79.036063,17z/data=!4m14!1m7!3m6!1s0x91cd22b0d263a699:0xb1b8b189eabaab86!2sCampus+Balzay+de+la+Universidad+de+Cuenca!8m2!3d-2.8919682!4d-79.036063!16s%2Fg%2F11h10n0zp!3m5!1s0x91cd22b0d263a699:0xb1b8b189eabaab86!8m2!3d-2.8919682!4d-79.036063!16s%2Fg%2F11h10n0zp?entry=ttu>

- Gurbillón. M. Á. B. Calderón. G. R. L. Torres. O. A. G. & Ramírez. C. M. O. (2020). Eficiencia de una terma solar con un colector de cobre y otro de CPVC. *TAYACAJA*. 3(1). Article 1. <https://doi.org/10.46908/rict.v3i1.79>
- Guerrero, A., & García, F. (2023). Evolución y Estado de la HUELLA DE CARBONO: De la Universidad Miguel Hernández de Elche. Año 2022. Universidad Miguel Hernández.
- Habib, S., Azad, J., Mehdi, M., Ehsanolah, A., Mohsen, I., & Fathollah, P. (2023). Mathematical Modeling and Simulation of a Compound Parabolic Concentrators Collector with an Absorber Tube. 16(1). <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/1/287>
- Hassan, H., Omran, O., Abdelmoez, M., & abo-Elfadl, S. (2023). Experimental assessment of novel designed solar hot water storage collector incorporating an array of partitioned ducts absorber. *Solar Energy*, 262, 111838. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2023.111838>
- Helbing. W. & Burkart. A. (1983). *Química. Tablas para laboratorio e industria*. Reverte.
- Hernández. P. (2014. marzo 8). RADIACIÓN DIRECTA. DIFUSA Y REFLEJADA. *ARQUITECTURA EFICIENTE*. <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>
- Honsberg, C., & Bowden, S. (2016). Hora Solar | PVEducation. <https://www.pveducation.org/es/fotovoltaica/2-propiedades-de-la-luz-del-sol/hora-solar>
- Hosouli. S. Gaikwad. N. Hasnain. S. & Gomes. J. (2024). Optimizing photovoltaic thermal (PVT) collector selection: A multi-criteria decision-making (MCDM) approach for renewable energy systems. *Heliyon*. 10(6). e27605. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e27605>
- IDAE. (2009). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_ST_Pliego_de_Condiciones_Tecnicas_Baja_Temperatura_09_a3c5aa42.pdf
- ICSC: 1561. (2004). *DIÉSEL*. No. 2. https://www.ilo.org/dyn/icsc/showcard.display?p_card_id=1561&p_version=2&p_lang=es
- Ingeoexpert. (2019. marzo 29). ¿Qué es la energía solar fotovoltaica y cómo funciona? | Ingeoexpert ®. *Ingeoexpert*. <https://ingeoexpert.com/2019/03/29/que-es-la-energia-solar-fotovoltaica-y-como-se-genera/>
- Itap. (2024). 090 válvula de esfera Ideal. paso total. *ITAP*. <https://www.itap.it/es/products/valvulas/valvulas-de-esfera-y-valvulas-de-compuerta/090/>

- Izquierdo Torres. I. F. & Pacheco Portilla. M. G. (2017). *Evaluación de la eficiencia de paneles solares como sistema de captación de energía para edificaciones del área urbana de Cuenca* [bachelorThesis]. <http://dspace.ucuenca.edu.ec/handle/123456789/27386>
- Jiménez Borges, R., Madrigal Monzón, J. A., & Cabello Eras, J. J. (2015). Selección de un colector solar para aumentar la temperatura del agua de alimentación al generador de vapor de la Universidad de Cienfuegos. *Revista Universidad y Sociedad*, 7(2), 64-71.
- Koslan. (2020a). *Bomba de agua Periferica PEDROLLO PKM60 1"X1". 0.5HP. 220V*. <https://www.koslan.cl/perifericas/165-electrobomba-pedrollo.html>
- Koslan. (2020b). *ELECTROBOMBA PEDROLLO PKM 100-1 1.5HP 220V*. Koslan. <https://www.koslan.cl/perifericas/163-electrobomba-pedrollo.html>
- Kywi. (2023). *Codo Cobre So-So 3/4" X 90Gr*. <https://www.kywi.com.ec/codo-cobre-so-so-3-4-x-90gr/p>
- Labarta, J. L. V. (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Editorial Donostiarra Sa. https://www.google.com.ec/books/edition/Instalaciones_Solares_Fotovoltaicas/4OUZ9ngL5oEC?hl=es-419&gbpv=1&dq=solar+azimut&pg=PA8&printsec=frontcover
- López. A. D. (2020. noviembre 25). *Índice de Rentabilidad*. Proyectos UNTREF. https://proyectosuntref.wixsite.com/proyectos/post/___ir
- López Díaz. G. J. (2020). *Comparación de los costos de producción y grado de contaminación por emisiones en el sector industrial del Ecuador usando como combustible gas natural mediante la simulación de procesos* [TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO. UNIVERSIDAD DE GUAYAQUIL]. <http://repositorio.ug.edu.ec/handle/redug/50358>
- MAE. (2012). Emisiones Fuentes Fijas. <https://www.cip.org.ec/attachments/article/401/Anexo%203%20Emisiones%20al%20Aire.pdf>
- Mahecha. T. (Director). (2020. marzo 23). *Sesión 2 perdidas por accesorios. Longitud equivalente*. <https://www.youtube.com/watch?v=K7NDbrhiiHY>
- Martínez Escribano. J. C. Noceto. P. & Suárez. R. (2013). *Manual Técnico de Energía Solar Térmica. Volumen II: Aspectos Técnicos y Normativos* (Vol. 2). LES.
- Mascareñas. J. (2008). *La valoración de proyectos de inversión productivos*. https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/39307222/03-libre.pdf?1445290834=&response-content-disposition=inline%3B+filename%3DMaterial_Evaluacion_Financiera_U_Javeria.pdf&Expires=1720401747&Signature=J10AhfmD5YQdZnh~hZ69LvHKTidjWlkkCSbXZQ1vfjPTv2UU3tYvASGTJ6fotnKhiEPcTDWbJYxpGtYPiRywqVcbR3J8tPcgqRiqftxlVH1~wPooycqGeUHEzy13oICjkev5T5gphSjPdBlqduvRISpLQp4q5pccoYjpej8hQ6T2yGi

r1pdtW1TqFqbD4LADiQECc9pYF8j8s6-
 FcYQDi7j4VfTBmaAdq4Fx4ZiR7vFBdSRPVt5l0-XxP0zAw~V0-
 XgfNsJC669DC6TGJbxQV1leFMPzcj8JtRqRbL8dnkxEq8BQfqgyrj-
 Msh69budHWx5rglyWO7hDkcux8nE1qQ__&Key-Pair-
 Id=APKAJLOHF5GGSLRBV4ZA

- Méca-Fluid. (2024). *Check valve—Stainless Steel body—DN32—PN40—WAFER - GN10/16/25/40 & ANSI 150—Max. 240°C.* Méca-Fluid.
<https://www.mecafluid.eu/en/catalog/check-valve-stainless-steel-body-dn32-pn40-wafer-gn10162540-ansi-150-max-240c~ba9a5831-6450-4426-ae4c-f15ffeb48028>
- MEF. (2022). Plataforma Presupuestaria 2023—Subsidios. https://www.finanzas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/10/Anexo-3_Subsidios-2023.pdf
- Mesa. F. (2006). *Colector solar de placa plana desarrollado en la Universidad Nacional.* <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/39823>
- Metcalf, J., Francis, J., & Backhurst, J. (1981). *Ingeniería Química.* Reverte.
https://www.google.com.ec/books/edition/Ingeniería_Química/UPbGrZiWMCUC?hl=es-419&gbpv=0
- MIDUVI. (2020). Norma Ecuatoriana de la Construcción NEC. <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2023/03/6.-NEC-HS-ER-Energias-Renovables.pdf>
- MIEM. (2024). El nuevo Ecuador le apuesta a la soberanía energética como un pilar fundamental de desarrollo. <https://www.rekursyenergia.gob.ec/el-nuevo-ecuador-le-apuesta-a-la-soberania-energetica-como-un-pilar-fundamental-de-desarrollo/>
- Montaño, T., León, M., Ochoa, J., & Paccha, E. (2018). Determinación de la eficiencia energética y emisión de gases contaminantes en calderas de vapor de la ciudad de Loja, año 2015. 31.
https://www.researchgate.net/publication/371725053_Determinacion_de_la_eficiencia_energetica_y_emision_de_gases_contaminantes_en_calderas_de_vapor_de_la_ciudad_de_Loja_ano_2015
- Montes, M. J. (2015). *Teoría y problemas de transmisión de calor.* Editorial UNED.
https://www.google.com.ec/books/edition/TEORÍA_Y_PROBLEMAS_DE_TRANSMISIÓN_DE_C/VaXHCgAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Montes Pita. M. J. (2008). *Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero* [PhD Thesis. Universidad Politécnica de Madrid].
<https://doi.org/10.20868/UPM.thesis.1242>
- Morales. V. V. (2020). *Payback o plazo de recuperación.* Economipedia.
<https://economipedia.com/definiciones/payback.html>

- Moratón-Linares, L. R., Verdecia-Rodríguez, J. L., Sánchez-Rodríguez, A., Menéndez-Pérez, A., Pita-Canto, L., Borrajo-Pérez, R., Moratón-Linares, L. R., Verdecia-Rodríguez, J. L., Sánchez-Rodríguez, A., Menéndez-Pérez, A., Pita-Canto, L., & Borrajo-Pérez, R. (2021). Ángulo de inclinación preferente para calentadores solares operando en régimen de circulación natural en Cuba. *Ingeniería Mecánica*, 24(3), 1-10.
- Mosquera, L. M. M. (2020). Estudio físico comparativo de pinturas comerciales de alta temperatura para aplicación en colectores solares. 96.
- Mott, R. L. (1996). *Mecánica de fluidos aplicada* (4.^a ed.). Pearson Educación.
- Nájera-Trejo, M., Martín-Domínguez, I., & Escobedo, J. (2016). Diseño y optimización técnico económica para sistemas de calor solar para procesos industriales mediante simulación dinámica en TRNSYS. https://www.researchgate.net/profile/Ignacio-Martin-Dominguez/publication/311843731_Diseño_y_optimización_técnico_económica_para_sistemas_de_calor_solar_para_procesos_industriales_mediante_simulación_dinámica_en_TRNSYS/links/585cc7a208ae329d61f33f9c/Diseño-y-optimización-técnico-económica-para-sistemas-de-calor-solar-para-procesos-industriales-mediante-simulación-dinámica-en-TRNSYS.pdf
- NCYT. (2021. febrero 22). *¿Qué tipos de conexiones para los paneles solares existen?* [CollectionText]. Noticias de la Ciencia y la Tecnología (Amazings® / NCYT®); Noticias de la Ciencia. <https://noticiasdelaciencia.com/art/41104/que-tipos-de-conexiones-para-los-paneles-solares-existen>
- NTE INEN 2507. (2015). Rendimiento térmico de colectores solares. https://www.academia.edu/28963297/NTE_INEN_2507
- Olguin, J. Q. & Sánchez, P. A. (2022). Selección de tecnología apropiada para el secado solar de productos agrícolas: Seleçãõ de tecnologia apropiada para secagem solar de produtos agrícolas. *STUDIES IN MULTIDISCIPLINARY REVIEW*. 3(3). 661-670. <https://doi.org/10.55034/smr3n3-017>
- Oosthuizen, D., Goosen, N. J., & Hess, S. (2020). Solar thermal process heat in fishmeal production: Prospects for two South African fishmeal factories. *Journal of Cleaner Production*, 253, 119818. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.119818>
- Ordoñez, F., Vaca, D., & López, J. (2019). Assessment of the Solar Resource in Andean Regions by Comparison between Satellite Estimation and Ground Measurements: Study Case of Ecuador. *Journal of Sustainable Development*, 12(4), Art. 4. <https://doi.org/10.5539/jsd.v12n4p62>
- Ortega, A. E., & Tenezaca, B. F. (2016). *Diseño e implementación de una central de energía fotovoltaica para el bombeo de agua subterránea en el sector de Cataviña (Santa*

- Isabel) [bachelorThesis. Universidad del Azuay].
<http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/6158>
- Oviedo Marchan. F. C. & Vargas Santiago. E. (2014). *Estudio de la reducción del consumo de combustible mediante el empleo de colectores solares para el precalentamiento del agua en calderas pirotubulares- hospital regional eleazar guzmán barrón—Nvo. Chimbote* [TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN ENERGÍA. UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA].
<http://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/1996>
- Panana Girio. A. E. (2015). Balance Térmico En Una Caldera Pirotubular. *Universidad Nacional del Callao*. <http://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/1002>
- Peña, R. (2019, abril 4). ¿Hay un tiempo de vida útil para los vasos de expansión que se ponen en las instalaciones de calefacción y ACS? Todoexpertos.
<https://www.todoexpertos.com/preguntas/9kodg4pcgg9fws7m/hay-un-tiempo-de-vida-util-para-los-vasos-de-expansion-que-se-ponen-en-las-instalaciones-de-calefaccion-y-ac>
- Petroecuador. (2024). Informe estadístico de combustibles.
<https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/01/INFORME-ESTADISTICO-DICIEMBRE-2023.pdf>
- Petroecuador. (2024). Precios de venta en terminal para las comercializadoras sector aéreo. sectores pesquero y atunero. sector automotriz calificadas y autorizadas a nivel nacional. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=20421>
- Porras Prieto. C. J. (2015). *Evaluación de un sistema de energía solar térmica basado en colectores de tubos de vacío para suministro de agua a alta temperatura* [Phd. E.T.S.I. Agrónomos (UPM)]. <https://oa.upm.es/37274/>
- Prato Erbosó srl. (2024). *PQ 60-Bs—Electrobomba con impulsor periférico trifásico—Pedrollo*. Prato Erbosó Shop. https://pratoerboso.com/es/perifericos-pq/1603-pedrollo-pq-60-bs-electrobomba-con-impulsor-periferico-trifasico.html?SubmitCurrency=1&id_currency=3
- Quezada. M. (2015). *Propuesta para el empleo de energía solar como parte del precalentamiento de agua en las calderas del Hospital General San Juan de Dios* [Universidad de San Carlos de Guatemala].
<http://www.repositorio.usac.edu.gt/4373/1/Marco%20Antonio%20Quezada%20González.pdf>
- Quijara, J., González, M., & Labidi, J. (2011). Integration of a solar thermal system in a dairy process. *Renewable Energy*, 36(6), 1843-1853.
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.029>

- Renedo, C. (2012). *Propiedades del agua saturada (líquido-vapor)*.
- REPSOL. (2023). *Energía solar: Qué es, características y ventajas principales*. REPSOL. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/futuro-planeta/energia-solar/index.cshtml>
- RESOL. R. (2024). *Reguladores solares y de sistema* RESOL GmbH. RESOLcontroller; RESOL - GmbH. <https://www.resol.de/>
- Rodrigues, N. (2023). *Cómo realizar un análisis de costo-beneficio (con ejemplos)*. HubSpot. <https://blog.hubspot.es/sales/analisis-cost-beneficio>
- Roldán, J. (2012). *Necesidades energéticas y propuestas de instalaciones solares*. Ediciones Paraninfo, S.A.
- Romero, L. (2014). *Organización y control del montaje de instalaciones solares térmicas*. Ediciones Paraninfo, S.A. https://www.google.com.ec/books/edition/Organización_y_control_del_montaje_de_i/SyCVBQAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=conexion+serie-paralelo+de+colectores+solares&pg=PA87&printsec=frontcover
- Rubio-González, A. (2015). *Generadores de vapor. Funcionamiento y Explotación*. Angel Rubio-González. Feijóo.
- Ruíz, J. (2016). *Matemáticas 2: Geometría, trigonometría, datos y azar*. Grupo Editorial Patria. https://www.google.com.ec/books/edition/Matemáticas_2/JRYhDgAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Ruiz, M. (2012). *Análisis de métodos de dimensionado de instalaciones solares para ACS* [Universidad Carlos III de Madrid]. <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/e58dc472-0a8b-4da5-8b43-41b3cffb64a3/content>
- Saeed, K., Latif, Y., Munir, A., & Hensel, O. (2022). Comparative thermal analyses of solar milk pasteurizers integrated with solar concentrator and evacuated tube collector. *Energy Reports*, 8, 7917-7930. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.06.001>
- SA Enercity. (2021). *Orientación e inclinación óptima de los paneles solares*. Enercity S.A. <https://enercitysa.com/blog/orientacion-e-inclinacion-optima-paneles-solares/>
- Sánchez, F. (2020). *Emisión de gases de efecto invernadero*. Editorial Elearning, S.L. https://www.google.com.ec/books/edition/Emisión_de_gases_de_efecto_invernadero/zif-DwAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- Schmidt, S. (2010). *Diseño de una instalación solar térmica para la producción de ACS en un edificio*. multivivienda. https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/9328/Memoria_Schmidt.pdf?sequence=1&isAllowed=y

- Solar Keymark. (s. f.). *Database*. Recuperado 26 de junio de 2024. de <https://solarkeymark.eu/database/>
- Soria, R., Caiza, G., Cartuche, N., López, J., & Ordoñez, F. (2020). Market potential of linear Fresnel collectors for solar heat industrial process in Latin-America-a case study in Ecuador. *AIP Conference Proceedings*, 2303(1), 120003. <https://doi.org/10.1063/5.0028503>
- Tapia, M., Ramos, L., Heinemann, D., & Zondervan, E. (2023). Evaluación del potencial fotovoltaico en tejados en el cantón Quito. *Perfiles*, 1(30), 47-56. <https://doi.org/10.47187/perf.v1i30.240>
- Tarifasdeluz. (2021. noviembre 2). *Energía solar térmica | Qué es. usos. ventajas*. [tarifasdeluz.mx](https://tarifasdeluz.mx/autoconsumo/energia-solar/termica). <https://tarifasdeluz.mx/autoconsumo/energia-solar/termica>
- Tavares. L. A. (2020). *Administración Moderna de Mantenimiento*. <https://archive.org/details/1-administracion-moderna-de-mantenimiento-autor-lourival-tavares-compressed/page/n3/mode/2up>
- Terrón. M. (2018). *Estudio teórico experimental de un receptor de calor con aletas acoplado a un concentrador parabólico compuesto* [Centro de Investigación Científica de Yucatán A.C.]. https://cicy.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1003/1444/1/PCER_D_Tesis_2018_Miguel_Terron_Hernandez.pdf
- Tipler, P., & Mosca, G. (2004). *Física para la ciencia y la tecnología: Mecánica*. Vol.1A. Reverte. https://www.google.com.ec/books/edition/Física_para_la_ciencia_y_la_tecnología/pZH5wm0v0JoC?hl=es-419&gbpv=0
- Tiwari. A. K. Gupta. S. Joshi. A. K. Raval. F. & Sojitra. M. (2021). TRNSYS simulation of flat plate solar collector based water heating system in Indian climatic condition. *Materials Today: Proceedings*. 46. 5360-5365. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.08.794>
- Trashorras, J. (2021). *Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*. Ediciones Paraninfo, S.A. https://www.google.com.ec/books/edition/UF0150_Replanteo_y_funcionamiento_de_las/ZKIIIEAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0
- TRNSYS. (2019). *Welcome | TRNSYS: Transient System Simulation Tool*. <https://www.trnsys.com/>
- TRNSYS (18.05.0001) [Software de computación] (2023). <https://sel.me.wisc.edu/trnsys/>
- TuCalentadorEconomico. (2024). *Interacumulador APARICI ACS 400*. <https://tucalentadoreconomico.es/acumuladores-de-agua/1968-interacumulador-aporici-ac-400-litros.html>

- TULSMA. (2015). Norma de emisiones al aire para fuentes fijas. <https://maeorellana.wordpress.com/wp-content/uploads/2015/11/anexo-3aire-fuentes-fijas.pdf>
- Twenergy. (2019. noviembre 19). *Fuentes de energía: Qué son y cuáles son sus tipos*. Twenergy. <https://twenergy.com/energia/fuentes-de-energia/>
- Valdés-González. G. D. Rodríguez-Ponce. E. R. Miranda-Visa. C. & Lillo-Sotomayor. J. (2020). Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuentes de energía distribuida en la ciudad de Arica. Chile. *Información tecnológica*. 31(3). 249-256. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642020000300249>
- Valdiserri, P., & Biserni, C. (2018). Dynamic analysis of solar hot water systems: The case study of a dwelling located in Italy. *Energy Procedia*, 148, 1121-1128. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.031>
- Valladares. O. G. & Pilatowsky. I. (2017). *Aplicaciones térmicas de la energía solar*. 160.
- Vargas Bautista. J. P. Yampasi Espejo. P. Tirado Villarroel. X. & Patzi. A. (2016). IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN SOLAR TÉRMICO: ANÁLISIS ENERGÉTICO Y ECONÓMICO. *Investigación & Desarrollo*. 1(16). 49-60.
- Veitia Padrón. D. E. (2021). *Hibridación de un sistema de concentración solar para el suministro de energía térmica a la caldera pirotubular que se encuentra operando en el comedor central de la Universidad Central “Marta Abreu” de las Villas* [Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas. Facultad de Ingeniería Mecánica e Industrial. Departamento de Mecánica]. <https://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/13033>
- Viessmann ES. (2016). *Instrucciones de planificación*. ManualsLib. <https://www.manualslib.es/manual/147944/Viessmann-Vitosol-Serie.html>
- Viessmann ES. (2019). *Guía técnica*. <https://cdn0.scrvt.com/2828ebc457efab95be01dd36047e3b52/7ebf758e6b0fc4fb/60c6bb9367a0/Vitosol-Technical-Guide.PDF>
- Viessmann ES. (2020). *VITOCCELL 100-E. Acumulador de agua de calefacción de 46 a 2000 litros de capacidad*. https://www.viessmann.es/content/dam/public-brands/es/products/vitocell/datos-t%C3%A9cnicos/5679184VDP00008_1.pdf/_jcr_content/renditions/original.media_file.download_attachment.file/5679184VDP00008_1.pdf
- Viessmann ES. (2023. junio 30). *Vitosol 300-TM: Colector de tubos de vacío*. <https://www.viessmann.es/es/productos/sistemas-de-energia-solar/vitosol-300-tm.html>
- Viessmann Group. (2009). *Technical guide. Solar thermal system*.

- Virosa. I. C. Eras. J. J. C. Rozas. M. L. F. S. de. Pérez. L. F. & Gonzáles. L. S. (2016). Gestión comparada del riesgo en el control de la contaminación atmosférica de Generadores de Vapor. *Ingeniería Energética*. XXXVII(3). 195-206.
- Viteri Moya. F. R. (2013). *Cálculo de la Huella de Carbono de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Tecnológica Equinoccial Quito-Ecuador* [masterThesis. Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE. Maestría en Sistemas de Gestión Ambiental]. <https://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/7253>
- Wald, L. (2021). *Fundamentals of Solar Radiation* (CRC Press). https://www.google.com.ec/books/edition/Fundamentals_of_Solar_Radiation/048kEAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=1&dq=books+on+solar+declination&printsec=frontcover
- Wiedmann. T. & Minx. J. (2008). A definition of 'carbon footprint'. *Ecological economics research trends*. 1(2008). 1-11.
- Wiltmer, L. (2023). Método f-Chart para el diseño de sistemas de calefacción solar | EME. PennState. <https://www.e-education.psu.edu/eme811/node/585>
- Zabalza, I., Llera, E., Aranda, A., Martínez, A., Scarpellini, S., & Barrio, F. (2007). CTE. El Ahorro Energético en el Nuevo Código Técnico de la Edificación. FC Editorial. https://www.google.com.ec/books/edition/CTE_El_Ahorro_Energético_en_el_Nuevo_C/XL83a9MB1rEC?hl=es-419&gbpv=1&dq=costo+de+los+colectores+de+placa+plana+y+tubos+de+vacio&pg=PA117&printsec=frontcover

Anexos

Anexo A. Definiciones

Altura angular: ángulo que se forma del objeto al plano horizontal, teniendo como centro al observador (Ruíz, 2016).

Año meteorológico típico (TMY): conjunto de datos meteorológicos que representan el promedio de una ubicación específica, tomando valores para cada hora de un año (European Commission, 2022).

Área total: dimensiones externas del colector, que nos indica el espacio necesario para su instalación (Barreras & Banyeras, 2010).

Área de apertura: área transparente, a través de la cual se observa la placa de absorción. En otras palabras, corresponde al área total menos las áreas muertas de los marcos laterales y separadores de cubierta (Barreras & Banyeras, 2010).

Área del absorbedor: área en la que incide de forma efectiva la radiación solar (Barreras & Banyeras, 2010).

Calor latente: energía necesaria para pasar una sustancia de una fase a otra, a una temperatura y presión constante (Camacho et al., 2021).

Calor sensible: energía necesaria que se hace evidente mediante aumentos de temperatura (Camacho et al., 2021).

Capacidad de la caldera: Se determina con base en la capacidad de calor que es absorbido por el agua mediante los mecanismos de transferencia de calor de los productos de combustión, que se generan al quemar un combustible (Veitia Padrón, 2021).

Capacidad máxima de generación nominal: capacidad relacionada con un nivel de referencia (100 °C), y que se encuentra detallada en las tablas de especificaciones de los calderos en función de la potencia (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

Capacidad máxima de generación real de una caldera: es la cantidad de vapor producido por la caldera en condiciones específicas de operación (presión, temperatura de vapor, temperatura de alimentación del agua) (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

Circuito primario: circuito hidráulico que conecta los colectores solares con el depósito de acumulación (Del Amo Sancho & Martínez, 2016).

Circuito secundario: circuito que interconecta el acumulador con la caldera (Del Amo Sancho & Martínez, 2016).

Costos directos: gastos necesarios para la fabricación del producto o servicio, por ejemplo materia prima, salarios, etc. (Barciela, 2023).

Costos indirectos: costos que no están integrados directamente con el producto o servicio, por ejemplo el mantenimiento, energía y servicios públicos, alquiler, etc. (Barciela, 2023).

Eficiencia térmica: cantidad de trabajo que un motor puede obtener del combustible que utiliza (Donev, 2014).

Equinoccio: se produce cuando el sol se encuentra sobre la línea del ecuador, por lo que el día y la noche de ambos hemisferios tienen la misma duración (Fundación Aquae, 2021).

Fluido caloportador: fluido (agua, vapor, aceites térmicos, etc.) que transporta energía térmica desde el punto de captación hasta el lugar donde se requiere el uso de calor (González, 2022).

Flujo de caja: estado financiero que presenta de manera dinámica las entradas y salidas de efectivo en una empresa, en un periodo de tiempo determinado (Anaya & Ortiz, 2018).

Foco: En los colectores CPC, es el punto donde la radiación solar se concentra después de ser reflejada por las superficies de las parábolas. En el punto focal es donde generalmente se coloca el tubo absorbedor (Habib et al., 2023).

Fracción solar: relación entre la energía transferida al circuito y la energía total demandada (Roldán, 2012).

Gases de Efecto Invernadero: gases cuya presencia en la atmósfera generan un efecto altamente destructivo (Sánchez, 2020).

Huella de carbono: medición de las emisiones de gases de efecto invernadero causadas directa o indirectamente por una persona, organización, actividad, etc. (Guerrero & García, 2023).

Interacumulador: acumulador que alberga en su interior el intercambiador de calor (MIDUVI, 2020).

Materiales de cambio de fase: sustancia con un calor de fusión elevado, capaz de almacenar y liberar energía cuando la sustancia cambia de fase de sólido a líquido o viceversa (García, 2012).

Plano de la eclíptica: órbita de la Tierra alrededor del sol (Trashorras, 2021).

Poder calorífico inferior o neto (PCI): cantidad de calor que entrega el combustible, considerando la cantidad de agua contenido en los gases de chimenea en estado líquido (Panana Girio, 2015). En el estudio de Campos Buscene (2014) sobre la selección de colectores solares para precalentar el agua de reposición de una caldera pirotubular para reducir el costo de combustible, se determina este valor en 46914.34 kJ/kg.

Presión de diseño: presión que se toma para los cálculos de resistencia de la caldera (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

Presión de trabajo: es la presión preestablecida por el usuario, en la cual trabaja la caldera en condiciones normales de régimen (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

Relación mínima de reducción (PLR): Es la relación de carga parcial operativa de la caldera. Si la relación de carga parcial calculada para la caldera (carga/capacidad) es menor que este parámetro, la caldera funcionará con la relación de reducción mínima y la temperatura de salida de la caldera será mayor que el punto de ajuste deseado (temperatura de consigna) (TRNSYS 18, 2023).

Rendimiento: Se evalúa en función de la energía útil o calor aprovechado en relación con la energía o calor suministrado. (Oviedo Marchan & Vargas Santiago, 2014).

Sistema forzado: circuitos que aumentan la velocidad de flujo, a través de algún tipo de impulsor o una bomba de circulación (Metcalf et al., 1981).

Solsticio: sucede cuando el Sol se encuentra más cerca o más lejos de uno de los hemisferios, aumentando la duración del día en una parte del planeta (Fundación Aquae, 2021).

Transferencia de calor: proceso mediante el cual la energía se mueve de un cuerpo a otro, debido a una diferencia de temperatura entre distintas partes de un sistema (Montes, 2015).

Anexo B. Caldera de la universidad de Cuenca

Tabla 47. Registro de funcionamiento de la caldera [Elaboración Propia].

Fecha	Lectura inicial (horas)	Lectura final (horas)	Horas	Consumo de combustible (Gal)	Consumo de agua m ³
03/03/2022	413.98	415.90	1.92	15.36	0.23
31/03/2022	415.90	416.60	0.70	5.60	0.09
07/04/2022	416.60	417.83	1.23	9.84	0.15
08/04/2022	417.83	419.23	1.40	11.20	0.17
13/04/2022	419.23	420.97	1.74	13.92	0.21
14/04/2022	420.97	421.89	0.92	7.36	0.11
16/04/2022	421.89	422.81	0.92	7.36	0.11
20/04/2022	422.81	425.24	2.43	19.44	0.30
25/04/2022	425.24	426.49	1.25	10.00	0.15
27/04/2022	426.49	427.89	1.40	11.20	0.17
28/04/2022	427.89	429.57	1.68	13.44	0.20
04/05/2022	429.57	431.51	1.94	15.52	0.24
05/05/2022	431.51	432.65	1.14	9.12	0.14
09/05/2022	432.65	434.27	1.62	12.96	0.20
16/05/2022	434.27	435.78	1.51	12.08	0.18
18/05/2022	435.78	436.89	1.11	8.88	0.14
19/05/2022	436.89	438.00	1.11	8.88	0.14
03/06/2022	438.00	439.43	1.43	11.44	0.17
06/06/2022	439.43	440.71	1.28	10.24	0.16
07/06/2022	440.71	442.11	1.40	11.20	0.17
08/06/2022	442.11	443.37	1.26	10.08	0.15
09/06/2022	443.37	444.21	0.84	6.72	0.10
10/06/2022	444.21	445.47	1.26	10.08	0.15
16/06/2022	445.47	446.21	0.74	5.92	0.09
04/07/2022	446.21	448.62	2.41	19.28	0.29
05/07/2022	448.62	450.87	2.25	18.00	0.27
06/07/2022	450.87	452.78	1.91	15.28	0.23
08/07/2022	452.78	454.11	1.33	10.64	0.16
11/07/2022	454.11	456.90	2.79	22.32	0.34
12/07/2022	456.90	458.79	1.89	15.12	0.23
14/07/2022	458.79	459.57	0.78	6.24	0.10
15/07/2022	459.57	461.44	1.87	14.96	0.23
18/07/2022	461.44	463.32	1.88	15.04	0.23
19/07/2022	463.32	464.76	1.44	11.52	0.18
26/07/2022	464.76	465.58	0.82	6.56	0.10
02/08/2022	465.58	466.41	0.83	6.64	0.10
20/09/2022	466.41	468.70	2.29	18.32	0.28
12/10/2022	468.70	469.62	0.92	7.36	0.11
17/10/2022	469.62	470.55	0.93	7.44	0.11
19/10/2022	470.55	471.90	1.35	10.80	0.16
20/10/2022	471.90	471.92	0.02	0.16	0.00

24/10/2022	471.92	473.25	1.33	10.64	0.16
26/10/2022	473.25	474.05	0.80	6.40	0.10
31/10/2022	474.05	474.24	0.19	1.52	0.02
08/11/2022	474.24	474.75	0.51	4.08	0.06
10/11/2022	474.75	475.11	0.36	2.88	0.04
26/11/2022	475.11	476.98	1.87	14.96	0.23
28/11/2022	476.98	477.89	0.91	7.28	0.11
30/11/2022	477.89	478.83	0.94	7.52	0.11
05/12/2022	478.83	480.21	1.38	11.04	0.17
07/12/2022	480.21	481.63	1.42	11.36	0.17
08/12/2022	481.63	482.51	0.88	7.04	0.11
09/12/2022	482.51	483.03	0.52	4.16	0.06
12/12/2022	483.03	483.65	0.62	4.96	0.08
19/12/2022	483.65	484.83	1.18	9.44	0.14
20/12/2022	484.83	485.69	0.86	6.88	0.10
21/12/2022	485.69	486.34	0.65	5.20	0.08
03/01/2023	486.34	486.94	0.60	4.80	0.07
04/01/2023	486.94	487.92	0.98	7.84	0.12
06/01/2023	487.92	488.72	0.80	6.40	0.10
11/01/2023	488.72	489.69	0.97	7.76	0.12
13/01/2023	489.69	490.47	0.78	6.24	0.10
19/01/2023	490.47	491.56	1.09	8.72	0.13
03/02/2023	491.56	492.72	1.16	9.28	0.14
10/03/2023	492.72	493.23	0.51	4.08	0.06
14/03/2023	493.23	494.00	0.77	6.16	0.09
15/03/2023	494.00	494.57	0.57	4.56	0.07
21/03/2023	494.57	496.71	2.14	17.12	0.26
30/03/2023	496.71	497.74	1.03	8.24	0.13
13/04/2023	497.74	498.65	0.91	7.28	0.11
20/04/2023	498.65	499.73	1.08	8.64	0.13
27/04/2023	499.73	500.73	1.00	8.00	0.12
02/05/2023	500.73	501.27	0.54	4.32	0.07
09/05/2023	501.27	502.32	1.05	8.40	0.13
17/05/2023	502.32	503.40	1.08	8.64	0.13
25/05/2023	503.40	504.42	1.02	8.16	0.12
30/05/2023	504.42	506.27	1.85	14.80	0.23
31/05/2023	506.27	507.09	0.82	6.56	0.10
19/06/2023	507.09	508.18	1.09	8.72	0.13
22/06/2023	508.18	508.85	0.67	5.36	0.08
06/07/2023	508.85	510.97	2.12	16.96	0.26
18/07/2023	510.97	512.07	1.10	8.80	0.13
25/09/2023	512.07	512.63	0.56	4.48	0.07
27/09/2023	512.63	513.58	0.95	7.60	0.12
28/09/2023	513.58	514.34	0.76	6.08	0.09
11/10/2023	514.34	515.49	1.15	9.20	0.14
12/10/2023	515.49	516.33	0.84	6.72	0.10

13/10/2023	516.33	517.00	0.67	5.36	0.08
18/10/2023	517.00	518.41	1.41	11.28	0.17
19/10/2023	518.41	519.42	1.01	8.08	0.12
20/10/2023	519.42	520.20	0.78	6.24	0.10
25/10/2023	520.20	521.22	1.02	8.16	0.12
26/10/2023	521.22	522.05	0.83	6.64	0.10
08/11/2023	522.05	523.04	0.99	7.92	0.12
09/11/2023	523.04	523.85	0.81	6.48	0.10
10/11/2023	523.85	524.70	0.85	6.80	0.10
22/11/2023	524.70	525.96	1.26	10.08	0.15
23/11/2023	525.96	526.77	0.81	6.48	0.10
27/11/2023	526.77	527.47	0.70	5.60	0.09
28/11/2023	527.47	528.78	1.31	10.48	0.16
01/12/2023	528.78	529.58	0.80	6.40	0.10
04/12/2023	529.58	530.17	0.59	4.72	0.07
06/12/2023	530.17	531.04	0.87	6.96	0.11
08/12/2023	531.04	531.71	0.67	5.36	0.08
11/12/2023	531.71	532.31	0.60	4.80	0.07
13/12/2023	532.31	533.56	1.25	10.00	0.15
14/12/2023	533.56	534.98	1.42	11.36	0.17
17/01/2024	534.98	536.29	1.31	10.48	0.16
18/01/2024	536.29	537.06	0.77	6.16	0.09
22/03/2024	537.06	538.06	1.00	8.00	0.12
27/03/2024	538.06	538.65	0.59	4.72	0.07
28/03/2024	538.65	539.31	0.66	5.28	0.08

- **Perfil de consumo de combustible por mes**

Tabla 48. Consumo de diésel por mes [Elaboración Propia].

Mes	Consumo de combustible (Gal)
may-21	13.68
jun-21	80.40
jul-21	77.12
oct-21	48.48
nov-21	80.56
dic-21	108.40
mar-22	20.96
abr-22	103.76
may-22	67.44
jun-22	65.68
jul-22	154.96
sep-22	18.32
oct-22	44.32
nov-22	36.72
dic-22	60.08
ene-23	41.76
mar-23	40.16

abr-23	23.92
may-23	50.88
jun-23	14.08
jul-23	25.76
sep-23	18.16
oct-23	61.68
nov-23	53.84
dic-23	49.60
ene-24	16.64
mar-24	18.00

- **Perfil de consumo de agua de alimentación por mes**

Tabla 49. *Consumo de agua de alimentación por mes* [Elaboración Propia].

Mes	Consumo de agua m3 mes
may-21	0.21
jun-21	1.23
jul-21	1.18
oct-21	0.74
nov-21	1.23
dic-21	1.65
mar-22	0.32
abr-22	1.58
may-22	1.03
jun-22	1.00
jul-22	2.36
sep-22	0.28
oct-22	0.67
nov-22	0.56
dic-22	0.92
ene-23	0.64
mar-23	0.61
abr-23	0.36
may-23	0.78
jun-23	0.21
jul-23	0.39
sep-23	0.28
oct-23	0.94
nov-23	0.82
dic-23	0.76
ene-24	0.25
mar-24	0.27

Anexos C. Rendimiento óptico y coeficiente global de pérdidas.

Se calculó estos parámetros según las siguientes ecuaciones (MIDUVI, 2020):

- Placa plana

$$\eta = \eta_o - k_1 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - k_2 * G_\beta * \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = \eta_o - k_1 * X - k_3 * X^2 \quad (29)$$

Dónde:

η : Rendimiento del colector.

η_o : Recibe el nombre de rendimiento óptico, factor de ganancia, rendimiento máximo, etc.

k_1 : coeficiente global de pérdidas de primer grado (W/m² °C).

k_2 : coeficiente global de pérdidas de segundo grado (W/m² °C).

G_β : irradiancia global de ensayo (W/m²).

t_m : la temperatura media en el captador (°C).

t_a : la temperatura ambiente (°C).

k_3 : $k_2 * G_\beta$

$$\eta = 0.769 - 3.46 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0.018 * \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta}$$

$$\eta = \eta_o - k_1 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - k_2 * G_\beta * \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = \eta_o - k_1 * X - k_3 * X^2$$

$$\eta = 0.769 - 3.46 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0.018 * 1000 * \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = 0.769 - 3.46 * X - 18 * X^2$$

$$- 18 * X^2 - 3.46 * X + 0.769 = 0$$

$$X_1=0.132; X_2= - 0.324$$

Se descarta X_2 porque es negativo, por lo tanto, el parámetro b corresponde a la solución X_1

$$a_0 + \frac{b}{2} * a_1 = \eta_o - k_1 * \frac{b}{2} - k_3 * \frac{b^2}{3}$$

$$\frac{b}{2} * a_0 + \frac{b^2}{3} * a_1 = \eta_o * \frac{b}{2} - k_1 * \frac{b^2}{3} - k_3 * \frac{b^3}{4}$$

Donde:

$$b = 0.132$$

$$\eta_0 = 0.769$$

$$k_1 = 3.46$$

$$k_3 = 18$$

$$a_0 + 0.066 * a_1 = 0.769 - 0.22836 - 0.104544$$

$$0.066 * a_0 + 0.005808 * a_1 = 0.050754 - 0.0201 - 0.01035$$

$$a_0 + 0.066 * a_1 = 0.436096$$

$$0.066 * a_0 + 0.005808 * a_1 = 0.020304$$

$$a_0 = 0.8215 ; a_1 = -5.8391$$

$$\eta = 0.8215 - 5.8391 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta}$$

$$K = \frac{\frac{\dot{m} * c_p}{S}}{\frac{\dot{m} * c_p}{S} + \frac{a_1}{2}} \quad (30)$$

$$\eta = m - n * \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta} \quad (31)$$

$$m = \eta_0 * K \quad (32)$$

$$n = a_1 * K \quad (33)$$

Donde:

K: Factor de conversión de la ecuación 29 a la ecuación 31, la cual expresa el rendimiento del colector en función de la temperatura media del fluido, se transforma en una ecuación en función de la temperatura a la entrada del colector.

t_e : Temperatura de entrada del fluido al captador (°C).

\dot{m}/S : Caudal másico del fluido por superficie útil del captador, especificado en la ficha técnica (kg/s*m²).

$$K = \frac{0.02 \frac{kg}{s * m^2} * 4.18 \frac{kJ}{kg * ^\circ C}}{0.02 \frac{kg}{s * m^2} * 4.18 \frac{kJ}{kg * ^\circ C} + \frac{5.8391 \frac{W}{m^2 * ^\circ C}}{2}} = \frac{83.6 \frac{W}{m^2 * ^\circ C}}{(83.6 + 2.91955) \frac{W}{m^2 * ^\circ C}} = 0.9663$$

$$m = 0.769 * 0.9663 = 0.743$$

$$n = 5.8391 * 0.9663 = 5.642$$

$$\eta = 0.743 - 5.642 * \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta}$$

- **Tubos de vacío**

$$\eta = 0.74 - 1.668 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0.007 * \frac{(t_m - t_a)^2}{G_\beta}$$

$$\eta = 0.74 - 1.668 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta} - 0.007 * 1000 * \left(\frac{t_m - t_a}{G_\beta} \right)^2 = 0.74 - 1.668 * X - 7 * X^2$$

$$-7 * X^2 - 1.668 * X + 0.74 = 0$$

$$X_1 = 0.2271 ; X_2 = -0.4654$$

Se descarta X_2 porque es negativo, por lo tanto, el parámetro b corresponde a la solución X_1

Donde:

$$b = 0.2271$$

$$\eta_0 = 0.74$$

$$k_1 = 1.668$$

$$k_3 = 7$$

$$a_0 + 0.11355 * a_1 = 0.74 - 0.1894 - 0.1204$$

$$0.11355 * a_0 + 0.0172 * a_1 = 0.0840 - 0.0287 - 0.0205$$

$$a_0 + 0.11355 * a_1 = 0.4302$$

$$0.11355 * a_0 + 0.0172 * a_1 = 0.0348$$

$$a_0 = 0.801 ; a_1 = -3.263$$

$$\eta = 0.801 - 3.263 * \frac{(t_m - t_a)}{G_\beta}$$

$$K = \frac{0.02 \frac{kg}{s * m^2} * 4.18 \frac{kJ}{kg * ^\circ C}}{0.02 \frac{kg}{s * m^2} * 4.18 \frac{kJ}{kg * ^\circ C} + \frac{3.263 \frac{W}{m^2 * ^\circ C}}{2}} = \frac{83.6 \frac{W}{m^2 * ^\circ C}}{(83.6 + 1.6315) \frac{W}{m^2 * ^\circ C}} = 0.9809$$

$$m = 0.74 * 0.9809 = 0.73$$

$$n = 3.263 * 0.9809 = 3.201$$

$$\eta = 0.73 - 3.201 * \frac{(t_e - t_a)}{G_\beta}$$

Anexo D. Datos técnicos de los colectores solares

- Placa plana

Tabla 50. Ficha técnica de los colectores de placa plana [GASFRIOCALOR, 2023; Solar Keymark, s. f.].

Type		SVE	SHE
Gross area (required when applying for subsidies)	m ²		2.51
Absorber area	m ²		2.32
Aperture area	m ²		2.33
Installation position (see following diagram)		(A) (above roof), (C), (D)	(B) (above roof), (C), (D), (E)
Dimensions			
Width	mm	1056	2380
Height	mm	2380	1056
Depth	mm	72	72
The following values apply to the absorber area:			
– Optical efficiency	%		82.7
– Heat loss factor k_1	W/(m ² · K)		3.721
– Heat loss factor k_2	W/(m ² · K ²)		0.019
Thermal capacity	kJ/(m ² · K)		6.0
Weight	kg		41
Liquid content (heat transfer medium)	litres	2.68	1.83
Permiss. operating pressure	bar/MPa		6/0.6
Max. stagnation temperature	°C		209
Steam output			
– Favourable installation position	W/m ²		60
– Unfavourable installation position	W/m ²		100
Connection	Ø mm		22

Annex to Solar Keymark Certificate - Summary of EN ISO 9806:2013 Test Results					Licence Number		011-7S2095 F				
					Date issued		2017-12-11				
					Issued by		DINCERTCO				
Licence holder		Viessmann Werke GmbH & Co. KG			Country		GERMANY				
Brand (optional)		--			Web		www.viessmann.com				
Street, Number		Viessmannstrasse 1			E-mail		info@viessmann.com				
Postcode, City		35108 - Allendorf			Tel		+49 (0) 6452 70-0				
Collector Type					Flat plate collector, glazed						
Collector name		Gross area (A _G) m ²	Gross length mm	Gross width mm	Gross height mm	Power output per collector G _b = 850 W/m ² ; G _d = 150 W/m ² θ _m - θ _a					
						0 K W	10 K W	30 K W	50 K W	70 K W	51 K W
Vitosol 200-F SVE		2,50	2.379	1.049	72	1.923	1.832	1.623	1.378	1.097	1.364
EV2 Typ SVE		2,50	2.379	1.049	72	1.923	1.832	1.623	1.378	1.097	1.364



Precisely Right.

Page 2/2

Annex to Solar Keymark Certificate										Licence Number		011-7S2095 F	
Supplementary Information										Issued		2017-12-11	
Annual collector output in kWh/collector at mean fluid temperature $\bar{\theta}_{mf}$ based on ISO 9806:2013 test results													
Standard Locations		Athens			Davos			Stockholm			Würzburg		
Collector name	$\bar{\theta}_m$	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C	25°C	50°C	75°C
Vitosol 200-F SVE		3.071	2.191	1.398	2.338	1.596	961	1.724	1.117	651	1.872	1.208	693
EV2 Typ SVE		3.071	2.191	1.398	2.338	1.596	961	1.724	1.117	651	1.872	1.208	693
Annual output per m ² gross area		1.228	876	559	935	638	384	690	447	260	749	483	277
Fixed or tracking collector		Fixed (slope = latitude - 15°; rounded to nearest 5°)											
Annual irradiation on collector plane		1765 kWh/m ²			1714 kWh/m ²			1166 kWh/m ²			1244 kWh/m ²		
Mean annual ambient air temperature		18,5°C			3,2°C			7,5°C			9,0°C		
Collector orientation or tracking mode		South, 25°			South, 30°			South, 45°			South, 35°		
The collector is operated at constant temperature $\bar{\theta}_m$ (mean of in- and outlet temperatures). The calculation of the annual collector performance is performed with the official Solar Keymark spreadsheet tool Scenocalc Ver. 5.01 (March 2016). A detailed description of the calculations is available at www.solarkeymark.org/scenocalc													
Power output per m ² gross area								769	733	649	551	439	546
Performance parameters test method		Steady state - indoor											
Performance parameters (related to AG)		$\eta_{0,hem}$	a1	a2									
Units		-	W/(m ² K)	W/(m ² K ²)									
Test results		0,769	3,459	0,018									
Incidence angle modifier test method		Steady state - outdoor											
Bi-directional incidence angle modifiers		No											
Incidence angle modifier		Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°		
Transversal		$K_{\theta T, coll}$					0,94					0,00	
Longitudinal		$K_{\theta L, coll}$					0,94					0,00	
Heat transfer medium for testing		Water											
Flow rate for testing (per gross area, A_G)		\dot{m}/dt	0,019			kg/(sm ²)							
Maximum temperature difference for thermal performance calculations		$(\bar{\theta}_m - \bar{\theta}_a)_{max}$	51			K							
Standard stagnation temperature ($G = 1000 \text{ W/m}^2$; $\bar{\theta}_a = 30^\circ\text{C}$)		$\bar{\theta}_{stg}$	209			°C							
Effective thermal capacity, incl. fluid (per gross area, A_G)		C/m^2	5,553			kJ/(Km ²)							
Maximum operating temperature		$\bar{\theta}_{max, op}$	220			°C							
Maximum operating pressure		$p_{max, op}$	900			kPa							
Testing laboratory		Fundación CENER-CIEMAT, LEST						www.cener.com					
Test report(s)		30.3261.0-1-1 30.3261.0-2-1 30.3261.0 Technical annex						Dated		17/11/2017			
Comments of testing laboratory		The collector VITOSOL 200-F SVE tested in CENER is also commercialized with the name EV2 Typ SVE.						Datasheet version: 5.01, 2016-03-01					
DIN CERTCO • Alboinstraße 56 • 12103 Berlin, Germany Tel: +49 30 7562-1131 • Fax: +49 30 7562-1141 • E-Mail: info@dincertco.de • www.dincertco.de													

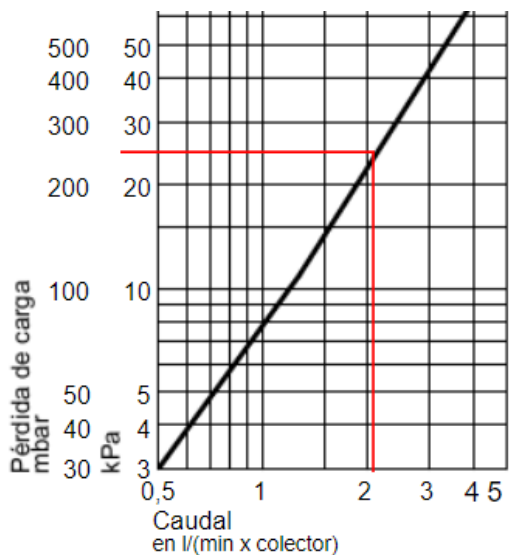
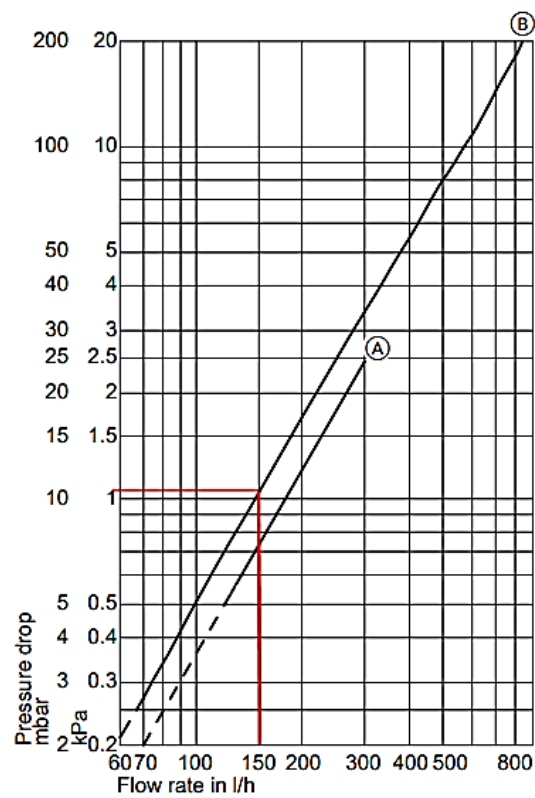


Figura 52. Pérdida de carga del colector de placa plana [Viessmann ES, 2016].

- Tubos de vacío

Tabla 51. Ficha técnica de colectores de tubos de vacío [Viessmann ES, 2023].

Datos técnicos	
Modelo SP3C	3,03 m ²
Número de tubos	24
Superficie bruta	m ² 4,62
(dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)	
Superficie de absorción	m ² 3,03
Superficie de apertura	m ² 3,19
Distancia entre colectores	mm 88,5
Dimensiones	
Anchura a	mm 2061
Altura b	mm 2241
Profundidad c	mm 150
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:	
- Rendimiento óptico	% 74,0
- Coeficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K) 1,668
- Coeficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²) 0,007
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de total:	
- Rendimiento óptico	% 51,4
- Coeficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K) 1,158
- Coeficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²) 0,005
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K) 6,34
Peso	kg 79
Volumen de líquido	Litros 1,55
(medio portador de calor)	
Presión de servicio admisible	bar/MPa 6/0,6
Temperatura máx. de inactividad	°C 155
Capacidad de producción de vapor	W/m ² 0
Conexión	Ø mm 22
Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (ε)	
Modelo SP3C	3,03 m ²
Superficie total:	m ² 4,61
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:	
- Rendimiento del colector η _{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K	% 46
Rendimiento óptico	% 51,3
- Coeficiente de pérdida de calor k ₁	W/(m ² · K) 1,16
- Coeficiente de pérdida de calor k ₂	W/(m ² · K ²) 0,005
Factor de corrección de ángulo IAM	1,03



Pressure drop Vitosol 300-TM

- Ⓐ 1.26/1.51 m²
 Ⓑ 3.03 m²

Figura 53. Pérdida de carga del colector de Tubos al vacío [Viessmann ES, 2019].

Anexo E. Método f-chart

- Datos de entrada

Tabla 52. Ingreso de datos climáticos correspondientes al Campus Balzay [Elaboración propia].

ZAMORA	1500,00	2472,22	3666,67	4805,56	6166,67	6000,00	6527,78	6111,11	4777,78
ZARAGOZA	2010,00	3190,00	4560,00	5880,00	6930,00	7820,00	8190,00	7400,00	5500,00
TEGUCIGALPA	4400,00	5100,00	5800,00	5800,00	5800,00	5100,00	5600,00	5600,00	5000,00
CUENCA - ECUADOR	4430,00	4340,00	4980,00	4850,00	4460,00	4140,00	3990,00	4450,00	4700,00
CUENCA - ECUADOR (Balzay)	4393,45	4388,82	4134,48	4022,60	4094,97	3809,97	4059,80	4801,80	5147,20

Tabla 53. Ingreso del perfil mensual de consumo de agua [Elaboración propia].

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Perfiles de reparto consumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Constante	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Diferenciado (2.200 viv)	129,7	126,5	117,8	104,7	90,0	77,0	69,1	68,8	77,3	93,7	114,1	131,2
Hotel playa	0,0	0,0	0,0	40,0	50,0	80,0	100,0	100,0	60,0	30,0	0,0	0,0
Constaante con vacacion	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	25,0	25,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Caldera U. Cuenca	81,0	25,0	77,2	122,8	98,7	126,6	149,4	14,8	35,4	93,7	103,8	116,5

Tabla 54. Ingreso de datos de los colectores en f-chart [Elaboración propia].

Viessmann Vitosol 200-F SVE	0,74	5,64		2,32	611,5 €
Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1,26	0,73	3,20		3,03	1.064,4 €

- Resultados con colector de placa plana 5° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)	
Nº captadores	4	9,3	
Modelo captador	Viessmann Vitosol 200-F SV1E		
Área de captador (m ²)	2,32		
a (W/m ² K ²)	0,74		
b (W/m ² K)	5,64		
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS			
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	3.863	(kWh/año)	
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	1.121	(kWh/año)	
Porcentaje cubierto por los captadores	77,5%		
Rendimiento medio de los captadores	26%		

Figura 54. Resumen de la instalación, área y número de colectores 5° [Elaboración propia].

Datos Método F-Chart	
cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	399,04

Figura 55. Resultado del volumen de acumulación 5° [Elaboración propia].

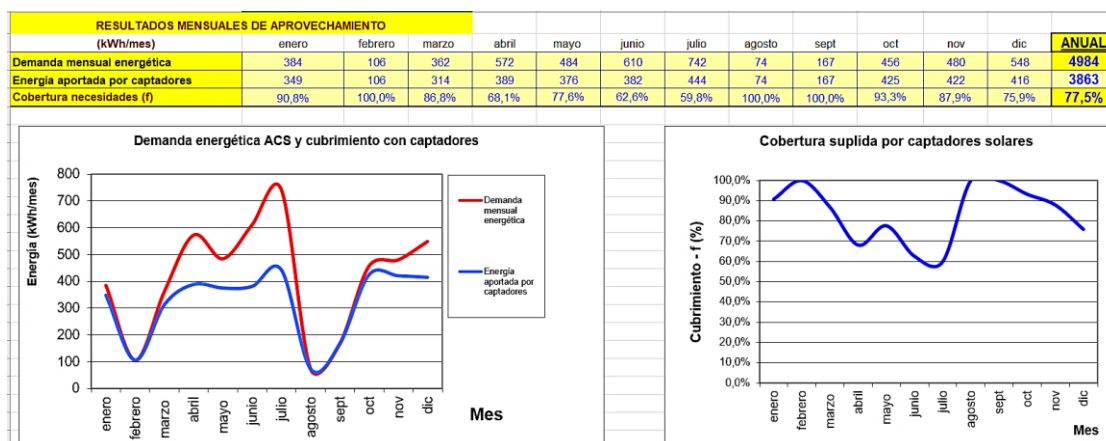


Figura 56. Resultados mensuales de aprovechamiento 5° [Elaboración propia].

- Resultados con colector de placa plana 10° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)
Nº captadores	4	9,3
Modelo captador	Viessmann Vitosol 200-F SV1E	
Área de captador (m ²)	2,32	
a (W/m ² K ²)	0,74	
b (W/m ² K)	5,64	
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS		
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	3.824	(kWh/año)
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	1.160	(kWh/año)
Porcentaje cubierto por los captadores	76,7%	
Rendimiento medio de los captadores	26%	

Figura 57. Resumen de la instalación, área y número de colectores 10°. [Elaboración propia].

Datos Método F-Chart	
cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	399,04

Figura 58. Resultado del volumen de acumulación 10° [Elaboración propia].

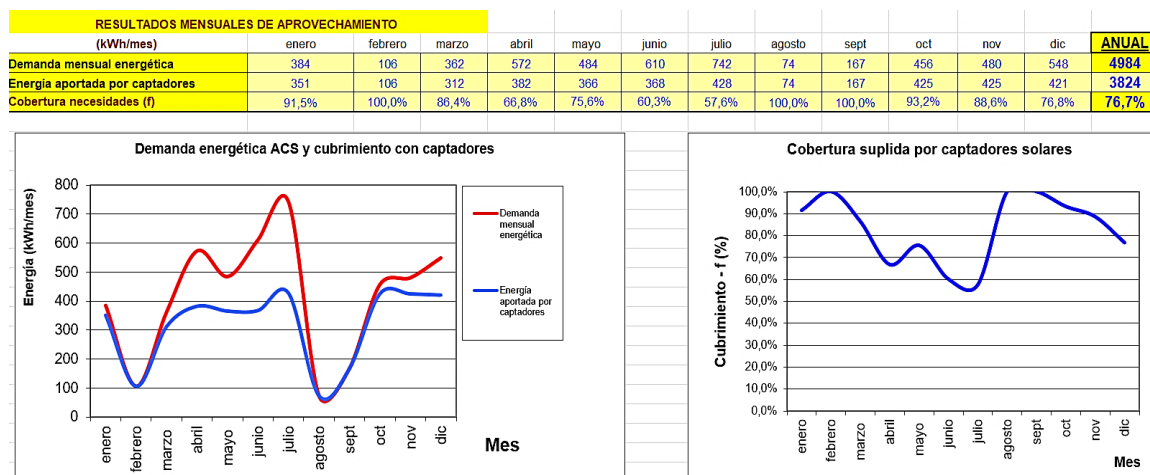


Figura 59. Resultados mensuales de aprovechamiento 10° [Elaboración propia].

- Resultados con colector de placa plana 15° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)	
Nº captadores	4	9,3	
Modelo captador	Viessmann Vitosol 200-F SVE		
Área de captador (m ²)	2,32		
a (W/m ² K ²)	0,74		
b (W/m ² K)	5,64		
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS			
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	3.770	(kWh/año)	
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	1.214	(kWh/año)	
Porcentaje cubierto por los captadores	75,6%		
Rendimiento medio de los captadores	26%		

Figura 60. Resumen de la instalación, área y número de colectores 15° [Elaboración propia].

Datos Método F-Chart	
cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	399,04

Figura 61. Resultado del volumen de acumulación 15° [Elaboración propia].

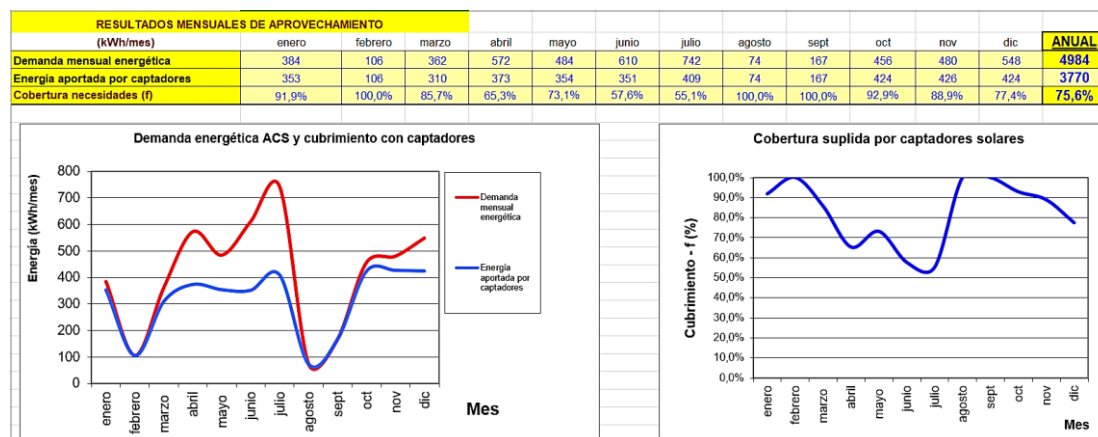


Figura 62. Resultados mensuales de aprovechamiento 15° [Elaboración propia].

- Resultados con colector de tubos de vacío 5° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)	
Nº captadores	3	9,1	
Modelo captador	Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1,26		
Área de captador (m ²)	3,03		
a (W/m ² K ²)	0,73		
b (W/m ² K)	3,201		
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS			
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	4.939	(kWh/año)	
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	2.716	(kWh/año)	
Porcentaje cubierto por los captadores	64,5%		
Rendimiento medio de los captadores	34%		

Figura 63. Resumen de la instalación, área y número de colectores 5° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

Datos Método F-Chart	
cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	390,87

Figura 64. Resultado del volumen de acumulación 5° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

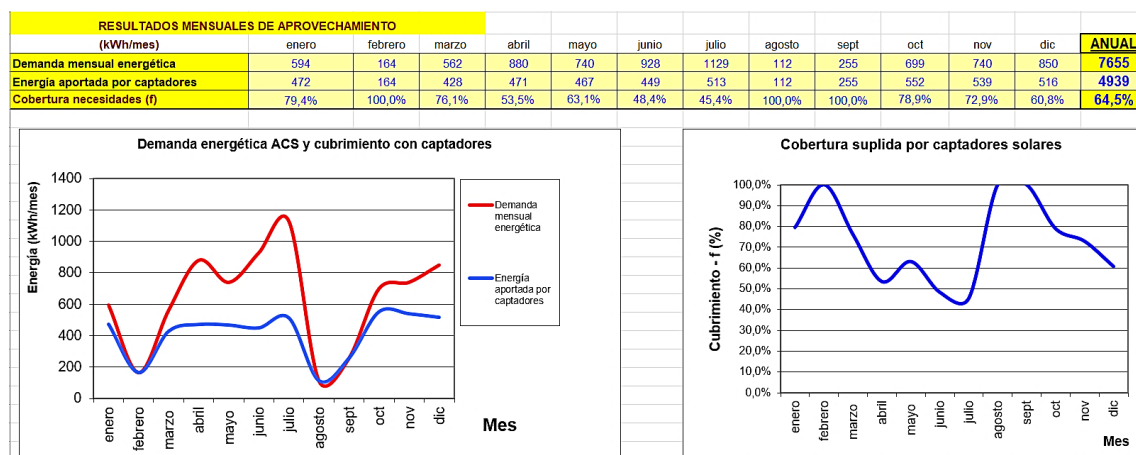


Figura 65. Resultados mensuales de aprovechamiento 5° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

- Resultados con colector de tubos de vacío 10° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)	
Nº captadores	3	9,1	
Modelo captador	Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1,26		
Área de captador (m ²)	3,03		
a (W/m ² K ²)	0,73		
b (W/m ² K)	3,201		
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS			
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	4.893	(kWh/año)	
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	2.763	(kWh/año)	
Porcentaje cubierto por los captadores	63,9%		
Rendimiento medio de los captadores	34%		

Figura 66. Resumen de la instalación, área y número de colectores 10° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

Datos Método F-Chart	
cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	390,87

Figura 67. Resultado del volumen de acumulación 10° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

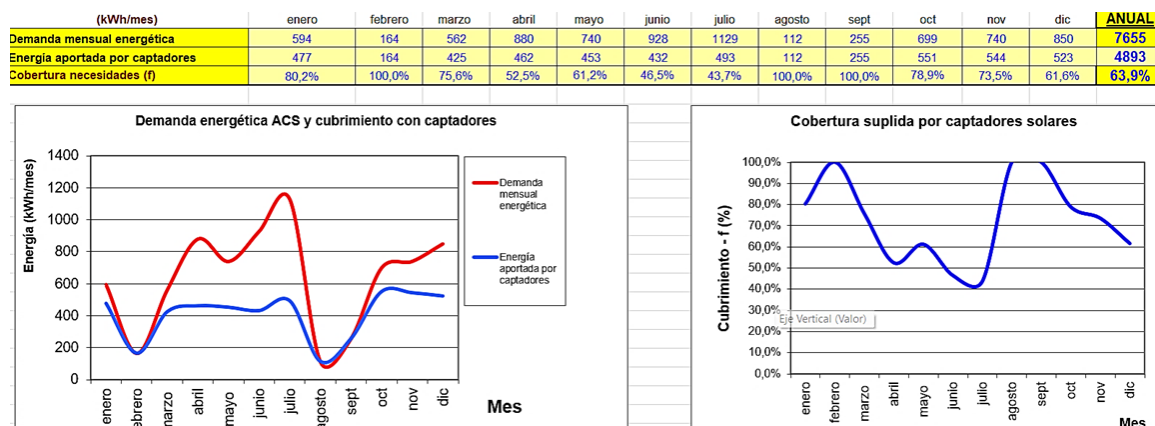


Figura 68. Resultados mensuales de aprovechamiento 10° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

- Resultados con colector de tubos de vacío 15° de inclinación

Datos característicos captadores		Área colectores(m ²)	
Nº captadores	3	9,1	
Modelo captador	Viessmann Vitosol 300-TM SP3C 1,26		
Área de captador (m ²)	3,03		
a (W/m ² K ²)	0,73		
b (W/m ² K)	3,201		
RESUMEN RESULTADOS INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS			
Energía anual cubierta por captadores (kWh/año)	4.825	(kWh/año)	
Energía no cubierta por captadores (kWh/año)	2.830	(kWh/año)	
Porcentaje cubierto por los captadores	63,0%		
Rendimiento medio de los captadores	34%		

Figura 69. Resumen de la instalación, área y número de colectores 15° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

cte. Abs-trans.	0,96
cte. Intercambiador	0,95
litros en depósito / m ² captador	43
Volumen acumulación (l)	390,87

Figura 70. Resultado del volumen de acumulación 15° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

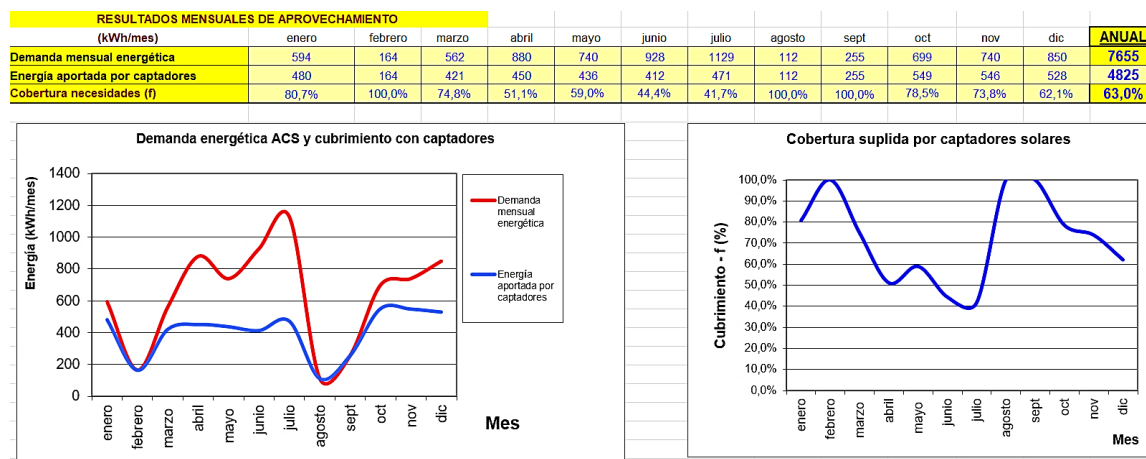


Figura 71. Resultados mensuales de aprovechamiento 15° (tubos de vacío) [Elaboración propia].

Anexo F. Software System Advisor Model (SAM)

Photovoltaic
No financial
Location and Resource
Module
Inverter
System Design
Shading and Layout
Losses
Grid Limits

Name	Latitude	Longitude	Time zone	Elevation	Station ID	Source
fargo_nd_46.9_-96.8_mts1_60_tmy	46.9	-96.8	-6	274	14914	TMY2
imperial_ca_32.835205_-115.572398_psmv3_60_tmy	32.85	-115.58	-8	-20	72911	NSRDB
phoenix_az_33.450495_-111.983688_psmv3_60_tmy	33.45	-111.98	-7	358	78208	NSRDB
tucson_az_32.116521_-110.933042_psmv3_60_tmy	32.13	-110.94	-7	773	67345	NSRDB
ECU_AZ_Cuenca-Lamar.Intl.AP.842390_TMYx.2007-2...	-2.889	-78.984	-5	2531.7	842390	SRC-TMYx

SAM scans the following folders on your computer for valid weather files and adds them to your Solar Resource library. To use weather files stored on your computer, click Add/remove Weather File Folders and add folders containing valid weather files.

C:\Users\NOTEBOOK\SAM Downloaded Weather Files
C:\Users\NOTEBOOK\Downloads\ECU_AZ_Cuenca-Lamar.Intl.AP.842390_TMYx.2007-2021 (1)

Add/remove weather file folders...

Refresh library

Download Weather Files
The NSRDB is a database of thousands of weather files that you can download and add to your solar resource library. Download a default typical-year (TMY) file for most long-term cash flow analyses, or choose files to download for single-year or uncertainty (P50/P90) analyses. See Help for details.

☒ One location
☐ Multiple locations
☐ Advanced download

Type a location name, street address, or lat,lon in decimal degrees
Default TMY file
Download and add to library...

[For locations not covered by the NSRDB, visit the SAM website Weather Page for links to other data sources.](#)

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file
C:\Users\NOTEBOOK\Downloads\ECU_AZ_Cuenca-Lamar.Intl.AP.842390_TMYx.2007-2021 (1)\ECU_AZ_Cuenca-Lai
View data...

Header Data from Weather File

Latitude
-2.889 degrees
Location
842390

Longitude
-78.984 degrees
Data Source
SRC-TMYx

Time zone
GMT -5

Elevation
2531.7 m

For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.

Figura 72. Ingreso de datos meteorológicos a SAM [Elaboración propia].

Resultados de sombras para diferentes posiciones

- Primera posición

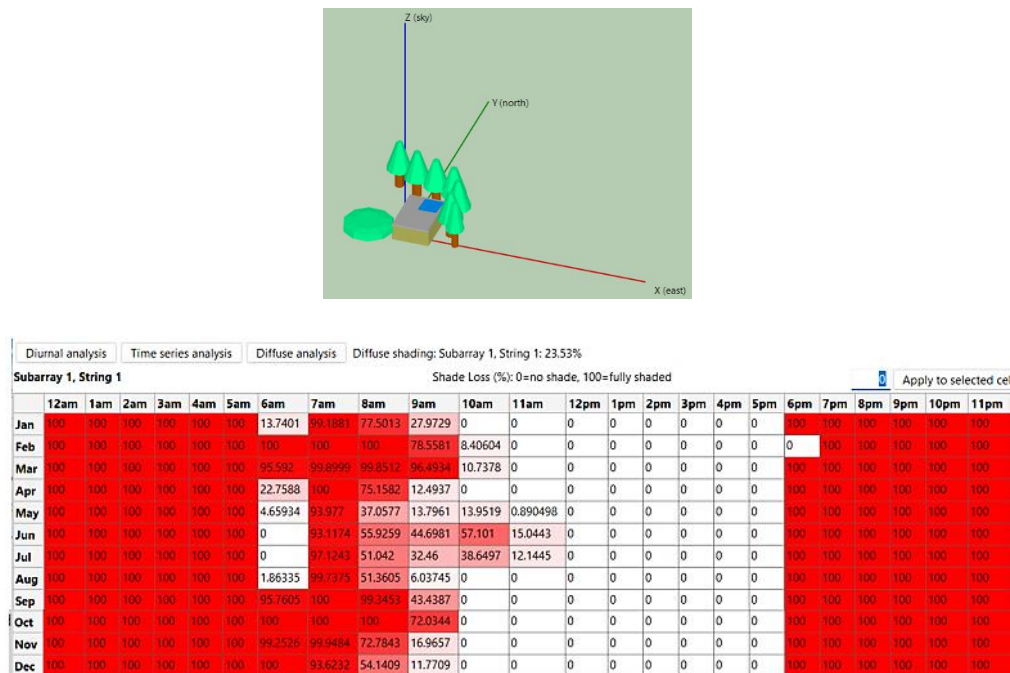


Figura 73. Resultados primera posición [Elaboración propia].

- Segunda posición

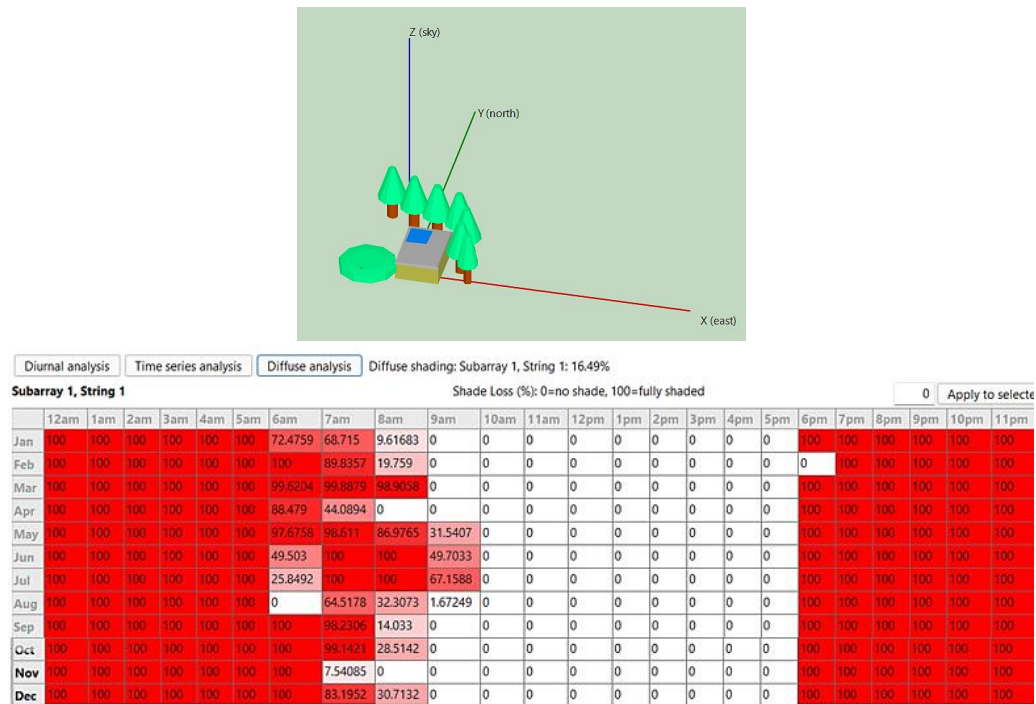


Figura 74. Resultados segunda posición [Elaboración propia].

- Tercera posición

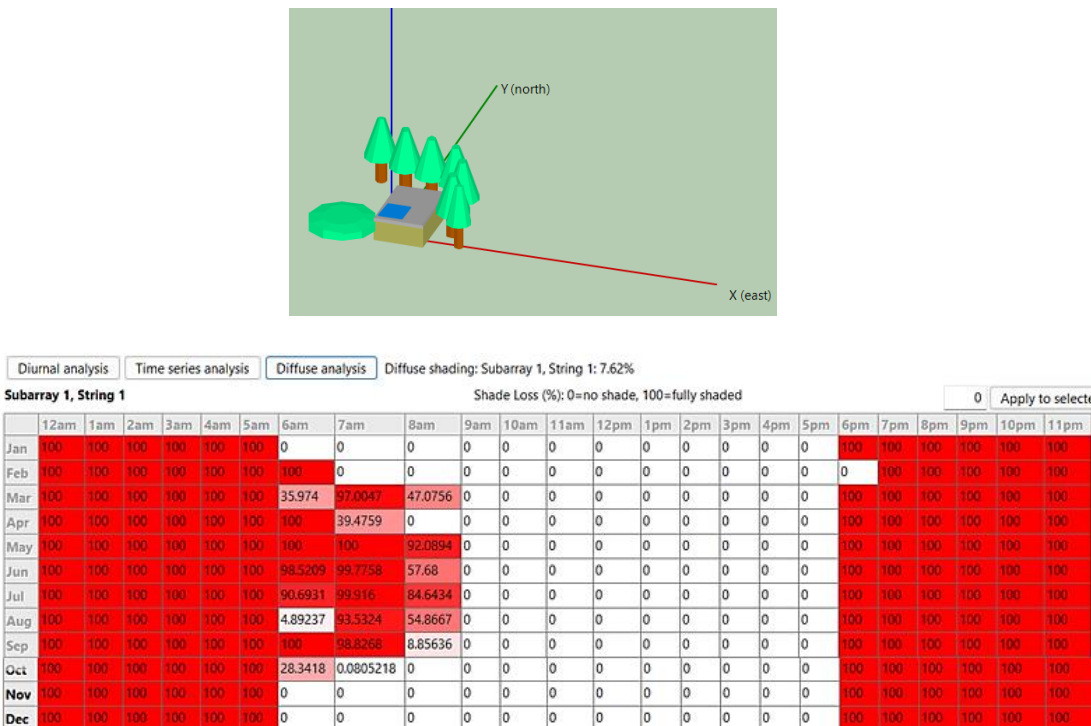


Figura 75. Resultados tercera posición [Elaboración propia].

- Cuarta posición

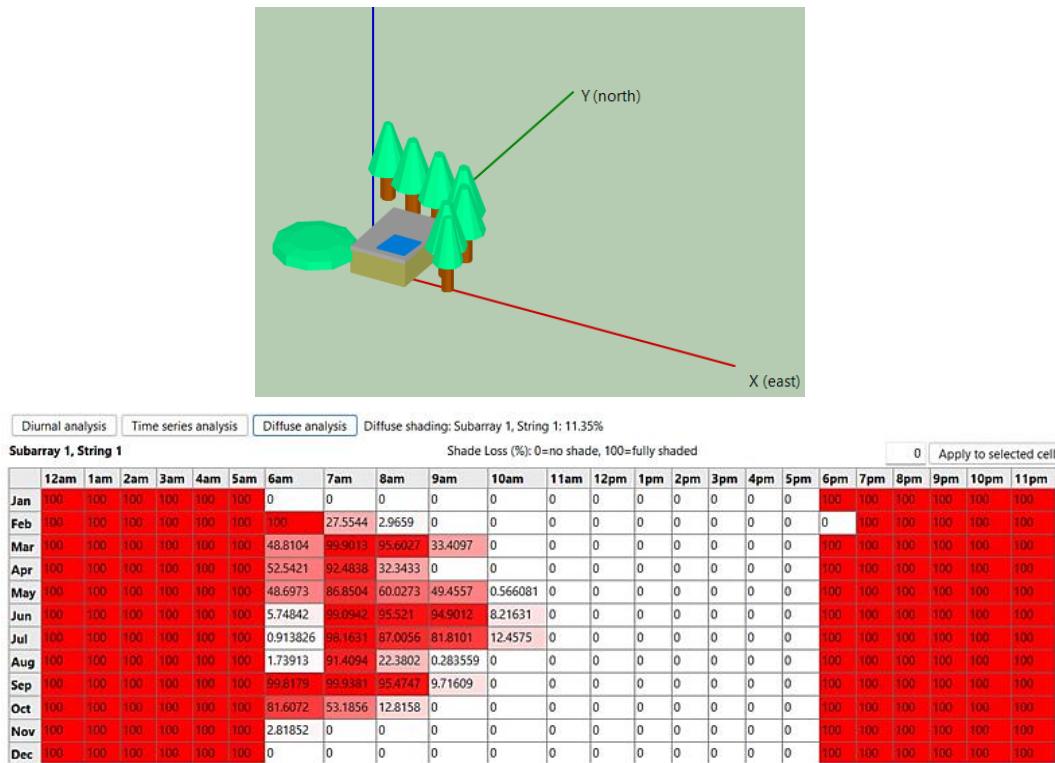


Figura 76. Resultados cuarta posición [Elaboración propia].

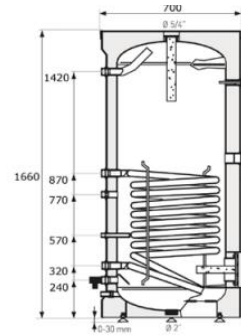
Anexo G. Componentes del sistema solar térmico

- Interacumulador



Descripción del producto

Acumulador con serpentín de 400 litros de capacidad – tomas laterales
Serpentín de tubo de hierro esmaltado 1.8 m² de superficie de intercambio
Instalación vertical al suelo
Calderín vitrificado con protección adicional mediante doble ánodo de magnesio
Vaina para sonda control externa
boca de inspección de diámetro externo 180 mm e interno 115 mm
Termómetro
Válvula de seguridad tarada a 10 bar suministrada con el aparato
Garantía total: 2 años. Garantía caldera: 5 años (sin cambio de ánodo)



Características técnicas

Especificaciones del serpentín

P_{max} de trabajo: 16 bar/ T^a max de trabajo 110°C
Superficie intercambio: 1.8 m² / Volumen intercambiador: 12.6 l.
Tubo intercambiador: Ø33.7x2.6 mm (1")
Potencia (70/10/45°C): 43.0 kW / (80/10/45°C): 57.6 kW
Demanda agua caliente primario: 3.0 m³/h

Especificaciones del tanque

Caldera de acero al carbono
Espesor casquetes: 4.0 mm / Espesor parte cilíndrica: 3.0 mm
Recubrimiento caldera esmalte vitrificado de 220μ de espesor
Cuerpo exterior está fabricado en film de PVC con 3 mm de esponja adherida
Aislamiento de poliuretano expandido libre de CFC de 45 mm de espesor
Instalación vertical suelo - tomas laterales
Boca de inspección de 180 mm de diámetro exterior y 115 de diámetro interior
Presión nominal: 9 bar (0.9MPa)
Válvula de seguridad y retención tarada a 10 bar (1.0MPa)

Especificaciones técnicas:

El calderín interior está fabricado en acero al carbono laminado en frío de 4.0 mm de espesor en los casquetes y 3 mm de espesor en la parte cilíndrica. El serpentín está conformado mediante tubo de acero al carbono de Ø33.7 y 1.8 mm (1") de espesor que presenta una superficie útil de intercambio térmico de 1.8 m². Ambos componentes se unen solidariamente mediante soldaduras MIG y se protegen frente a la corrosión mediante un recubrimiento de esmalte vitrificado en horno a 860 °C de 220μ de espesor. Además, el aparato incorpora dos ánodos de magnesio (Ø38x400mm + 38x200mm) que funcionan como protección adicional. Entre el calderín y el cuerpo exterior presenta un aislamiento de poliuretano expandido de 55 mm de espesor libre de CFC. Las conexiones al aparato se realizan por el lateral y, además de la entrada y la salida, también hay una toma para el vaciado del aparato y una de recirculación. Además, el calderín presenta una boca de inspección de 180 mm de diámetro exterior y 115 de diámetro interior. La presión nominal del aparato son 9 bar (0.9 MPa) y se controla mediante una válvula hidráulica de seguridad y retención tarada a 10 bar (1.0MPa) suministrada con cada aparato, la presión máxima de trabajo del serpentín son 16 bar. El calentamiento del agua se produce la acción de una fuente de calor externa a través del serpentín. La potencia máxima es de 57.6 kW para una T^a de entrada de agua al serpentín de 80°C, la T^a de entrada al tanque es de 10 °C y la de salida del mismo 45 °C.

Figura 77. Interacumulador APARICI ACS 400 [TuCalentadorEconomico, 2024].

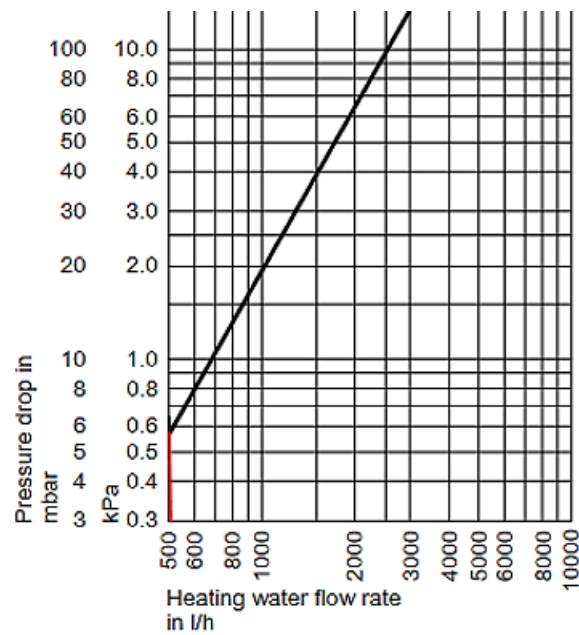


Figura 78. Pérdida de carga del acumulador [Viessmann ES, 2020].

- Tuberías y accesorios

Tabla 55. Diámetros tuberías de impulsión y retorno para colectores solares [Viessmann ES, 2016].

Flow rate (total collector area)		Flow velocity in m/s							
		Pipe dimension							
in m³/h	in l/min	DN 10	DN 13	DN 16	DN 20	DN 25	DN 32	DN 40	
0.125	2.08	0.44	0.26	0.17	0.11	0.07	0.04	0.03	
0.15	2.50	0.53	0.31	0.21	0.13	0.08	0.05	0.03	
0.175	2.92	0.62	0.37	0.24	0.15	0.10	0.05	0.04	
0.2	3.33	0.70	0.42	0.28	0.18	0.11	0.06	0.05	
0.25	4.17	0.88	0.52	0.35	0.22	0.14	0.08	0.06	
0.3	5.00	1.05	0.63	0.41	0.27	0.17	0.09	0.07	
0.35	5.83	1.23	0.73	0.48	0.31	0.20	0.11	0.08	
0.4	6.67	1.41	0.84	0.55	0.35	0.23	0.13	0.09	
0.45	7.50	1.58	0.94	0.62	0.40	0.25	0.14	0.10	
0.5	8.33	1.76	1.04	0.69	0.44	0.28	0.16	0.12	
0.6	10.00	2.11	1.25	0.83	0.53	0.34	0.19	0.14	

Caudal volumétrico (superficie total de colectores)		Velocidad de flujo en m/s						
		Dimensiones de los tubos						
l/h	l/min	DN10	DN13	DN16	DN20	DN25	DN32	DN40
		Dimensiones 12 x 1	15 x 1	18 x 1	22 x 1	28 x 1,5	35 x 1,5	42 x 1,5
125	2.08	0.44	—	—	—	—	—	—
150	2.50	0.53	0.31	—	—	—	—	—
175	2.92	0.62	0.37	0.24	—	—	—	—
200	3.33	0.70	0.42	0.28	0.18	—	—	—
250	4.17	0.88	0.52	0.35	0.22	—	—	—
300	5.00	1.05	0.63	0.41	0.27	—	—	—
350	5.83	—	0.73	0.48	0.31	—	0.11	—
400	6.67	—	0.84	0.55	0.35	0.23	0.13	0.09
450	7.50	—	0.94	0.62	0.40	0.25	0.14	0.10
500	8.33	—	—	0.69	0.44	0.28	0.16	0.12
600	10.00	—	—	0.83	0.53	0.34	0.19	0.14
700	11.67	—	—	0.97	0.62	0.40	0.22	0.16
800	13.33	—	—	—	0.71	0.45	0.25	0.19
900	15.00	—	—	—	0.80	0.51	0.28	0.21
1000	16.67	—	—	—	—	0.57	0.31	0.23
1500	25.00	—	—	—	—	0.85	0.47	0.35
2000	33.33	—	—	—	—	1.13	0.63	0.46
2500	41.67	—	—	—	—	—	0.79	0.58
3000	50.00	—	—	—	—	—	0.94	0.70

Dimensiones recomendadas de los tubos recomendadas

Tabla 56. Pérdidas de tuberías del circuito primario incluido valvulería [Viessmann ES, 2016; Viessmann Group, 2009].

Fig. B.3.1–5 Pressure drop and pipe diameter

Flow rate in m³/h	Pressure drop per metre pipework (incl. fittings) in mbar/m				
	Pipe dimension				
	DN 10	DN 13	DN 16	DN 20	DN 25
0.100	4.6				
0.125	6.8				
0.150	9.4				
0.175	12.2				
0.200	15.4	4.4			
0.225	18.4	5.4			
0.250	22.6	6.6	2.4		
0.275	26.8	7.3	2.8		
0.300		9	3.4		
0.325		10.4	3.8		
0.350		11.8	4.4		
0.375		13.2	5		
0.400		14.8	5.6	2	
0.425		16.4	6.2	2.2	
0.450		18.2	6.8	2.4	
0.475		20	7.4	2.6	
0.500		22	8.2	2.8	
0.525			8.8	3	
0.550			9.6	3.4	

Caudal volumétrico (superficie total de colectores) l/h	Pérdida de carga por m de longitud de tubo (incluyendo la valvulería) en mbar/m/kPa/m				
	Dimensiones de los tubos				
	DN10	DN13	DN16	DN20	DN25
	Dimensiones				
	12 x 1	15 x 1	18 x 1	22 x 1	28 x 1,5
800				6,4/0,64	2,3/0,23
825				6,8/0,68	2,4/0,24
850				7,2/0,72	2,5/0,25
875				7,6/0,76	2,6/0,26
900				8,0/0,80	2,8/0,28
925				8,4/0,84	2,9/0,29
950				8,8/0,88	3,0/0,30
975				9,2/0,92	3,2/0,32
1000				9,6/0,96	3,4/0,34

Margen de entre 0,4 y 0,7 m/s de velocidad de flujo

- Accesorios



Indicadas para el uso en instalaciones hidráulicas, de calefacción, de acondicionamiento y neumáticas.

Conexiones roscadas hembra/hembra.

Mando palanca en acero (aluminio en las medidas 2"1/2 – 3" – 4").

Cuerpo de latón niquelado.

Temperatura mínima y máxima de trabajo: -20°C, 150°C en ausencia de vapor.

Conexiones roscadas ISO 228 (equivalente a DIN EN ISO 228 y BS EN ISO 228).

Indique "N» solo para la adquisición de la válvula con manilla negra.

Disponible con rosca americana NPT en las medidas de 1/4" a 2".

Certificado KC en medidas de 1" a 4".

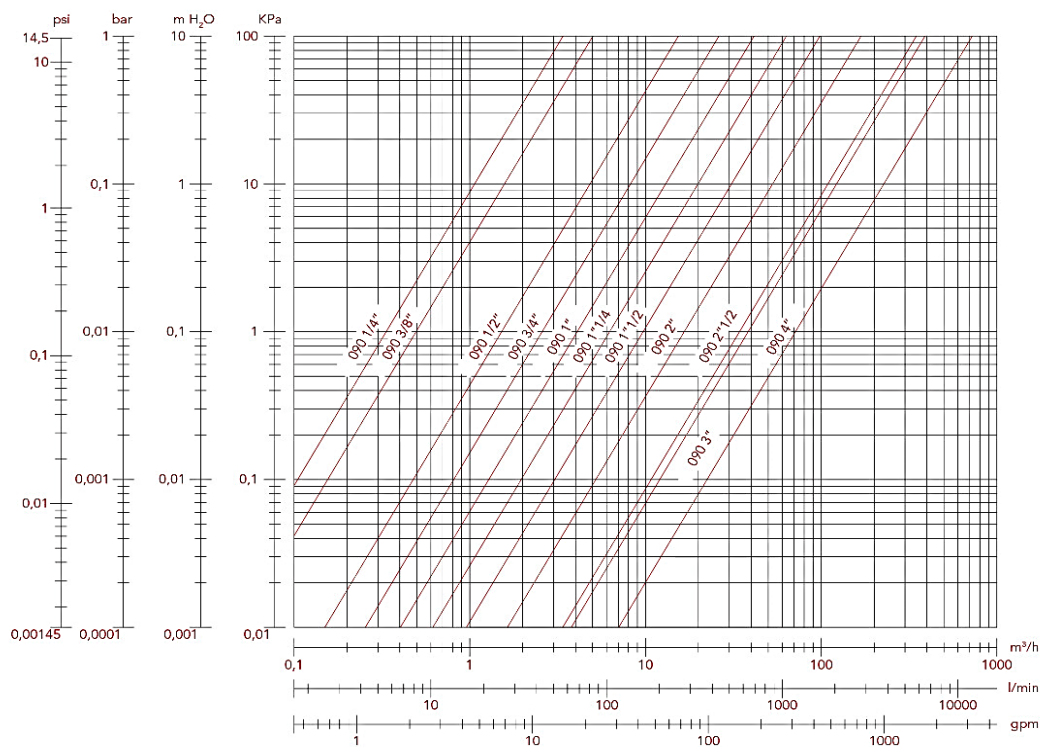


Figura 79. *Válvula de corte.* [Itap, 2024].

Válvula de Retención tipo wafer a disco.
Wafer disk check valve.



1. Válvula de retención a disco tipo wafer.

2. Construcción en Acero Inoxidable AISI 316.

3. Disco en Acero Inoxidable AISI 316.

4. Resorte en Acero Inoxidable AISI 316.

5. Dimensiones reducidas.

6. Montaje entre bridas DIN PN-16/40 y ANSI 150.

7. Instalación Horizontal, Vertical o Inclinada.

8. Longitud entre caras según EN 558-1 S.49.

9. Presión de trabajo máxima 40/25 Kg / cm2.

10. Baja pérdida de carga.
1. Wafer check valve (single disk).

2. Made of Stainless Steel AISI 316.

3. Disk made by AISI 316.

4. Spring made by AISI 316.

5. Little dimensions.

6. Assembly between flanges DIN PN-16/40 and ANSI150.

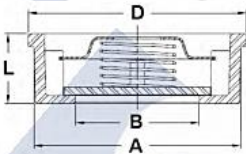
7. Installed with vertical, horizontal or inclined flow.

8. Face to Face according EN 558-1 S.49.

9. Max. Working pressure 40/25 Kg / cm2.

10. Low head losses.

DIMENSIONES GENERALES / GENERAL DIMENSIONS



Medida/Size	DN	PN	Dimensiones/Dimensions (mm) D B A L					Peso/Weight (Kg)
1/2"	15	40	39	15	34	16		0,085
3/4"	20	40	46	20	41	19		0,122
1"	25	40	54	25	49	22		0,198
1 1/4"	32	40	70	32	62	28		0,380
1 1/2"	40	40	81	40	71	32		0,520
2 "	50	40	94	48	85	40		0,775
2 1/2 "	65	40	113	62	102	46		1,240
3 "	80	40	132	75	123	50		1,865
4 "	100	40	150	95	140	60		2,650
5 "	125	25	***	120	185	90		6,750
6 "	150	25	***	140	218	105		10,600

DN-15 - DN-100

DN-125 - DN-150

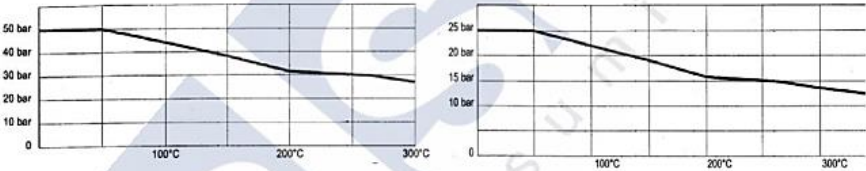


DIAGRAMA DE PERDIDAS DE CARGA / HEAD LOSSES DIAGRAM

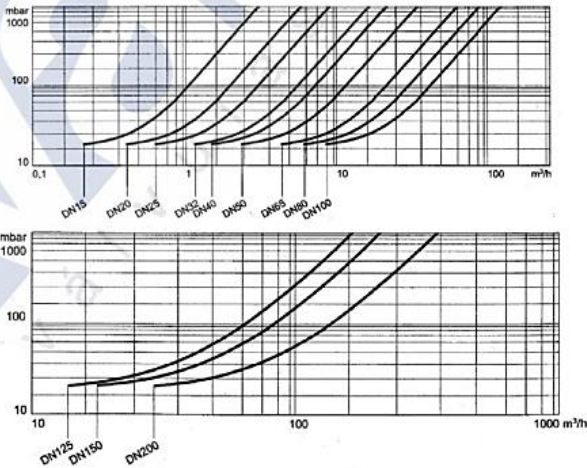


Figura 80. Válvula antirretorno [Méca-Fluid, 2024].



Figura 81. Codo 90° de cobre. [Kywi, 2023].

LONGITUD EN METROS DE TRAMO RECTO DE CONDUCCION EQUIVALENTE A LAS PERDIDAS DE CARGA DE DIVERSOS ACCESORIOS






Clase de resistencia aislada	Diámetros de las tuberías (*) (mm)	3/8	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	4	5	6
		10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
	manguito de unión	0,00	0,00	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,09	0,12	0,15	0,20	0,25
	cono de reducción	0,20	0,30	0,50	0,65	0,85	1,00	1,30	2,00	2,30	3,00	4,00	5,00
	codo o curva de 45°	0,20	0,34	0,43	0,47	0,56	0,70	0,83	1,00	1,18	1,25	1,45	1,63
	curva de 90°	0,18	0,33	0,45	0,60	0,84	0,96	1,27	1,48	1,54	1,97	2,61	3,42
	codo de 90°	0,38	0,50	0,63	0,76	1,01	1,32	1,71	1,94	2,01	2,21	2,94	3,99

Figura 82. Longitud equivalente en conexiones [MIDUVI, 2020].

Especificaciones



Marca	Hansen
Aplicación	NH3 o HCF/HCFC
Material	Acero
Conexión	FPT
Unidad de Medida	PSI
Entrada Inferior	3/4"
Salida Lateral	1"
Presión de Escape (PSI)	250

Figura 83. Válvula de seguridad [Antilhue Comercial SPA, 2019].

- Bombas

Placa plana y tubos de vacío del circuito primario



CAMPO DE PRESTACIONES

- Caudal hasta **90 l/min** (5.4 m³/h)
- Altura manométrica hasta **100 m**

LIMITES DE UTILIZO

- Altura de aspiración manométrica hasta **8 m**
- Temperatura del líquido de **-10 °C** hasta **+60 °C**
- Temperatura ambiente hasta **+40 °C** (+50 °C para PK 60)
- Presión máxima en el cuerpo de la bomba:
 - **6 bar** para PK 60, PK 60-MD, PK 65,
 - **7 bar** para PK 70, PK 80
 - **10 bar** para PK 90, PK 100, PK 200, PK 300
- Funcionamiento continuo **S1**

EJECUCION Y NORMAS DE SEGURIDAD

EN 60335-1
IEC 60335-1
CEI 61-150

EN 60034-1
IEC 60034-1
CEI 2-3



CERTIFICACIONES

Empresa con sistema de gestión certificado DNV
ISO 9001: CALIDAD



CURVAS Y DATOS DE PRESTACIONES

UTILIZOS E INSTALACIONES

Son recomendadas para bombear agua limpia, sin partículas abrasivas y líquidos químicamente no agresivos con los materiales que constituyen la bomba.

Por su confiabilidad, simplicidad en el uso y por su ventaja económica, son aptas para el uso doméstico y en particular para la distribución del agua acopladas a pequeños tanques de presión, para irrigación de huertos y jardines.

La instalación se debe realizar en lugares cerrados o protegidos de la intemperie.

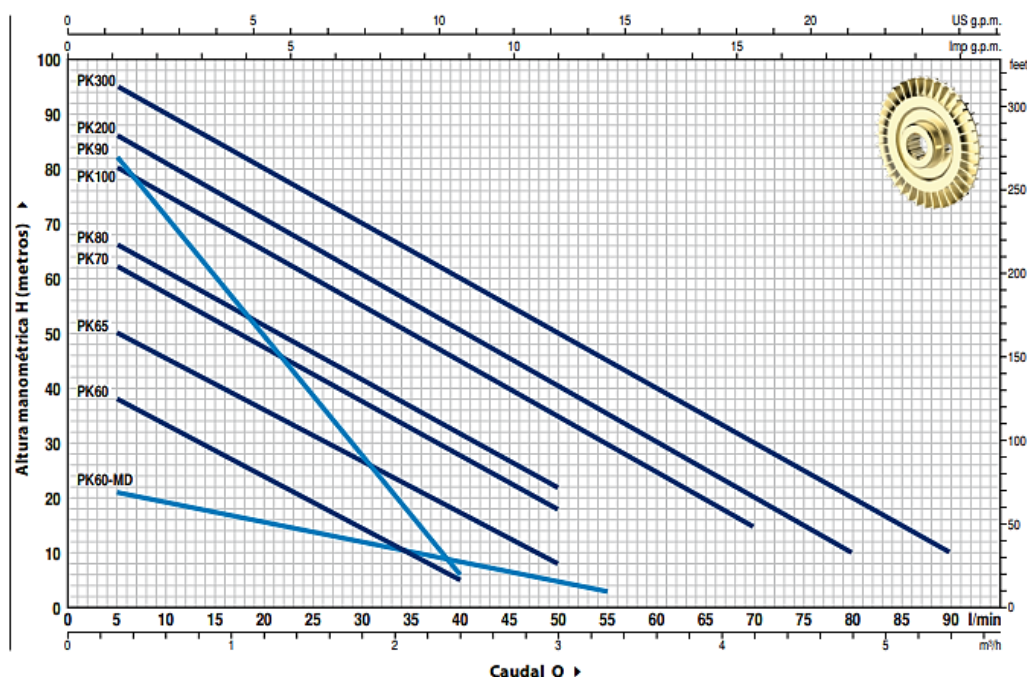
PATENTES - MARCAS - MODELOS

- Soporte: patente n° IT1243605
- Eje motor: patente n° 0000275945 (PK60, PK65)
- Cuerpo: patente n° 0000275946 (PK60, PK65)
- Modelo comunitario registrado n° 004673192
- **PKm 60°** Marca registrada n° 009875394

EJECUCION BAJO PEDIDO

- Sello mecánico especial
- Otros voltajes o frecuencia 60 Hz
- Protección IP X5 para PK 70-80-90-100-200-300

50 Hz n= 2900 min⁻¹ HS= 0 m



MODELO		POTENCIA (P ₂)		▲	Q																	
Monofásica	Trifásica	kW	HP			m³/h l/min	0	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	3.0	3.3	4.2	4.8	5.4		
PKm 60°	PK 60°	0.37	0.50	IE2	H metros	40	38	33.5	29	24	19.5	15	10	5								
PKm 60°-MD	PK 60°-MD	0.37	0.50			22	21	19	17.5	15.5	13.8	12	10	8.5	5	3						
PKm 65	PK 65	0.55	0.75			55	50	45.5	40.5	36	31	27	22	17	8							
PKm 70	PK 70	0.60	0.85	IE3		65	62	57	52	47	42	37	32	27	18							
PKm 80	PK 80	0.75	1			70	66	61	56	51	46	41	36.5	31	22							
PKm 90	PK 90	0.75	1			90	82	71	60	49	38	27	17	5								
PKm 100	PK 100	1.1	1.5			85	80	75	70	65	60	55	50	45	35	30	15					
PKm 200	PK 200	1.5	2			90	86	81	76	71	65.5	60	55	50	40	35	20	10				
PKm 300	PK 300	2.2	3			100	95	90	85	80	75	70	65	60	50	45	30	20	10			

Q = Caudal H = Altura manométrica total HS = Altura de aspiración Tolerancia de las curvas de prestación según EN ISO9906 Grado 3B.
▲ Clase de rendimiento del motor trifásico (IEC 60034-30-1)

CONSUMO EN AMPERIOS

MODELO	TENSION		
Monofásica	230 V	240 V	110 V
PKm 60°	2.5 A	2.4 A	5.5 A
PKm 60°-MD	2.0 A	1.9 A	4.0 A
PKm 65	3.7 A	3.4 A	7.4 A
PKm 70	5.2 A	4.8 A	10.4 A
PKm 80	5.2 A	4.8 A	10.4 A
PKm 90	5.6 A	5.1 A	11.5 A
PKm 100	9.0 A	8.2 A	18.0 A
PKm 200	11.5 A	11.0 A	23.0 A
PKm 300	—	—	—

MODELO	TENSION				
Trifásica	230 V	400 V	690 V	240 V	415 V
PK 60°	2.0 A	1.15 A	0.7 A	1.9 A	1.1 A
PK 60°-MD	1.7 A	1.0 A	0.6 A	1.7 A	1.0 A
PK 65	3.0 A	1.7 A	1.0 A	2.8 A	1.6 A
PK 70	3.8 A	2.2 A	1.3 A	3.3 A	1.9 A
PK 80	3.8 A	2.2 A	1.3 A	3.3 A	1.9 A
PK 90	4.0 A	2.3 A	1.3 A	3.8 A	2.2 A
PK 100	6.2 A	3.6 A	2.1 A	5.9 A	3.4 A
PK 200	8.3 A	4.8 A	2.8 A	8.0 A	4.6 A
PK 300	9.0 A	5.2 A	3.0 A	8.7 A	5.0 A

Figura 84. Electrobomba PEDROLLO PKM 60 0.5 hp [Koslan, 2020^a].

Bomba de alimentación de la caldera que se encuentra en operación

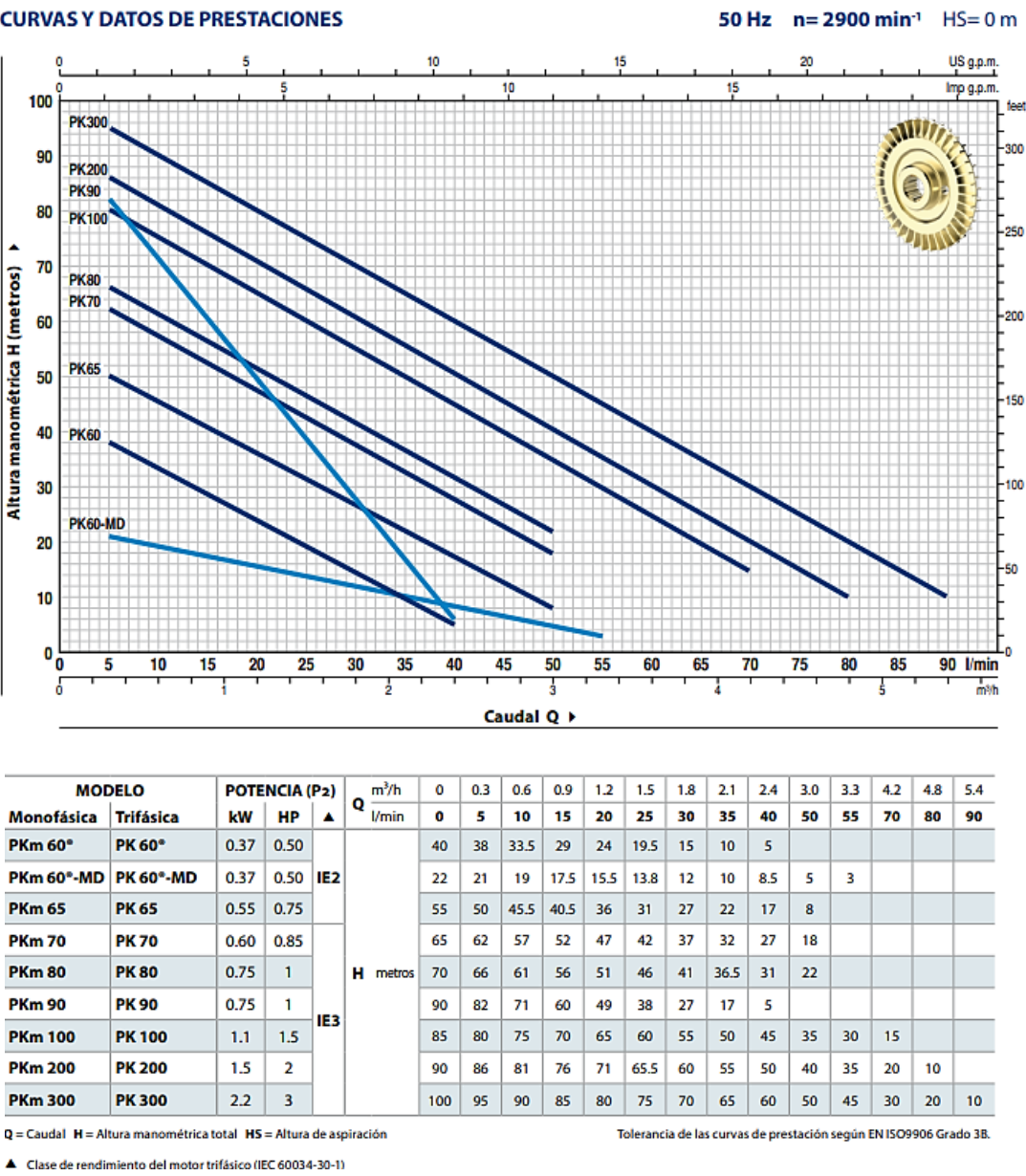


Figura 85. Electrobomba PEDROLLO PKM 100-1 1,5HP 220V [Koslan, 2020b].

Placa plana y tubos de vacío del circuito secundario

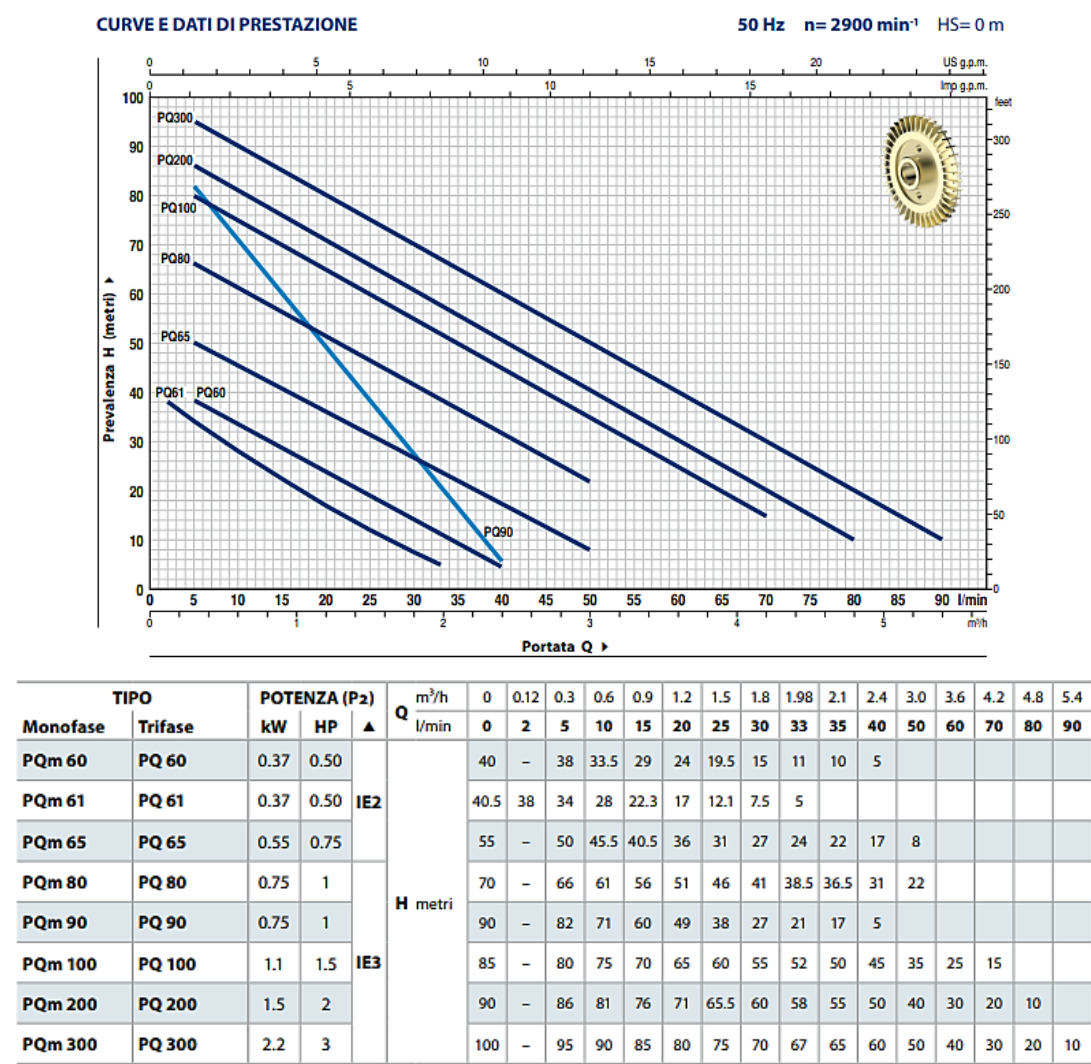
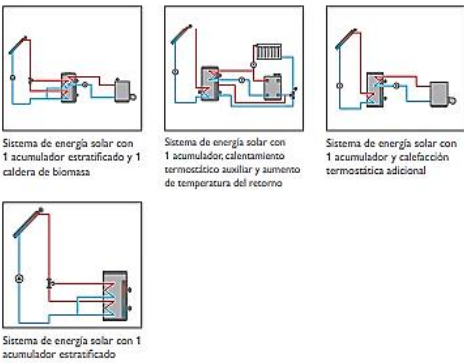


Figura 86. PQ 60-Bs – Electrobomba con impulsor periférico trifásico [Prato Erbosó srl, 2024].

- Sistema de control



EJEMPLOS DE UTILIZACIÓN



DATOS TÉCNICOS

Entradas: 5 sondas de temperatura Pt1000, 1 entrada de impulsos V40, 2 sensores Gturlufus Direct Sensors™ (analogicus)

Salidas: 3 relés semiconductores, 1 relé electromecánico y 2 salidas PWM

Frecuencia PWM: 512 Hz

Tensión PWM: 10,8V

Potencia de salida: 1 (1) A 240V~ (relé semiconductor)
2 (1) A 240V~ (relé electromecánico)

Potencia total de salida: 4 A 240V~

Alimentación: 100–240V~ (50–60 Hz)

Tipo de conexión: X

Standby: 0,58W

Clase de controles de temperatura: I

Contribución a la eficiencia energética: 1 %

Funcionamiento: tipo 1.B.C.Y

Ratio de sobretensión transitoria: 2,5 kV

Interfaz de datos: RESOLVBus®, ranura para tarjeta de memoria SD

Transmisión de corrienteVBus®: 35 mA

Funciones: control ΔT, control de velocidad de las bombas, contador de energía, contador de horas de funcionamiento de la bomba solar, función tubos de vacío, termostato, carga del acumulador por zonas (estratificación), carga por orden de prioridad, función disipación de calor, desinfección térmica, control de funcionamiento del sistema

Carcasa: de plástico, PC-ABS y PMMA

Manejo: sobre pared o en cuadro de conexiones

Visualización / Pantalla: pantalla System Monitoring retroiluminada para visualizar el sistema, con un campo de 16 segmentos y otro de 7, 9 símbolos e indicadores luminosos en las teclas de control

Manejo: con las 7 teclas frontales

Tipo de protección: IP 20/IEC 60529

Categoría de protección: I

Temperatura ambiente: 0...40 °C

Índice de contaminación: 2

Humedad relativa del aire: 10...90 %

Fusible: T4A

Altitud máxima: 2000 m sobre el nivel del mar

Dimensiones: 198 x 170 x 43 mm

CONEXIÓN ELÉCTRICA

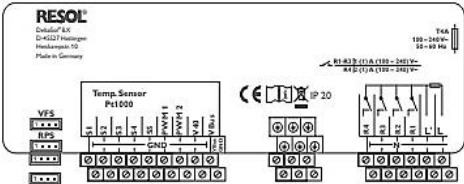


Figura 87. Sistema de control Regulador solar DeltaSol® BX [RESOL, 2024].

- Vaso de expansión

Placa plana

AMR SIN PATAS

Acumuladores hidroneumáticos de membrana

Grupos de presión (Impulsión)

- Acumuladores hidroneumáticos para instalaciones de abastecimiento de agua, así como para grupos contraincendios, formando parte del grupo de presión
- Material: Acero
- Membrana recambiable, según EN 13831, apta para agua potable
- Conexión de agua en acero cincado (R ¾" - R 1")
- Válvula de hinchado
- Gas precarga: Aire
- Acabado exterior mediante pintura en color Rojo
- Fabricados conforme a la Directiva 2014/68/UE
- 2 años de garantía

CE

Especificaciones técnicas

Volumen:	5 – 50 Litros
Membrana:	Recambiable
Presión máxima servicio:	8-10 Bar
Presión de prueba:	12-15 Bar
Precarga EXWORKS:	1,5 Bar
Temperatura máxima de servicio:	100°C
Temperatura mínima de servicio:	-10°C
Conexión de agua:	R ¾" - 1" G.M

Figura 88. Vaso de expansión IBAIONDO AMR de 15 L [Bricovia, 2024a].

Tubos de vacío

Vasos de expansión de membrana
Sistemas abiertos de agua caliente sanitaria

- Vasos de expansión de membrana para sistemas de agua caliente sanitaria.
- Material: Acero
- Membrana no recambiable (*), según EN 13831, apta para agua potable
- Tapa con manguito dieléctrico PP (R 3/4")
- Válvula de hinchado
- Gas precarga: Aire
- Acabado exterior mediante pintura en color Blanco
- Fabricados conforme a la Directiva 2014/68/UE
- 2 años de garantía



Especificaciones técnicas	
▪ Volumen:	2 – 24 Litros
▪ Membrana:	No Recambiable (*)
▪ Presión máxima servicio:	8-10Bar
▪ Presión de prueba:	12-15 Bar
▪ Precarga EXWORKS:	3 Bar
▪ Temperatura máxima de servicio:	100°C
▪ Temperatura mínima de servicio:	-10°C
▪ Conexión de agua:	R ¾" G.M

Figura 89. Vaso de Expansión para ACS IBAIONDO CMR de 11 L [Bricovia, 2024b].

Anexo H. Temperatura del agua de red**Tabla 57.** *Temperatura del agua de red (Tred) de Cuenca* [Astudillo-Flores et al., 2021].

Mes	Tred (°C)
Enero	13.43
Febrero	13.92
Marzo	13.89
Abril	12.88
Mayo	12.21
Junio	11.59
Julio	11.70
Agosto	11.60
Septiembre	12.57
Octubre	12.46
Noviembre	13.19
Diciembre	13.73

Anexo I. TRNSYS

☐ Show input in Macro

Intermediates & Outputs

☐ Show output in Macro

All equations

```

FactDifuH = DifuH/(DireH+DifuH+0.000001)
FactDireH = DireH/(DireH+DifuH+0.000001)
FactGloH = (FactDireH*Somb)/100+(FactDifuH*7.62)/100
RadSom = (1-FactGloH)*RadGlo
RadDifusa = DifuH-DifuH*(7.62/100)
FactDifuSup = DifuSup/(DireSup+DifuSup+0.000001)
FactDireSup = DireSup/(DireSup+DifuSup+0.000001)
FactTotaSup = (FactDireSup*Somb)/100+(FactDifuSup*7.62)/100
RadTotaSup = (1-FactGloH)*RadTSup

```


Figura 90. Fórmulas ingresadas a TRNSYS para la reducción de la radiación debido a sombras [Elaboración propia].


Parameter


Input










Output

Comment















		Name	Value	Unit	More	Macro
1		Number in series	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
2		Collector area	9.3	m^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3		Fluid specific heat	4.183999	kJ/kg.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Efficiency mode	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Tested flow rate	71.999998	kg/hr.m^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Intercept efficiency	0.769	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Efficiency slope	12.456	kJ/hr.m^2.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Efficiency curvature	0.0648	kJ/hr.m^2.K^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
9		Optical mode 2	2	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

Parameter

Input

Output

Comment









		Name	Value	Unit	More	Macro
2		Inlet flowrate	1	kg/hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3		Ambient temperature	Tempbulbo	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Incident radiation	RadTotaSup	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Total horizontal radiation	RadGlobal	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Horizontal diffuse radiation	RadDifH	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Ground reflectance	Ground	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Incidence angle	Angle	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
9		Collector slope	5	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 91. *Parámetros y entradas a TRNSYS para los colectores de placa plana* [Elaboración propia].

Parameter

Input

Output

External Files

Comment

		Name	Value	Unit	More	Macro
1		Number in series	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
2		Collector area	9.1	m^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3		Fluid specific heat	4.183	kJ/kg.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Efficiency mode	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Flow rate at test conditions	61.200003	kg/hr.m^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Intercept efficiency	0.74	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Negative of first order efficiency coefficient	6.0048	kJ/hr.m^2.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Negative of second order efficiency coefficient	0.0252	kJ/hr.m^2.K^2	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

Parameter

Input

Output

External Files

Comment

		Name	Value	Unit	More	Macro
3		Ambient temperature	Tempbulbo	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Incident radiation	RadTotaSup	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Incident diffuse radiation	RadDifH	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Solar incidence angle	Angle	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Solar zenith angle	Cenil	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Solar azimuth angle	Azimet	variable name	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
9		Collector slope	5	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
10		Collector azimuth	0.0	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

Figura 92. *Parámetros y entradas a TRNSYS para los colectores de tubos de vacío* [Elaboración propia].

Anexo J. Análisis económico

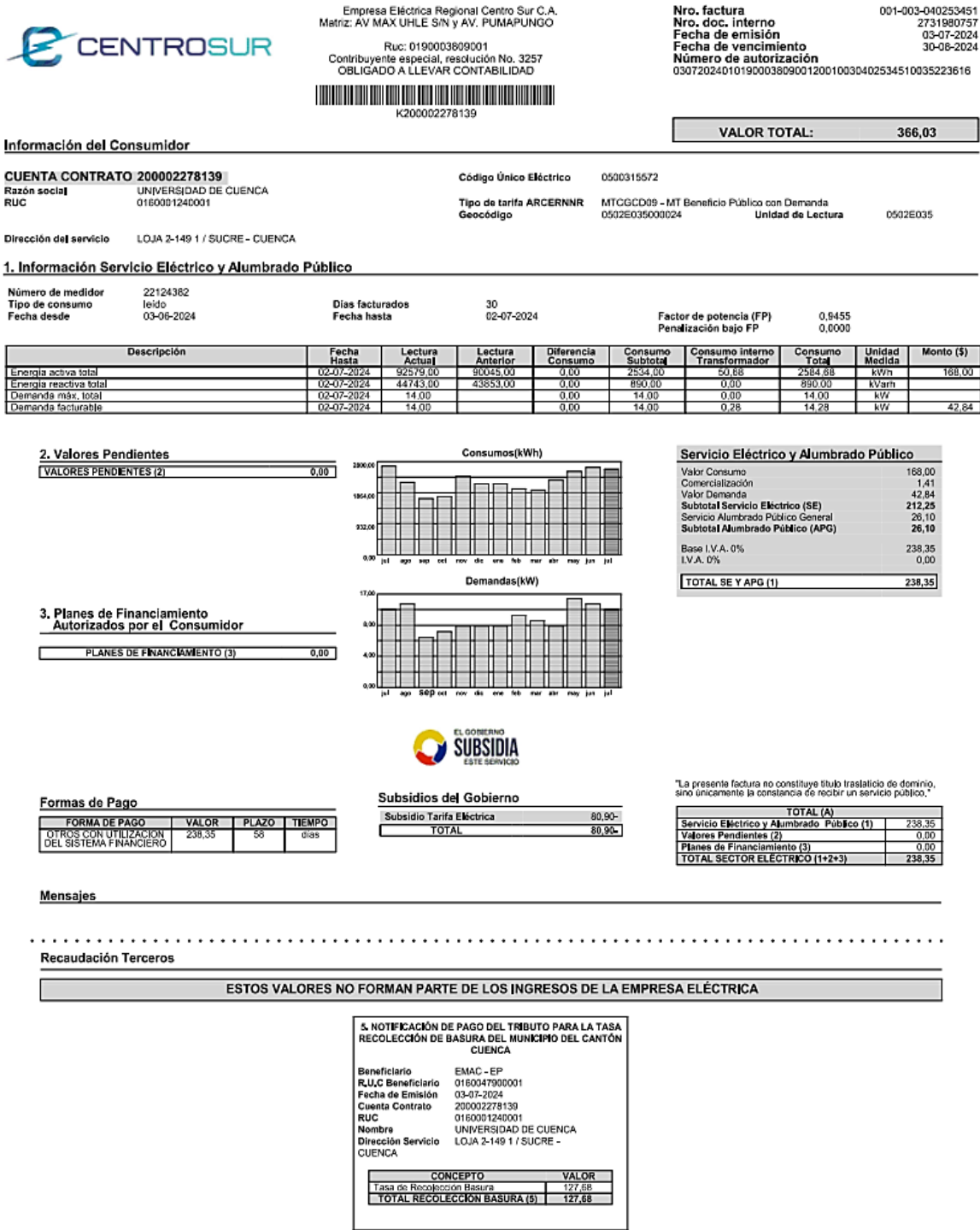


Tabla 58. *Precio del diésel* [Elaboración Propia, tomado del personal administrativo de Universidad de Cuenca].

CHATANQUEA	CONDUCTOR	PLACA	\$ DIESSEL	CANTIDAD EN GL
11-mar-24	PATRICIO BARRERA	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$173,49	99,13
11-mar-24	PATRICIO BARRERA	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$55,30	31,59
11-mar-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$107,02	61,15
11-mar-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$64,00	36,57
5-ago-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$113,23	63,01
5-ago-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$130,03	72,35
5-ago-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$125,02	69,57
5-ago-24	GUILLERMO ALBARRACIN	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$123,93	68,96
5-ago-24	PATRICIO BARRERA	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$167,14	93,01
5-ago-24	PATRICIO BARRERA	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$157,10	87,42
5-ago-24	PATRICIO BARRERA	MAQUINARIA CALDERO TECNOLOGICO DE QUIMICA	\$163,55	91,01
		TOTAL \$	\$1.379,81	
		TOTAL GALONES		773,77