



Universidad de Cuenca

Facultad de Ciencias Químicas

Carrera de Ingeniería Ambiental

Valoración técnica, financiera y ambiental de energía solar térmica como alternativa al uso convencional de GLP en las instalaciones del Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca (CREDU)

Trabajo de titulación previo a la obtención
del título de Ingeniero Ambiental

Autores:

Paulo César Añazco Tinoco

María Inés Coronel Ordoñez

Director:

Iván Andrés Montero Izquierdo

ORCID:  0000-0001-5366-8029

Cuenca, Ecuador

2024-09-16

Resumen

La descarbonización del sistema energético es esencial para mitigar el cambio climático, y la energía solar se destaca como una fuente crucial y renovable. Este estudio evalúa la factibilidad de un sistema de calentamiento de agua para piscina y agua caliente sanitaria (ACS) para duchas, basado en energía solar térmica, aplicable en el Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca (CREDU). El objetivo es reducir el consumo de gas licuado de petróleo (GLP), las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar el desarrollo sostenible. Se realizó un análisis energético y de radiación solar para el cálculo de demanda energética de la piscina. El análisis de cubiertas resultó favorable para la implementación del sistema y se seleccionaron colectores adecuados mediante criterios técnicos. El software AcSol fue utilizado para simular el sistema solar térmico, mientras que un sistema independiente para ACS en duchas fue simulado en SAM. Los resultados indicaron que el sistema seleccionado tiene una cobertura solar del 34,32 % de la demanda de la piscina, utilizando una superficie de captación solar de 139,8 m². Asimismo, se evaluaron las pérdidas hidráulicas y los componentes para el diseño del sistema. La evaluación financiera determinó un costo de inversión de 71.719,10 USD con un periodo de recuperación simple de 3,25 años. En el aspecto ambiental, se estima que el nuevo sistema de calentamiento mitigará 79,33 toneladas de CO₂ anualmente.

Palabras clave del autor: sistema solar térmico, simulación de sistemas, análisis financiero y ambiental, sostenibilidad, energía renovable



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

Decarbonizing the energy system is essential for mitigating climate change, and solar energy stands out as a crucial and renewable source. This study evaluates the feasibility of a water heating system for a swimming pool and domestic hot water (DHW) for showers, based on solar thermal energy, applicable to the Recreation and Sports Center of the University of Cuenca (CREDU). The objective is to reduce liquefied petroleum gas (LPG) consumption, greenhouse gas emissions, and promote sustainable development. An energy and solar radiation analysis were conducted to calculate the energy demand of the pool. The roof analysis was favorable for the system's implementation, and suitable collectors were selected using technical criteria. The AcSol software was used to simulate the solar thermal system, while an independent system for DHW in showers was simulated in SAM. The results indicated that the selected system covers 34,32 % of the pool's demand, using a solar collection area of 139,8 m². Additionally, hydraulic losses and components for the system design were evaluated. The financial evaluation determined an investment cost of 71.719,10 USD, with a simple payback period of 3,25 years. Environmentally, the new heating system is estimated to mitigate 79,33 tons of CO₂ annually.

Author Keywords: solar thermal system, system simulation, financial and environmental analysis, sustainability, renewable energy



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

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
ÍNDICE DE FIGURAS	9
ÍNDICE DE TABLAS	12
ACRÓNIMOS.....	16
AGRADECIMIENTOS	17
CAPÍTULO 1: GENERALIDADES.....	20
1.1 INTRODUCCIÓN	20
1.2 JUSTIFICACIÓN.....	21
1.3 OBJETIVOS.....	22
1.3.1 Objetivo General	22
1.3.2 Objetivos Específicos	22
1.4 HIPÓTESIS	23
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	24
2.1 CAMBIO CLIMÁTICO Y SOSTENIBILIDAD	24
2.1.1 Objetivos de desarrollo sostenible	24
2.1.2 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Vigésima octava sesión)	25
2.2 ENERGÍA SOLAR.....	26
2.2.1 Geometría solar.....	27
2.2.2 Radiación solar.....	35
2.2.3 Componentes de irradiancia solar	37
2.2.4 Radiación solar en Ecuador	39
2.2.5 Radiación en superficie horizontal	41
2.2.6 Radiación en superficie inclinada	42
2.3 TRANSFERENCIA DE CALOR.....	46
2.3.1 Transferencia de calor por convección.....	47
2.3.2 Transferencia de calor por conducción.....	48
2.3.3 Transferencia de calor por radiación	49
2.4 AÑO METEOROLÓGICO TÍPICO	50
2.5 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	51
2.5.1 Colectores solares.....	51

2.5.2 Eficiencia de un colector solar	60
2.5.3 Superficie de captación teórica.....	62
2.5.4 Distancia entre baterías de colectores solares.....	63
2.6 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA.....	64
2.6.1 Dimensionamiento del tanque de almacenamiento	66
2.7 INTERCAMBIADOR DE CALOR	67
2.8 SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....	69
2.8.1 Sistema de energía térmica solar para calentamiento de agua doméstica.	70
2.8.2 Calentamiento de piscinas	74
2.8.3 Demanda energética de la piscina.....	76
2.9 ANÁLISIS HIDRÁULICO DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA CALENTAMIENTO DE AGUA.	80
2.10 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA MODELACIÓN Y SIMULACIÓN	81
2.10.1 Principios del software de simulación SAM	81
2.10.2 Principios del software TRNSYS	82
2.10.3 Principios del software AcSol.....	82
2.10.4 Principios del método F-Chart	84
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS INTEGRAL DE LA ZONA DE ESTUDIO, RECURSO ENERGÉTICO Y EVALUACIÓN DE CUBIERTAS.....	86
3.1 CARACTERIZACIÓN DE ZONA DE ESTUDIO	86
3.1.1 Ubicación Geográfica.....	86
3.1.2 Clima.....	86
3.2 CARACTERIZACIÓN DE LA PISCINA Y SU FUNCIONAMIENTO	87
3.2.1 Temperatura de funcionamiento	87
3.2.2 Dimensiones de la piscina	87
3.2.3 Configuración y componentes actuales del cuarto de máquinas de la piscina.	
88	
3.2.4 Frecuencia y distribución mensual de uso en las instalaciones de la piscina	89
3.3 ANÁLISIS DEL CONSUMO DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO Y SUS EMISIONES ASOCIADAS ..	90
3.3.1 Emisiones asociadas al consumo de GLP en el CREU.	92
3.4 CAPACIDAD DE CARGA DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....	92
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DEL COMPONENTE SOLAR Y BALANCE ENERGÉTICO DE LA PISCINA.....	95
4.1 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DE GEOMETRÍA SOLAR EN EL CREU	95

4.2 METODOLOGÍA DEL CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR EN EL CREDU	96
4.3 METODOLOGÍA DEL BALANCE ENERGÉTICO DE LA PISCINA.....	96
4.4 RESULTADOS DE LA GEOMETRÍA SOLAR EN EL CREDU	98
4.5 RESULTADOS DE LA RADIACIÓN SOLAR EN EL CREDU.....	99
4.5.1 Radiación diaria en superficie horizontal extraterrestre	99
4.5.2 Radiación en superficie inclinada a partir de datos teóricos calculados.....	99
4.5.3 Radiación en superficie inclinada a partir de datos medidos.	101
4.6 RESULTADOS DEL BALANCE ENERGÉTICO DE LA PISCINA.....	103
CAPÍTULO 5: DISEÑO Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO	105
5.1 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE COLECTORES SOLARES.....	105
5.1.1 Criterios de selección de los colectores.	105
5.1.2 Colectores y proveedores preseleccionados.....	106
5.2 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS PARA LA SIMULACIÓN	107
5.2.1 Parámetros de los colectores.....	108
5.2.2 Almacenamiento de energía térmica	110
5.2.3 Intercambiadores de calor.....	110
5.3 METODOLOGÍA PARA REALIZAR LAS SIMULACIONES.....	111
5.3.1 Metodología de simulación AcSol-PACSOL.....	112
5.3.2 Metodología de simulación SAM	113
5.4 METODOLOGÍA DEL ANÁLISIS HIDRÁULICO	114
5.5 RESULTADOS	116
5.5.1 Resultados de la selección de colectores previo a la simulación.	116
5.5.2. Resultados de los parámetros previos a la simulación	119
5.5.3 Resultados de la simulación en AcSol-PACSOL.....	123
5.5.4 Resultados de simulación SAM.	133
5.5.5 Colectores seleccionados para el análisis financiero y ambiental.	138
5.5.6 Resultados análisis hidráulico.....	139
5.6. DISEÑO FINAL DE LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS.	144
CAPÍTULO 6: EVALUACIÓN FINANCIERA Y AMBIENTAL.....	150
6.1 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN FINANCIERA	150
6.2 METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	153
6.3 CÁLCULO Y RESULTADOS DE ANÁLISIS FINANCIERO	154
6.3.1 Cálculo de inversión inicial y costos operativos	154
6.3.2 Resultados de evaluación financiera	159

6.3.3 Análisis de resultados de evaluación financiera	161
6.4 CÁLCULO Y RESULTADOS DE EVALUACIÓN AMBIENTAL	163
6.4.1 Cálculo y resultados de emisiones de carbono relacionadas con el sistema de calentamiento actual.....	163
6.4.2 Cálculo y resultados de emisiones de carbono asociadas a los sistemas de energía solar propuestos.....	163
6.4.3 Comparación y análisis de resultados de la evaluación ambiental.....	164
6.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA CALENTAMIENTO DE PISCINA Y ACS. ...	165
CAPÍTULO 7: INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD.....	167
7.1 ENERGÍAS RENOVABLES Y SOSTENIBILIDAD	167
7.2 UNIVERSIDAD DE CUENCA SOSTENIBLE	167
7.3 INDICADORES DE SOSTENIBILIDAD	168
7.3.1 Elaboración de indicadores de sostenibilidad	169
CONCLUSIONES	171
RECOMENDACIONES	174
REFERENCIAS	175
ANEXOS	188
ANEXO A. EVALUACIÓN DE CAPACIDAD DE CARGA DE ELEMENTOS ESTRUCTURALES PARA INSTALACIÓN DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO.....	188
ANEXO B. CÁLCULO DE GEOMETRÍA SOLAR.	200
ANEXO C. CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR.	201
ANEXO D. EQUIPO DE MEDICIÓN ARANET 4.	202
ANEXO E. MEDICIONES DE TEMPERATURA, HUMEDAD RELATIVA Y PRESIÓN ATMOSFÉRICA CON EL EQUIPO ARANET 4 EN LAS INSTALACIONES DEL CREDU.	202
ANEXO F. INFORMACIÓN DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO CHROMAGEN CON INTERCAMBIADOR DE CALOR INTERNO.	203
ANEXO G. DATOS TÉCNICOS DE LOS MODELOS DE HELIOL.	204
ANEXO H. DATOS TÉCNICOS DE LOS MODELOS DE VITOSOL 200 FM.	205
ANEXO I. GRÁFICO DE PÉRDIDAS DE CARGA DEL COLECTOR VITOSOL 200 FM.....	206
ANEXO J. FLUJOS DE CAJA PARA EL SISTEMA HELIOL 50.	207
ANEXO K. FLUJOS DE CAJA PARA EL SISTEMA VITOSOL 200 FM.	207
ANEXO L. FLUJOS DE CAJA PARA EL CÁLCULO DEL PRS Y PRD PARA EL SISTEMA HELIOL 50	208

ANEXO M. FLUJOS DE CAJA PARA EL CÁLCULO DEL PRS Y PRD PARA EL SISTEMA VITOSOL 200 FM.....	208
ANEXO N. DIAGRAMA METODOLÓGICO PARA SELECCIÓN DEL SISTEMA SOLAR TÉRMICO PARA CALENTAMIENTO DE AGUA PARA PISCINA Y ACS PARA DUCHAS.	210

Índice de figuras

Figura 1. Objetivos de desarrollo sostenible.	25
Figura 2. Declinación solar.	28
Figura 3. Posición relativa del plano del ecuador y de eclíptica.	29
Figura 4. Ángulos de posicionamiento solar y trayectoria aparente.	34
Figura 5. Radiación solar en el plano horizontal.	36
Figura 6. Radiación solar en un plano inclinado.	37
Figura 7. Radiación solar en un plano perpendicular.	37
Figura 8. Componentes de irradiancia solar.	39
Figura 9. Irradiación solar global horizontal en Ecuador.	40
Figura 10. Esquema de la transferencia de calor por convección.	48
Figura 11. Transferencia de calor a través de un sólido.	49
Figura 12. Diferencias entre un cuerpo negro y gris.	50
Figura 13. Tipos de captadores solares térmicos sin concentración.	52
Figura 14. Tecnologías para concentrar la radiación solar.	53
Figura 15. Colector sin cubierta.	54
Figura 16. Colector de placa plana.	55
Figura 17. (a) Colectores de tubos de vacío; (b) representación de un tubo concéntrico.	56
Figura 18. Representaciones de un (a) colector de flujo directo (b) colector tipo heat-pipe.	57
Figura 19. Diagrama esquemático de un colector de tubo evacuado de tipo heat-pipe.	57
Figura 20. Diagrama esquemático de un colector de placa plana evacuado.	58
Figura 21. Concentrador parabólico compuesto.	58
Figura 22. (A) Componentes del colector cilindro-parabólico; (B) el reflector parabólico enfoca la luz solar en su punto focal.	59
Figura 23. Circuito de prueba de colector lineal de Fresnel de 100 metros en la Plataforma Solar de Almería, España.	59
Figura 24. Colector lineal de Fresnel.	60

Figura 25. Curva de rendimiento térmico para colectores de placa plana y colectores de tubo al vacío.....	62
Figura 26. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento con estratificación externa.....	65
Figura 27. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento con estratificación interna.....	66
Figura 28. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento tipo tanque dentro de tanque.....	66
Figura 29. Intercambiador de placas.....	69
Figura 30. a) Esquema de un invernadero solar pasivo, b) invernadero solar pasivo real....	69
Figura 31. a) Esquema de un muro trombe, b) muro trombe real	69
Figura 32. a) Esquema de iluminación natural, b) iluminación natural real.....	70
Figura 33. Esquema de sistema de calentamiento de agua solar. Colector fijo (A) Sistema pasivo. (B) Sistema activo.	71
Figura 34. a) Sistema de calentamiento solar de agua basado en termosifón (convección natural). b) Diagrama esquemático de un calentador solar de agua por termosifón.	71
Figura 35. Sistema de almacenamiento integrado de colectores.....	72
Figura 36. Sistema de circulación directa	73
Figura 37. Sistema de circulación indirecta	74
Figura 38. Sistema solar para calentamiento de agua caliente sanitaria y piscinas.....	75
Figura 39. Esquema de balance energético de una piscina cubierta.....	77
Figura 40. Configuraciones iniciales de Simulador AcSol	83
Figura 41. Imagen Satelital de CREU (Hábitat U) 2024.....	86
Figura 42. Variación mensual de irradiación y temperatura ambiente promedios en Cuenca, Ecuador.....	87
Figura 43. Diseño y distribución actual del cuarto de máquinas del CREU.	89
Figura 44. Usos Mensuales en la Piscina y Academia de Natación de CREU	90
Figura 45. Consumo mensual en el periodo 2023-2024 de GLP, cantidades y costos.....	91
Figura 46. Zonas analizadas para la instalación de los colectores solares.	93

Figura 47. Radiación Horizontal extraterrestre y terrestre promedio mensual en el CREDU.	99
Figura 48. Radiación promedio diaria directa, difusa y en superficie inclinada en el CREDU.	100
Figura 49. Radiación solar promedio diaria horizontal medida y en superficie inclinada en el CREDU.	102
Figura 50. Calculadora de sombras 3D de SAM.	110
Figura 51. Esquema de la instalación propuesta por el software AcSol.	112
Figura 52. Configuración de baterías en paralelo con retorno invertido	115
Figura 53. Rendimiento de captación del campo completo por tipo de conexionado y por colector.....	126
Figura 54. Cobertura solar de la demanda de la piscina por tipo de conexionado y por colector.....	127
Figura 55. Cobertura solar de la demanda de ACS por tipo de conexionado y por colector.....	127
Figura 56. Demanda térmica de la piscina por tipo de conexionado y por colector.	128
Figura 57. Demanda térmica del ACS por tipo de conexionado y por colector.	129
Figura 58. Energía térmica auxiliar necesaria en el sistema.	137
Figura 59. Energía térmica suministrada para el agua caliente sanitaria.	137
Figura 60. Energía total del sistema solar térmico para ACS.....	138
Figura 61. Diseño final del sistema solar térmico de colectores Heliocol 50.	146
Figura 62. Diseño final del sistema solar térmico de colectores Vitosol 200-FM.....	147
Figura 63. Diseño final del sistema adicional para ACS.	148
Figura 64. Esquema de diseño final para el sistema solar térmico.	149

Índice de tablas

Tabla 1. Valores promedio de irradiación solar de ciudades del Ecuador.	40
Tabla 2. Tipo de colectores solares y sus rangos de temperatura.	52
Tabla 3. Clasificación de intercambiadores de calor	68
Tabla 4. Medidas de las piscinas del CREДУ.	88
Tabla 5. Consumo periódico de GLP en el CREДУ.	91
Tabla 6. Datos de techos y cubierta por Bloques en el CREДУ.	93
Tabla 7. Cálculo de N según día del mes recomendado.	95
Tabla 8. Factores de las piscinas.	97
Tabla 9. Datos y constantes del cálculo de pérdidas energéticas.	97
Tabla 10. Resultados de la geometría solar para el día 17 de enero.	98
Tabla 11. Resultados promedio de radiación solar a partir de datos teóricos para el día 17 de enero.	100
Tabla 12. Radiación solar promedio diaria en superficie inclinada a partir de datos medidos en estación meteorológica Mariscal Lamar Cuenca.	102
Tabla 13. Demanda energética diaria de la piscina.	103
Tabla 14. Colectores solares sin cubierta preseleccionados.	107
Tabla 15. Colectores solares con cubierta preseleccionados.	107
Tabla 16. Número máximo de colectores por batería según la marca.	108
Tabla 17. Temperaturas de trabajo según el tipo de intercambiador.	111
Tabla 18. Promedio anual calculado del archivo meteorológico.	114
Tabla 19. Longitud total de tuberías del circuito primario de los sistemas seleccionados. ..	115
Tabla 20. Cumplimiento de los criterios de selección de colectores solares sin cubierta. ..	117
Tabla 21. Características principales de colectores sin cubierta seleccionados.	118
Tabla 22. Cumplimiento de los criterios de selección de colectores solares con cubierta. ..	118
Tabla 23. Características principales de colectores con cubierta seleccionados.	119
Tabla 24. Determinación de la distancia entre baterías para modelos Vitosol 200 FM y Vitosol 200 TM.	119

Tabla 25. Datos para la determinación de la superficie de captación.	120
Tabla 26. Superficie de captación y número de colectores teórico por producto.	120
Tabla 27. Número de colectores y baterías de acuerdo con la superficie disponible en la zona de estudio.	121
Tabla 28. Demanda térmica diaria y volumen necesario para el almacenamiento.	121
Tabla 29. Coeficiente de pérdida de calor (U) de acumulador.	122
Tabla 30. Cálculo de potencia de intercambiador.	122
Tabla 31. Datos técnicos de intercambiador de calor para piscina.	123
Tabla 32. Parámetros de entrada de Campo Solar para la simulación.	124
Tabla 33. Criterios de selección del colector solar.	130
Tabla 34. Caudales del circuito primario y secundario por colector con cubierta.	133
Tabla 35. Datos de simulación final para colector Vitosol 200-F.	134
Tabla 36. Datos de simulación final para colector Vitosol 200-T.	135
Tabla 37. Comparación de métricas resultantes de simulación en SAM.	136
Tabla 38. Características del modelo Heliocol 50.	139
Tabla 39. Características del modelo Vitosol 200 FM.	139
Tabla 40. Caudal total de baterías en paralelo del colector Heliocol 50.	140
Tabla 41. Caudal total de baterías en paralelo del colector Vitosol 200 FM.	140
Tabla 42. Datos y cálculo de pérdida de carga por tramo de tubería para el sistema de Heliocol 50.	141
Tabla 43. Datos y cálculo de pérdida de carga por tramo de tubería para el sistema de Vitosol 200 FM.	141
Tabla 44. Pérdida de carga en colectores.	142
Tabla 45. Total de pérdidas de carga en el sistema por tipo colector analizado.	142
Tabla 46. Características técnicas de las bombas del circuito primario según el tipo de colector.	143
Tabla 47. Características técnicas de la bomba del circuito secundario de la piscina.	143
Tabla 48. Caudal que se debe suministrar para duchas.	144

Tabla 49. Características técnicas de la bomba del circuito secundario del ACS	144
Tabla 50. Datos finales de colectores Heliocol 50 para el sistema solar térmico	144
Tabla 51. Datos finales de colectores Vitosol 200 FM para el sistema solar térmico	144
Tabla 52. Datos finales de colector Vitosol 200-FM para el sistema adicional de ACS.	145
Tabla 53. Costos colectores solares Heliocol 50	154
Tabla 54. Costos colectores solares Vitosol 200 FM.....	154
Tabla 55. Costos tuberías y accesorios sistema Heliocol 50.	155
Tabla 56. Costos tuberías y accesorios sistema Vitosol 200 FM.	156
Tabla 57. Costos de bombas sistema Heliocol 50.....	157
Tabla 58. Costos de bombas sistema Vitosol 200 FM.....	157
Tabla 59. Costos del intercambiador y acumulador.....	157
Tabla 60. Costos del sistema de control.	158
Tabla 61. Costos totales por tipo de sistema.	158
Tabla 62. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Heliocol 50. ..	159
Tabla 63. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Vitosol 200 FM.	159
Tabla 64. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema actual	159
Tabla 65. Inversión inicial y tasa de interés por tipo de sistema.	160
Tabla 66. Valor actual neto, Tasa interna de retorno e Índice de rentabilidad para cada sistema.....	160
Tabla 67. PRS y PRD para sistema Heliocol 50.....	161
Tabla 68. PRS y PRD para sistema Vitosol 200 FM.....	161
Tabla 69. Tasa de cargo fijo.	161
Tabla 70. Costo nivelado de calor (LCOH) por sistema.	161
Tabla 71. Indicadores financieros del proyecto por sistema.....	162
Tabla 72. Emisiones de CO ₂ anuales asociadas al sistema actual de calentamiento.....	163
Tabla 73. Emisiones de CO ₂ anuales asociadas al sistema solar térmico Heliocol 50.	164

Tabla 74. Emisiones de CO ₂ anuales asociadas al sistema solar térmico Vitosol 200 FM.	164
Tabla 75. Emisiones de CO ₂ anuales por tipo de sistema.....	165
Tabla 76. Indicadores de sostenibilidad energéticos para la Universidad de Cuenca.....	170

Acrónimos

ACS: Agua Caliente Sanitaria

AcSol: Software para simulación de sistemas solares térmicos

CMNUCC: Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CO₂: Dióxido de carbono

COP: Conferencia de las Partes

CREDU: Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca.

CRF: Factor de Recuperación de Capital

EUA: Emiratos Árabes Unidos

FCR: Tasa de Cargo Fijo

GEI: Gases de Efecto Invernadero

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

IR: Índice de Rentabilidad

LCOH: Costo Nivelado de Calor

NEC: Norma Ecuatoriana de Construcción

NREL: National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energías Renovables EEUU)

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

PACSOL: Programa de simulación de sistemas solares térmicos para piscinas

PFF: Factor de Financiamiento del Proyecto

PP-R: Polipropileno Random

PRD: Período de Recuperación Descontado

PRI: Período de Recuperación de la Inversión

SAM: System Advisor Model (Modelo de Asesor de Sistemas)

SIGIUC: Sistema de Gestión Integrada de la Universidad de Cuenca

TIR: Tasa Interna de Retorno

TMY: Typical Meteorological Year (Año Meteorológico Típico)

TRNSYS: Transient System Simulation Program (Programa de Simulación de Sistemas Transitorios)

VAN: Valor Actual Neto

Agradecimientos

En primer lugar, queremos agradecer a Dios por habernos brindado la oportunidad de estudiar con salud y por permitirnos contar siempre con el apoyo incondicional de nuestra familia.

Queremos expresar nuestro sincero agradecimiento a todos los funcionarios del CREDU por su importante colaboración en la recopilación de datos y en la realización de mediciones periódicas. Su disposición y ayuda han sido fundamentales para el desarrollo de nuestro trabajo.

Además, extendemos nuestro reconocimiento a nuestro tutor Andrés Montero, quien ha brindado un apoyo constante y orientación durante todo el proceso.

También agradecemos a la Dirección de Planificación y de Infraestructura, así como a los docentes de la institución y profesionales, por su apoyo durante este trabajo.

Por último, gracias a todos los docentes que nos acompañaron en nuestra formación profesional.

Paulo y María Inés

Agradecimientos

Agradezco a Dios, por guiarme en las dificultades que se han presentado en el camino y mantenerme firme en mi propósito.

Expreso mis más sinceras palabras de agradecimiento. A mi papá, Ramiro, por ser mi apoyo incondicional y pilar fundamental en mis logros y objetivos. A mi mamá, Tania, por tu apoyo incondicional y ser un ejemplo de superación para mí. A mi hermano, David, por confiar en mí y mis capacidades.

A Deya, por tu compañía, cariño y fuerza para continuar a pesar de las dificultades, te mereces todo lo bueno.

A mis viejos amigos por seguir presentes, a mis nuevos amigos por abrirme las puertas. Y a María Inés, por su amistad y haber realizado juntos este trabajo que culmina nuestra vida universitaria.

Paulo

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a Dios, mi familia y amigos.

Paulo

Agradecimientos

Expreso mi más profundo agradecimiento a mis padres, Omayra y Santiago, cuyo apoyo y cariño han sido los pilares fundamentales en mi vida. Nunca encontraré las palabras adecuadas para expresarles cuánto han significado para mí. A mis hermanas, María Dolores por ser mi alma gemela y motivo de mi felicidad; y Emilia quien siempre se preocupa por mí con sinceridad.

A Joaquín, quien es un ejemplo para mí, me ha enseñado a seguir adelante, y siempre está presente cuando más lo necesito, tienes todo mi cariño. A Michelle, mi amiga que ha estado a mi lado en todas las estaciones de la vida, brindándome su apoyo incondicional. A Paulo, por su amistad sincera y por la confianza de colaborar juntos en este trabajo.

A todas las personas que se han preocupado por mí durante este proceso universitario, les agradezco de todo corazón por su presencia y cariño.

María Inés

Dedicatoria

Para mis abuelitos, que son los dueños de mi sonrisa.

María Inés

Capítulo 1: Generalidades

1.1 Introducción

Durante el último siglo, la energía fósil ha tenido un papel fundamental en la mayoría de las actividades humanas, ya sean industriales, de transporte o cotidianas. Sin embargo, también ha generado altas cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que ha provocado un aceleramiento en el calentamiento global y graves daños ambientales. La descarbonización de la energía es esencial para mitigar las consecuencias del cambio climático, lo cual es posible incorporando una mayor proporción de electricidad procedente de fuentes renovables como la energía solar (Dingbang et al., 2021).

Actualmente, existe en la atmósfera un volumen excesivo de gases de efecto invernadero (GEI) generados por el ser humano, principalmente dióxido de carbono (CO₂), que representa aproximadamente el 77 % de los GEI (Bisht & Sharma, 2018). Se prevé que el consumo mundial de energía aumentará un 150 % para 2050 en comparación con 2018 (Kim et al., 2020). El crecimiento demográfico y el aumento del nivel de vida son los principales impulsores de esta creciente demanda de energía. Se estima que la población mundial seguirá creciendo en más de mil millones de personas, hasta llegar a 8.500 millones en 2030, 9.700 millones en 2050 y aproximadamente 11.200 millones en 2100 (Shahsavari & Akbari, 2018). Esto significa que la población mundial está aumentando a una tasa anual del 1,18 %, lo que equivale a casi 83 millones de personas más cada año. Este crecimiento irá acompañado de un mayor consumo de energía, incluso en las universidades, donde el aumento de la matrícula estudiantil contribuye significativamente a un mayor uso de energía. Estas tendencias conducen a impactos ambientales más adversos, como el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, pero también a la búsqueda de alternativas para la generación de energía.

Según Zalamea León y Barragán Escandón (2021), al aplicar el método de análisis de decisión multicriterio en la ciudad de Cuenca, se identificaron cinco tecnologías como las más preferidas para su implementación. Estas tecnologías podrían cubrir aproximadamente el 13,92 % de las necesidades energéticas totales, mediante el uso de energías renovables como la mini hidroeléctrica, la fotovoltaica, el biogás de relleno sanitario para producir electricidad, el biogás de aguas residuales para uso en transporte y la energía solar térmica para calentar agua.

Las políticas institucionales de la Universidad de Cuenca, especialmente a través del Sistema de Gestión Integrada (SIGIUC), establecidas en 2015, subrayan la importancia de la gestión ambiental y la responsabilidad en aspectos de calidad, seguridad, salud ocupacional y medio

ambiente (Barragán et al., 2022). Entre los objetivos del SIGIUC se destacan la prevención y mitigación de problemas ambientales debido al mal manejo de los desechos sólidos, el agua, el aire y el suelo.

Este estudio de investigación evalúa la viabilidad y eficacia de implementar la energía solar térmica como alternativa frente al uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP), en el CREDU o Hábitat U de la Universidad de Cuenca. La transición a fuentes de energía renovable, en particular la solar térmica, responde a la necesidad de reducir la dependencia de combustibles fósiles, alineándose con los compromisos institucionales y globales en términos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático.

1.2 Justificación

Hábitat U, anteriormente denominado Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca (CREDU), tiene como misión principal fomentar y liderar la práctica deportiva, para elevar la calidad de vida de la sociedad.

El CREDU ofrece una variedad de servicios, entre los cuales se destacan la academia de natación y uso de piscina, academia de crossfit, academia de spinning-pilates-yoga, taekwondo, entre otros. Estos servicios requieren energía para su funcionamiento, y en particular, la piscina precisa mantenerse a una temperatura promedio entre 27 y 28 °C, para lo cual se utiliza el combustible gas licuado de petróleo (GLP) en la caldera de calentamiento.

En el estudio realizado por Barragán y su equipo en 2022, sobre la consultoría para la elaboración del programa de producción más limpia para la Universidad de Cuenca, se determinó que la unidad que registra el mayor uso de combustible es el CREDU, donde se emplea el GLP para el calentamiento del agua. El GLP es el principal tipo de combustible en la Universidad, representando un 92 % del consumo total y generando un gasto anual de USD 45.951 en este recurso, de los cuales USD 36.000 anuales están vinculados al consumo de GLP en el CREDU (Barragán et al., 2022).

En relación con las emisiones de gases de efecto invernadero, específicamente el dióxido de carbono (CO₂), se calcula que el empleo de GLP representa aproximadamente el 62 % de las 210 toneladas anuales de emisiones de CO₂ en la Universidad de Cuenca. Además, la mayor parte de estas emisiones, un 55 %, se asocia con las actividades llevadas a cabo en el CREDU (Barragán et al., 2022).

En cuanto a los datos del periodo marzo 2023 – abril 2024 proporcionados por el CREDU, sus instalaciones consumieron un promedio mensual de 3715 kilogramos de GLP. Este consumo generó un gasto acumulado de 43.708,04 USD (sin incluir IVA) durante el periodo mencionado.

Es importante destacar que en el CREDU se habían instalado cuatro sistemas solares térmicos con un almacenamiento de 800 litros. Sin embargo, estos sistemas se implementaron para fines de investigación y no fueron dimensionados específicamente para satisfacer las necesidades del CREDU. Actualmente, los colectores solares no se están utilizando.

Se recomienda utilizar energía solar térmica o bombas de calor en el CREDU, junto con la implementación de un programa de mantenimiento, con el objetivo de garantizar la prolongada eficiencia y sostenibilidad del sistema energético, además de reducir el impacto ambiental.

La energía solar térmica, ampliamente utilizada a nivel mundial, se distingue de la solar fotovoltaica al emplear la radiación solar para generar calor. Esta tecnología se aplica en la calefacción de agua y aire en diversos entornos, como residenciales, deportivos, comerciales e industriales (Fadzlin et al., 2022).

En el ámbito de la producción de agua caliente, los colectores solares térmicos presentan una opción viable al ser capaces de suministrar agua caliente en un rango de temperatura que oscila entre 30 °C y 200 °C (Olczak et al., 2020).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Evaluar la viabilidad y efectividad de la implementación de energía solar térmica, como una alternativa sostenible y energéticamente eficiente al uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en las instalaciones del Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca (CREDU) de la Universidad de Cuenca.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar alternativas tecnológicas basadas en energía solar térmica como complemento del sistema de calentamiento de agua para la piscina semiolímpica y otros servicios y realizar una evaluación del área y cubiertas disponibles en las instalaciones del CREDU.
- Determinar la viabilidad de la implementación de las tecnologías a través de un análisis técnico, costo-beneficio y emisiones de carbono y seleccionar la/las alternativas viables en función de la valoración técnica, ambiental y financiera desarrollada.

- Establecer indicadores de sostenibilidad asociados al uso de energía solar térmica como complemento de los objetivos de la Universidad de Cuenca a corto y medio plazo.

1.4 Hipótesis

La implementación del sistema de energía solar térmica seleccionado ofrecerá una alternativa técnica, financiera y ambientalmente viable al uso convencional de GLP, favoreciendo la eficiencia energética y la reducción de impactos ambientales en el CREU y la Universidad de Cuenca.

Capítulo 2: Marco Teórico

2.1 Cambio Climático y Sostenibilidad

El cambio climático y la urgencia de reducir sus efectos negativos se presentan como uno de los retos más importantes que la humanidad enfrenta en el presente. Esta problemática se refiere a una modificación a largo plazo en los patrones climáticos habituales que ya han determinado los climas locales, regionales y globales de la Tierra (NASA, 2023). Su origen puede atribuirse tanto a causas naturales como antropogénicas. Entre las causas naturales se encuentran las variaciones en la órbita terrestre, la variabilidad solar, la actividad tectónica de placas y las erupciones volcánicas (Kumar et al., 2021). Por otro lado, las principales fuentes antropogénicas incluyen la emisión de gases de efecto invernadero derivada de la quema de combustibles fósiles, las actividades industriales y la deforestación.

De acuerdo con los lineamientos del Acuerdo de París, la prioridad a nivel mundial radica en limitar el calentamiento global a un aumento significativamente inferior a los 2 °C. En este contexto, hacia los años 2050 o incluso 2060, diversas naciones y regiones de todo el mundo reconocen la necesidad imperante de emprender transiciones hacia la neutralidad de carbono (Zhou, 2023).

Este objetivo requiere la adopción de diversas tecnologías que garanticen bajas emisiones de carbono o incluso nulas emisiones. Los combustibles fósiles, como el gas natural, el carbón y el petróleo, han desempeñado roles insustituibles en el suministro de energía. La prosperidad económica de las últimas décadas ha estado ligada al consumo de estos combustibles tradicionales, pese a los impactos negativos en contaminación ambiental. Debido a estos riesgos ambientales y al calentamiento global asociados al uso continuo y excesivo de combustibles fósiles, es necesario emplear fuentes de energía alternativas para contrarrestar los efectos adversos sobre la ecología, el medio ambiente y la atmósfera, contribuyendo así a reducir la acumulación de gases de efecto invernadero (GEI) (Kabir et al., 2022). Es por esto, que la descarbonización del sistema energético es un componente crucial para la atenuación del cambio climático.

2.1.1 Objetivos de desarrollo sostenible

El desarrollo sostenible es aquel que se fundamenta en el principio de equidad multigeneracional, garantizando que la actual pueda satisfacer sus necesidades sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para hacer lo mismo (Baidya & Saha, 2024). Se relaciona con el cambio climático, presentándose como una solución y mitigación a esta problemática.

En este contexto, la Asamblea General de las Naciones Unidas el 25 de septiembre de 2015 adoptó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. En donde plantearon 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y 169 metas (Naciones Unidas, 2015). Estos ODS fueron adoptados para hacer frente a desafíos globales, especialmente aquellos relacionados con la desigualdad, el hambre, la pobreza, la desnutrición, la paz, la justicia, el cambio climático, y la degradación ambiental. Los 17 ODS se muestran en la Figura 1.

Figura 1. *Objetivos de desarrollo sostenible.*



Fuente: (Naciones Unidas, 2015)

La importancia de los Objetivos de Desarrollo Sostenible es que estos exigen acciones por parte de todos los países, independientemente de su estado de desarrollo (Meschede & Siebenlist, 2021). Además, engloban las dimensiones del desarrollo sostenible incluyendo los aspectos sociales, ambientales y económicos.

Respecto a los recursos energéticos, el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7 es fundamental porque busca garantizar el acceso a energía que sea económica, segura, sostenible y actualizada. Este objetivo tiene relación directa con las fuentes de energía renovables, las cuales poseen un significativo potencial para disminuir las emisiones de carbono. De esta forma, en el marco de la COP28, se espera que aumenten las energías renovables y mejorar la eficiencia energética, para la mitigación del cambio climático y la consecución de los objetivos climáticos globales.

2.1.2 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Vigésima octava sesión)

La Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) es una cumbre climática internacional que se celebra

comúnmente cada año (United Nations Climate Change, 2023b). En la actualidad, la Convención tiene 198 Partes. Estas reuniones tienen como objetivo analizar, evaluar y abordar medidas para combatir el cambio climático. Como resultado, la COP21, por ejemplo, condujo a la creación del Acuerdo de París, que impulsó la acción colectiva para limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C.

En 2023 tuvo lugar la 28ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en Dubái. Como resultado, se alcanzó el "Consenso de los Emiratos Árabes Unidos (EAU)", que se destaca como uno de los resultados más ambiciosos desde la COP21. Este consenso introduce el primer Balance Mundial (GST), el cual establece las acciones ambiciosas necesarias para alcanzar el objetivo de mantener el aumento de la temperatura global en 1,5 °C. Estas acciones se resumen en cuatro aspectos importantes (United Nations Climate Change, 2023a):

- El Consenso de los EAU promueve una transición hacia fuentes de energía no fósiles de manera justa y equitativa para lograr emisiones netas cero para 2050.
- Asimismo, solicita a las Partes a establecer objetivos de reducción de emisiones en toda la economía y fomenta el aumento de energías renovables y eficiencia energética para 2030.
- Reconoce la urgente necesidad de incrementar significativamente la financiación para la adaptación al cambio climático.
- Impulsa reformas en la arquitectura financiera global, incluyendo el reconocimiento del papel de las agencias de calificación crediticia y el llamado a aumentar la financiación concesional y de subvenciones.

En cuanto a la transición energética y a la reducción de emisiones, el Consenso de los EUA insta a las Partes a alejarse de los combustibles fósiles y triplicar las energías renovables y duplicar la eficiencia energética a nivel mundial para 2030 (United Nations Climate Change, 2023a).

2.2 Energía Solar

La energía solar es la fuente de energía más importante que dispone la Tierra y sus habitantes. Esta es la única fuente de energía renovable con un inmenso potencial de insolación global anual de 5.600.000 exajulios (EJ) en comparación con otras fuentes como la biomasa y el viento (Sakthivadivel et al., 2021). Existen dos métodos para transformar la energía contenida en la luz solar para su aprovechamiento. La primera conocida como generación solar térmica, implica el aprovechamiento del Sol únicamente como una fuente

de calor. La segunda forma de aprovechar la energía solar implica el uso de una célula fotovoltaica, comúnmente denominada como célula solar para transformar la energía solar en electricidad (Breeze, 2019).

2.2.1 Geometría solar

2.2.1.1 Latitud geográfica (ϕ)

Es la distancia angular medida en grados norte o sur del ecuador y se refiere al ángulo entre la vertical del lugar y el plano del ecuador. Se expresa en grados y se extiende desde 0° (en el ecuador) hasta $\pm 90^\circ$ (en los polos), siendo + en el hemisferio norte y - en el sur (Tejeda & Gómez, 2015). Para sistemas de energía solar, la latitud es crucial para ajustar la inclinación del sistema de colectores y maximizar cobertura solar.

2.2.1.2 Inclinación de la superficie (γ)

La inclinación de la superficie se refiere al ángulo en el que se coloca un captador con respecto a la horizontal. Puede variar y se ajusta para optimizar la captación de radiación según la latitud y las estaciones del año. En localidades más cercanas al ecuador, a menudo se prefiere una inclinación cercana a la latitud, mientras que, en áreas más alejadas, se pueden utilizar ángulos diferentes para maximizar la captación solar estacional.

2.2.1.3 Declinación solar (δ)

La declinación solar determinada por la Ecuación 1, es la inclinación máxima del Sol desde un lugar durante un día del año. Se refiere al ángulo entre la trayectoria de la radiación y la superficie del ecuador en la tierra. La declinación cambia debido a la inclinación del eje de la Tierra. Es un parámetro importante para ajustar la inclinación de los paneles solares y maximizar la eficiencia de captación solar a lo largo de las estaciones.

El plano en el cual la Tierra se desplaza en su órbita con el Sol se denomina eclíptico. La Tierra rota sobre su eje polar, el cual está inclinado $23,45^\circ$ respecto a la perpendicular del plano eclíptico (Botello et al., 2017) como se muestra en la Figura 2.

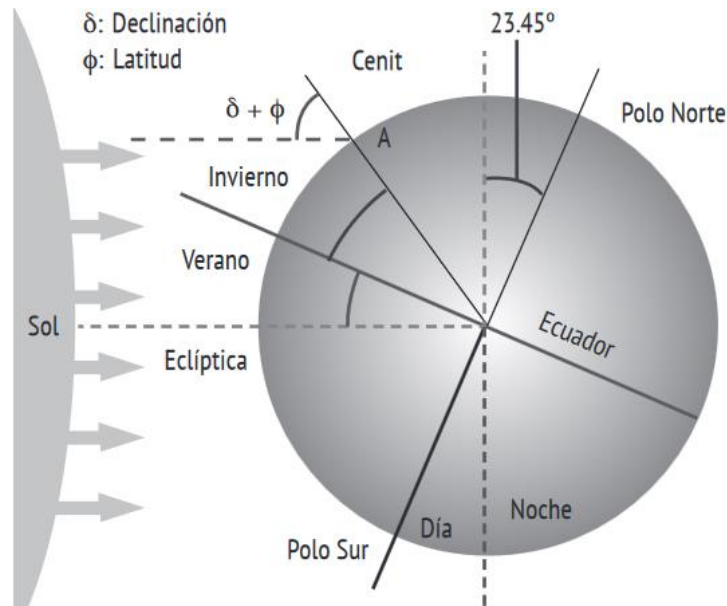
$$\delta = 23,45^\circ \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + N}{365}\right) \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- δ : Representa la declinación solar ($^\circ$).
- $23,45^\circ$: Es una constante que representa la inclinación axial de la Tierra.

- $284 + N$: Representa la posición del día del año en la fórmula. 284 es un ajuste para tener en cuenta la posición del perihelio.
- N : número de días del año.

Figura 2. Declinación solar.

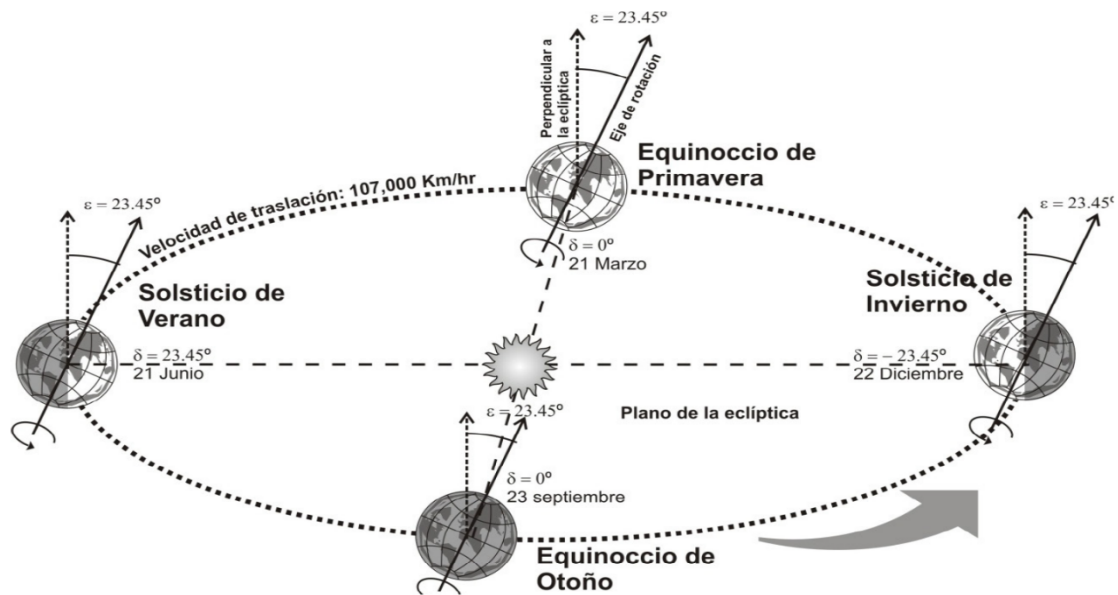


Fuente: (Botello et al., 2017)

2.2.1.4 Solsticios y equinoccios

Los extremos de la declinación solar se producen cuando el plano en el que se encuentra el eje de rotación y el plano perpendicular a la eclíptica se sitúan uno frente al otro con un ángulo equivalente a la oblicuidad. Estos extremos coinciden con los solsticios, el de invierno (21/10) con una δ de $-23,45^\circ$, y el de verano (21/06) con una δ de $23,45^\circ$. Por otro lado, la mediana del valor se alcanza cuando ambos planos coinciden, lo que resulta en un ángulo entre ellos de 0° . Este caso corresponde a los equinoccios, el de primavera con fecha 21/05 y el de otoño cuyo día es el 23/09 (Tejeda & Gómez, 2015), como se ilustra en la Figura 3.

Figura 3. Posición relativa del plano del ecuador y de eclíptica.



Fuente: (Tejeda & Gómez, 2015)

2.2.1.5 Hora local y solar

La hora solar no coincide con la hora local del reloj. Para ajustar la hora estándar al tiempo solar, se requieren dos correcciones. La primera (C1) implica un ajuste constante debido a la discordancia de longitud entre el meridiano del observador y el meridiano de referencia para la hora estándar local. El sol tarda aproximadamente 4 minutos en recorrer cada grado de longitud.

La segunda corrección (C2) se basa en la ecuación del tiempo, que tiene en cuenta las variaciones en la velocidad de rotación de la Tierra que afectan el momento en que el sol pasa el meridiano del observador. La diferencia en minutos entre el tiempo solar y el tiempo estándar se calcula en la Ecuación 2 (Duffie et al., 2020).

$$\text{Hora solar} = \text{Hora local} \pm 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- *Hora solar*: hora del sol en el meridiano local (h).
- *Hora local*: hora actual en la ubicación específica (h).

Las correcciones se refieren a los siguientes términos:

$$C_1 = \pm 4(L_{st} - L_{loc}) \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

- L_{st} : Meridiano estándar para la zona horaria local (°).
- L_{loc} : Longitud de la ubicación en cuestión (°).

Se utiliza el signo + cuando el lugar está en el hemisferio occidental, y el signo - se usa cuando el lugar está en el hemisferio oriental.

$$C_2 = E \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

- E : ecuación del tiempo (min)

La Ecuación 5 del tiempo E se define como:

$$E = 229,2 \cdot (0,000075 + 0,001868 \cos B - 0,032077 \sin B - 0,014615 \cos 2B - 0,04089 \sin B) \quad \text{Ecuación 5}$$

B se determina mediante la Ecuación 6:

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

- n : día del año.

2.2.1.6 Ángulo horario (ω)

El ángulo horario (ω) describe el desplazamiento angular del sol al este u oeste del meridiano local (Bhatia, 2014). El ángulo horario solar tiene un valor de cero al mediodía solar, es negativo en la mañana y positivo en la tarde. Este ángulo aumenta 15° cada hora y se calcula de acuerdo con la Ecuación 7 (Duffie et al., 2020).

$$\omega = -15 \cdot (12 - \text{hora solar}) \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

- ω : Ángulo horario (°)
- Hora solar : hora del sol en el meridiano local (h)
- 15: rotación de la Tierra sobre su eje 15 ° por hora.

2.2.1.7 Ángulo de incidencia solar (θ)

El ángulo de incidencia solar se define a través de la línea de radiación directa del Sol sobre una superficie (Macías, 2020). La Ecuación 8 presenta el ángulo de incidencia de la radiación solar en una superficie (Duffie et al., 2020).

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma_s + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma_s \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma_s \sin \omega \quad \text{Ecuación 8}$$

Según (Duffie et al., 2020), se pueden obtener relaciones útiles para el ángulo de incidencia de superficies inclinadas hacia el norte o hacia el sur considerando que estas superficies, con una inclinación hacia el norte o hacia el sur, mantienen la misma relación angular con la radiación directa que una superficie horizontal ubicada en una latitud $(\phi + \beta)$ para el hemisferio sur, modifica la Ecuación 8 a la Ecuación 9:

$$\cos \theta = \cos(\phi + \beta) \cos \delta \cos \omega + \sin(\phi + \beta) \sin \delta \quad \text{Ecuación 9}$$

Para ambas ecuaciones:

- θ : Ángulo de incidencia solar (°).
- ϕ : Es la latitud local (°).
- ω : Ángulo horario (°).
- δ_s : Ángulo de declinación solar (°).
- β : Pendiente, ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal (°).
- γ_s : Ángulo acimutal solar (°).

2.2.1.8 Ángulo de azimut (γ_s) y elevación (α_s)

Estos ángulos son dos parámetros fundamentales empleados para la orientación de sistemas de aprovechamiento de energía solar. Estos ángulos se determinan utilizando el concepto de "tiempo solar". Para calcular la posición del sol, se inicia encontrando la hora solar local y, posteriormente, se procede al cálculo de los ángulos mencionados anteriormente (Riccio, 2022).

En la Figura 4 se presenta los ángulos de posicionamiento solar: La elevación solar (α_s) se define como el ángulo en un plano vertical entre los rayos solares y su proyección sobre un plano teóricamente horizontal. Es el complemento del ángulo cenital solar y se determina mediante la Ecuación 10.

$$\sin \alpha_s = \cos \phi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta_s \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

- α_s : ángulo de altitud solar (°).
- ϕ : Es la latitud local (°).
- ω : Ángulo horario (°).
- δ_s : Ángulo de declinación solar (°).

El acimut solar (γ_s) es el ángulo que forma la proyección del rayo solar sobre el plano horizontal del sitio con la intersección de este plano y el plano meridional. Se mide a partir de la línea norte-sur, ya sea desde el sur hacia el norte o viceversa, dependiendo del cuadrante en el que se encuentre el Sol. El acimut solar es negativo cuando el ángulo horario (ω) es negativo y positivo cuando el ángulo horario es positivo. Su cálculo se realiza con la Ecuación 11 (Duffie et al., 2020).

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta_s}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

- γ_s : Ángulo acimutal solar (°).
- ϕ : Es la latitud local (°).
- ω : Ángulo horario (°).
- δ_s : Ángulo de declinación solar (°).
- θ_z : ángulo cenital solar (°).

Además, se utilizan otros ángulos relacionados, como el ángulo cenital solar (θ_z), que indica el ángulo entre los rayos solares y una línea perpendicular al plano teórico horizontal calculado por la Ecuación 12.

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cdot \cos \delta_s \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta_s \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde:

- θ_z : Ángulo cenital solar (°).
- ϕ : Es la latitud local (°).
- ω : Ángulo horario (°).
- δ_s : Ángulo de declinación solar (°).

2.2.1.9 Ángulo del amanecer/ocaso (ω_s)

Cuando el ángulo de elevación (α_s) alcanza cero o el ángulo cenital (θ_z) llega a 90° , es cuando ocurre el atardecer. La ecuación para calcular el ángulo horario del atardecer se presenta a continuación (Duffie et al., 2020). Para el ángulo horario del amanecer, es importante señalar que la ecuación es idéntica, pero con el signo opuesto (Alam Emon et al., 2022) como se muestra en la Ecuación 13.

$$\cos \omega_s = -\frac{\sin \delta \sin \phi}{\cos \delta \cos \phi} = -\tan \delta \tan \phi \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

- ω_s : Ángulo del amanecer/ocaso ($^\circ$).
- δ : Representa la declinación solar ($^\circ$).
- ϕ : Es la latitud local ($^\circ$).

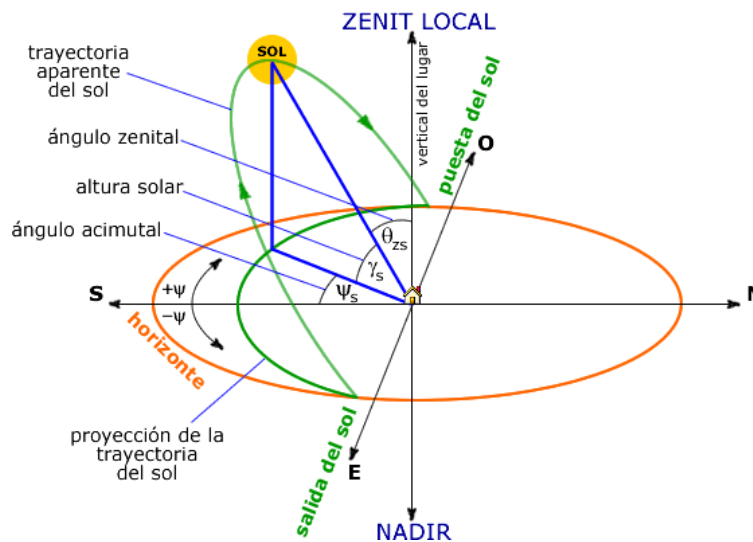
Con este ángulo, se puede determinar el número de horas de luz entre el amanecer y el atardecer utilizando la Ecuación 14.

$$N = \frac{2}{15} \cdot \omega_s \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

- N : Número de horas de luz.
- ω_s : Ángulo del amanecer/ocaso ($^\circ$).

Figura 4. *Ángulos de posicionamiento solar y trayectoria aparente.*



Fuente: (Trejo, 2017)

2.2.1.10 Inclinación en el área de influencia

De acuerdo con Serrano et al. (2019), se sugiere que, en regiones cercanas al ecuador, el ángulo de inclinación debería ser cercano a cero. Esto se debe a que la cantidad de radiación captada está inversamente relacionada con el ángulo de elevación solar (γ_s); es decir, a medida que aumenta el ángulo de inclinación, disminuye la cantidad de radiación captada en superficies horizontales, verticales e inclinadas.

Serrano et al. (2019) proponen un ángulo (γ_s) de 15° para áreas situadas a latitudes de 0° a 15° . Además, se sugiere que la inclinación sea igual a la latitud cuando el rango de latitudes está entre 16° y 25° . Para latitudes superiores, se recomienda un aumento de 5° en la inclinación por cada diez grados de aumento. No obstante, Delgado y Orellana (2015) mencionan que la inclinación adecuada es simplemente el mismo ángulo que la latitud del lugar. Para obtener la mayor eficiencia de transferencia de calor al fluido, el objetivo es lograr que los rayos solares impacten de manera perpendicular a la superficie del sistema en todo momento posible.

2.2.1.11 Estaciones del año

La energía solar que impacta en un plano de la Tierra está sujeta a varios factores como: la variación diurna que se refiere al cambio en la temperatura a lo largo del día y la noche y fluctuaciones de temperatura según la latitud (Prieto & Oliveira, 2018).

Las estaciones son causadas por el movimiento orbital, estas son: verano, otoño, invierno y primavera. Esta variación estacional se produce debido a la inclinación del eje de rotación del

planeta con respecto a su órbita, lo que causa que el ángulo de los rayos que ingresan a la Tierra varíe de manera diferente para cada hemisferio (norte y sur) durante el año (Prieto & Oliveira, 2018).

2.2.2 Radiación solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol y se propaga en todas direcciones a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas. Esta energía es fundamental para los procesos atmosféricos y el clima. Proviene de las reacciones de fusión nuclear en el núcleo del Sol, principalmente a través de la conversión de hidrógeno, y es emitida desde la superficie solar (Linares, 2022).

La radiación solar que llega a la Tierra no se distribuye uniformemente en su superficie, sino que varía según la ubicación geográfica, la estación del año y la hora del día debido a los ángulos de incidencia y la rotación del planeta (Riccio, 2022). La radiación solar total que incide en una superficie terrestre se divide en tres componentes, como se muestra en las Figuras 2, 3 y 4.

La máxima radiación solar en la superficie terrestre, aproximadamente 1000 W m^{-2} , se registra en áreas donde el Sol se encuentra en el cenit, como en los países intertropicales, que tienen una atmósfera con mínimas perturbaciones (Delgado & Orellana, 2015).

2.2.2.1 Irradiancia e Irradiación

La irradiancia se refiere a la potencia o radiación solar que incide instantáneamente sobre una superficie en un momento dado, medida en W m^{-2} (Lozano, 2022). Esta radiación solar, expresada en términos de irradiancia, se integra generalmente en el tiempo para calcular la energía total recibida por unidad de área durante un período específico, conocida como irradiación, medida en unidades de energía por área, como el kWh m^{-2} (O. Álvarez et al., 2014).

2.2.2.2 Constante solar

Se refiere a la cantidad total de radiación solar por unidad de área y tiempo, sobre un plano perpendicular a los rayos del sol situada en el espacio, a una longitud media entre el Sol y la Tierra (Delgado & Orellana, 2015).

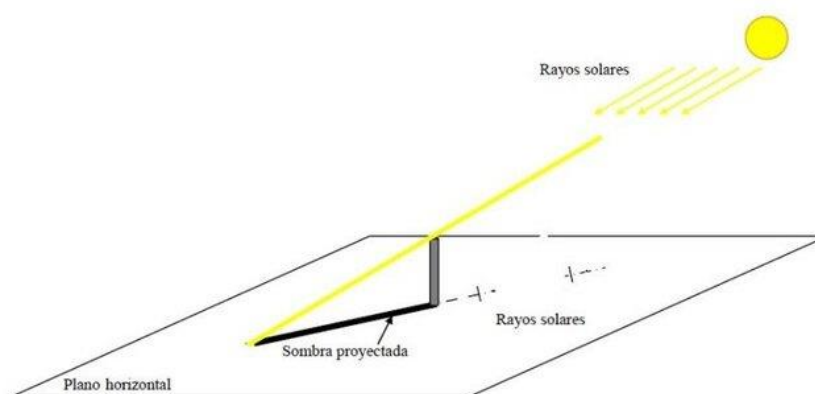
La constante solar, que equivale a 1367 W m^{-2} , representa la irradiancia que llega al plano horizontal perpendicular a los rayos solares (Flores & Alberto, 2023).

Esta constante experimenta variaciones de hasta un 1 %, dado que la órbita de la Tierra no es circular donde se esperaría que la constante sea la misma durante todo el año. El valor máximo de radiación solar se presenta en el perihelio, cuando el planeta se encuentra más cercano al Sol. Su mínimo se alcanza en el afelio, donde la Tierra está más alejada del Sol. Además, estas variaciones están influenciadas por cambios en la actividad solar, que, aunque son pequeños, pueden tener un impacto significativo en el clima (Delgado & Orellana, 2015).

2.2.2.3 Radiación solar en el plano

La irradiación puede ser calculada para una superficie o plano específico, ya sea que esté orientada de forma horizontal, inclinada o perpendicular a los rayos del Sol. La irradiación en un plano horizontal indica la cantidad de radiación solar incidente sobre una superficie dispuesta en posición horizontal (O. Álvarez et al., 2014). En otras palabras, es la medida de la radiación solar que llega a una superficie plana que está orientada de manera que su superficie esté paralela al suelo como se muestra en la Figura 5.

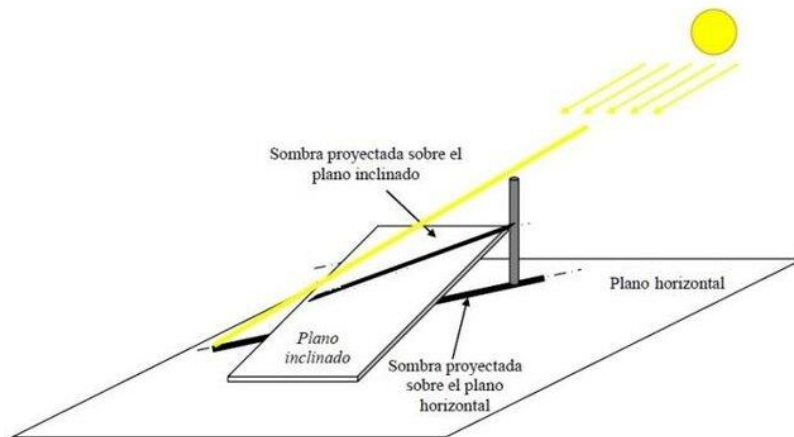
Figura 5. *Radiación solar en el plano horizontal.*



Fuente: (O. Álvarez et al., 2014)

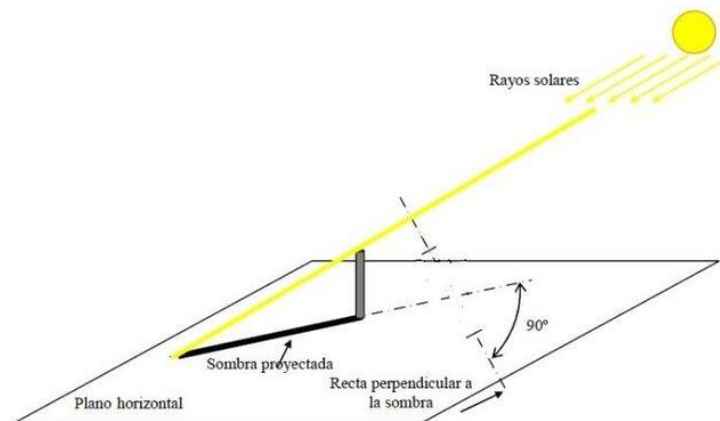
Si se analiza una superficie inclinada, la irradiación se refiere a la cantidad de radiación solar incidente sobre una superficie que está inclinada en relación con los rayos solares como se muestra en la Figura 6. Además, la radiación solar en un plano perpendicular a los rayos solares representada en la Figura 7, describe la cantidad de radiación solar incidente sobre una superficie que se encuentra perpendicular a los rayos solares (O. Álvarez et al., 2014).

Figura 6. Radiación solar en un plano inclinado.



Fuente: (O. Álvarez et al., 2014)

Figura 7. Radiación solar en un plano perpendicular.



Fuente: (O. Álvarez et al., 2014)

2.2.3 Componentes de irradiancia solar

La radiación solar se puede dividir en dos categorías: directa y difusa, como se ilustra en la Figura 8. La radiación directa sigue una trayectoria recta desde el Sol hacia el plano terrestre, la radiación difusa se dispersa en varias direcciones debido a fenómenos como la dispersión en la atmósfera y la reflexión en las nubes y otras superficies. Cuando se combinan ambos tipos de radiación junto con el albedo, se obtiene lo que se conoce como radiación global (Botello et al., 2017).

La irradiancia durante un día nublado puede ser tan reducida como una décima parte de la que se recibe en condiciones óptimas de la atmósfera. Debido a esta problemática, los sistemas solares de concentración deben diseñarse de manera que aseguren un suministro

energético adecuado durante períodos de niebla y en meses con niveles más bajos de radiación solar. La radiación solar, ya sea anual o mensual se puede predecir con la tecnología actual.

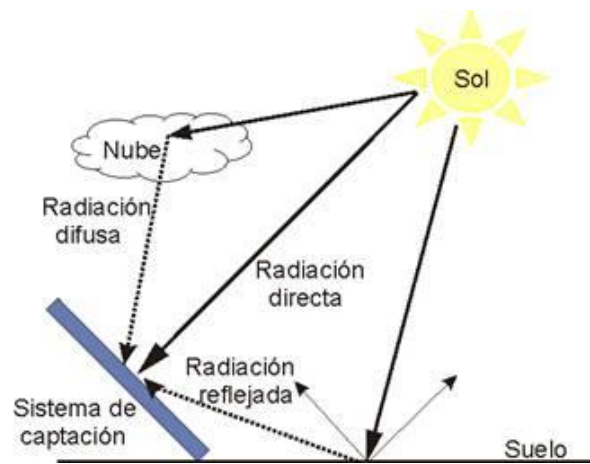
Los factores que influyen en la radiación solar de una determinada área incluyen la latitud del lugar, los períodos de nubosidad, la humedad y la transparencia de la atmósfera o el grado de contaminación (Botello et al., 2017).

- a. Radiación Directa: también denominada radiación rayo, este tipo de radiación llega a la Tierra en línea recta sin experimentar desviaciones, reflexiones ni refracciones en su trayectoria. Es especialmente relevante para aplicaciones fotovoltaicas y calentamiento de fluidos, ya que puede concentrarse para su aprovechamiento.

Según (Macías, 2020) la atmósfera recibe el total de la radiación solar, pero solo el 25 % de esta radiación logra llegar a la superficie terrestre de forma directa.

- b. Radiación Difusa: esta forma de radiación se recibe después de que su trayectoria es alterada por la dispersión en las capas de gases de la atmósfera, en superficies o tras ser absorbida por nubes. Debido a las reflexiones que experimenta, esta radiación tiende a perder energía se produce una alteración en la trayectoria de los rayos solares antes de alcanzar la superficie terrestre.
- c. Albedo: se refiere a la radiación total que se recibe por reflexión en superficies cercanas como la luz reflejada por los lagos, mares, cemento, paredes, pintura, capas de nieve, etc. Por lo general, implica una contribución insignificante y, en ocasiones, puede ser ignorada (Lozano, 2022).

Figura 8. Componentes de irradiancia solar

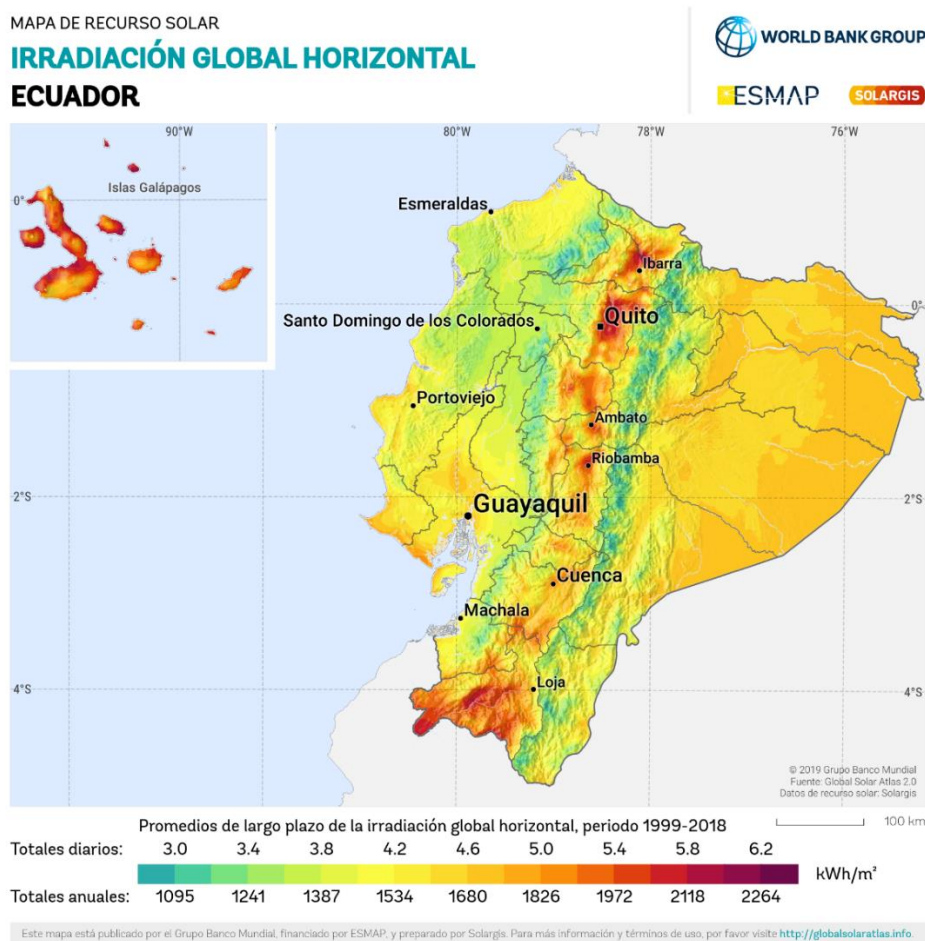


Fuente: (Macías, 2020)

2.2.4 Radiación solar en Ecuador

Ecuador al ubicarse en la línea ecuatorial posee una irradiancia solar promedio superior a otros países con latitudes mayores o menores. Su valor de irradiancia promedio los 4575 Wh m^{-2} (Flores & Alberto, 2023). En la Figura 9 se presenta un mapa de irradiancia global horizontal en las regiones del Ecuador.

Figura 9. Irradiación solar global horizontal en Ecuador.



Fuente: (Solargis, 2024)

La mayor parte de los registros históricos de radiación se obtiene de superficies horizontales, abarcando tanto la radiación directa como la difusa, es decir, la radiación global. Estas mediciones se realizan de manera instantánea en intervalos regulares, en la Tabla 1 se presentan valores de irradiación de algunas ciudades en nuestra zona de influencia.

Tabla 1. Valores promedio de irradiación solar de ciudades del Ecuador.

Provincia	Ciudad	Irradiación solar promedio (kWh m ⁻² d ⁻¹)
Azuay	Cuenca	4,35
El Oro	Machala	4,35
Loja	Loja	4,35
Cañar	Azogues	4,5
Morona Santiago	Macas	4,09

Fuente: (Macías, 2020)

2.2.5 Radiación en superficie horizontal

La radiación solar alcanza la superficie terrestre en tres formas: radiación solar directa, radiación solar difusa y radiación reflejada. Debido a sus valores mínimos, la radiación reflejada puede ser despreciada. Por lo tanto, la radiación total del sol recibida en un plano horizontal al nivel del suelo durante un día es la suma de las radiaciones directa y difusa (Sarbu & Sebarchievici, 2017a).

Las mediciones más habituales de radiación solar se realizan en un plano horizontal y miden la radiación total (Sarbu & Sebarchievici, 2017a). Los instrumentos más comunes para estas mediciones son el pirheliómetro, que registra la radiación directa, el piranómetro, que mide la radiación total, y el piranómetro con anillo de sombra, utilizado para medir la radiación difusa.

De acuerdo con Duffie et. al. (2020) se puede determinar la radiación teórica extraterrestre en una superficie horizontal, para lo cual se necesita del cálculo de la radiación extraterrestre. En cualquier momento, la radiación solar incidente en un plano horizontal fuera de la atmósfera es la radiación solar incidente normal que se calcula con la Ecuación 15.

$$G_o = G_{sc} \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \cos \theta_z \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

- G_o : Radiación solar extraterrestre en un plano horizontal (W m^{-2})
- G_{sc} : constante solar, equivalente a 1367 W m^{-2} .
- n : día del año, en días.
- θ_z : Ángulo cenital solar ($^\circ$).

Para calcular la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal (H_o), es necesario integrar la radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal, lo que lleva a la Ecuación 16.

$$H_o = \frac{24 \cdot 3600 G_{sc}}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \cdot \left(\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \frac{\pi \omega_s}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

- H_o : Radiación extraterrestre diaria sobre una superficie horizontal (J m^{-2})
- G_{sc} : constante solar, equivalente a 1367 W m^{-2} .
- n : día del año (d)
- ϕ : Es la latitud local ($^\circ$).

- δ : Ángulo de declinación solar (°).
- ω_s : Ángulo del amanecer ocaso (°).

Para determinar la radiación solar extraterrestre horaria (I_o) en un plano horizontal, se usa la siguiente Ecuación 17.

$$I_o = \frac{12 \cdot 3600 G_{sc}}{\pi} \cdot \left(1 + 0,033 \cos \frac{360 n}{365} \right) \cdot \left(\cos \phi \cos \delta \cdot (\sin \omega_1 - \sin \omega_2) + \frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180} \sin \phi \sin \delta \right) \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

- I_o : Radiación solar extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal ($J m^{-2}$).
- G_{sc} : constante solar, equivalente a $1367 W m^{-2}$.
- n : día del año (d)
- ϕ : Es la latitud local (°).
- δ : Ángulo de declinación solar (°).
- ω_1 y ω_2 : Ángulos horarios para la hora 1 y hora 2 (°).

2.2.6 Radiación en superficie inclinada

La cantidad de luz solar que alcanza una superficie terrestre en tiempo y espacio es dependiente de la orientación y la inclinación de la superficie. Para los colectores de placa plana y colectores sin cubierta configurados a un ángulo fijo, se requiere información sobre la radiación solar incidente en la superficie del colector. Si bien la mayoría de los datos disponibles suelen ser para superficies normales u horizontales, a menudo es necesario convertir estos datos para superficies inclinadas (Kalogirou, 2014).

Liu y Jordan (1977) desarrollaron un método empírico para estimar la radiación total diaria promedio mensual en una superficie inclinada. Su correlación expresada en la Ecuación 18 describe la relación de radiación difusa a total para una superficie horizontal en términos del índice de claridad mensual, K_T .

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 1,390 - 4,027 \overline{K_T} + 5,531 \overline{K_T}^2 - 3,108 \overline{K_T}^3 \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

- $\overline{H}$: Radiación total diaria promedio mensual, ($MJ m^{-2}$)
- $\overline{H_d}$: Radiación difusa diaria promedio mensual, ($MJ m^{-2}$)
- $\overline{K_T}$: Índice de claridad mensual, calculado por la Ecuación 19

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_o}} \quad \text{Ecuación 19}$$

Otra expresión de este parámetro fue propuesta por Collares-Pereira y Rabl (1979), teniendo en cuenta el ángulo de la hora del ocaso, (Kalogirou, 2014), esto se muestra en la Ecuación 20.

$$\frac{\overline{H_d}}{\overline{H}} = 0,775 + 0,00653(\omega_s - 90) - [0,505 + 0,00455(\omega_s - 90)]\cos(115\overline{K_T} - 103) \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

- ω_s : Ángulo del amanecer ocaso, en grados.

Cuando se calcula el promedio mensual de la irradiación solar directa horizontal, se utiliza la siguiente Ecuación 21 (Carvajal & Mejía, 2021).

$$\overline{H_b} = \overline{H} + \overline{H_d} \quad \text{Ecuación 21}$$

$\overline{H}$ es el promedio mensual de la radiación solar diaria expresada en MJ m⁻² disponible en una superficie horizontal no extraterrestre, se puede calcular con una precisión del 10 % utilizando la Ecuación 22 (Duffie et al., 2020).

$$\overline{H} = a + b \cdot \left(\frac{n}{N}\right) \cdot \overline{H_o} \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

- $a + b$: Constantes empíricas.
- n : Promedio mensual de horas diarias de sol brillante
- N : Promedio mensual de horas diarias máximas de sol brillante

$$a = -0,309 + 0,539 \cdot \cos \phi - 0,0693 \cdot E_o + 0,290 \cdot \frac{n}{N}$$

$$b = 1,527 - 1,027 \cdot \cos \phi - 0,0926 \cdot E_o + 0,359 \cdot \frac{n}{N}$$

Donde:

- ϕ : Es la latitud local (°).
- E_o : Altura sobre el nivel del mar (km).

El factor geométrico R_b , que representa la relación de la radiación directa en una superficie inclinada con respecto a la radiación directa en una superficie horizontal en un momento dado se define en la Ecuación 23 (Duffie et al., 2020).

$$R_b = \frac{\bar{H}_{b,T}}{\bar{H}_b} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

- θ_z : Ángulo cenital solar (°).
- θ : Ángulo de incidencia solar (°).

Kalogirou (2014) menciona que a pesar de ser un cálculo complejo porque depende de factores como la transmitancia atmosférica, se puede aproximar utilizando la relación entre la radiación extraterrestre en la superficie inclinada y la de una superficie horizontal para el mes correspondiente. Para superficies que apuntan directamente hacia el ecuador, esta relación se describe en la Ecuación 24.

$$R_b = \frac{\cos(\phi - \beta) \cos(\delta) \sin(\omega'_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega'_s \sin(\phi - \beta) \sin(\delta)}{\cos(\phi) \cos(\delta) \sin(\omega_s) + \left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s \sin(\phi) \sin(\delta)} \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

- ω'_s : Ángulo de hora del ocaso en la superficie inclinada, en grados. Dada por la Ecuación 25.

$$\omega'_s = \cos^{-1}[\tan(\phi - \beta) \tan(\delta)] \quad \text{Ecuación 25}$$

En caso de que el cálculo sea necesario para el hemisferio sur, el término $\phi - \beta$ se reemplaza por $\phi + \beta$ (Kalogirou, 2014).

El factor de radiación difusa R_d representa la proporción entre la radiación difusa que llega a una superficie inclinada y la que incide en una superficie horizontal, aunque no se acuerda un método establecido para calcular el factor geométrico de la radiación difusa, se puede utilizar la Ecuación 26 para estimarlo.

$$R_d = \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad \text{Ecuación 26}$$

Donde:

- β : Pendiente o ángulo de inclinación solar del colector ($^{\circ}$).

Como factor final, el coeficiente de conversión para esta radiación reflejada, R_t , se calcula mediante la Ecuación 27. La radiación solar reflejada se refiere a la radiación que rebota desde el suelo y otros objetos cercanos hacia la superficie de interés.

$$R_t = \frac{1 - \cos\beta}{2} \cdot \rho \quad \text{Ecuación 27}$$

Donde:

- β : Pendiente o ángulo de inclinación solar del colector ($^{\circ}$).
- ρ : Coeficiente de reflexión o albedo.

La radiación solar incidente se compone de varios flujos, que incluyen la radiación directa, difusa y reflejada desde las diferentes caras del plano inclinado. La cantidad total de radiación incidente en un plano inclinado se puede expresar en la Ecuación 28.

$$I_t = I_{t,b} + I_{t,d,iso} + I_{t,d,cs} + I_{t,d,hz} + I_{t,refl} \quad \text{Ecuación 28}$$

Donde:

- $I_{t,d,iso}$: Flujo de radiación isotrópica.
- $I_{t,d,cs}$: Flujo de radiación circunsolar.
- $I_{t,d,hz}$: Flujo de radiación horizonte.
- $I_{t,d,refl}$: Flujo de radiación reflejada.

Según Duffie et al. (2020), se puede partir del supuesto de que la radiación difusa y reflejada es isotrópica, tal como sugieren Hottel y Woertz (1942). Bajo esta premisa, la radiación total en una superficie inclinada se determina como la combinación de la radiación directa, representada por $I_b R_b$, y la radiación difusa en una superficie horizontal, I_b . La radiación difusa proveniente del cielo y la reflejada desde el suelo permanece constante, sin importar la orientación.

Liu y Jordan (1963) desarrollaron una mejora de este modelo, conocido como el modelo difuso isotrópico. En este modelo, se consideraba que I_t estaba compuesta por: la radiación directa, la difusa isotrópica y la difusa reflejada desde el suelo (Duffie et al., 2020). La Ecuación 28 fue modificada en tres términos, como se presenta en la Ecuación 29.

$$I_t = I_b R_b + I_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + I\rho \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad \text{Ecuación 29}$$

Donde:

- I_t : Radiación solar incidente en superficie inclinada, (MJ m^{-2})
- I_d : Radiación solar incidente directa, (MJ m^{-2})
- R_b : Factor de conversión de radiación directa
- I_d : Radiación solar difusa, (MJ m^{-2})
- β : Pendiente o ángulo de inclinación solar del colector
- ρ : Coeficiente de reflexión o albedo

Kalogirou (2014) plantea la Ecuación 30, similar para el cálculo de la radiación promedio diaria en superficie inclinada.

$$\frac{\bar{H}_T}{\bar{H}} = \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}}\right) \cdot \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) + \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right) \cdot \rho \quad \text{Ecuación 30}$$

Donde:

- $\bar{H}$: Radiación total diaria promedio mensual, (MJ m^{-2})
- $\bar{H}_d$: Radiación difusa diaria promedio mensual, (MJ m^{-2})
- β : Pendiente o ángulo de inclinación solar del colector
- ρ : Coeficiente de reflexión o albedo.
- $\bar{R}_b$: Factor de conversión de radiación directa.

2.3 Transferencia de Calor

Es un fenómeno de intercambio de energía, permitiendo que el calor se desplace entre distintos cuerpos o regiones. Este proceso se puede hacer de tres maneras fundamentales: mediante convección, radiación o conducción (Barrera Ríos et al., 2021).

Estas formas pueden manifestarse en diversas instancias, dado que cuando dos sistemas con temperaturas distintas entran en contacto, se equilibran térmicamente hasta alcanzar un estado de equilibrio. La termodinámica se centra en estudiar este proceso y un requisito esencial para que exista una variación de temperatura.

En la conducción, se transfiere mediante interacciones entre átomos o moléculas, aunque no hay transporte real de estos átomos o moléculas, solo el desplazamiento de energía. En la convección, se transporta en forma de calor mediante el transporte directo de masa. En la radiación, la energía térmica se lleva a cabo a través del espacio como ondas electromagnéticas que se mueven a la velocidad de la luz (Helene et al., 2019).

Dentro de este proceso, se destacan dos fenómenos significativos: calor latente y el calor sensible. El primero representa la energía necesaria para que una cantidad de sustancia cambie de fase, ya sea de sólido a líquido o viceversa, el segundo está asociado al cambio de temperatura sin la ocurrencia de un cambio de fase. Por otro lado, el calor específico es la cantidad de calor que se debe proporcionar a una sustancia para incrementar su temperatura (Colunga Mendoza et al., 2020).

2.3.1 Transferencia de calor por convección

Es característica de los fluidos, en este proceso, se lleva a cabo una transmisión de energía vinculado al movimiento de masas, generado por las disparidades de densidad causadas por las variaciones de temperatura entre distintas regiones o capas (Barrera Ríos et al., 2021).

La ley de Newton establece que la relación de pérdida de calor (o ganancia de calor en el caso de un objeto más frío) es directamente proporcional a la variación de temperatura entre el objeto y el fluido según la Ecuación 31 (Barrera Ríos et al., 2021).

$$\frac{dQ}{dt} = h \cdot A \cdot \Delta T \quad \text{Ecuación 31}$$

Donde:

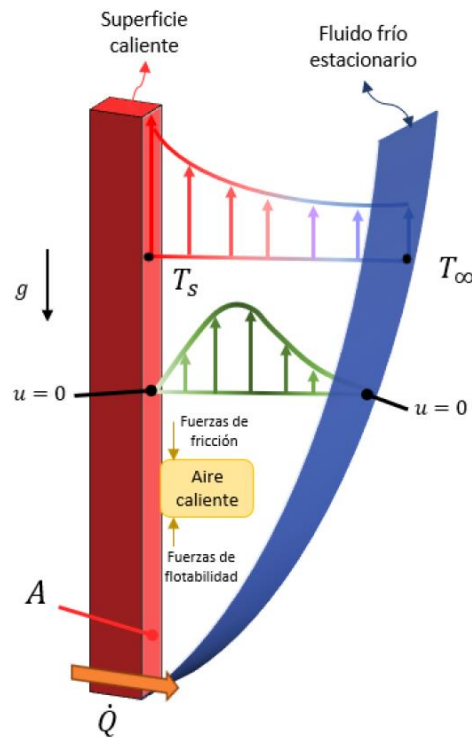
- $\frac{dQ}{dt}$ es la tasa de pérdida o ganancia de calor (W).
- h es el coeficiente de transferencia de calor por convección ($\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$).
- A es el área de superficie donde ocurre la transferencia de calor (m^2).
- ΔT es la diferencia de temperatura entre el objeto y el fluido circundante (K).

Este tipo de transferencia se divide en dos procesos. Conducción, que resulta del desplazamiento molecular. Y convección o desplazamiento de un fluido, el cual se mueve impulsado por una fuerza. Esta fuerza puede ser la densidad (convección natural), fuerza mecánica (convección forzada) o ambas (Hernández et al., 2022).

Tomando en cuenta un sistema compuesto por una superficie plana a través de la cual se transporta un fluido, se forma una capa límite hidrodinámica donde las fuerzas viscosas tienen efecto. Además de esta, surge una capa límite térmica, la cual se define como la región donde se encuentran presentes gradientes de temperatura en el flujo (Martínez, 2022).

En esta región, se establece un perfil de temperaturas entre la superficie y el flujo como resultado del intercambio de calor entre ambos (Martínez, 2022). La Figura 10 ilustra los perfiles característicos de temperaturas y velocidades que se observan en situaciones de convección natural en una superficie vertical sin fluido.

Figura 10. Esquema de la transferencia de calor por convección.



Fuente: (Martínez, 2022)

2.3.2 Transferencia de calor por conducción

La conducción de calor ocurre cuando la energía se transmite a través de los choques entre partículas (Barrera Ríos et al., 2021). En cada colisión que ocurre en este fenómeno, las partículas transfieren energía causada por el movimiento a las partículas con las que interactúan, sin transporte de materia, donde las partículas con más energía, la transfieren a las que tienen menor carga energética cercanas (J. G. Álvarez et al., 2020).

La transferencia puede tener lugar en todos los estados de la materia. En el caso de los líquidos y gases, la conducción se atribuye a las colisiones entre moléculas. Por otro lado, en los sólidos, resulta de la combinación de la vibración de las moléculas en una red y la transferencia de energía mediante electrones (Linares, 2022).

Esta conducción de calor se explica con la ley de Fourier en la Ecuación 32.

$$\Delta Q = -kA \cdot \frac{\Delta T}{x} \quad \text{Ecuación 32}$$

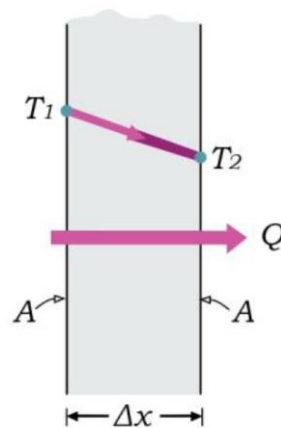
Donde:

- Q es la tasa de transferencia de calor (W).

- k es la conductividad térmica del material ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$).
- A es el área de sección transversal (m^2).
- ΔT es la diferencia de temperatura a través del material (K).
- x es la longitud del material (m).

La ley de Fourier explica que la relación de conducción de calor es proporcional a la variación de temperatura ($T_2 - T_1$) y al área del material y es inversamente proporcional a la longitud de la capa (Valdivieso & Valarezo, 2021) como se observa en la Figura 11.

Figura 11. Transferencia de calor a través de un sólido.



Fuente: (Valdivieso & Valarezo, 2021)

2.3.3 Transferencia de calor por radiación

La radiación es la liberación de energía en forma de ondas electromagnéticas o fotones. A diferencia de los mecanismos antes mencionados, no depende de la presencia de un material. Se considera este método como el más inmediato, ya que ocurre a la velocidad de la luz, y no es susceptible a ninguna reducción de su intensidad incluso en el vacío (Linares, 2022).

La transferencia de calor mediante radiación se distingue por el hecho de que la energía se desplaza en forma de ondas electromagnéticas y se puede explicar desde la Ley de Stefan-Boltzmann en la Ecuación 33 (Barrera Ríos et al., 2021). La Figura 12 presenta un esquema de diferenciación entre un cuerpo negro y gris.

$$P = \sigma \cdot A \cdot T^4 \quad \text{Ecuación 33}$$

Donde:

- P es la potencia total emitida por unidad de área (W).
- σ es la constante de Stefan-Boltzmann, con un valor de $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$.
- A es el área del cuerpo (m^2).

- T es la temperatura absoluta del cuerpo (K).

Para un cuerpo gris, la radiación emitida real es inferior a la radiación de un cuerpo negro. La ley de Stefan-Boltzman se modifica en la Ecuación 4 por un factor de emisividad ε cuyo valor se encuentra entre 0 y 1, aproximándose a un cuerpo negro en el valor más alto (Campos, 2021).

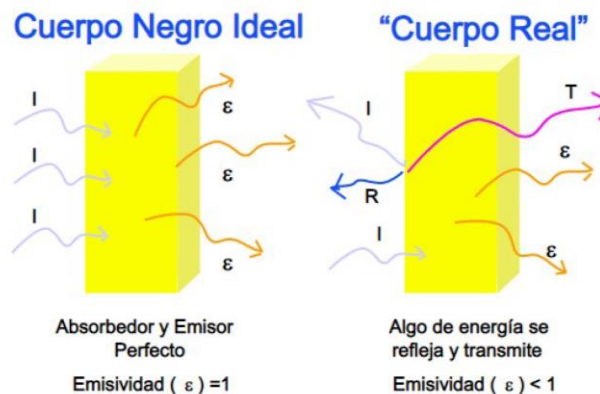
$$P = \varepsilon \cdot \sigma \cdot A \cdot T^4$$

Ecuación 34

Donde:

- ε es el factor de emisividad.

Figura 12. Diferencias entre un cuerpo negro y gris.



Fuente: (Campos, 2021)

2.4 Año meteorológico típico

Un conjunto representativo de datos meteorológicos para un año se conoce como año meteorológico típico (TMY, *typical meteorological year*). El TMY consiste en datos horarios de radiación solar y elementos meteorológicos seleccionados de meses de diferentes años concatenados para formar un año completo. Incluye mediciones de radiación solar, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad y dirección del viento para cada hora del año (Kalogirou, 2014).

Es común utilizar un TMY con un modelo de simulación para estimar el rendimiento a largo plazo del sistema, pero depende de la sensibilidad de dicho sistema a las secuencias climáticas diarias y horarias (Kalogirou, 2014). Por ello se toma como base los cálculos realizados para radiación en superficie horizontal e inclinada en nuestra zona de estudio.

2.5 Energía solar térmica

Esta energía se ha utilizado en la historia antes que cualquier otra tecnología de energía renovable. Se tienen evidencias de que, varios siglos antes de Cristo, se utilizaban espejos enfocados en Mesopotamia para generar fuego (Hossain & Petrovic, 2021). Esta forma de energía captura la energía calorífica directamente de la radiación solar (Hanif et al., 2022). Sus aplicaciones son diversas e incluyen esterilización, curado, calentamiento, desalinización, secado, lavado, ebullición y pasteurización (Radwan et al., 2023).

2.5.1 Colectores solares

Un colector solar se refiere a un dispositivo diseñado para absorber el calor de la radiación solar incidente y transferirlo al fluido de trabajo que fluye en su interior, denominado fluido de transferencia de calor (Yousef et al., 2023a).

Los colectores solares pueden clasificarse según diversos criterios, como su movimiento, temperatura y concentración. En este caso, se distinguirá entre la clasificación basada en la temperatura y la concentración.

Según el intervalo de temperatura, se categorizan los colectores solares de la siguiente manera: colectores de baja temperatura que alcanzan temperaturas menores a 100 °C; colectores de temperatura media (100 °C – 400 °C); y colectores de alta temperatura (> 400 °C) (Kalogirou, 2014a).

Dentro de la categoría de colectores de baja temperatura se incluyen el colector de placa plana y el colector de tubos de vacío (Carrión-Chamba et al., 2021). Dentro del grupo de temperatura media, se encuentran el colector parabólico compuesto, el colector de placa plana evacuado, el colector cilindro parabólico y el colector lineal Fresnel (Carrión-Chamba et al., 2021). Por último, en la categoría de alta temperatura se destacan los espejos parabólicos y el colector de campo de helióstatos (Kalogirou, 2014a).

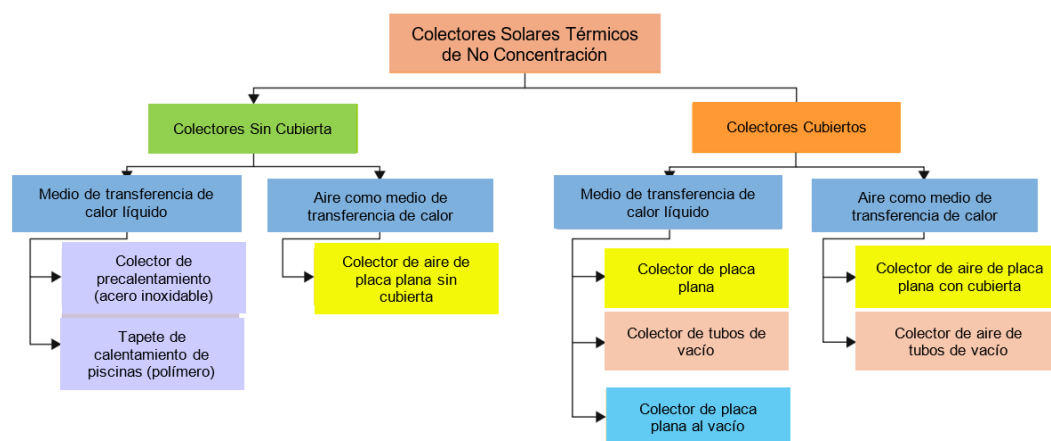
En la Tabla 2 se presentan algunos tipos de colectores junto con los intervalos de temperatura a los que operan.

Tabla 2. Tipo de colectores solares y sus rangos de temperatura.

Tipo de colector	Rango de temperatura (Barone et al., 2019)	Rango de temperatura (Sakthivadivel et al., 2021)
Colector de placa plana	30-80 °C	40-85 °C
Colector de tubo de vacío	50-200 °C	50-150 °C
Colector parabólico compuesto	60-240 °C	60-220 °C
Colector lineal de Fresnel	60-250 °C	60-250 °C
Colector cilindro parabólico	60-400 °C	60-300 °C
Espejos parabólicos	100-1500 °C	100-1500 °C

Fuente: (Barone et al., 2019; Sakthivadivel et al., 2021)

En cuanto a la clasificación según la concentración, se distinguen los colectores de concentración y los colectores sin concentración. Los colectores sin concentración son aquellos en los que la superficie que recibe la radiación solar es igual a la superficie que absorbe la energía solar (EIA, 2024). Los colectores de placa plana, colectores sin cubierta y los colectores de tubo de vacío pertenecen a la categoría de colectores de no concentración. En la Figura 13 se presenta una clasificación de los colectores sin concentración.

Figura 13. Tipos de captadores solares térmicos sin concentración.

Fuente: (Fortuin & Stryi-Hipp, 2012)

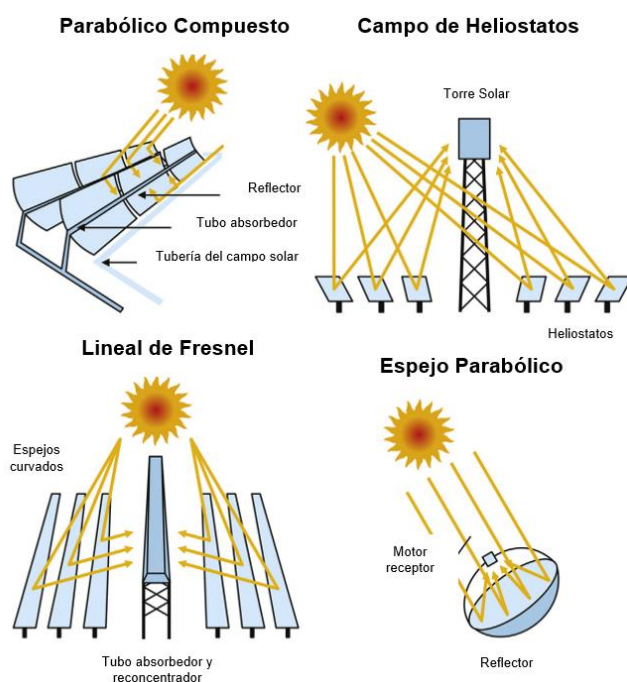
Los colectores solares térmicos sin concentración se emplean típicamente para la producción de agua caliente sanitaria (ACS), además de calentar agua utilizada en procesos industriales. También se utilizan para la calefacción (y refrigeración) de espacios, el calentamiento de

piscinas, y pueden ser aprovechados para hacer funcionar máquinas de refrigeración térmica, al igual que los colectores de concentración (Fortuin & Stryi-Hipp, 2012).

En los colectores de concentración se distinguen dos áreas de superficie: el área de interceptación, que recibe y refleja la radiación solar incidente, y el área de absorción, que absorbe la radiación solar reflejada (Yousef et al., 2023a); además, el área de interceptación es mayor que la de absorción. Estos colectores emplean espejos, lentes o reflectores de superficie parabólica para focalizar la radiación solar en un absorbedor (Esfandeh et al., 2022), y suelen ajustarse a lo largo del día para mantener un alto grado de concentración en el absorbedor (EIA, 2024). Los colectores parabólicos compuestos, lineales de Fresnel, cilíndricos parabólicos, espejos parabólicos y campos de heliostatos se clasifican como colectores de concentración. La Figura 14, muestra ejemplos de estos colectores de concentración. En el lado izquierdo se encuentran los colectores cilindro parabólicos y los colectores lineales de Fresnel, mientras que en el lado derecho se muestra un sistema de receptor central (heliostato) y un espejo parabólico.

Los colectores solares de concentración tienen varias aplicaciones como alimentar máquinas de refrigeración térmica (Fortuin & Stryi-Hipp, 2012), la generación de electricidad, la producción de calor para procesos industriales (Kalogirou, 2014a), el calentamiento de agua a presión y la producción de vapor (Kedare & Desai, 2017).

Figura 14. *Tecnologías para concentrar la radiación solar.*



Fuente: (Pitz-Paal, 2020)

2.5.1.1 Colectores sin cubierta

Los colectores sin cubierta, al carecer de aislamiento como se muestra en la Figura 15 se emplean en aplicaciones de baja temperatura, donde la demanda de calor es inferior a 30°C. Según Evangelisti et al. (2019), se fabrican con plástico negro para resistir la luz ultravioleta, estos colectores absorben gran parte de la radiación solar al no contar con vidrio protector. Sin embargo, al no estar aislados, gran parte del calor absorbido se disipa, especialmente en presencia de viento y clima frío, lo que resulta en menor rendimiento en contraste con colectores como los de placa plana. Estos se utilizan comúnmente para aplicaciones de calefacción a baja temperatura, como el calentamiento de piscinas, y no se recomiendan para usos industriales (Kedare & Desai, 2017).

El rango temperatura operativa de los colectores sin concentración y sin cubierta suele estar entre 10 y 20 grados Kelvin por encima de la temperatura ambiente (Fortuin & Stryi-Hipp, 2012).

Figura 15. *Colector sin cubierta.*



Fuente: (Sustainable Technologies, 2019)

2.5.1.2 Colector de placa plana

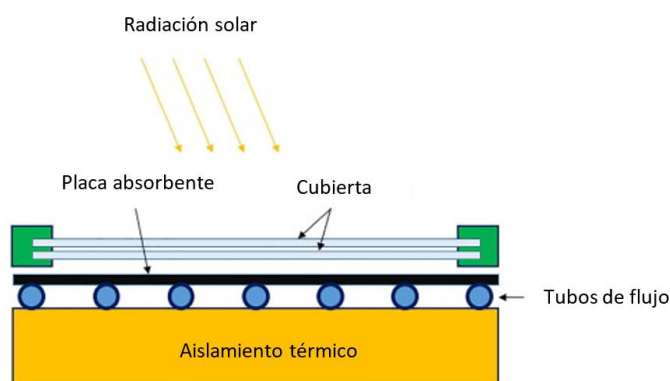
Los colectores de placa plana transforman la radiación solar en calor útil principalmente en la producción de agua caliente para aplicaciones industriales, residenciales y comerciales (Dincer & Ezzat, 2018). En la Figura 16 se ilustra que la radiación solar calienta una superficie oscura, transfiriendo así la energía al agua u otro líquido para su uso posterior.

Los componentes principales de un colector de placa plana típico incluyen (Evangelisti et al., 2019):

- una superficie oscura o placa absorbente, la cual absorbe la radiación solar incidente (generalmente hecha de cobre, aluminio o acero);
- una cubierta de vidrio transparente que permite que la radiación llegue al absorbedor;
- conductos internos que contienen el fluido portador de calor;
- una estructura para proteger y sostener los componentes en su lugar;
- y un aislamiento para reducir las pérdidas de calor del colector.

La placa absorbidora es el componente principal de cualquier colector de placa plana. Su función es absorber la mayor cantidad posible de radiación solar incidente a través de la cubierta de vidrio, y perder la menor cantidad de calor. Por lo tanto, el absorbedor debe tener un recubrimiento que presente una alta absorbancia para la radiación solar (longitudes de onda cortas) y una baja emisividad para la radiación térmica de longitud de onda larga; a esta superficie se le denomina superficie selectiva (Kalogirou, 2014a). Generalmente, las superficies selectivas están compuestas por una capa superior delgada que absorbe eficazmente la radiación solar de onda corta, pero que permite el paso de la radiación térmica de onda larga, lo que permite que el calor generado se retenga en lugar de ser emitido (Kalogirou, 2014a). Esta capa superior se deposita sobre una superficie que refleja eficientemente y emite mínimamente radiación de onda larga, con el fin de minimizar la pérdida de calor por radiación hacia el entorno y retener el calor en el objeto (Kalogirou, 2014a).

Figura 16. *Colector de placa plana.*



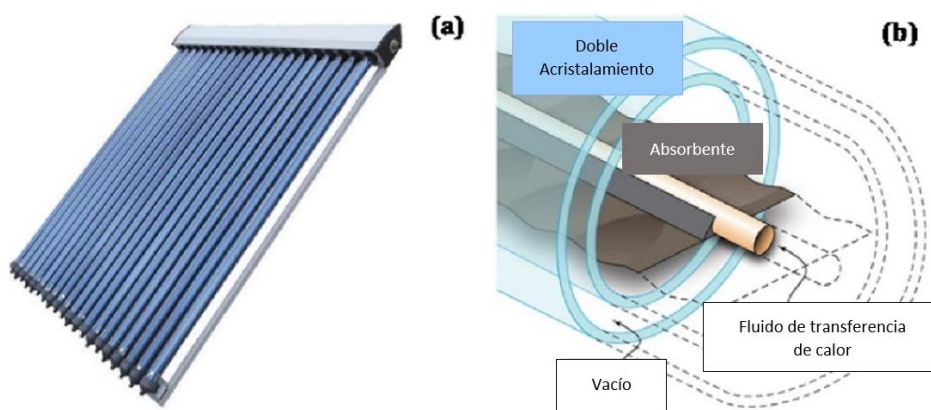
Fuente: (Dobriyal et al., 2020)

2.5.1.3 Colector de tubo de vacío

Los colectores de tubo de vacío están compuestos por tubos de vidrio sellados al vacío que contienen una tubería de calor en su interior como se puede ver en la Figura 17. Debido a que el área de cada tubo es limitada, se conectan varios tubos a un colector principal para

aumentar el área de recolección de calor. La cantidad de tubos utilizados depende del tamaño del colector, siendo comúnmente entre 10 y 20. En comparación con los colectores de placa plana, los colectores de tubo de vacío evacuado pueden alcanzar temperaturas más altas gracias a la combinación de una superficie selectiva (Asdrubali & Desideri, 2019). La combinación de una superficie selectiva y los tubos sellados al vacío, que actúan como un efectivo supresor de convección, puede conducir a un rendimiento satisfactorio a altas temperaturas (Kalogirou, 2014a). El sellado al vacío en los tubos ayuda a reducir las pérdidas por convección y conducción, permitiendo que los colectores operen a temperaturas más elevadas en comparación con los de placa plana.

Figura 17. (a) Colectores de tubos de vacío; (b) representación de un tubo concéntrico.



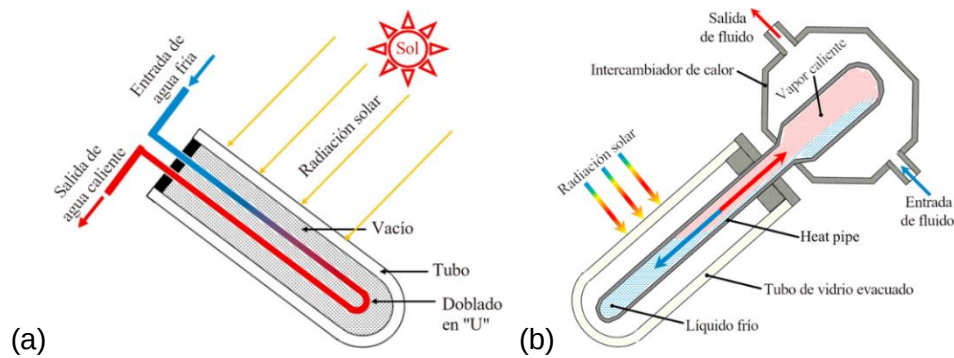
Fuente: (Evangelisti et al., 2019)

Estos colectores generalmente se clasifican en colectores de flujo directo y colectores de tipo heat-pipe, como se ilustra en la Figura 18.

En los colectores de tubos de vacío de flujo directo, el fluido de trabajo circula a través del absorbedor. Dentro de este tipo de colector, se encuentran dispuestos dos tubos dentro del absorbedor, donde uno sirve como entrada y el otro como salida (Ravi Kumar et al., 2021), tal como se ilustra en la Figura 18 a.

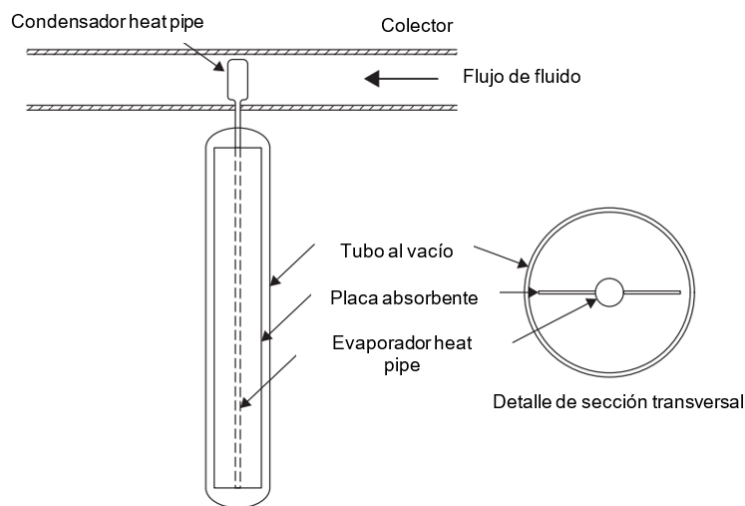
Los colectores tubos de vacío tipo heat-pipe consisten en un tubo de calor o absorbedor (heat-pipe) dentro de un tubo sellado al vacío y una placa metálica conectada al absorbedor, como se muestra en la Figura 19 (Kalogirou, 2014). El vacío presente en el tubo absorbedor facilita la evaporación del fluido de trabajo a una temperatura más baja que su temperatura de saturación. En la parte superior, un condensador ayuda a condensar el fluido, el cual luego fluye de regreso al tubo (Ravi Kumar et al., 2021), como se muestra en la Figura 18 b.

Figura 18. Representaciones de un (a) colector de flujo directo (b) colector tipo heat-pipe.



Fuente: (Carrión-Chamba et al., 2021)

Figura 19. Diagrama esquemático de un colector de tubo evacuado de tipo heat-pipe.

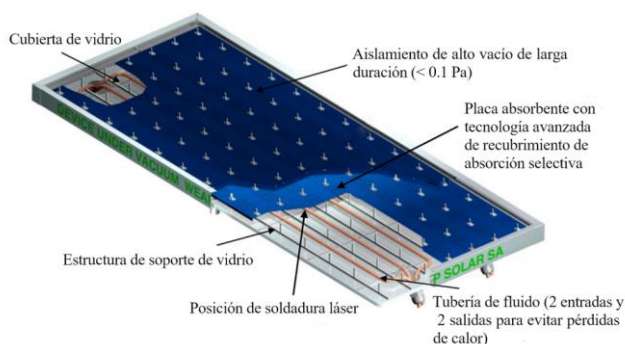


Fuente: (Kalogirou, 2014a)

2.5.1.4 Colector de placa plana evacuado

Este tipo de colector fusiona el diseño del colector de placa plana con el principio de vacío del colector de tubos evacuados (Carrión-Chamba et al., 2021). Está compuesto por una cubierta de vidrio en la parte superior del colector, y en la parte inferior se encuentra la placa de absorción, esto se puede observar en la Figura 20. El espacio entre estos dos componentes se mantiene al vacío con una bomba (Hassan et al., 2021), lo que contribuye a reducir las pérdidas de calor por convección y conducción. Estudios indican que la convección térmica y la conducción de calor pueden ser verdaderamente inhibidas cuando la presión entre las placas está por debajo de 0,1 Pa (Gao et al., 2020). Los colectores de placa plana evacuada pueden funcionar a temperaturas medias, en un rango que va desde los 100 hasta los 150 °C (Hassan et al., 2021).

Figura 20. Diagrama esquemático de un colector de placa plana evacuado.

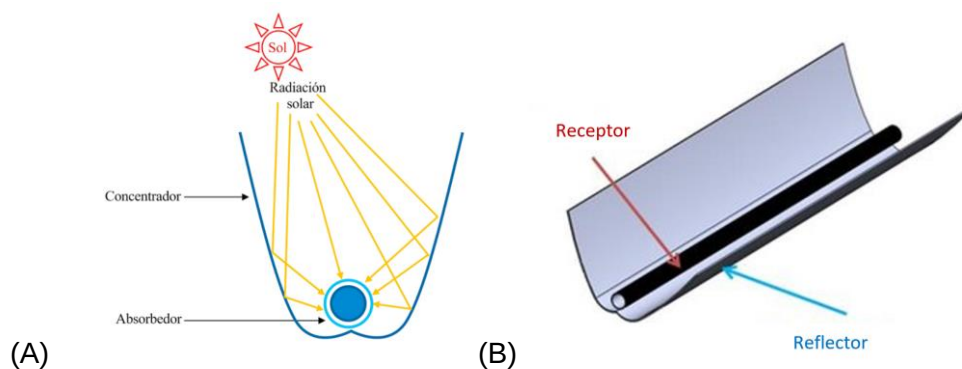


Fuente: (Carrión-Chamba et al., 2021b; Gao et al., 2020)

2.5.1.5 Concentrador parabólico compuesto

Un colector parabólico compuesto tiene la capacidad de concentrar y reflejar toda la radiación incidente hacia un receptor (Yousef et al., 2023a). La Figura 21 muestra esquemáticamente los concentradores parabólicos compuestos.

Figura 21. Concentrador parabólico compuesto



Fuente: (A) (Carrión-Chamba et al., 2021), (B) (Bellos & Tzivanidis, 2019)

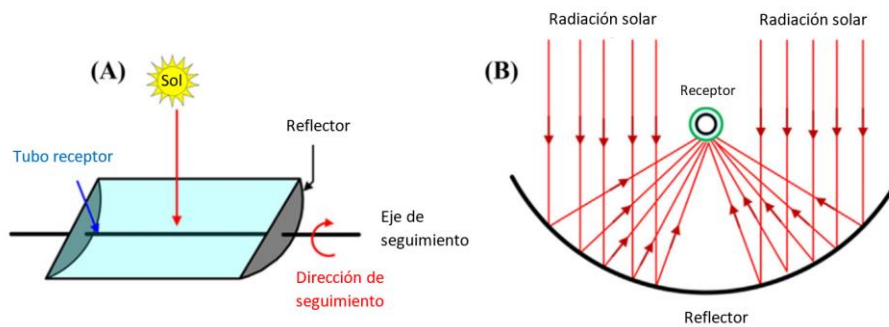
Usualmente, los concentradores parabólicos compuestos pueden aprovechar toda la radiación que ingrese por la apertura del colector, dentro del ángulo de aceptación, la cual alcanzará la superficie del absorbedor en la parte inferior del colector después de una o varias reflexiones (Asdrubali & Desideri, 2019). Es crucial contar con una superficie altamente reflectante, ya que, si la reflectividad de la superficie concentradora no es suficientemente alta, las pérdidas ópticas del colector podrían ser considerables.

2.5.1.6 Colector cilindro parabólico

El colector cilindro parabólico es un conjunto de espejos cóncavos diseñados para capturar la radiación solar directa a lo largo de una amplia superficie y concentrarla en un tubo receptor.

ubicado en el foco, este receptor absorbe la energía solar concentrada para elevar la temperatura del líquido que contiene (Yousef et al., 2023a), ilustrado en la Figura 22. Normalmente, está equipado con un sistema de seguimiento que sigue al Sol en torno a un eje a lo largo del receptor (un solo eje de rotación) para maximizar la captación de calor. Debido a su seguimiento en un solo eje, las distintas formas de radiación electromagnética (visible, ultravioleta e infrarrojo) caen paralelas a su eje (Joardder et al., 2017).

Figura 22. (A) Componentes del colector cilindro-parabólico; (B) el reflector parabólico enfoca la luz solar en su punto focal.



Fuente: (Yousef et al., 2023)

2.5.1.7 Colectores lineales Fresnel

Los colectores lineales Fresnel están compuestos por una serie de espejos largos, estrechos y poco curvados (incluso planos) como se puede ver en la Figura 23, para dirigir la radiación directa hacia uno o más absorbedores lineales colocados sobre los espejos (Pitz-Paal, 2020).

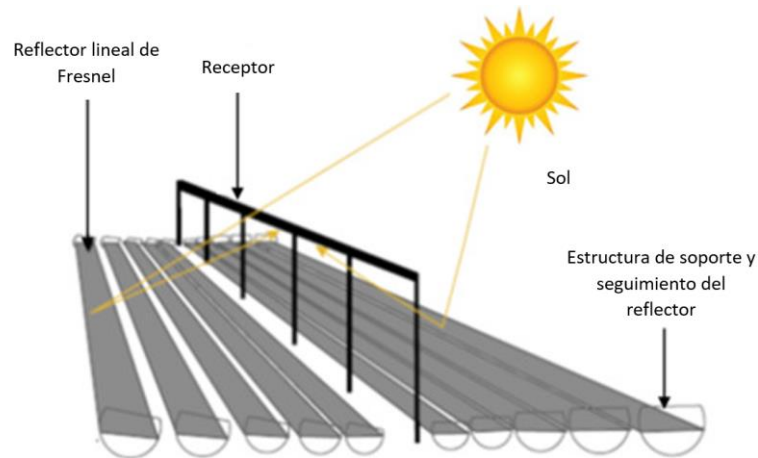
Figura 23. Circuito de prueba de colector lineal de Fresnel de 100 metros en la Plataforma Solar de Almería, España.



Fuente: (Pitz-Paal, 2020)

En el colector de Fresnel, cada espejo gira de manera individual para seguir al Sol, lo que significa que no hay ninguna conexión mecánica entre los espejos y el colector (Yousef et al., 2023a). En la Figura 24 se pueden observar los componentes del sistema Fresnel.

Figura 24. Colector lineal de Fresnel.



Fuente: (Pandey et al., 2022)

2.5.2 Eficiencia de un colector solar

La eficiencia del colector solar se describe como la proporción entre la energía útil ganada por el colector y la radiación incidente sobre su área de apertura, que equivale al área del propio colector (Yousef et al., 2023b). Esta relación se establece en la Ecuación 35 de la siguiente manera:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{\text{útil}}}{G_{\text{tot}} * A_c} \quad \text{Ecuación 35}$$

Donde:

- η representa la eficiencia.
- $\dot{Q}_{\text{útil}}$ es la potencia térmica útil neta (W).
- G_{tot} es la radiación solar que entra en el sistema (W m^{-2}).
- A_c es el área de exposición del colector (m^2).

La curva de eficiencia lineal de un colector solar puede expresarse mediante la Ecuación 36:

$$\eta = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \frac{(T_m - T_{\text{amb}})}{G_{\text{tot}}} \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

- τ es la transmisividad del colector,
- α es la absorción del colector
- G_{tot} es la irradiación solar (W)
- T_m representa la temperatura media del colector (K),
- T_{amb} es la temperatura ambiente (K),
- U_L es el factor de pérdida de calor
- F_R es el factor de eficiencia del colector,
- $F_R(\tau\alpha)$ es el rendimiento óptico del captador y
- $F_R U_L$ representa el coeficiente de pérdidas térmicas.

La máxima eficiencia de un colector se alcanza cuando existe un alto nivel de rendimiento óptico y un nivel bajo de pérdidas.

Dado que las pérdidas térmicas no tienen una proporción exacta con la diferencia de temperatura operativa ($T_m - T_{amb}$), se recurre con frecuencia a la curva de eficiencia cuadrática del colector, que ofrece una mayor precisión (Fortuin & Stryi-Hipp, 2012). Esta se representa con la Ecuación 37.

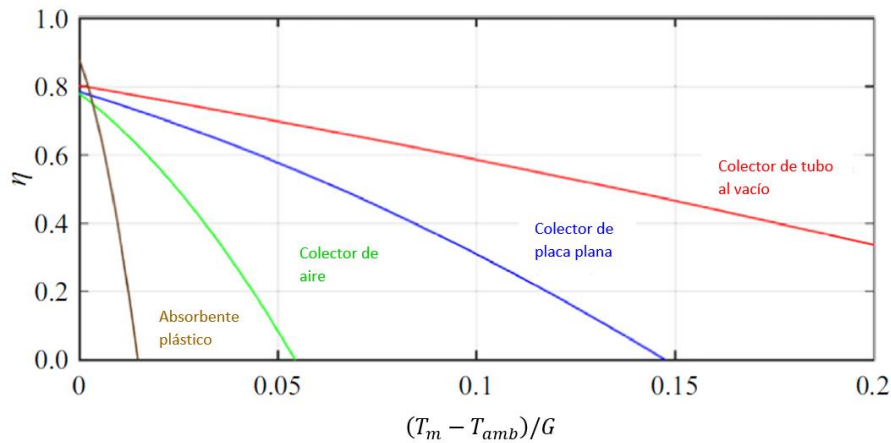
$$\eta = a_0 - a_1 \frac{(T_m - T_{amb})}{G} - a_2 \frac{(T_m - T_{amb})^2}{G} \quad \text{Ecuación 37}$$

Donde:

- a_0 es la máxima eficiencia o el rendimiento óptico,
- a_1 el factor de pérdida lineal y
- a_2 el factor de pérdida cuadrático.

En la Figura 25 se presentan las eficiencias de colectores solares sin concentración, destacando como el más eficiente la tecnología del colector de tubo de vacío.

Figura 25. Curva de rendimiento térmico para colectores de placa plana y colectores de tubo al vacío.



Fuente: (Yousef et al., 2023a)

2.5.3 Superficie de captación teórica.

Según la NEC, para piscinas cubiertas, la energía que deben suministrar los colectores es igual a las pérdidas térmicas de la piscina, como se define en la Ecuación 38.

$$E_{SST} = P \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

- E_{SST} : energía a suministrar por los colectores (MJ)
- P : pérdida total (MJ)

La energía producida por metro cuadrado de colector se estima usando la Ecuación 39.

$$E_{m_{cap}^2} = \eta \cdot H_\beta \quad \text{Ecuación 39}$$

Donde:

- $E_{m_{cap}^2}$: energía producida por metro cuadrado de colector (MJ m^{-2}).
- η : rendimiento medio del captador.
- H_β : Irradiación promedio diaria del mes sobre el plano del colector inclinado β grados (MJ m^{-2}).

El rendimiento medio de los colectores se determina a partir de la ecuación de rendimiento específica de los mismos.

Finalmente, la superficie total de captación se calcula con la Ecuación 40.

$$S_{cap} = \frac{E_{SST}}{E_{m_{cap}^2}} \quad \text{Ecuación 40}$$

Donde:

- S_{cap} : superficie total útil de captación, considerando el área de apertura (m^2).

2.5.4 Distancia entre baterías de colectores solares

La distancia mínima entre colectores y entre filas de colectores se determina según los manuales técnicos de los fabricantes. Para los colectores sin cubierta, no existe una especificación técnica sobre la distancia entre filas en los manuales. Esto se debe a que, generalmente, no tienen una inclinación adicional a la del techo y no generan sombra entre sí debido a su pequeño espesor.

Por otro lado, para los colectores con cubierta generalmente se usa la Ecuación 41 para calcular la distancia entre baterías o filas de colectores (Viessman, 2019).

$$z = \frac{h \cdot \sin(180^\circ - (\alpha + \varphi))}{\sin \varphi} \quad \text{Ecuación 41}$$

Donde:

- z : Distancia entre filas de colectores (m)
- h : Altura del colector (m)
- α : Ángulo de inclinación del colector ($^\circ$)
- φ : ángulo solar ($^\circ$)

El ángulo solar calculado con la Ecuación 42 se define para el 21 de diciembre, ya que este día representa la situación más desfavorable para la orientación sur geográfica debido al solsticio de invierno en el hemisferio norte. En esta fecha, el sol alcanza su menor altura solar del año.

$$\varphi = (90^\circ + \delta) - \phi \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde:

- δ : Ángulo de declinación solar del 21 de diciembre ($^\circ$)
- ϕ : Latitud ($^\circ$)

2.6 Almacenamiento de energía térmica

Consiste en el empleo de tecnologías destinadas a almacenar la energía en forma de calor para su posterior utilización mediante procesos de conversión cuando se necesite satisfacer la demanda energética (Navarro Rivero et al., 2023). Estas tecnologías se dividen en almacenamiento de calor sensible, almacenamiento de calor latente y almacenamiento de calor termoquímico.

El almacenamiento de calor sensible se realiza sin cambio de fase del material de almacenamiento a través del incremento o reducción de la temperatura de este, que puede ser líquido o sólido (Mahmud & Hasanuzzaman, 2022). El agua se utiliza comúnmente debido a su menor costo y mayor capacidad calorífica específica, es efectiva en aplicaciones menores a 100 °C. Por otro lado, se emplean materiales como las sales fundidas, los aceites y los metales líquidos que tienen un alto punto de ebullición y, por lo tanto, funcionan mejor en procesos por encima de los 100 °C (Mahmud & Hasanuzzaman, 2022). Es una tecnología económica y fácil de implementar.

El almacenamiento de calor latente aprovecha la energía térmica liberada o absorbida por un material que experimenta una transición de fase. Esta técnica permite almacenar una gran cantidad de calor en espacios reducidos, manteniendo constante la temperatura del material durante la transición de fase (Kutscher et al., 2018).

El almacenamiento de energía termoquímica tiene fundamentos en una reacción química reversible. En primer lugar, los enlaces moleculares se rompen durante la reacción química, lo cual es catalizado por un aumento de temperatura. Tras esta separación termoquímica, los componentes resultantes se almacenan por separado. Posteriormente cuando se necesita energía, se produce la recombinación de los componentes y se libera la energía termoquímica almacenada (Kutscher et al., 2018). Este tipo de tecnología permite el almacenamiento a largo plazo y ofrece una alta densidad energética. No obstante, el proceso termoquímico es complejo y costoso.

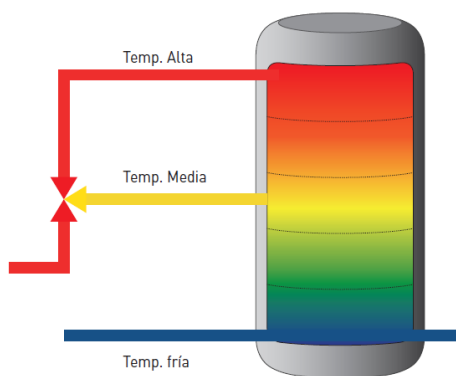
Respecto al almacenamiento de calor sensible, que será el enfoque de este estudio, se analizarán los tanques de almacenamiento de agua. Los acumuladores o tanques de almacenamiento se pueden clasificar según si poseen un intercambiador interno o externo. Los primeros se utilizan cuando los sistemas son pequeños, generalmente con menos de 20 m² de superficie de captadores (Appsol, 2017). Mientras que los segundos se utilizan para sistemas de mayor escala donde la superficie del intercambiador no está limitada.

Por otro lado, es importante que un tanque de almacenamiento de energía térmica que utilice agua como medio de almacenamiento esté estratificado, es decir, que mantenga volúmenes

separados de agua a diferentes temperaturas (Dincer & Rosen, 2011). El agua debe almacenarse con un gradiente vertical de temperaturas, de manera que el agua caliente esté en la parte superior del tanque y el agua fría en la parte inferior (MINENERGIA & PNUD, 2010).

Los acumuladores pueden tener un sistema de estratificación externo, interno y tanque dentro de tanque (Appsol, 2017). En el primer caso, como se aprecia en la Figura 26, estos tanques tienen las conexiones de las entradas y salidas de agua a diferentes alturas del acumulador (Appsol, 2017). Para esto, se utilizan válvulas motorizadas que dirigen el flujo según la temperatura.

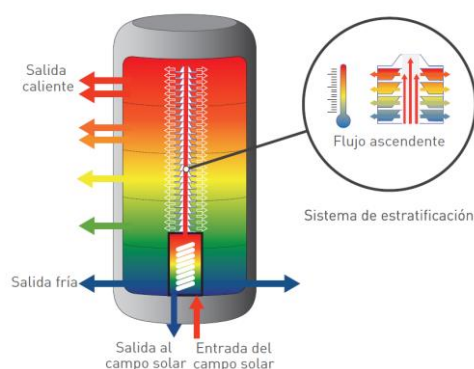
Figura 26. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento con estratificación externa.



Fuente: (Appsol, 2017)

Según Appsol (2017), los tanques con estratificación interna como se muestra en la Figura 27, tienen un tubo de plástico con varios agujeros tapados. Estos agujeros se abren cuando el agua los presiona, dependiendo de la diferencia de temperatura entre los extremos del tubo. Esto asegura que el agua caliente entre en el tanque en el nivel o altura donde la temperatura sea más similar a la del fluido. De esta manera, el agua se mueve hasta alcanzar la temperatura deseada sin alterar el contenido del tanque.

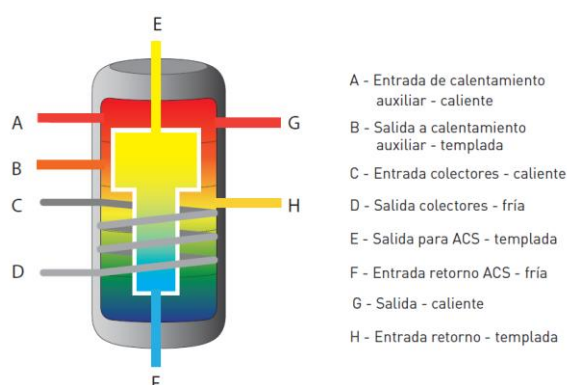
Figura 27. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento con estratificación interna



Fuente: (Appsol, 2017)

El sistema de tanque dentro de tanque consiste en un depósito vertical contenido dentro de otro como se aprecia en la Figura 28. En la base del tanque exterior se encuentra un serpentín de intercambio de calor del colector, lo que permite calentar directamente el tanque exterior. Este tanque se estratifica de manera natural mientras calienta el tanque interior. El tanque interior se usa para agua caliente sanitaria y necesita un revestimiento sanitario (Appsol, 2017).

Figura 28. Tanque de almacenamiento con agua como medio de almacenamiento tipo tanque dentro de tanque.



Fuente: (Appsol, 2017)

2.6.1 Dimensionamiento del tanque de almacenamiento

De acuerdo con la guía de la Sociedad Alemana de Energía Solar (DGS) (2010), un tanque de almacenamiento de agua se dimensiona utilizando la Ecuación 43.

$$m = \frac{Q}{c_a \cdot \Delta T}$$
Ecuación 43

Donde:

- m : Capacidad o volumen del cilindro (kg).
- Q : Cantidad de energía (Wh).
- c_a : Capacidad térmica del agua, con un valor de $1,16 \text{ Wh kg}^{-1} \text{ K}^{-1}$
- ΔT : Diferencial de temperatura (K)

Para el cálculo del coeficiente de pérdida o transmitancia térmica del acumulador se usan las fórmulas de cálculo que se presentan en la Ecuación 44 y Ecuación 45.

$$R = \frac{d}{K}$$
Ecuación 44

Donde:

- R : Resistencia térmica
- d : Espesor del material
- K : Conductividad térmica

$$U = \frac{1}{\sum R}$$
Ecuación 45

Donde:

- U : Coeficiente de pérdida de calor

2.7 Intercambiador de calor

Son dispositivos de transferencia de calor entre fluidos con el fin de modificar la temperatura del fluido de proceso mediante un fluido de servicio como fuente de calor o de frío. Es más eficiente en términos de ahorro energético que ambos sean fluidos de proceso (Salazar, 2018). En la Tabla 3 se muestran algunas clasificaciones de intercambiadores de calor.

Tabla 3. *Clasificación de intercambiadores de calor*

Intercambiadores de calor	Según su aplicación	- Precalentador - Radiador - Aire Acondicionado - Condensador
	Según intercambio respecto al tiempo	- Regeneradores - Recuperadores
	Según la naturaleza de los fluidos	- Líquido / Líquido - Líquido / Gas - Gas / Gas
	Según la disposición de los fluidos	- Paso único - Paso múltiple
	Según su construcción	- Tubos concéntricos - Carcasa y tubos - Placas - Espiral

Fuente: Elaboración propia. Datos obtenidos de (Salazar, 2018).

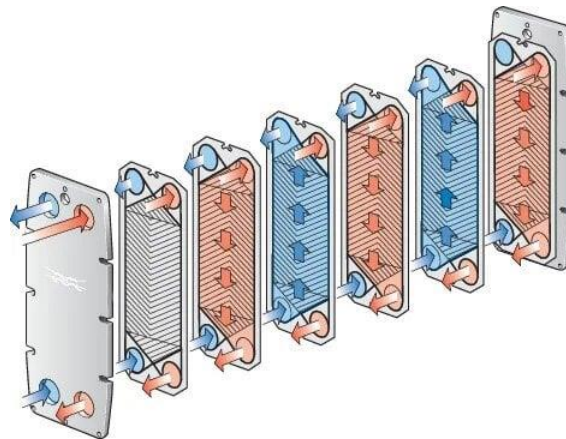
Desempeñan un papel fundamental en la transferencia de energía térmica entre distintos fluidos sin que entren en contacto directo. Son ampliamente utilizados en sistemas solares para facilitar la transferencia de calor y deben cumplir una serie de requisitos específicos para garantizar su eficacia y durabilidad. Se busca una baja diferencia de temperaturas a través de las paredes del intercambiador y deben producir una pérdida de carga mínima (Peuser et al., 2002).

Para dimensionar el intercambiador de calor y conocer su eficiencia se debe determinar los cambios de temperatura esperados tanto en el sistema primario como en el sistema secundario y conocer los caudales de ambos circuitos. Es necesario el dimensionamiento de dos intercambiadores, uno para el vaso de la piscina y otro para el ACS.

En el diseño del sistema solar térmico se toma en consideración el uso de un intercambiador solar de tipo externo, menos susceptibles a los efectos de la contaminación por corrosión en la aplicación de calentamiento solar de piscinas (Peuser et al., 2002).

La importancia de los intercambiadores de placas se debe a tres factores clave: las placas ultradelgadas proporcionan un alto coeficiente de intercambio térmico, lo que los hace más eficientes; requieren poco espacio para su instalación en comparación con los intercambiadores de carcasa y tubo; y su mantenimiento es sencillo, ya que, en caso de incrustaciones, su desmontaje y mantenimiento resultan sencillos (Salazar, 2018). En la Figura 29 se ilustra un intercambiador de placas.

Figura 29. Intercambiador de placas



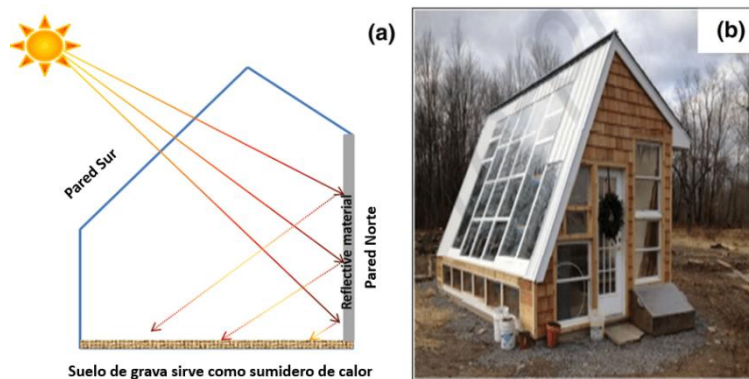
Fuente: (Alfa Laval, 2024)

2.8 Sistema solar térmico

Los sistemas solares térmicos que aprovecha el calor de la radiación solar según Hossain y Petrovic (2021) se clasifican en dos categorías: pasivos y activos.

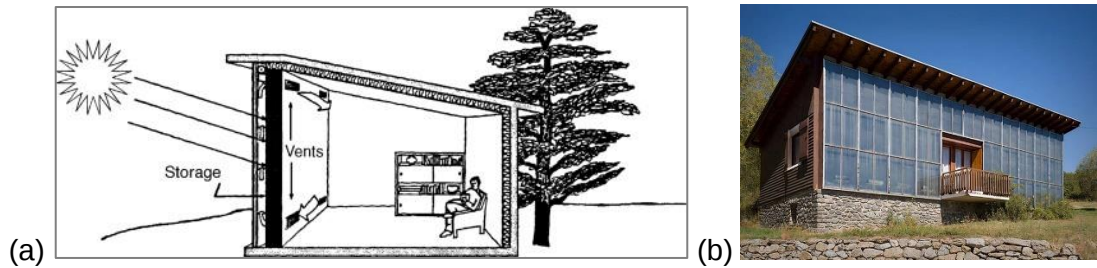
Los sistemas solares pasivos dependen de la estructura de la infraestructura para capturar el calor (Dincer & Abu-Rayash, 2020). Esto puede ser a través de la inclinación u orientación del techo que permita una mayor irradiación solar. Los métodos de calefacción solar pasiva utilizan medios naturales como la radiación, la convección natural, el flujo termosifónico y las propiedades térmicas de los materiales para la recopilación y transferencia de calor. Los sistemas pasivos engloban estructuras como invernaderos, muros trombe e iluminación natural, los cuales se presentan en la Figura 30, Figura 31 y Figura 32 respectivamente.

Figura 30. a) Esquema de un invernadero solar pasivo, b) invernadero solar pasivo real



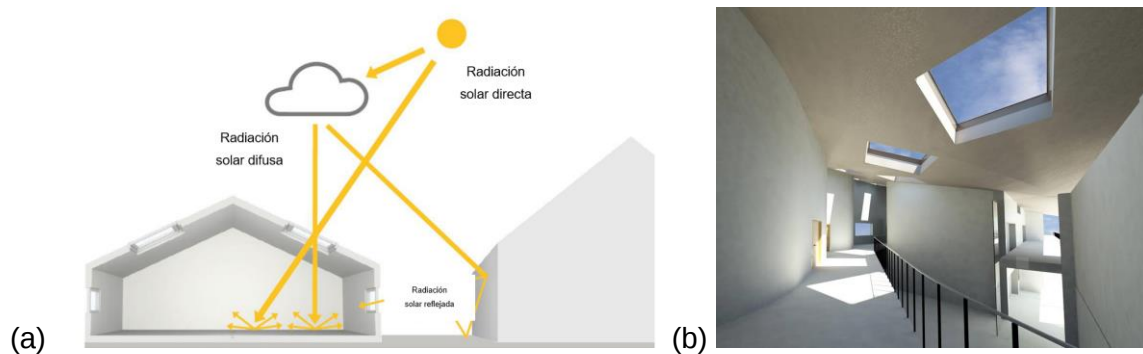
Fuente: (Dhonde et al., 2022)

Figura 31. a) Esquema de un muro trombe, b) muro trombe real



Fuente: (a) (THOMAS, 2003), (b) (Cao, 2020)

Figura 32. a) Esquema de iluminación natural, b) iluminación natural real



Fuente: (a) (Velux, 2020), (b) (Illuminet, 2015)

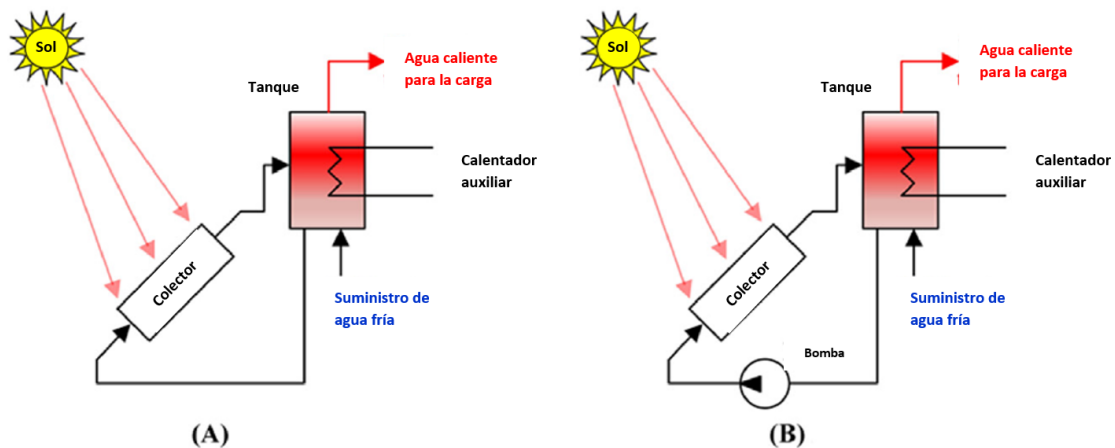
Por otro lado, los sistemas activos dependen de bombas que transfieren el calor recogido en los colectores solares a la edificación (Dincer & Abu-Rayash, 2020). Los métodos de calefacción activa emplean bombas y ventiladores para incrementar la velocidad de circulación de fluido, así como la transferencia de calor.

Hossain y Petrovic (2021) describen los sistemas activos de energía solar térmica que emplean energía solar térmica para calentar un fluido de trabajo, siendo el agua el más común. Este fluido calentado puede usarse para almacenar calor en un tanque y distribuirlo posteriormente. La conducción del fluido puede realizarse mediante tuberías o mediante un sistema de bombeo activo. Los sistemas solares térmicos activos sin concentración utilizan la radiación solar para calentar directamente el fluido de trabajo, mientras que los sistemas con concentración utilizan espejos y lentes para concentrar la radiación en un área pequeña.

2.8.1 Sistema de energía térmica solar para calentamiento de agua doméstica.

Existen varios tipos de sistemas solares de agua caliente doméstica, los cuales se dividen en dos categorías principales: activos y pasivos, como se muestran en la Figura 33.

Figura 33. Esquema de sistema de calentamiento de agua solar. Colector fijo (A) Sistema pasivo. (B) Sistema activo.

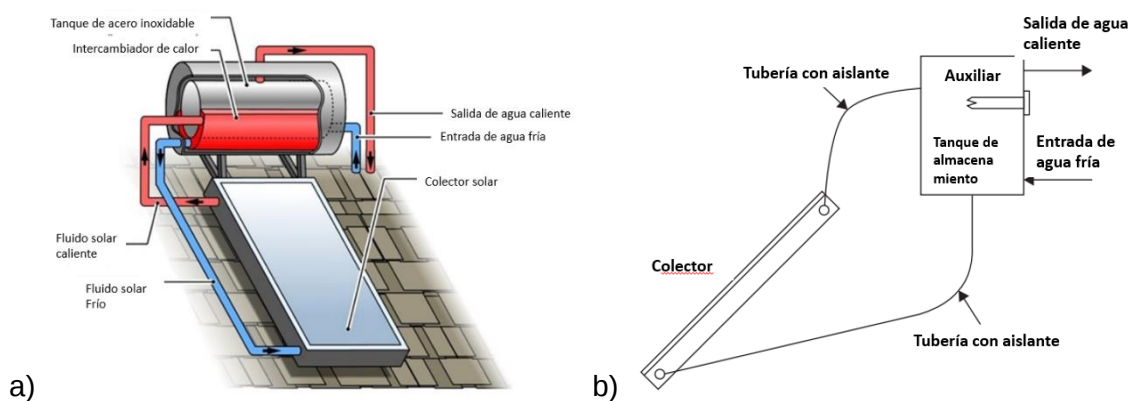


Fuente: (Radwan et al., 2023)

En sistemas de calentamiento de agua solar pasivos, el flujo de agua se produce de manera natural, sin requerir el uso de una bomba. En esta clasificación se encuentran dos sistemas: el termosifón y los sistemas de almacenamiento integrado de colectores.

El sistema termosifón aprovecha las diferencias de densidad entre el agua fría y caliente para generar un pequeño flujo que lleva el agua caliente desde los colectores hasta el almacenamiento, fenómeno conocido como efecto termosifónico, el cual ocurre mientras exista radiación solar (Alexopoulos & Kalogirou, 2022). Se requiere un calentador auxiliar o un intercambiador de calor para producir agua caliente con apoyo de calefacción central. Este método implica que el depósito de almacenamiento de agua este posicionado sobre el colector para permitir la circulación natural (Radwan et al., 2023), esto se ilustra en la Figura 34.

Figura 34. a) Sistema de calentamiento solar de agua basado en termosifón (convección natural). b) Diagrama esquemático de un calentador solar de agua por termosifón.



Fuente: a) (Abas et al., 2017), b) (Kalogirou, 2014b)

Los sistemas de almacenamiento integrado de colectores aprovechan la superficie del tanque de almacenamiento como el absorbedor del colector, como se ilustra en la Figura 35. El agua caliente se retira del extremo superior del depósito, el agua fría de reposición ingresa en la parte inferior del tanque en el lado opuesto (Kalogirou, 2014b).

Figura 35. *Sistema de almacenamiento integrado de colectores*



Fuente: (Sarbu & Sebarchievici, 2017b)

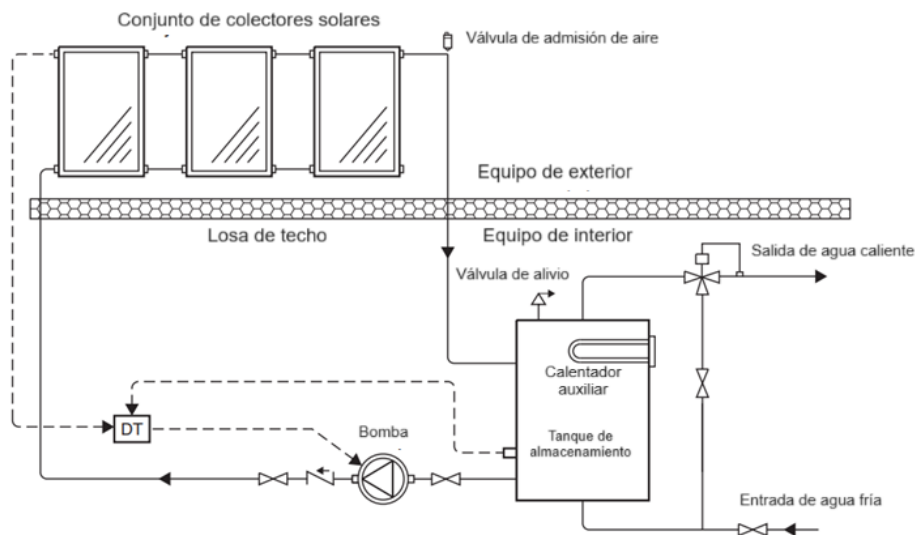
Por otro lado, en el sistema solar térmico activo se emplea una bomba para facilitar el flujo dentro del colector. Los colectores solares están instalados en el techo, y el depósito de almacenamiento de agua caliente está ubicado en el interior, dentro de un cuarto de máquinas, por lo que se necesita espacio adicional en las viviendas. Ambos componentes se interconectan mediante tuberías, una bomba y un termostato diferencial, el cual enciende la bomba cuando la temperatura del agua en la salida del colector es mayor por ciertos grados centígrados que la temperatura del agua en el tanque de almacenamiento (Alexopoulos & Kalogirou, 2022). De acuerdo con Kalogirou (2014) cinco tipos de sistemas pertenecen a esta categoría: sistemas de circulación directa, sistemas de calentamiento de agua indirectos, sistemas de aire, sistemas de bomba de calor y sistemas de calefacción de piscinas. Se abordarán los sistemas directos e indirectos.

En los sistemas directos o de bucle abierto, el agua se calienta directamente a través de los colectores solares (Karti, 2018). Por otro lado, en los sistemas indirectos o de bucle cerrado, el agua se calienta de forma indirecta mediante un fluido de transferencia de calor que se calienta en el colector y pasa a través de un intercambiador de calor para transferir su calor al agua doméstica o de servicio (Kalogirou, 2014b).

En la Figura 36 se presenta un esquema de un sistema de circulación directa descrito por Kalogirou (2014b). En este sistema, una bomba se encarga de movilizar el agua desde el almacenamiento hacia los colectores cuando la energía solar disponible es suficiente para elevar su temperatura, devolviendo luego el agua calentada al depósito. El funcionamiento de esta bomba está controlado por un termostato que monitorea y compara las temperaturas

tanto en la salida del colector como en el tanque de almacenamiento. La bomba opera continuamente cuando hay una diferencia de temperatura específica entre ambas áreas. Además, se integra una válvula de retención que previene las pérdidas de energía causadas por la circulación termosifónica inversa cuando la bomba se encuentra inactiva.

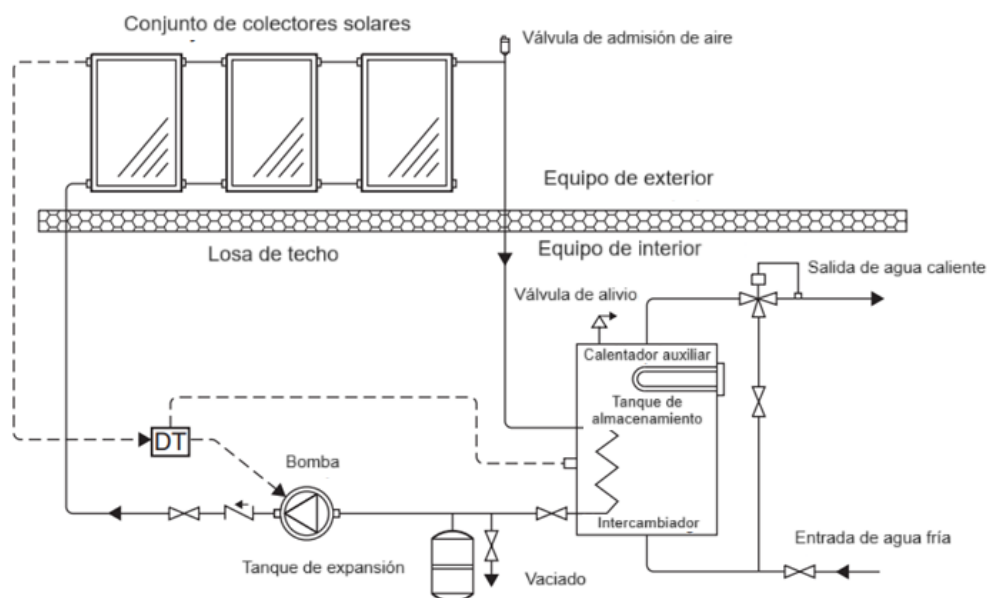
Figura 36. Sistema de circulación directa



Fuente: (Kalogirou, 2014b).

En la Figura 37 se presenta un esquema de un sistema de circulación indirecta, la bomba opera con un termostato diferencial (DT), y un fluido de transferencia de calor circula mediante el bucle cerrado del colector hacia un intercambiador de calor, donde su calor se transfiere al agua potable (Kalogirou, 2014b). El circuito del colector está cerrado; por lo tanto, se requiere un tanque de expansión y una válvula de alivio de presión.

Figura 37. Sistema de circulación indirecta



Fuente: (Kalogirou, 2014b).

Según Radwan et al. (2023), los elementos principales de un sistema térmico para calentar agua son:

1. Un colector solar, que puede ser un colector solar de tubo evacuado o un colector solar de placa plana.
2. Un tanque de almacenamiento de agua aislado.
3. Bomba de recirculación
4. Tuberías aisladas.
5. Controles de seguridad.
6. Sistema auxiliar: calefacción basada en combustibles fósiles o electricidad.

2.8.2 Calentamiento de piscinas

La instalación de sistemas de energía solar térmica puede reducir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero. Según Almutairi et al. (2021), se estima que un colector solar puede evitar la emisión de 142 toneladas de CO₂ durante sus 20 años de vida útil, en aplicaciones como la calefacción de piscinas, las cuales son uno de los mayores consumidores de GLP en el CREDU.

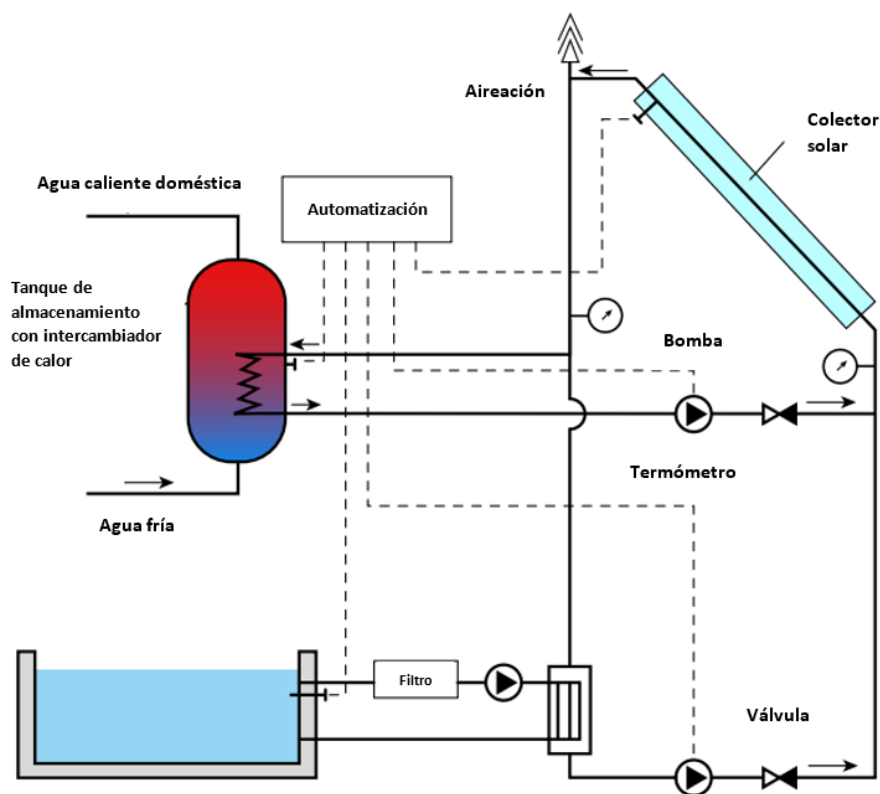
Los sistemas de calentamiento solar para piscinas pueden emplear colectores con o sin cubierta. No obstante, el diseño predominante de colector utilizado es el de sin cubierta, fabricados con plástico negro de polipropileno. De acuerdo con Radwan et al. (2023) estos

colectores sin cubierta son económicamente más eficientes en climas cálidos, y los sistemas con cubierta son más efectivos en condiciones climáticas más frías. Por ende, pueden ser utilizados durante todo el año en una variedad de climas.

Según Wang et al. (2018) los colectores sin cubierta son ideales para calentar piscinas, dado que solo se necesita elevar unos cuantos grados por encima de la temperatura ambiental del aire. En contraste, los colectores de placa plana son los más comúnmente empleados para calentar agua destinada al uso doméstico.

Un sistema de colectores solares diseñado para calentar agua tanto para uso doméstico como para la piscina mediante un intercambiador de calor se representa en la Figura 38. Este sistema es de tipo activo, con circulación forzada. La bomba de circulación transporta el fluido de transferencia de calor entre el colector solar y el intercambiador de calor en el depósito de almacenamiento, lo cual ocurre cuando la temperatura del fluido en el colector solar supera la temperatura del agua caliente doméstica en el tanque de almacenamiento. Para la piscina, el sistema cuenta con un filtro para eliminar los desechos antes de bombear el agua a través del colector, y bombas de circulación con válvulas para controlar la velocidad y dirección del flujo. El agua de la piscina se calienta en el colector y se devuelve a la misma.

Figura 38. Sistema solar para calentamiento de agua caliente sanitaria y piscinas.



Fuente: (Sarbu & Sebarchievici, 2017b)

El tamaño del sistema de calefacción solar para piscinas depende de factores, como las dimensiones de la piscina, la duración de la temporada de natación, las condiciones climáticas (incluida la radiación solar y la temperatura ambiente), la temperatura deseada de la piscina, las características del colector (Radwan et al., 2023); así como el uso de una cubierta de piscina ya que reduce las pérdidas de calor, especialmente las pérdidas por evaporación.

Estimaciones aproximadas indican que el área del colector solar debe ser entre el 50 % y el 100 % del área superficial de la piscina, dependiendo de los parámetros (Radwan et al., 2023).

2.8.3 Demanda energética de la piscina

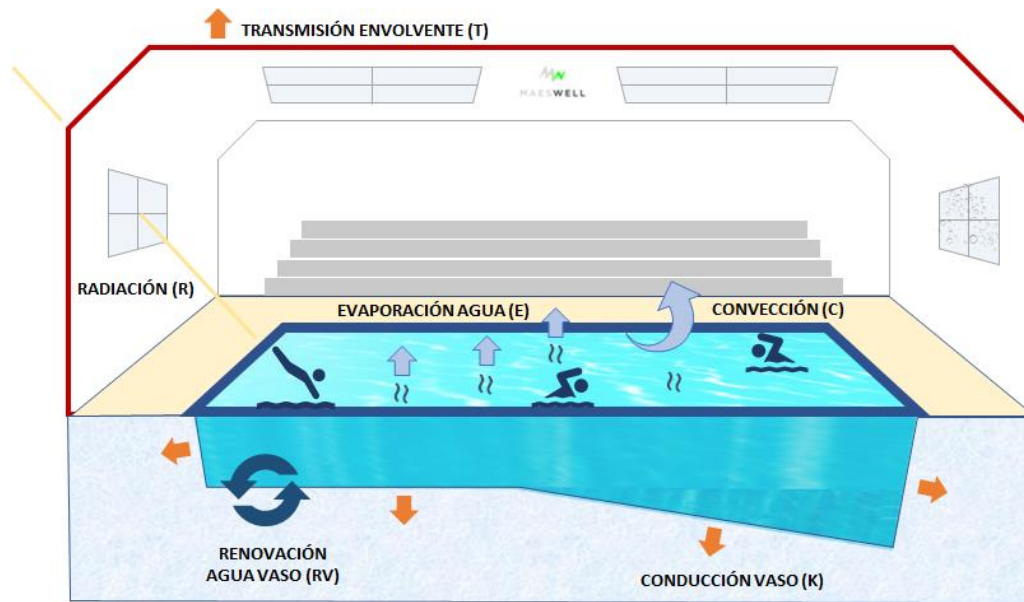
La demanda de energía térmica de una piscina en interiores, tal como se ha estudiado en diversos trabajos (Chow et al., 2012; Delgado Marín et al., 2019; Mancic et al., 2014; P. Sun et al., 2011) se define por la Ecuación 46. Los componentes de la demanda energética total se presentan en la Figura 39.

$$\dot{Q}_{tot} = \dot{Q}_{evap} + \dot{Q}_{cond} + \dot{Q}_{conv} + \dot{Q}_{rad} + \dot{Q}_{renov} \quad \text{Ecuación 46}$$

Donde:

- $\dot{Q}_{tot}$: Demanda térmica total (kW).
- $\dot{Q}_{evap}$: Demanda térmica de evaporación (kW).
- $\dot{Q}_{cond}$: Demanda térmica de conducción (kW).
- $\dot{Q}_{conv}$: Demanda térmica de convección (kW).
- $\dot{Q}_{rad}$: Demanda térmica de radiación (kW).
- $\dot{Q}_{renov}$: Demanda térmica de renovación (kW).

Figura 39. Esquema de balance energético de una piscina cubierta



Fuente: (MaesWell, 2018)

2.8.3.1 Pérdidas energéticas por radiación

Las pérdidas de calor por radiación hacia la atmósfera desde la superficie del agua son significativas, especialmente durante la noche, cuando la temperatura ambiente es más baja que durante el día (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020). Para el cálculo del calor perdido por radiación se emplea la Ecuación 47.

$$Q_{rad} = S_{vaso} \cdot \varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{vaso}^4 - T_{ciclo}^4) \quad \text{Ecuación 47}$$

Donde:

- Q_{rad} : Calor perdido por radiación desde la superficie del líquido (W)
- ε : Emisividad del agua con un valor de 0,95.
- σ : Constante de Stefan-Boltzmann, con un valor de $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$.
- T_{vaso} : Temperatura del agua de la piscina (K).
- S_{vaso} : Área de la superficie de la piscina (m^2).
- T_{ciclo} : Temperatura ambiental corregida (K).

$$T_{ciclo} = 0,0552 \cdot T_{amb}^{1,5}$$

- T_{amb} : Temperatura media ambiente (K).

Según la NEC, para cálculos en piscinas cubiertas, T_{ciclo} es igual a T_{amb} .

Se determinan las pérdidas por radiación a partir de la Ecuación 48.

$$P_{rad} = Q_{rad} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ecuación 48}$$

Donde:

- P_{rad} : Pérdidas de energía por radiación (MJ).
- t : Horas a lo largo del día, 24 horas.

2.8.3.2 Pérdidas energéticas por conducción

Para el cálculo de las pérdidas por conducción se emplea la Ecuación 49 y Ecuación 50.

$$Q_{trans} = S_{env} \cdot U_{env} \cdot (T_{vaso} - T_{terreno}) \cdot 24 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ecuación 49}$$

$$P_{trans} = \frac{Q_{trans}}{S_{vaso}} \quad \text{Ecuación 50}$$

- Q_{trans} : Energía que transmite el envolvente del terreno (MJ).
- T_{vaso} : Temperatura del agua de la piscina (°C).
- $T_{terreno}$: Temperatura promedio del terreno (°C)
- S_{vaso} : Área de la superficie de la piscina (m²).
- S_{env} : Área de la superficie envolvente, paredes laterales y base (m²).
- U_{env} : Conductividad térmica promedio de la superficie envolvente (W m⁻² K⁻¹)
- P_{trans} : Pérdida de energía por unidad de superficie (MJ m⁻²).

2.8.3.3 Pérdidas energéticas por evaporación

Según la Norma Ecuatoriana de Construcción (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020) el cálculo de la demanda térmica de evaporación se determina mediante la Ecuación 51. Además de acuerdo con Zuccari et al. (2017), la evaporación es el 60 % de la demanda energética total, por lo que su cálculo es fundamental.

$$Q_{evap} = S_{vaso} \cdot P_{atm} \cdot \left[35 \cdot V_{viento} + 43 \cdot (T_{vaso} - T_{amb})^{\frac{1}{3}} \right] \cdot (W_{vaso} - W_{amb}) \quad \text{Ecuación 51}$$

Donde:

- Q_{evap} : Demanda térmica de evaporación (W).
- S_{vaso} : Área de la superficie de la piscina (m²).
- P_{atm} : Presión atmosférica (kPa).
- V_{viento} : Velocidad del viento (m s⁻¹).

- T_{vaso} : Temperatura del agua de la piscina (K).
- T_{amb} : Temperatura media ambiente (K).
- W_{vaso} : Relación de humedad a la temperatura de la piscina (%).
- W_{amb} : Humedad relativa en los alrededores de la piscina (%).

Las pérdidas por evaporación se calculan de acuerdo con el Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador (2020) mediante la Ecuación 52.

$$p_{evap} = Q_{evap} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ecuación 52}$$

Donde:

- p_{evap} : Energía perdida por evaporación (MJ).
- Q_{evap} : Demanda térmica de evaporación (W).
- t : Horas a lo largo del día (h).

2.8.3.4 Pérdidas energéticas por convección

De manera similar, la Norma Ecuatoriana de Construcción emplea la Ecuación 53 y Ecuación 54 para el cálculo de la demanda térmica de convección y la pérdida de energía por convección respectivamente.

$$Q_{conv} = S_{vaso} \cdot Q_{evap} \cdot 0,0006 \cdot \left(\frac{T_{vaso} - T_{amb}}{W_{vaso} - W_{amb}} \right) \quad \text{Ecuación 53}$$

Donde:

- Q_{conv} : Demanda térmica de convección (W).
- Q_{evap} : Demanda térmica de evaporación (W).
- S_{vaso} : Área de la superficie de la piscina (m²).
- T_{vaso} : Temperatura del agua de la piscina (K).
- T_{amb} : Temperatura media ambiente (K).
- W_{vaso} : Relación de humedad a la temperatura de la piscina (%).
- W_{amb} : Humedad relativa en los alrededores de la piscina (%).

$$p_{conv} = Q_{conv} \cdot t \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \quad \text{Ecuación 54}$$

Donde:

- p_{evap} : Energía perdida por convección (MJ).

- Q_{evap} : Demanda térmica de convección (W).
- t : Horas a lo largo del día (h)

2.9 Análisis hidráulico de un sistema de energía solar térmica para calentamiento de agua.

El análisis hidráulico es crucial en el diseño de un sistema de energía solar térmica para calentar agua doméstica y de piscinas. Este análisis asegura que el sistema funcione de manera eficiente, proporcionando el flujo adecuado de agua a través de los colectores solares y el tanque de almacenamiento. Para lograr esto, es esencial considerar las pérdidas hidráulicas, ya que estas afectan el rendimiento general del sistema.

El cálculo de pérdidas de carga hidráulica en tuberías se realiza con la Ecuación 55 del método de Hazen Williams (Mott, 2006).

$$v = 0,85 \cdot C_h \cdot R^{0,63} \cdot s^{0,54} \quad \text{Ecuación 55}$$

Donde:

- v : Velocidad promedio del flujo (m s^{-1})
- C_h : Coeficiente de Hazen Williams
- R : Radio hidráulico del conducto de flujo (m)
- s : Relación hL/L: pérdida de energía/longitud del conducto (m m^{-1})

Las pérdidas de carga en accesorios se realizan a partir de la Ecuación 56.

$$h_L = K \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad \text{Ecuación 56}$$

Donde:

- h_L : Pérdida menor (m)
- K : coeficiente de resistencia
- v : Velocidad promedio del flujo (m s^{-1})
- g : gravedad (m s^{-2})

El coeficiente de resistencia se calcula con la Ecuación 57.

$$K = \frac{L_e}{D} \cdot f_T \quad \text{Ecuación 57}$$

Donde:

- L_e/D : Relación de longitud equivalente
- f_T : factor de fricción en la tubería

Por otro lado, se debe considerar que las pérdidas hidráulicas debidas a los colectores e intercambiadores dependen de cada modelo específico. Las ecuaciones o gráficos que determinan estas pérdidas son únicos para cada modelo.

2.10 Fundamentos teóricos de la modelación y simulación

2.10.1 Principios del software de simulación SAM

System Advisor Model o SAM es un modelo computacional técnico y económico que simula el rendimiento de proyectos de energía renovable. Permite simular el funcionamiento de una variedad de sistemas, como los de energía solar fotovoltaica, energía solar concentrada, calentamiento de agua solar, energía eólica, geotérmica y biomasa (Blair et al., 2018).

Además, permite comparaciones con sistemas convencionales. Sus herramientas de simulación facilitan la realización de análisis paramétricos y de sensibilidad (Blair et al., 2018). Este programa informático es una herramienta computacional que simplifica, modela y optimiza sistemas de energía renovable (Ballagan Romero & Pico Mantilla, 2018). Sin embargo, no simula sistemas de energía fuera de la red ni sistemas de energía híbridos (Blair et al., 2018).

2.10.1.2 Funcionamiento del método de simulación de SAM

SAM es un software libre que utiliza un modelo de optimización de despacho lineal entero mixto (MILP) para tomar decisiones de operación que buscan maximizar las ganancias por arbitraje de energía del sistema. Este software proporciona un entorno para evaluar diferentes sistemas de generación de energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía (Hamilton & Neises, 2023).

El sistema aprovecha bases de datos y modelos que han sido desarrollados por National Renewable Energy Laboratory (NREL), la Universidad de Wisconsin y Sandia National Laboratories, entre otras entidades destacadas en el campo. El software está equipado con una base de datos meteorológicos que describe el recurso de energía renovable y las condiciones climáticas del lugar donde se desarrolla el proyecto. Estos datos pueden seleccionarse de una lista incorporada en el programa o descargarse directamente de fuentes en línea (Ballagan Romero & Pico Mantilla, 2018).

2.10.2 Principios del software TRNSYS

TRNSYS o Transient System Simulation Program es un software de simulación dinámica desarrollado en la Universidad de Wisconsin-Madison (EE.UU.) en 1976 por Klein S. A. (Klein et al., 1976) y se destaca como uno de los principales programas en simulación energética para sistemas térmicos solares (Hernandez-Albaladejo & Urquia, 2018).

Se diseñó para sistemas energéticos en funcionamiento dinámico, lo que lo hace apto para resolver sistemas de operación complejos. Esta capacidad se debe a que esta técnica posibilita diversos análisis mediante la combinación de componentes denominados “TYPES”, revelando también cómo están interconectados (Peña, 2023).

El software puede ser empleado para llevar a cabo simulaciones numéricas que evalúan diversas configuraciones de colectores solares con el fin de identificar el sistema combinado óptimo desde los puntos de vista tecnológico y económico (C. Sun et al., 2023).

TRNSYS es reconocido por su enfoque en la composición y reutilización de modelos. En el artículo de (C. Sun et al., 2023), TRNSYS fue utilizado para elegir el modelo óptimo de un sistema de calentamiento de agua combinado (geotérmico y solar térmico). Se determinó el modelo óptimo considerando aspectos técnicos y económicos aplicando el Algoritmo Genético de Clasificación No Dominada (NSGA) y la Técnica para la Selección de la Solución Ideal (TOPSIS) con base en el peso de la entropía para mejorar los parámetros de operación.

2.10.3 Principios del software AcSol

AcSol representa un conjunto de programas diseñados para calcular el rendimiento de sistemas solares térmicos de baja temperatura. Incluye cuatro esquemas distintos, siendo uno de ellos aplicable a piscinas cubiertas y sistemas de preparación de agua caliente sanitaria (ACS) para duchas. Esta herramienta se puede utilizar para refinar diseños, analizar el impacto de cualquier parámetro en el rendimiento o comparar diversas tipologías entre sí (Hernandez-Albaladejo & Urquia, 2018).

Además, el software incorpora un modelo matemático detallado para cada esquema, así como una base de datos que abarca condiciones meteorológicas, acumuladores, perfiles de consumo, etc. Mediante una interfaz sencilla para el usuario, se proporciona información específica sobre el sistema que desea evaluar, como área de captación, tipo de captador, volúmenes, consumos, método de control, y otros factores que pueden resultar relevantes (Salvá Becerra, 2020). Es crucial destacar que el programa se caracteriza por su alta precisión y exactitud debido a la abundancia de datos de entrada y las diversas opciones con las que opera.

2.10.3.1 Funcionamiento del método de simulación de AcSol

El motor de cálculo de AcSol es TRNSYS, incluye un modelo matemático detallado para cada esquema de principio, acompañado de una base de datos que engloba condiciones meteorológicas, acumuladores, perfiles de consumo, entre otros aspectos relevantes. A través de interfaces de usuario, los usuarios pueden suministrar información adicional sobre el sistema que desean analizar (Salvá Becerra, 2020), se recomienda iniciar con análisis sencillos hasta realizar simulaciones complejas una vez elegida la configuración del sistema.

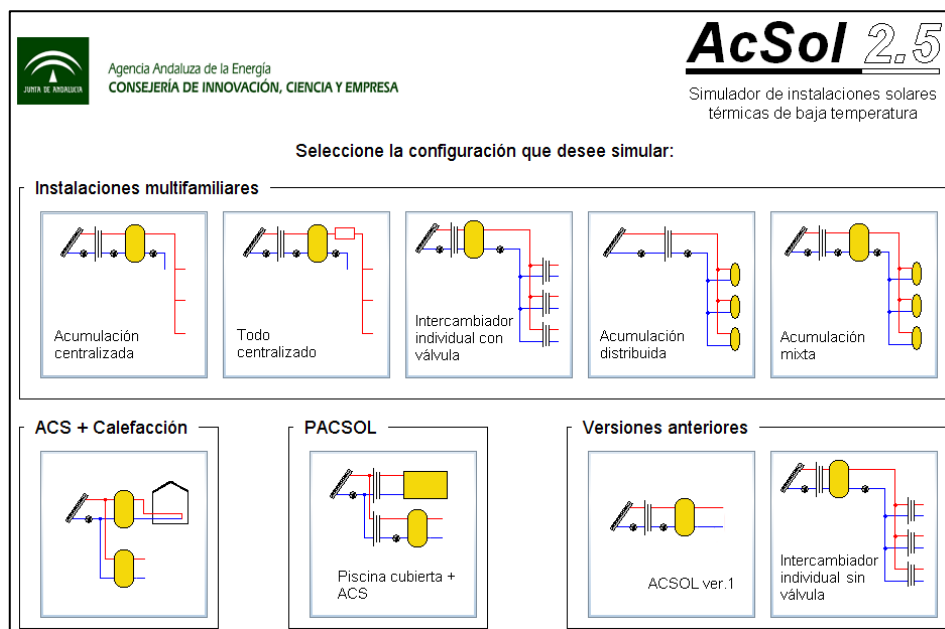
Los datos de entrada comprenden información meteorológica, como la radiación solar y la temperatura ambiente, así como datos de consumo, especificaciones de los captadores, sistema de captación, acumulación, sistema auxiliar, redes de tuberías, entre otros.

Además, tiene un periodo de cálculo característico de aproximadamente media hora. Respecto a los resultados generados por el programa, se presentan la contribución solar, la demanda, el aporte solar y la energía auxiliar tanto a nivel horario como anual. Una ventaja adicional de este método es la inclusión de asistencias y la verificación de parámetros de diseño, lo que amplía el rango de validez de algunos de ellos y proporciona referencias conforme a la normativa (Chulián, 2021).

2.10.3.2 Configuraciones de AcSol

En la Figura 40 se muestran las distintas configuraciones que brinda AcSol.

Figura 40. Configuraciones iniciales de Simulador AcSol



Fuente: AcSol versión 2.5

Instalaciones multifamiliares: Los cuatro esquemas fundamentales más comunes en aplicaciones multifuncionales para la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) son:

- Acumulación centralizada: Se centraliza la acumulación de agua caliente sanitaria para varias unidades.
- Acumulación distribuida: La acumulación de agua caliente se distribuye entre las distintas unidades.
- Acumulación mixta centralizada-distribuida: Combinación de acumulación centralizada y distribuida según las necesidades del sistema.
- Acumulación centralizada con intercambiador individual: La acumulación es centralizada, pero cada unidad tiene su propio intercambiador.

Además, se presentan dos instalaciones adicionales: una para la producción de Agua Caliente y Calefacción y otra instalación solar (PACSOL) diseñada para atender una piscina cubierta y un sistema de preparación de ACS para duchas, como podría ser el caso de un polideportivo (Salvá Becerra, 2020).

2.10.4 Principios del método F-Chart

F-chart es un modelo matemático estático desarrollado por Beckman en 1977, permite calcular la capacidad de suministro térmico utilizando energía solar. Este modelo se emplea para estimar el consumo de agua caliente sanitaria (ACS) que utilizan sistemas de energía solar térmica. El algoritmo de cálculo toma en consideración el coeficiente de pérdida del producto (determinado por el rendimiento de los colectores solares), condiciones meteorológicas, la temperatura del agua en la red de suministro de las instalaciones, la capacidad de almacenamiento, la demanda estimada y el ángulo de incidencia solar (Zalamea-León et al., 2023).

Herramientas predictivas como el Método F-Chart, son ampliamente aceptadas por las autoridades públicas y comunidad científica para calcular la fracción solar o la contribución de los sistemas solares térmicos (Hernandez-Albaladejo & Urquia, 2018).

El método tiene como finalidad evaluar la viabilidad y rendimiento a largo plazo de las configuraciones del sistema y ha demostrado ser de una confiabilidad alta, ya que según Peña (2023) fue sometido a pruebas y el margen de error no superó el 5 % en datos diarios promedios, mientras que Chulián (2021) asegura que, al contrastar los resultados de este método con los obtenidos mediante programas de simulación más detallados en varias ubicaciones, se ha constatado que en la mayoría de los casos, los resultados para la contribución solar anual presentan un margen de error de aproximadamente el 3 %.

F-Chart es una técnica simplificada que utiliza un día representativo de cada mes y se fundamenta en correlaciones entre números adimensionales que describen el desempeño del sistema. Un número adimensional está vinculado a la energía solar útil captada, mientras que otro está relacionado con la energía perdida por el sistema de captación (Chulián, 2021).

Capítulo 3: Análisis integral de la Zona de Estudio, Recurso Energético y Evaluación de Cubiertas.

3.1 Caracterización de zona de estudio

3.1.1 Ubicación Geográfica

La ubicación para el estudio se presenta en el Centro de Recreación y Deporte de la Universidad de Cuenca (CREDU), situado en las coordenadas 2°54'3,4812" S y 79°0'39,456" O en Cuenca, Ecuador. Cuenca se sitúa a una elevación de 2535 metros sobre el nivel del mar. La Figura 41 presenta una imagen captada por satélite de las instalaciones del Hábitat U, antes denominado CREDU.

Figura 41. Imagen Satelital de CREDU (Hábitat U) 2024.



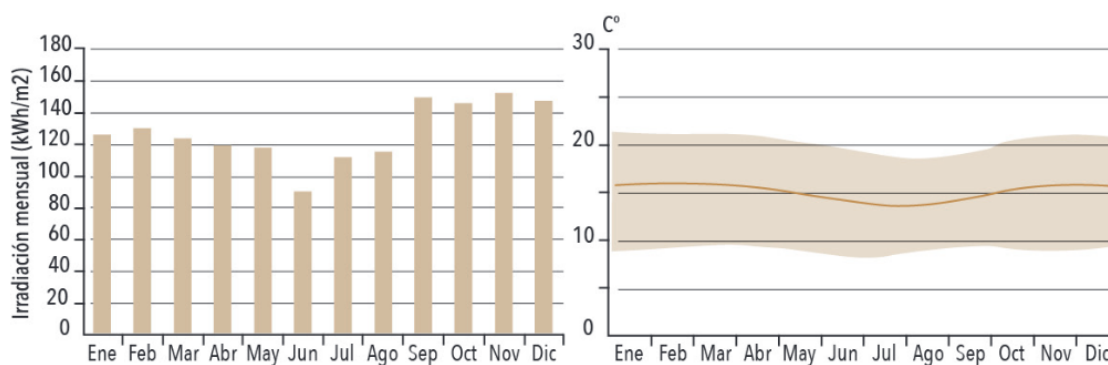
Fuente: (Google Earth Pro, 2024)

3.1.2 Clima

Cuenca se sitúa en una región clasificada como clima continental lluvioso, conforme a las normativas de construcción de Ecuador. Experimenta condiciones climáticas intermedias, es decir, sin fenómenos extremos como olas de calor, frío intenso o tormentas severas. Sus temperaturas medias bajas son de 8 °C, y sus temperaturas medias altas alcanzan los 21,8 °C.

Dado que se encuentra en una región ecuatorial, la radiación solar es uniforme y las fluctuaciones estacionales son indiferentes (Zalamea León & Barragán Escandón, 2021). En la Figura 42 se ilustran las variaciones mensuales de temperatura promedio e irradiación disponible en la ciudad de Cuenca.

Figura 42. Variación mensual de irradiación y temperatura ambiente promedios en Cuenca, Ecuador.



Fuente: (Zalamea León & Barragán Escandón, 2021)

3.2 Caracterización de la piscina y su funcionamiento

El CREU tiene dos piscinas: una semiolímpica y otra diseñada especialmente para niños o de calentamiento. Ambas piscinas están equipadas con cuatro unidades de bombas, cuatro unidades de filtros, cuatro calentadores a gas y dosificadores de cloro en pastilla.

3.2.1 Temperatura de funcionamiento

Según la Norma Ecuatoriana de la Construcción, en su sección Energías Renovables (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020), la temperatura óptima de las piscinas de uso deportivo debe estar entre 24 y 27 °C, ya que temperaturas superiores pueden afectar el desenvolvimiento de los usuarios activos. En el CREU se emplean temperaturas con límites máximos de 28 °C.

3.2.2 Dimensiones de la piscina

Según la Federación Internacional de Natación (World Aquatics), una piscina semiolímpica debe tener 25 metros de longitud, 12,5 metros de ancho y una profundidad mínima de 1 metro (FLUIDRA, 2021).

A partir de la Tabla 4 se determinó que el volumen total de la piscina semiolímpica y de la piscina de calentamiento es de 401,32 m³. Se sumaron los volúmenes de ambas piscinas debido a que comparten el mismo flujo de agua a través de tuberías ubicadas al costado.

Tabla 4. Medidas de las piscinas del CREU.

Factor	Semiolímpica	Niños/Calentamiento
Largo (m)	25	4,35
Ancho (m)	12,50	4,10
Profundidad (m)	1,25	0,60
Superficie base (m ²)	312,50	17,84
Área lateral 1 (m ²)	31,25	2,61
Área lateral 2 (m ²)	31,25	2,61
Área lateral 3 (m ²)	15,63	2,46
Área lateral 4 (m ²)	15,63	2,46

Fuente: Administración CREU

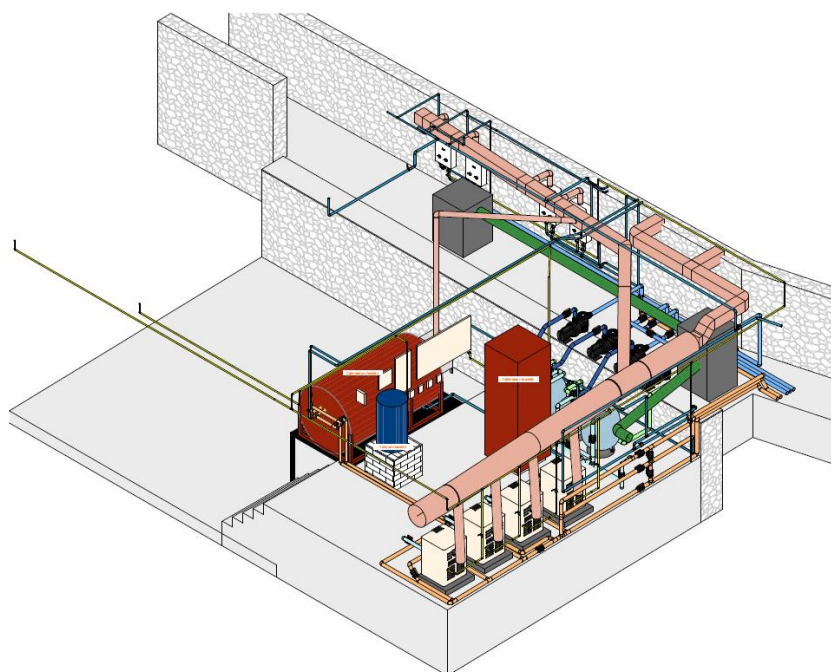
3.2.3 Configuración y componentes actuales del cuarto de máquinas de la piscina.

El funcionamiento de la piscina se basa en un cuarto de máquinas equipado con elementos esenciales para su operación, incluyendo bombas de circulación, filtros para el tratamiento de agua, dosificadores de cloro, y calentadores de agua. La Figura 43 presenta el diseño y distribución actual del cuarto de máquinas.

En detalle, el sistema de bombeo está compuesto por cuatro bombas centrífugas, cada una con una potencia de 2 hp y una velocidad de 3450 rpm, capaces de generar un caudal de bombeo de 8 m³ h⁻¹.

Para mantener la calidad del agua, se utilizan cuatro filtros de fibra, que proporcionan una filtración efectiva y continua, con un flujo de 20 m³ h⁻¹. Además, se han instalado cuatro calentadores a gas diseñados especialmente para piscinas; sin embargo, solo dos de ellos están operativos por daños en los restantes. Cada calentador tiene una capacidad de 422.022,34 kJ (400.000 BTU) y un consumo de gas de 8 kg h⁻¹.

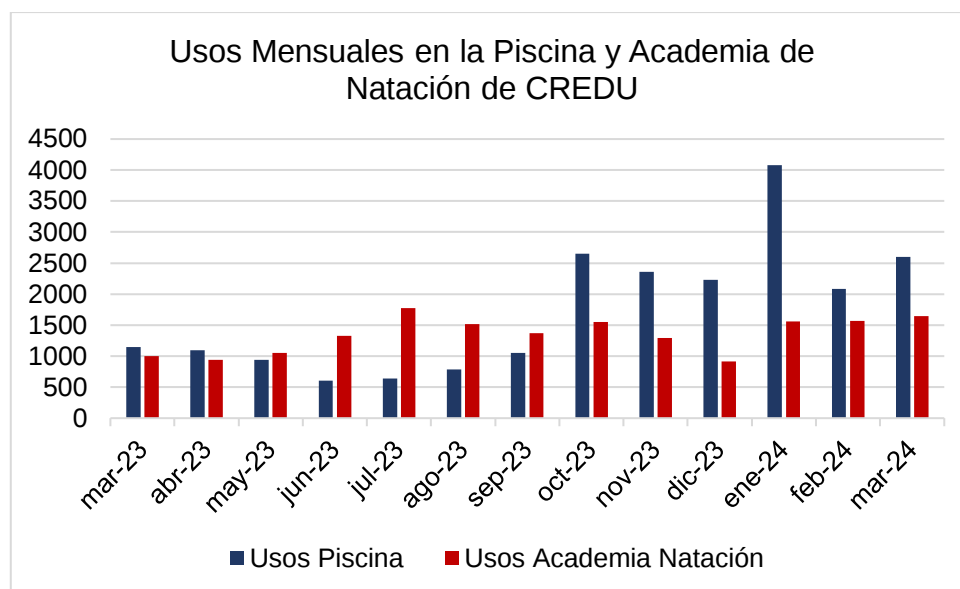
Figura 43. *Diseño y distribución actual del cuarto de máquinas del CREDU.*



Fuente: (Solano & Solano, 2023)

3.2.4 Frecuencia y distribución mensual de uso en las instalaciones de la piscina

Según los datos recopilados por el CREDU como parte de su control de acceso a sus instalaciones, se dispone de información desde marzo de 2023 hasta marzo de 2024 sobre la frecuencia de uso de la piscina y de la academia de natación. La Figura 44 muestra que la utilización de la piscina es mayor que en el caso de la academia de natación. Los meses con mayores usos de la piscina fueron enero, febrero y marzo de 2024. En promedio, se registran 1713 usos mensuales de la piscina y 1347 de la academia de natación, un uso mensual se refiere a cada entrada individual registrada durante un mes en particular.

Figura 44. Usos Mensuales en la Piscina y Academia de Natación de CREDU

Fuente: Administración CREDU

3.3 Análisis del consumo de Gas Licuado de Petróleo y sus emisiones asociadas

En la Universidad de Cuenca, en el CREDU, el consumo anual estimado de gas licuado de petróleo (GLP) es de 36.000 kg, según la consultoría realizada por Barragán et al. (2022). En términos económicos, esto representa un gasto anual de 36.000 USD (incluido IVA) para el calentamiento de agua en el CREDU.

En esta consultoría se utilizaron datos estimados de 3.000 kg de consumo de GLP por mes, sumando un total de 36.000 kg anuales. Sin embargo, estos datos no reflejan el consumo real, ya que el consumo mensual de GLP no es constante. El consumo de GLP para el calentamiento del agua varía según las condiciones ambientales, la frecuencia de uso de la piscina, y el mantenimiento de los equipos de calentamiento, todas variables que no son uniformes.

Por lo tanto, se consultó a la administración del CREDU sobre el consumo real de GLP, proporcionando datos correspondientes al período de 2023 a 2024. Según la Tabla 5, basada en la información del periodo mencionado, el consumo de GLP fue de 48.296 kg en el periodo anual 2023 – 2024. Este aumento, en relación con los datos estimados por la consultoría de 2022 de Barragán et al. (2022), puede deberse al incremento de usuarios en la piscina, ya que la universidad ha enfocado sus esfuerzos en la promoción y marketing de este centro. Además, la reducción de la eficiencia de los calentadores de agua actuales también ha contribuido a este incremento.

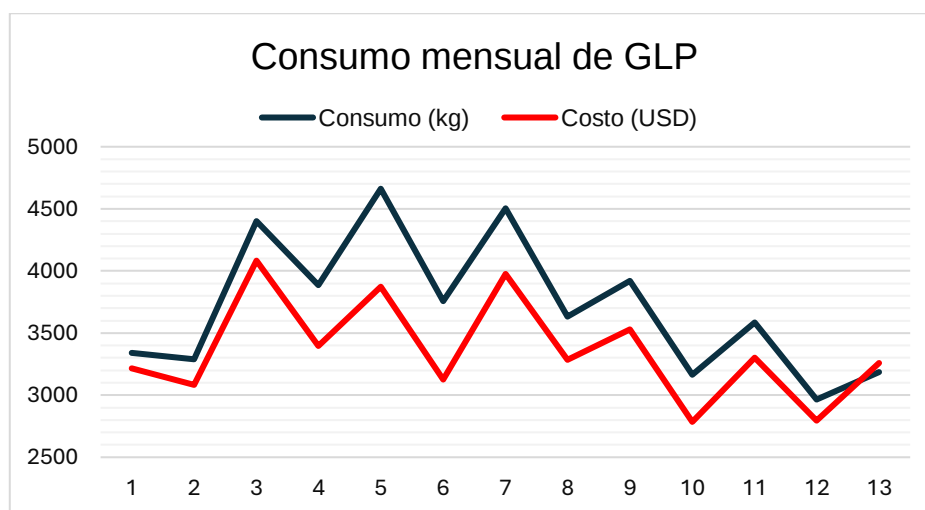
El consumo promedio mensual fue de 3.715 kg desde el 3 de marzo de 2023 hasta el 11 de abril de 2024, lo que se traduce en un costo anual de 43.708 USD (sin IVA) y un gasto mensual promedio de 3.362 USD. En la Figura 45 se muestra el consumo de GLP y los costos asociados por mes.

Tabla 5. Consumo periódico de GLP en el CREDU.

Ítem	Consumo de GLP (kg)	Valor USD (sin IVA)	Periodo
GLP industrial	3342	3.216,58	03 de marzo al 31 de marzo de 2023
	3291	3.081,36	01 de abril al 03 de mayo de 2023
	4402	4.082,96	03 de mayo al 09 de junio de 2023
	3884	3.395,21	10 de junio al 10 de julio de 2023
	4662	3.874,40	11 de julio al 10 de agosto de 2023
	3755	3.127,21	11 de agosto al 08 de sept de 2023
	4504	3.974,49	09 de sept al 11 de oct de 2023
	3631	3.284,30	12 de octubre al 10 de nov de 2023
	3921	3.527,50	11 de noviembre al 11 de dic de 2023
	3165	2.785,04	12 de dic de 2023 al 11 ene de 2024
	3586	3.302,45	12 de enero al 09 de febrero de 2024
	2965	2.797,07	10 de febrero al 11 de marzo de 2024
	3188	3.259,97	12 de marzo al 11 de abril de 2024
Promedio	3.715	3.362,19	
TOTAL	48.296	43.708,54	

Fuente: Administración CREDU

Figura 45. Consumo mensual en el periodo 2023-2024 de GLP, cantidades y costos.



Fuente: Administración CREDU

A partir de los 48.296 kg de GLP consumidos en el año 2022, se realizó cálculo de la energía consumida según el siguiente factor de conversión: 12,64 kWh kg⁻¹ de GLP genérico

(Comisión Interdepartamental del Cambio Climático, 2011). La energía consumida en el periodo mencionado es de 610.461,44 kWh o 2.197.661,18 MJ.

3.3.1 Emisiones asociadas al consumo de GLP en el CREDU.

El factor de emisión del GLP genérico se estima en 2,96 kg de CO₂ por kg de GLP (Comisión Interdepartamental del Cambio Climático, 2011). Por lo tanto, las emisiones teóricas en el año 2022 fueron 142.956,16 kg de CO₂.

A pesar de que el GLP se considera un combustible más ambientalmente amigable, las emisiones de dióxido de carbono generadas son significativas en comparación con las emisiones producidas por la movilidad. En todos los campus se generaron 210 toneladas por año de CO₂ en 2022, se estima que aproximadamente el 62 % proviene del uso de GLP y un 55 % se atribuye al uso en actividades llevadas a cabo en el CREDU. Por lo tanto, (Barragán et al., 2022) recomienda la adopción de tecnologías como la energía solar térmica o las bombas de calor, además de establecer un programa de mantenimiento y mejorar la eficiencia, lo cual está en línea con los objetivos de la sostenibilidad energética de la universidad.

3.4 Capacidad de carga de elementos estructurales para instalación del sistema solar térmico

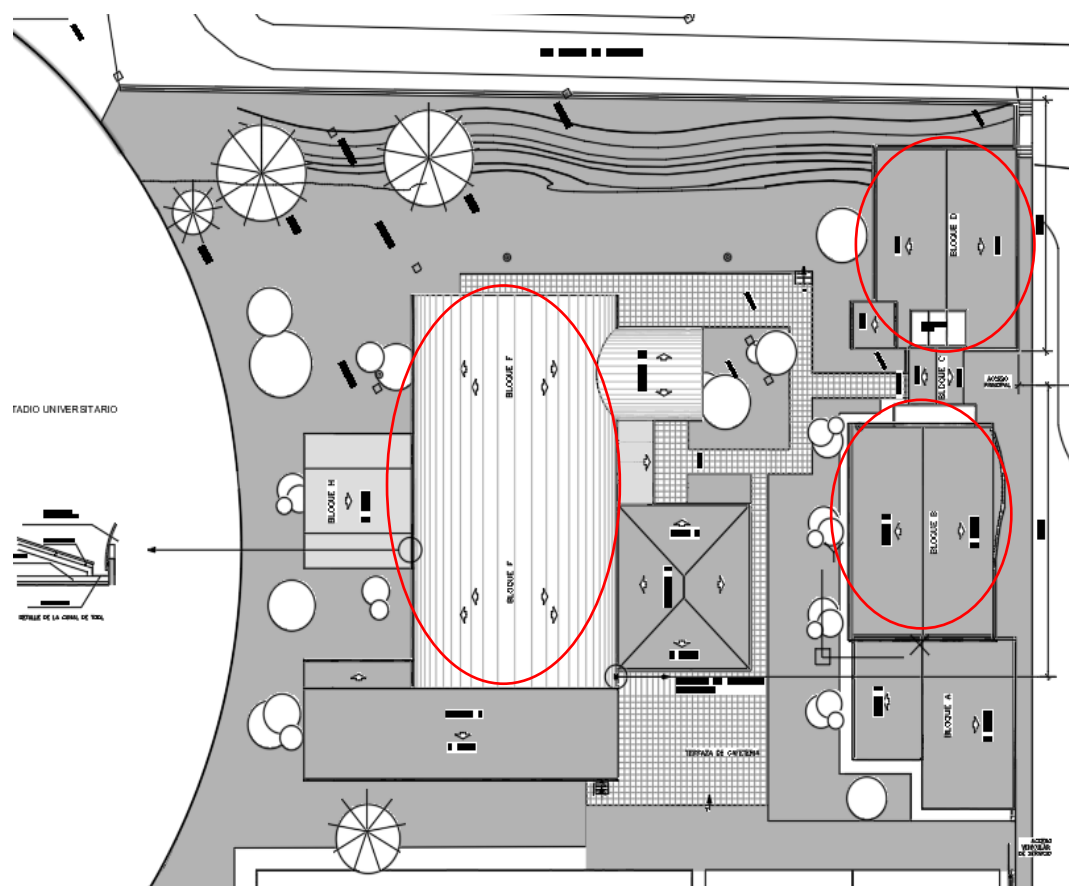
La evaluación de la capacidad de carga de los elementos estructurales para la instalación del sistema solar térmico fue realizada por una especialista en estudios estructurales. En el Anexo A. Evaluación de capacidad de carga de elementos estructurales para instalación del sistema solar térmico se detallan la metodología y los resultados obtenidos. A continuación, se presenta la distribución del CREDU por bloques, junto con la evaluación de la factibilidad de instalar los colectores solares y en qué cubiertas se recomienda hacerlo.

Estructural y arquitectónicamente el CREDU se divide en 8 bloques distribuidos desde el "A" al "H" según (Siguenza, 2002), como se detalla en la Figura 46 de los planos de emplazamiento general de la Unidad de Planificación de la Universidad de Cuenca. En la Tabla 6 se presenta las dimensiones y áreas de cada uno de los bloques mencionados.

Tabla 6. Datos de techos y cubierta por Bloques en el CREDU.

Bloque	Superficie disponible (m ²)	Largo principal (m)	Ancho principal (m)	Pendiente (%)	Descripción
A	165,51	12,54	14,23	10 Sur - 14 Norte	
B	205,00	17,23	12,73	10	
C	32,79	6,43	4,82	10	Acceso principal
D	195,00	12,56	12,30	10	Cancha de racquet y gimnasio
E	220,67	27,40	7,25	10	Vestidores y duchas
F	56,55	7,56	7,48		Techo de Piscina de calentamiento
F'	575,31	32,14	17,90		Piscina semiolímpica
G	138,43	12,36	11,20	30	Administración
H	100,44	10,87	9,24	22	Solárium

Fuente: Dirección de Infraestructura Universidad de Cuenca.

Figura 46. Zonas analizadas para la instalación de los colectores solares.

Fuente: Dirección de Infraestructura Universidad de Cuenca.

Se analizaron las cubiertas de los bloques B y D, ya que estas cumplen con las distancias de apoyo para las correas y con la separación entre ellas (ancho colaborante). En cuanto a la

cubierta de la piscina del bloque F, esta es una estructura curva autoportante sin soporte exterior. Por esta razón, no se recomienda instalar colectores solares en esta área, ya que no hay un elemento estructural definido que permita evaluar las tensiones y el aumento de carga que implicaría su instalación.

El área útil de las cubiertas en estos dos bloques es de 205 m² para el bloque B y 195 m² para el bloque D, sumando un total de 400 m². Por lo tanto, hay espacio para instalar los colectores en estos dos bloques.

En el Anexo A. Evaluación de capacidad de carga de elementos estructurales para instalación del sistema solar térmico se muestran dos análisis: uno para las correas metálicas y otro para la totalidad de la estructura, utilizando un modelo tridimensional para determinar los esfuerzos generados antes y después de la instalación del sistema. Esto se hizo para verificar si cumplen con los esfuerzos admisibles de los materiales utilizados.

El esfuerzo admisible de trabajo para los bloques B y D es de 1548 kg cm⁻². En la evaluación de esfuerzos en las correas antes de la instalación de los colectores, se obtuvo un valor de 1095 kg cm⁻², que está por debajo del esfuerzo admisible. Después de considerar el peso de los colectores y el esfuerzo total tras su instalación, el valor fue de 1173 kg cm⁻², también por debajo del límite de 1548 kg cm⁻². Por lo tanto, la instalación de los colectores es factible. Los resultados indican que los esfuerzos generados después de la instalación del sistema son inferiores a los valores admisibles para los perfiles utilizados en los bloques B y D.

Por otro lado, se recomienda, como medida general para mejorar el funcionamiento de la estructura, la instalación de un perfil de arriostramiento (L20x20x2 mm) en el centro de las correas. Esto disminuirá la longitud de pandeo lateral y permitirá aprovechar la capacidad total de las correas.

Capítulo 4: Análisis del Componente Solar y Balance Energético de la Piscina

En este capítulo se detalla la metodología, cálculos y resultados de la geometría solar, la radiación solar en la zona de estudio y el balance energético de la piscina. Se analiza la influencia de las distintas pérdidas de calor, como convección, conducción, radiación y evaporación, en la piscina. Además, se establece la demanda energética de la piscina, con el fin de determinar en los próximos capítulos el número necesario de colectores y su configuración.

4.1 Metodología del cálculo de geometría solar en el CREU

A partir del fundamento teórico de la geometría solar, se calcularon los ángulos mencionados anteriormente utilizando sus fórmulas correspondientes.

Como se describe en el Capítulo 3, el CREU está ubicado en la Provincia del Azuay, cantón Cuenca, en el Campus Central de la Universidad de Cuenca. Se encuentra a una latitud de $-2,90^\circ$ y longitud de $-79,01^\circ$, tiene una elevación de 2534 msnm.

Los componentes de geometría solar se calcularon utilizando el día promedio de cada mes, como se detalla en la Tabla 7. En este capítulo se presentan los resultados de los cálculos de la geometría solar para el 17 de enero como ejemplo, esto se muestra en la Tabla 10. Los resultados correspondientes a un año completo se encuentran en el Anexo B. Cálculo de geometría solar..

Tabla 7. Cálculo de N según día del mes recomendado.

Mes	Fórmula para N	Fecha promedio (i)	N
Enero	i	17	17
Febrero	$31+i$	16	47
Marzo	$59+i$	16	75
Abril	$90+i$	15	105
Mayo	$120+i$	15	135
Junio	$151+i$	11	162
Julio	$181+i$	17	198
Agosto	$212+i$	16	228
Septiembre	$243+i$	15	258
Octubre	$273+i$	15	288
Noviembre	$304+i$	14	318
Diciembre	$334+i$	10	344

Fuente: (Duffie et al., 2020)

Se realizó el cálculo de los componentes de geometría solar utilizando la hora local de las 12:00 pm, momento en el que el sol alcanza su máxima altitud y está exactamente sobre el meridiano. La hora solar promedio es de 11,73 horas, según se detalla en el Anexo B. Cálculo

de geometría solar. La altitud solar se determinó considerando que el ángulo horario es de 0° al mediodía.

4.2 Metodología del cálculo de radiación solar en el CREDU

El cálculo de la radiación en una superficie horizontal terrestre se llevó a cabo con el fin de calcular posteriormente la radiación en una superficie inclinada. Esto permitió comparar si la teoría sobre la geometría solar y la radiación solar coincide con los datos medidos por la estación meteorológica Mariscal Lamar y registrados en el archivo meteorológico TMY que se mostraran posteriormente.

Se consideraron los días promedio de cada mes para calcular la radiación extraterrestre diaria en superficie horizontal a partir de datos teóricos.

Para determinar la radiación en una superficie inclinada a partir de datos medidos, se utilizó el fichero meteorológico TMY. Este fichero TMY proviene de la base de datos "Climate.Onebuilding.org", un sitio que ofrece información climática para simulaciones. Los datos son creados a partir de la Base de Datos de Superficie Integrada de la NOAA, utilizando las metodologías TMY/ISO 15927-4:2005. También se pueden obtener los TMY de "National Solar Radiation Database", desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de los Estados Unidos. Las coordenadas empleadas son $(-2,87, -78,98)$ y una altitud de 2486 m.s.n.m.

El archivo TMY, elaborado por NREL con datos de la estación Mariscal Lamar, incluye registros horarios desde 2004 hasta 2018. Se calculó un promedio mensual de la radiación en una superficie horizontal terrestre basado en estos datos. Utilizando las ecuaciones descritas previamente, se determinaron los valores de radiación para una superficie inclinada a 10° . Los resultados de estas mediciones están presentados en la Tabla 12 y la Figura 49.

4.3 Metodología del balance energético de la piscina

Para realizar los cálculos de pérdidas energéticas se utilizaron las ecuaciones propuestas en el apartado de 2.8.3 Demanda energética de la piscina" según la Norma Ecuatoriana de Construcción, Energías Renovables (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020). Para este estudio, se consideró que las pérdidas por renovación parcial del vaso son despreciables según la Norma Ecuatoriana de Construcción.

Los datos de características físicas de la piscina, así como los parámetros ambientales y constantes se presentan en la Tabla 8 y en la Tabla 9. Es importante destacar que el área de ambas piscinas se suma, ya que comparten el mismo volumen de agua.

Tabla 8. Factores de las piscinas.

Parámetro	Semiolímpica	Calentamiento (Niños)	Unidades
	Valor	Valor	
Temperatura de la piscina	28	28	°C
Superficie de la piscina	312,50	17,84	m ²
Área de las paredes	93,75	10,14	m ²
Volumen de la piscina	390,63	10,70	m ³
Perímetro de la piscina	75	16,90	m

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. Datos y constantes del cálculo de pérdidas energéticas.

Parámetro	Valor	Unidades
Temperatura piscina	28	°C
Temperatura ambiente en alrededores	25	°C
Temperatura del terreno	15	°C
Humedad relativa	61,67	%
Presión atmosférica local	74,48	kPa
Velocidad del viento	0,15	m s ⁻²
Humedad relativa del aire, a la temperatura de la superficie del agua.	62	%
Humedad relativa de aire, a temperatura ambiente.	41	%
Tiempo (t)	24	h
Emisividad (ϵ)	0,95	
Constante Stefan Boltzmann (σ)	5,67E-08	W m ⁻² K ⁻⁴
Conductividad térmica de la superficie envolvente	0,8	W m ⁻² K ⁻¹

Fuente: Elaboración propia

La humedad relativa y la temperatura promedio en los alrededores de la piscina cubierta se midieron utilizando el instrumento Aranet 4 (Anexo D. Equipo de medición Aranet 4.), el cual realiza mediciones en tiempo real de parámetros como humedad relativa, temperatura del aire, presión atmosférica y concentración de dióxido de carbono (CO₂). Los resultados se encuentran en el Anexo E. Mediciones de temperatura, humedad relativa y presión atmosférica con el equipo Aranet 4 en las instalaciones del CREU. Las mediciones se realizaron cada 5 minutos en distintos horarios durante el día, considerando que los valores se mantienen sin diferencias significativas debido a las pocas perturbaciones del clima al ser un ambiente cerrado y controlado.

El valor de la velocidad del viento en piscinas cubiertas se tomó de la recomendación del Manual ASHRAE de Aplicaciones de HVAC, el cual indica que las velocidades del aire en piscinas cubiertas oscilan entre 0,05 y 0,15 m s⁻¹ (ASHRAE, 2007; Mancic et al., 2014; Shah, 2014).

La temperatura del terreno se obtuvo a partir del promedio de los datos meteorológicos de una base de datos TMY en el período 2007-2021, asumiendo que la temperatura del aire seco es similar a la del suelo. Los datos fueron obtenidos de “Climate.Onebuilding.org”, un sitio que proporciona información climática especialmente diseñada para respaldar simulaciones. Los archivos disponibles son Años Meteorológicos Típicos (TMY) y son publicados por varias organizaciones. Los conjuntos de datos “TMYx” son creados por los autores del sitio web derivados de la información horaria hasta el año 2021 en la Base de Datos de Superficie Integrada de la NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) utilizando las metodologías TMY/ISO 15927- 4:2005.

Según la información proporcionada en los planos del CREDU, el material envolvente principal de las piscinas es hormigón. La conductividad térmica del hormigón utilizado es de $0,8 \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-1}$ (García & Ortiz, 2023).

4.4 Resultados de la geometría solar en el CREDU

En el Anexo B. Cálculo de geometría solar. se presentan los resultados del ángulo horario para las 12:00 pm hora local, que reflejan la posición del sol respecto al meridiano local. Los cálculos muestran que el sol se encuentra al oeste del meridiano local, indicando que el mediodía solar aún no ha pasado. Es fundamental tener en cuenta que el ángulo horario varía a lo largo del día, lo que afecta la interpretación de la posición solar.

Tabla 10. Resultados de la geometría solar para el día 17 de enero.

Parámetro	Valor	Ecuación de cálculo
B	15,78	Ecuación 6
E	-0,15	Ecuación 5
C1	-0,26	Ecuación 3
Hora solar	11,57	Ecuación 2
Declinación solar (δ)	-20,92	Ecuación 1
Ángulo horario (ω)	-6,34	Ecuación 7
Ángulo de incidencia (θ)	28,70	Ecuación 9
Ángulo cenital	19,04	Ecuación 12
Ángulo del amanecer ocaso (ω_s)	91,10	Ecuación 13
Duración del día (N)	12,14	Ecuación 14

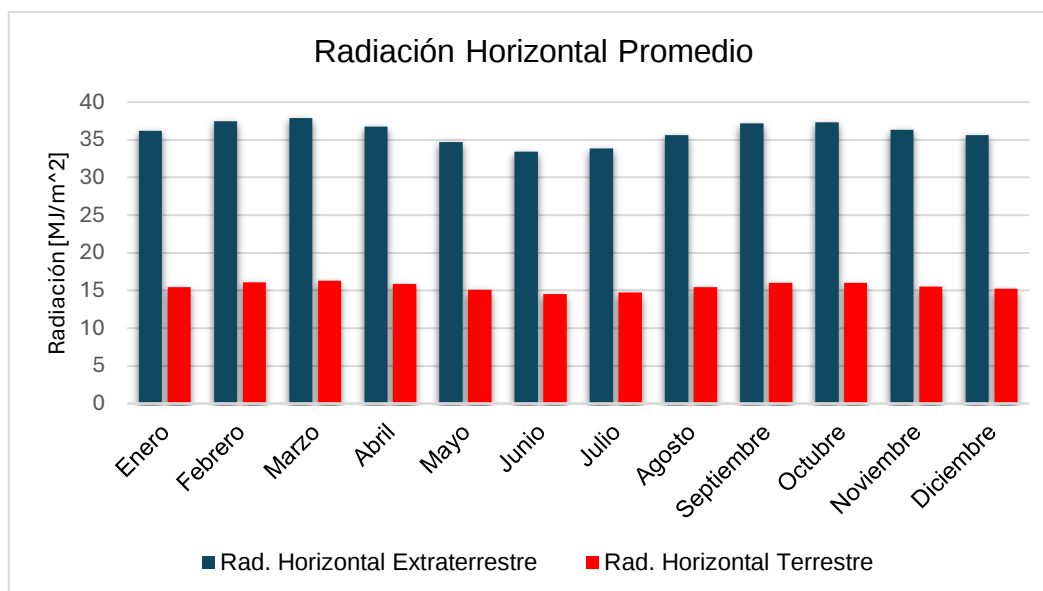
Fuente: Elaboración propia

4.5 Resultados de la radiación solar en el CREDU

4.5.1 Radiación diaria en superficie horizontal extraterrestre

A continuación, la Figura 47 muestra los valores de H_o y $\bar{H}$ calculados en los días recomendados para el promedio mensual, utilizando la Ecuación 16 y Ecuación 22 respectivamente.

Figura 47. Radiación Horizontal extraterrestre y terrestre promedio mensual en el CREDU.



Fuente: Elaboración propia

4.5.2 Radiación en superficie inclinada a partir de datos teóricos calculados

En Ecuador, el valor de promedio mensual de horas diarias de sol brillante n presentado en la Ecuación 22 se encuentra entre 2,2 y 5,2 horas (valor utilizado en los cálculos) (Carvajal & Mejía, 2021). Como resultado se determina una radiación solar diaria terrestre promedio de 15,46 MJ m⁻². La Tabla 11 muestra los parámetros de radiación promedios mensuales calculados a partir de datos teóricos.

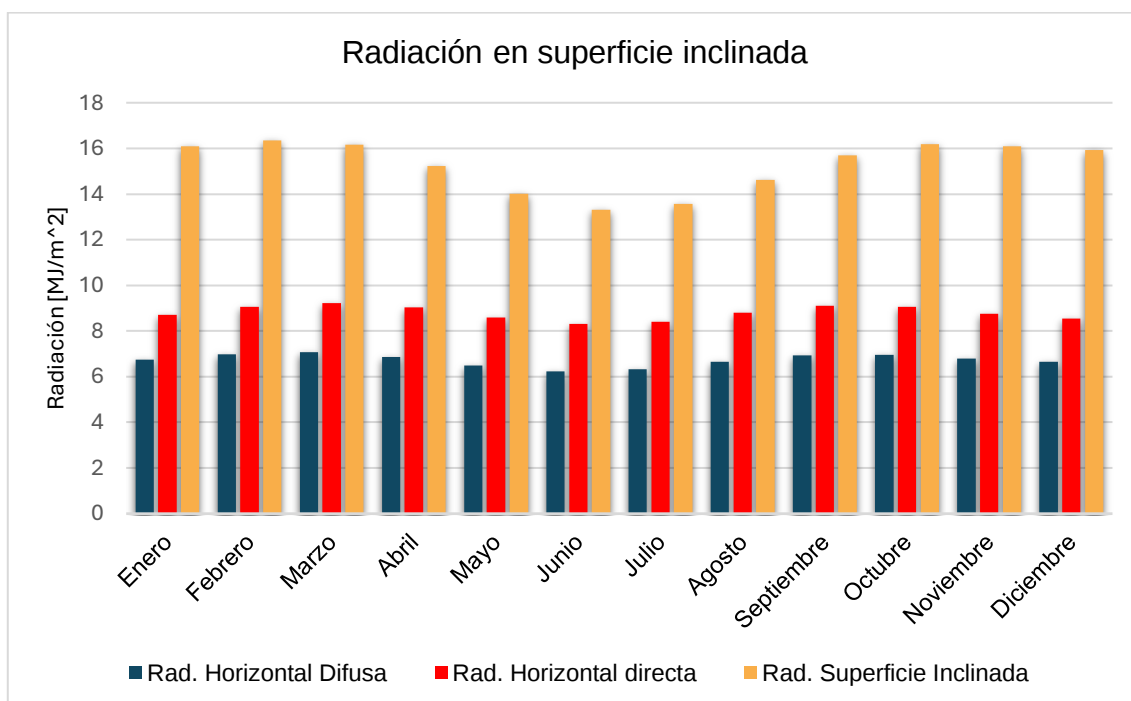
Tabla 11. Resultados promedio de radiación solar a partir de datos teóricos para el día 17 de enero

Parámetro	Valor	Ecuación de cálculo
$\overline{K_T}$	0,43	Ecuación 19
$\overline{H}$	15,46 MJ m ⁻²	Ecuación 22
$\overline{H_d}$	6,75 MJ m ⁻²	Ecuación 18
$\overline{H_b}$	8,70 MJ m ⁻²	Ecuación 21
ω'_s	89,91 °	Ecuación 25
R_b	1,08	Ecuación 23 y Ecuación 24
R_d	0,99	Ecuación 26
R_T	0,0015	Ecuación 27
H_T	16,10 MJ m ⁻²	Ecuación 30

Fuente: Elaboración propia

La Figura 48 muestra los valores de H_T (Radiación en superficie inclinada 10°), $\overline{H_d}$, (Radiación difusa) y $\overline{H_b}$ (Radiación directa) calculados en los días recomendados para el promedio mensual.

Figura 48. Radiación promedio diaria directa, difusa y en superficie inclinada en el CREU.



Fuente: Elaboración propia

4.5.3 Radiación en superficie inclinada a partir de datos medidos.

Según los cálculos realizados el valor promedio de radiación diaria en una superficie inclinada a 10° es de $16,92 \text{ MJ m}^{-2}$. Determinados los valores de radiación, se concluye que los datos calculados a partir de radiación horizontal del TMY y teórica sí están relacionados. Sin embargo, para tener una mayor precisión en los cálculos posteriores, los valores mensuales de la Tabla 12 serán utilizados en la determinación del número de colectores iniciales para las simulaciones en el

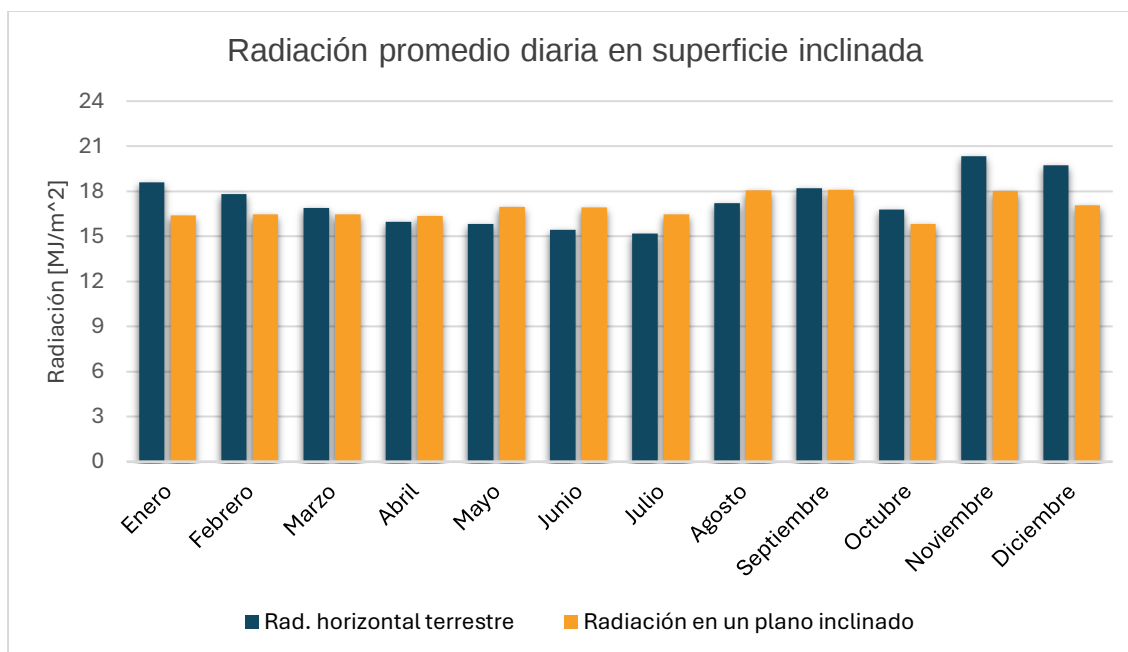
Capítulo 5: Diseño y Simulación del Sistema Solar Térmico.

Tabla 12. Radiación solar promedio diaria en superficie inclinada a partir de datos medidos en estación meteorológica Mariscal Lamar Cuenca.

Mes	Radiación horizontal diaria terrestre del TMY $\hat{H}$ (MJ m ⁻²)	Radiación Horizontal diaria Extraterrestre calculada H_o (MJ m ⁻²)	Radiación en un plano inclinado 10 ° H_T (MJ m ⁻²)
Enero	18,59	36,19	16,38
Febrero	17,8	37,43	16,46
Marzo	16,9	37,86	16,46
Abril	15,95	36,74	16,36
Mayo	15,82	34,72	16,97
Junio	15,43	33,44	16,92
Julio	15,18	33,87	16,46
Agosto	17,22	35,65	18,05
Septiembre	18,21	37,19	18,10
Octubre	16,78	37,33	15,81
Noviembre	20,33	36,34	18,01
Diciembre	19,74	35,63	17,06

Fuente: Elaboración a partir del TMY y propia

Figura 49. Radiación solar promedio diaria horizontal medida y en superficie inclinada en el CREU.



Fuente: Elaboración propia

4.6 Resultados del balance energético de la piscina

Para el cálculo de la demanda energética total se consideró que, al ser una piscina cubierta, la aportación energética solar sobre la superficie del vaso es nula. De esta manera la demanda energética total será igual a las pérdidas calculadas para cada factor de pérdida por radiación, conducción, evaporación y convección. La Tabla 13 muestra la demanda energética en MJ de la piscina.

Tabla 13. *Demanda energética diaria de la piscina.*

Factor de pérdida	Pérdidas Térmicas (MJ)	Demanda porcentual en el sistema (%)
Radiación	332,57	6,95
Conducción	346,06	7,23
Evaporación	3.962,76	82,83
Convección	146,66	2,98
Demanda Energética total (MJ)	4.784,04	

Fuente: Elaboración propia

Las principales pérdidas se deben a la evaporación, lo cual coincide con el estudio realizado por Kuyumcu y Yumrutaş (2017), en el que las pérdidas por evaporación en la piscina cubierta representan el 77 %. Esto se debe principalmente a las diferencias entre las temperaturas: ambiente y de la piscina, así como a las diferencias en la humedad relativa del aire, tanto a temperatura de la superficie del agua y a temperatura ambiente.

Se espera que la variación de humedad relativa durante el día no sea significativa, ya que al ser piscina con cubierta se mantiene las condiciones del ambiente interior reguladas. La variación de la humedad relativa puede ser un parámetro que afecte en las pérdidas térmicas por evaporación y por consiguiente a la demanda energética para el calentamiento de la piscina.

Capítulo 5: Diseño y Simulación del Sistema Solar Térmico

5.1 Metodología para la selección y caracterización de colectores solares

Previo a la realización de las simulaciones, se llevó a cabo una exhaustiva búsqueda de colectores solares, tanto con cubierta como sin ella, considerando una variedad de criterios, que incluyen rendimiento y características físicas.

Se realizó un proceso de selección con el objetivo de filtrar y evaluar las opciones disponibles en el mercado, garantizando la elección de los colectores más adecuados para el proyecto en cuestión. La organización de los datos y cálculos realizados se llevan a cabo como paso previo esencial asegurando así una base sólida y realista para la evaluación del rendimiento del sistema en condiciones variables.

Los colectores solares sin cubierta se utilizan habitualmente para aplicaciones de calefacción a baja temperatura, generalmente entre 35 y 40 °C, como la calefacción de piscinas (Kedare & Desai, 2017). Su ventaja es que absorben una parte considerable de la radiación solar al no contar con vidrio protector. Sin embargo, también pueden tener grandes pérdidas térmicas por el viento y las condiciones ambiente en general. Estos colectores están compuestos únicamente por una placa absorbente, generalmente hecha de polímeros, se utilizan principalmente para calentar el agua de las piscinas ya que elevan la temperatura del agua entre 2 y 5 °C (Tenecela González & Peña Sotomayor, 2010).

Para este análisis, también se consideraron colectores solares para aplicaciones de baja temperatura, como los colectores de placa plana y los colectores de tubo de vacío. Los colectores de placa plana son adecuados para aplicaciones con temperaturas entre 30 y 80 °C, mientras que los colectores de tubos de vacío funcionan en rangos de temperatura entre 50 y 150 °C.

5.1.1 Criterios de selección de los colectores.

La elección adecuada de los colectores solares es esencial para asegurar un rendimiento óptimo del sistema de calefacción solar. Se aplicaron algunos criterios de selección conforme a las pautas establecidas por MINENERGIA y PNUD (2010) para evaluar y seleccionar los colectores potenciales antes de la simulación, los cuales son:

- Certificación del colector disponible.
- Resultados del ensayo: parámetros de rendimiento.
- Disponibilidad del colector en el mercado nacional.

Uno de los criterios principales antes de evaluar resultados en programas de simulación fue el análisis de las curvas de eficiencia de los colectores. Estas curvas proporcionan una representación gráfica del rendimiento del colector en función de la temperatura y la radiación solar incidente, lo que permite una comparación precisa entre diferentes modelos. Se priorizaron los colectores con curvas de eficiencia consistentes y altos valores de eficiencia en un amplio rango de condiciones operativas.

Una vez realizada la simulación los criterios de selección para el análisis financiero y ambiental con respecto a los colectores fueron (MINENERGIA & PNUD, 2010):

- Facilidad de conformar baterías de colectores y tipos de accesorios de conexión y sujeción, incluyendo procedimientos de trabajo.
- Adaptabilidad a la estructura de soporte, al edificio, y a las condiciones generales de la instalación.
- Disponibilidad de un manual de instrucciones claro.
- Disponibilidad del colector en el mercado nacional.
- Referencias de instalaciones previas y años de experiencia comprobables.
- Prestaciones energéticas de la instalación, evaluando resultados de programas de cálculo con distintos colectores y realizando un análisis comparativo.

Además, se consideraron otros aspectos importantes, como el peso y el área de captación de los colectores. El peso del colector es un factor crucial, especialmente en aplicaciones de techos o estructuras elevadas, donde se debe minimizar la carga adicional sobre la estructura. Por otro lado, el área de captación del colector es determinante para maximizar la cantidad de energía solar recolectada. Se buscaron colectores con un área de captación adecuada para satisfacer las necesidades térmicas de la piscina, optimizando así el rendimiento del sistema en relación con el espacio disponible.

Por otro lado, se evaluó la facilidad de importación de los colectores, considerando aspectos logísticos y financieros. Se priorizaron los colectores que estaban disponibles en el mercado local o que se podían importar de manera eficiente y rentable, minimizando así los costos y los tiempos de entrega.

5.1.2 Colectores y proveedores preseleccionados.

La Tabla 14 presenta los colectores solares sin cubierta preseleccionados, se consideraron proveedores de 5 países distintos con las mejores características presentes en los catálogos.

Tabla 14. *Colectores solares sin cubierta preseleccionados.*

Colector	Ubicación del proveedor
Heliocol	Ecuador
Termipool	
Eco Spark	
Veico	
Eco Sun	México
Sunstar	
Eagle Sun Solar Panel	Estados Unidos
The FAFCO Connected Tube (CT)	
The FAFCO Separated Tube (ST)	
HiTec	
Technosolis	Colombia
SolaPool Plus	España

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

La Tabla 15 presenta colectores solares con cubierta preseleccionados, se consideraron únicamente del tipo tubos de vacío y placa plana entre proveedores de tres países distintos con las mejores características presentes en los catálogos.

Tabla 15. *Colectores solares con cubierta preseleccionados.*

Colector	Ubicación del proveedor	Tipo
Vitosol 200-FM	Ecuador	Placa plana
Vitosol 100-FM		Placa plana
Vitosol 200-TM		Tubos de vacío
Termicol Gold S26		Placa plana
Chromagen PA-F	Argentina	Placa plana
Chromagen QR-E		Placa plana
ThermoPower VHP Series (20)	Estados Unidos	Tubos de vacío
ThermoPower VDF Series (20)		Tubos de vacío

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

5.2 Metodología para la determinación de parámetros de los sistemas para la simulación

Para determinar los parámetros del sistema, es crucial considerar el funcionamiento de los colectores solares, el almacenamiento de calor y el intercambiador de calor. Los colectores solares capturan la energía solar, mientras que el almacenamiento de calor permite su uso durante periodos sin sol. El intercambiador de calor transfiere esta energía acumulada al

medio deseado, y el calentamiento auxiliar asegura una provisión continua de calor en condiciones de baja radiación solar.

5.2.1 Parámetros de los colectores

Los factores que se establecieron antes de la simulación son: la distancia entre filas de colectores solares, el tipo de conexión entre los elementos, superficie de captación teórica y la orientación de los colectores.

5.2.1.1 Conexión entre colectores y entre baterías

La conexión entre los colectores se realizó en paralelo para optimizar la eficiencia, siguiendo la configuración predeterminada en el programa AcSol. Además, se consideró el número máximo de colectores que pueden estar conectados según las especificaciones técnicas de los fabricantes, los cuales se detallan en la .

Tabla 16.

Tabla 16. *Número máximo de colectores por batería según la marca.*

Colector	Número máximo de colectores por batería
Heliocol 50	8
Eco Spark 40	10
Eco Sun 1620 (4x10)	El dato es desconocido, pero se establece en 10 debido a que tiene un área similar al Eco Spark 40.
Vitosol 200-FM	12
Vitosol 200-TM	6

Fuente: Elaboración propia

Para determinar la conexión entre las baterías, se realizaron diversas simulaciones para evaluar la cobertura solar del sistema, tanto en configuración serie como en paralelo. Además, posteriormente se lleva a cabo un análisis detallado de las pérdidas de carga hidráulica en tuberías y accesorios.

5.2.1.2 Superficie total de captación y numero de colectores

5.2.1.2.1 Superficie de captación teórica

Antes de la simulación, se calculó el número de colectores necesarios para satisfacer la demanda térmica de la piscina y se estimó el área de captación total requerida. Sin embargo, la cantidad final de colectores a utilizar se determinará en función del espacio disponible en los techos del CREU, priorizando la capacidad de instalación.

Para determinar la superficie de captación necesaria teórica, se utilizó la metodología establecida en la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC): Energías Renovables (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020) utilizando la Ecuación 39 y la Ecuación 40.

5.2.1.2.2 Superficie de captación real

Por otro lado, se determinó el número de colectores que podrían instalarse y utilizarse en la simulación según la superficie disponible de los bloques D y B. Esta cantidad varía según las dimensiones de los colectores y la distancia entre las baterías.

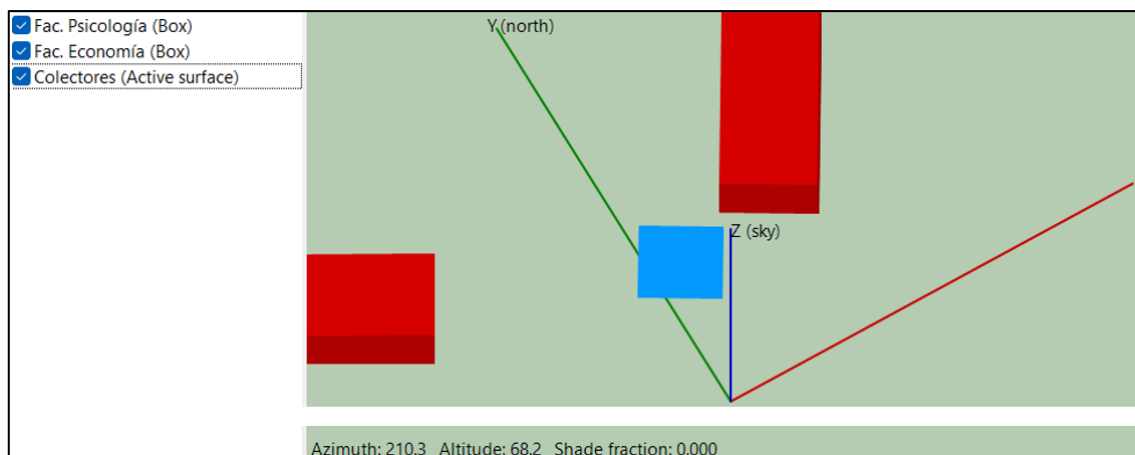
5.2.1.3 Orientación y azimut

Para maximizar la disponibilidad de energía anual, la pendiente de la superficie debe coincidir con la latitud y estar orientada hacia el ecuador. En otras palabras, un colector solar en el hemisferio sur debe orientarse hacia el norte y tener una pendiente mínima igual a su latitud para captar la máxima radiación solar (Duffie et al., 2020). En este caso, dado que la zona de estudio se encuentra en latitudes muy próximas a la línea ecuatorial, la influencia de la orientación de los colectores es menor. En estas regiones, la variación en la cantidad de radiación solar que incide sobre los colectores es mínima, independientemente de su orientación. Por lo tanto, se ha decidido ubicar los colectores de manera que se maximice la cantidad de baterías distribuidas en ambos bloques.

La orientación del sistema, considerando que el ángulo de acimut es 0° cuando el captador está orientado hacia el sur geográfico, 90° cuando está dirigido hacia el oeste, 180° cuando apunta al norte y 270° (o -90°) cuando se orienta hacia el este, es de -55° .

En el caso del sistema adicional de colectores con cubierta para ACS, las baterías se han orientado hacia el norte, considerando la ubicación en el hemisferio sur.

SAM incluye una calculadora de sombras en su apartado de "Shading", la cual fue utilizada para estimar el ángulo de acimut correspondiente para las simulaciones del sistema adicional. El ángulo de acimut determinado para la orientación de los colectores es de 210° , SAM establece que el norte es considerado 180° . La Figura 50 muestra el valor de acimut determinado por la calculadora en 3D.

Figura 50. Calculadora de sombras 3D de SAM.

Fuente: SAM versión 2023.

5.2.2 Almacenamiento de energía térmica

En este estudio se usará el almacenamiento de calor sensible mediante la tecnología de tanques de almacenamiento que utilizan agua. El uso de agua como medio de almacenamiento es una forma eficiente de extraer y liberar energía térmica según los requisitos energéticos de la demanda (Kalaiselvam & Parameshwaran, 2014). El rango de temperatura de operación del agua (5–95 °C) es suficiente para aplicaciones domésticas, como el suministro de agua caliente sanitaria y también para calentar el agua de piscinas.

Para dimensionar el tanque que se usará para el calentamiento de agua sanitaria en las duchas del CREU, se empleó la Ecuación 43 para determinar la capacidad del tanque de almacenamiento. Por otro lado, el coeficiente de pérdida de calor se calculó utilizando la Ecuación 44 y la Ecuación 45.

5.2.3 Intercambiadores de calor

Para el diseño del intercambiador, es necesario definir la efectividad del intercambiador, según la NEC esta efectividad debe ser igual o superior a 0,7. Para esta ocasión, al tratarse de un intercambiador externo, la potencia mínima del intercambiador se calcula mediante la Ecuación 58.

$$P \geq 500 \cdot A \quad \text{Ecuación 58}$$

Donde:

- P: la potencia mínima del intercambiador (W).
- A: área de captación de los colectores (m²).

Además, se debe tomar en consideración las temperaturas del circuito primario y secundario presentadas en la Tabla 17.

Tabla 17. *Temperaturas de trabajo según el tipo de intercambiador.*

Tipo de intercambiador	Temperatura entrada primario	Temperatura salida secundario	Temperatura entrada secundario
Piscinas	50 °C	28 °C	24 °C
Agua caliente sanitaria	60 °C	50 °C	45 °C
Calefacción a baja temperatura	60 °C	50 °C	45 °C
Refrigeración / Calefacción	105 °C	90 °C	75 °C

Fuente: (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda, 2020)

5.3 Metodología para realizar las simulaciones

Se realizaron simulaciones utilizando dos programas: AcSol-PACSOL y SAM. El primero se empleó para evaluar el sistema completo que incluye el calentamiento de agua tanto para la piscina como para las duchas. El segundo programa, SAM, se utilizó específicamente para analizar el calentamiento de agua de las duchas, considerándolo como un sistema adicional en caso de considerar únicamente el ACS.

El archivo meteorológico utilizado en ambos softwares es el ubicado en la base de datos del SAM. Los datos de TMY pertenecientes al "National Solar Radiation Database" de los Estados Unidos fueron modificados según el cálculo de las sombras con la herramienta de "Shading" en SAM.

El resultado del análisis de sombra es reemplazado en el archivo meteorológico para ingresar a PACSOL, mientras que el programa SAM utiliza los valores del cálculo automáticamente en las simulaciones. El porcentaje de disminución de valores de radiación solar difusa es de 1,42 % de forma general durante todo el año, mientras que los valores de radiación directa se exportan en el formato adecuado y se reemplazan en el archivo ".met" para ingresarlo en la ruta del AcSol.

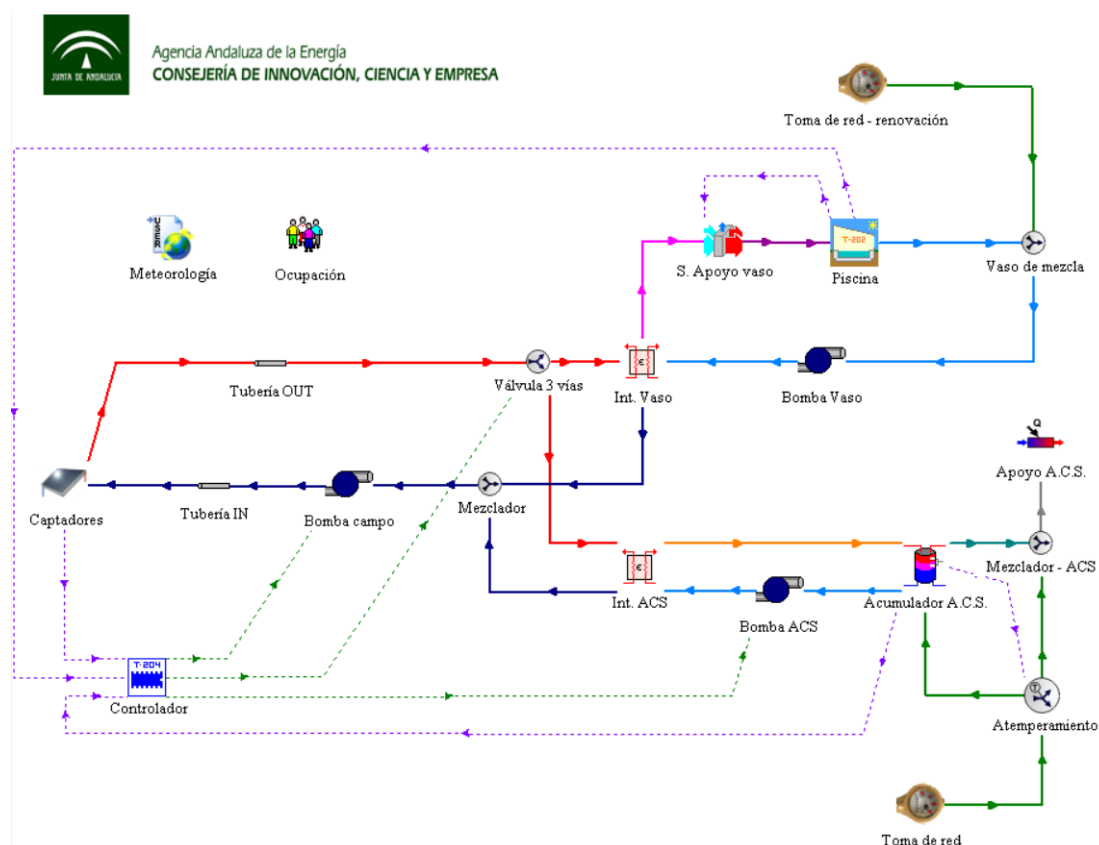
Previo a las simulaciones, se realizó la medición de las distancias de las tuberías desde los bloques seleccionados en el análisis de cargas hasta el cuarto de máquinas del CREDU, tanto para conexión en paralelo como en serie del sistema de colectores. Las longitudes de las tuberías de entrada y salida para el sistema de calentamiento para piscina y ACS se presentan en la Tabla 19, mientras que la longitud de las tuberías para el sistema adicional de calentamiento de ACS se presenta en la Tabla 35.

5.3.1 Metodología de simulación AcSol-PACSOL

5.3.1.1 Sistema propuesto por software de simulación

El sistema de calentamiento de agua de la piscina y del agua sanitaria se basa en la propuesta del software AcSol como se muestra en la Figura 51. En este sistema, los captadores solares calientan tanto el agua de la piscina como el agua de consumo. Se emplean dos intercambiadores de calor para integrar un sistema de apoyo energético en caso de que la demanda no sea satisfecha. Además, solo para el agua caliente sanitaria se incluye un tanque de acumulación, ya que, en el caso del calentamiento de la piscina, el gran volumen de agua contenido en ella elimina la necesidad de un tanque de almacenamiento adicional. En consecuencia, la piscina es el destino final de la energía térmica producida, así como el tanque de almacenamiento de energía térmica necesario, en caso de que se produzca un exceso de energía térmica por parte de los colectores solares (Katsaprakakis, 2015).

Figura 51. Esquema de la instalación propuesta por el software AcSol.



Fuente: AcSol 2.5

5.3.2.2 Parámetros de simulación PACSOL

Los parámetros de simulación en PACSol se dividen en siete campos principales:

1. Simulación: Aquí se especifica la zona de estudio y el tiempo de simulación.
2. Campo Solar: En este campo se detallan la geometría del campo, las características del colector, las características de la bomba del campo, los intercambiadores de calor y las tuberías del campo.
3. Piscina: Se especifican las características de la piscina y de la bomba del vaso.
4. Uso de la Piscina: Se define la agenda diaria de ocupación de la piscina.
5. ACS (Agua Caliente Sanitaria): Se introducen las características del acumulador solar para el agua caliente sanitaria y las características de la bomba del acumulador solar.
6. Uso de ACS: Se incluyen datos de la demanda y la agenda diaria de demanda de ACS
7. Control: Se introducen los parámetros de control de temperatura, aporte solar y protección del acumulador.

En la simulación, los parámetros a modificarse para realizar cambios significativos en la configuración y elementos de los colectores solares se encuentran en el Campo Solar. En esta sección, se variaron las características del captador en base a los cinco colectores seleccionados previamente, lo que implica cambios en los parámetros de la curva de eficiencia.

5.3.2 Metodología de simulación SAM

Para la realización de las simulaciones destinadas para el sistema de agua caliente sanitaria (ACS) se utilizó el modelo de cálculo “Solar water heating”. El modelo de cálculo de la herramienta asume que el sistema convencional de calentamiento se realiza con energía eléctrica para su posterior comparación.

5.3.2.1 Parámetros de simulación en SAM

La herramienta de simulación del SAM “Solar Water heating, LCOE Calculator” cuenta con 3 ventanas de configuración de parámetros divididas en; “Localización y fuente”, “Calentamiento solar de agua” y “Parámetros financieros”.

Los parámetros principales de localización sin la aplicación del análisis de sombras se presentan en la Tabla 18.

Tabla 18. Promedio anual calculado del archivo meteorológico.

Radiación global horizontal	4,86	kWh m ⁻² d ⁻¹
Radiación directa normal	3,61	kWh m ⁻² d ⁻¹
Radiación difusa horizontal	2,42	kWh m ⁻² d ⁻¹
Temperatura promedio	14,2	°C
Velocidad del viento promedio	2,2	m s ⁻¹

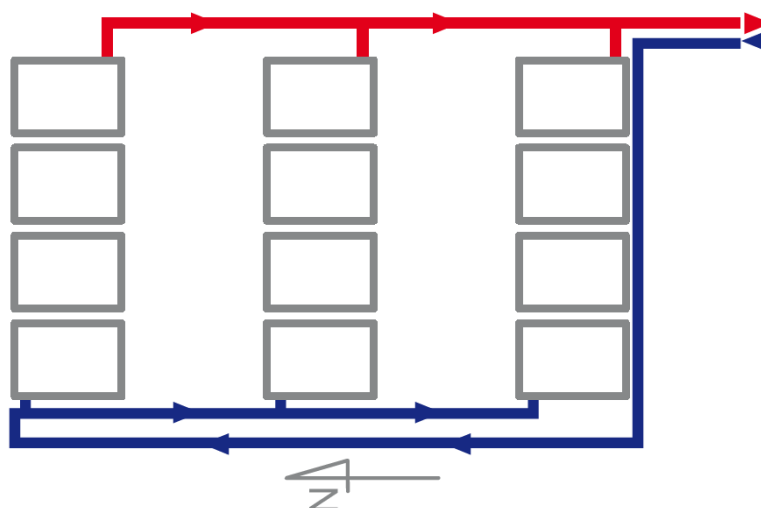
Fuente: Elaboración propia.

De igual forma, el software SAM incluye varios parámetros para simular sistemas de agua caliente sanitaria (ACS). Estos parámetros abarcan el consumo de agua caliente (volumen diario y anual), las características del sistema (inclinación, azimuth, fluido de trabajo, número de colectores, área total y tamaño nominal), y los detalles del colector (modelo, área, factores de remoción de calor y pérdida térmica). También se consideran aspectos del acumulador e intercambiador (volumen, altura, coeficiente de pérdidas, temperatura máxima y efectividad) y de las tuberías y bomba (longitud, diámetro, conductividad, espesor, potencia y eficiencia).

5.4 Metodología del análisis hidráulico

Se optó por diseñar el sistema de tuberías del circuito primario colocando las baterías de los colectores solares en configuración paralela, basándose en las simulaciones realizadas. Para lograr el equilibrio hidráulico en cada fila de colectores, se utilizó el retorno invertido al colocar las baterías en paralelo.

Se utilizó el retorno invertido siguiendo la recomendación de la NEC en lugar de optar por la instalación de válvulas de equilibrado. La configuración de retorno invertido en las tuberías implica el uso de una tubería adicional en la distribución general del agua tal como se muestra en la Figura 52, de manera que en la conexión se equilibren las distancias y los flujos en todas las baterías (Appsol, 2017). Sin embargo, una desventaja del retorno invertido es que al aumentar la longitud de las tuberías también se incrementan las pérdidas de carga.

Figura 52. Configuración de baterías en paralelo con retorno invertido

Fuente: (Appsol, 2017)

Según la NEC (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020), en el circuito primario de los Sistemas Solares Térmicos (SST) para la climatización de piscinas que utilicen colectores plásticos, se sugiere emplear componentes termoplásticos, con conexiones roscadas, bridadas, termofusionadas y unidas. En este estudio se seleccionaron tuberías de polipropileno PP-R de termofusión, material que tiene una conductividad térmica de $0,22 \text{ W m}^{-1} \text{ K}^{-1}$.

Por otro lado, en el sistema hidráulico secundario para agua caliente sanitaria, se pueden emplear tuberías hechas de cobre, acero inoxidable o materiales termoplásticos, utilizando conexiones como roscadas, soldadas, termofusionadas o bridadas (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020). En el caso de los materiales termoplásticos, es imprescindible que sean capaces de soportar tanto la temperatura máxima como la presión del circuito, de acuerdo con las especificaciones detalladas en las normativas NTE INEN 2955, NTE INEN 2956 y NTE INEN-ISO 15874-2 (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020).

La Tabla 19 presenta la longitud total de las tuberías para cada tipo de sistema. Esto incluye el sistema diseñado para el calentamiento de piscina y agua de duchas, así como el segundo sistema exclusivo para el suministro de agua caliente sanitaria para duchas (ACS).

Tabla 19. Longitud total de tuberías del circuito primario de los sistemas seleccionados.

Sistema	Longitud total con baterías en paralelo (m)
Sistema AcSol: para piscina y ACS	195,5
Sistema SAM para ACS	105,7

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, se llevó a cabo un análisis de las pérdidas de carga en las tuberías, accesorios, colectores e intercambiador para el sistema de calentamiento para piscina y ACS. Las pérdidas de carga de las tuberías y colectores se realizaron con la Ecuación 55 y Ecuación 56.

5.5 Resultados

5.5.1 Resultados de la selección de colectores previo a la simulación.

5.5.1.1 Selección de colectores solares sin cubierta

Según los criterios de selección establecidos, se elaboró una tabla comparativa para evaluar el cumplimiento de los requisitos y determinar cuáles colectores serán adecuados para la simulación. A continuación, se presenta la Tabla 20.

A partir de este análisis, se seleccionaron tres modelos de los colectores: Heliocol, Eco Spark y Eco Sun. Los dos primeros fueron elegidos porque cumplen con todos los requisitos de certificación y tienen parámetros de rendimiento disponibles, además de estar disponibles en el mercado nacional. El Eco Sun se seleccionó debido a sus superiores parámetros de rendimiento, con un rendimiento óptico (a_0) más elevado y coeficientes de pérdidas a_1 y a_2 menores en comparación con los otros modelos. En la Tabla 21 se muestran las características principales de los colectores seleccionados.

Tabla 20. *Cumplimiento de los criterios de selección de colectores solares sin cubierta.*

Colector	Disponibilidad de la certificación del colector	Disponibilidad de los parámetros de rendimiento	Resultados del ensayo: parámetros de rendimiento			Disponibilidad del colector en el mercado nacional
			Rendimiento óptico a_0	Coefficiente de pérdidas de primer orden a_1 ($W\ m^{-2}\ K^{-1}$)	Coefficiente de pérdidas de segundo orden a_2 ($W\ m^{-2}\ K^{-2}$)	
Heliocol	Sí	Sí	0,828	18,52	-	Sí
Termipool	No	No		-		No
Eco spark	Sí	Sí	0,769	18,96	-	Sí
Veico	No	No		-		Sí
Eco Sun	Sí	Sí	0,935	8,93	0,65	No
Sunstar	Sí	Sí	0,837	18,44	50,69	No
Eagle Sun Solar Panel	Sí	Sí	0,706	18,06	-	No
The FAFCO Connected Tube (CT)	Sí	Sí	0,855	10,03	-	No
The FAFCO Separated Tube (ST)	Sí	Sí	0,7573	17,98	-	No
HiTec	Sí	Sí	0,843	16,24	64,59	No
Technosolis	Sí	Sí	0,804	15,48	43,72	No
SolaPool Plus	No	Sí	0,924	18,7	-	No

Fuente: Elaboración a partir de datos del fabricante

Tabla 21. Características principales de colectores sin cubierta seleccionados.

Colectores sin cubierta				
Colector	Área de captación o apertura (m ²)	Rendimiento óptico (a_0)	Coefficiente de pérdidas de primer orden (a_1) (W m ⁻² K ⁻¹)	Coefficiente de pérdidas de segundo orden (a_2) (W m ⁻² K ⁻²)
Heliocol 50	4,48	0,83	18,52	0
Eco Spark 40	3,74	0,77	18,96	0
Eco Sun 1620 (4x10)	3,13	0,93	8,93	0,65

Fuente: Elaboración a partir de certificaciones de rendimiento de los colectores.

Estos tres colectores se utilizarán para la simulación en el software AcSol.

5.5.1.2 Selección de colectores solares con cubierta

De igual forma, se seleccionaron colectores solares con cubierta de acuerdo con los criterios establecidos. Se optó por elegir un colector de tipo placa plana y otro de tipo tubos de vacío para la posterior simulación. En la Tabla 22 se muestra el cumplimiento de los requisitos según el tipo de captador.

Tabla 22. Cumplimiento de los criterios de selección de colectores solares con cubierta.

Colector	Disponibilidad de la certificación del colector	Disponibilidad de los parámetros de rendimiento	Rendimiento del colector (%)	Disponibilidad del colector en el mercado nacional
Viessmann Vitosol 200-FM	Sí	Sí	0,80	Sí
Viessmann Vitosol 100-FM	Sí	Sí	0,75	Sí
Viessmann Vitosol 200-TM	Sí	Sí	0,65	Sí
Termicol Gold S26	Sí	Sí	0,76	Sí
Chromagen PA-F	Sí	Sí	0,80	No
Chromagen QR-E	Sí	Sí	0,69	No
ThermoPower VHP Series (20)	Sí	Sí	0,40	No
ThermoPower VDF Series (20)	Sí	Sí	0,40	No

Fuente: Elaboración a partir de datos del fabricante

Se seleccionaron los colectores Vitosol 200-FM de placa plana y Vitosol 200-TM de tubos de vacío para la simulación. El Vitosol 200-FM fue elegido por su excelente rendimiento entre los colectores de placa plana y por cumplir con todos los requisitos establecidos. De manera similar, el Vitosol 200-TM fue seleccionado por ser el de mejor rendimiento entre los colectores de tubos de vacío, además de cumplir con todos los requisitos. La Tabla 23 presenta las características principales de los colectores seleccionados.

Tabla 23. Características principales de colectores con cubierta seleccionados.

Colectores con cubierta				
Colector	Área de captación o apertura (m ²)	Rendimiento óptico (a_0)	Coeficiente de pérdidas de primer orden (a_1) (W m ⁻² K ⁻¹)	Coeficiente de pérdidas de segundo orden (a_2) (W m ⁻² K ⁻²)
Viessmann Vitosol 200-FM	2,33	0,82	4,75	0,024
Viessmann Vitosol 200-TM	3,46	0,71	1,20	0,006

Fuente: Elaboración a partir de certificaciones de rendimiento de los colectores.

Se llevó a cabo la simulación en AcSol utilizando las cinco marcas de colectores solares previamente seleccionadas: Heliocol, Eco Spark y Eco Sun para los colectores sin cubierta. Para los colectores con cubierta, se eligieron modelos de placa plana y tubos de vacío que cumplen con los requisitos de temperatura para calentar piscinas y ACS: Vitosol 200-FM (placa plana) y Vitosol 200-TM (tubular). En el caso del análisis independiente para el ACS, lo colectores a utilizar fueron Vitosol 200-FM y Vitosol 200-TM (tubular).

5.5.2. Resultados de los parámetros previos a la simulación

5.5.2.1 Distancia entre filas

Para los colectores sin cubierta se consideró la recomendación de la NEC (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020), que establece una distancia mínima de 0,8 metros entre filas de colectores.

Por otro lado, en la Tabla 24 se muestran los datos y resultados obtenidos para la distancia entre filas de colectores para los modelos con cubierta.

Tabla 24. Determinación de la distancia entre baterías para modelos Vitosol 200 FM y Vitosol 200 TM.

	Vitosol 200 FM	Vitosol 200 TM
Altura del colector h (m)	2,38	2,224
Ángulo de inclinación del colector α (°)	10,00	10,00
Ángulo solar φ (°)	69,45	69,45
Latitud ϕ (°)	-2,90	-2,90
Ángulo de declinación solar δ (°)	-23,45	-23,45
Distancia entre filas z (m)	2,50	2,33

Fuente: Elaboración propia

5.5.2.2 Superficie de captación teórica

La Tabla 25 presenta los datos utilizados para el cálculo de la superficie de captación.

Tabla 25. Datos para la determinación de la superficie de captación.

E_{SST} (MJ)	H_{β} (MJ m ⁻²)
4.784,04	16,92

Fuente: Elaboración propia

El rendimiento medio de cada captador se calculó utilizando la ecuación de eficiencia especificada en las certificaciones o fichas técnicas de los colectores, tomando en cuenta la irradiación promedio en un plano inclinado para la zona de estudio. Basándose en la superficie promedio calculada con la Ecuación 40, se determinó la cantidad de colectores necesarios para cada modelo, considerando su área de apertura. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 26.

Tabla 26. Superficie de captación y número de colectores teórico por producto.

Modelo	η	$E_{m_{cap}^2}$ (MJ m ⁻²)	S_{cap} (m ²)	Número de colectores
Heliocol 50	0,875	14,81	323,54	72
Eco Spark 40	0,817	13,83	346,44	77
Eco Sun 1620 (4x10)	0,955	16,18	296,21	66
Viessmann Vitosol 200-FM	0,832	14,08	340,39	76
Viessmann Vitosol 200-TM	0,713	12,07	397,22	89

Fuente: Elaboración propia

5.5.2.3. Superficie de captación real

La superficie de captación real se determinó en función de la superficie disponible en los bloques D y B. Además, esta cantidad depende de las dimensiones de los colectores y la distancia entre las baterías, como se aprecia en la Tabla 27.

Tabla 27. *Número de colectores y baterías de acuerdo con la superficie disponible en la zona de estudio.*

Colector	Número de colectores por batería	Número total de colectores	Número total de baterías	Área total de captación (m ²)
Heliocol 50	8	48	6	215,09
Eco Spark 40	8	48	6	179,52
Eco Sun 1620 (4x10)	8	64	8	200,26
Vitosol 200-FM	10	60	6	139,80
Vitosol 200-TM	4	24	6	83,04

Fuente: Elaboración propia

5.5.2.4 Almacenamiento

Con base en los datos proporcionados sobre el uso promedio de las instalaciones por parte de los usuarios del CREU, se determina que aproximadamente 30 usuarios utilizan las duchas diariamente. Según la NEC (Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020), el consumo de agua en duchas es de 21 litros por persona. Utilizando esta información, se calcula la demanda térmica diaria y el volumen necesario para el almacenamiento. Los resultados se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28. *Demanda térmica diaria y volumen necesario para el almacenamiento.*

Consumo promedio de agua en duchas (40 °C) por persona (l)	21
Personas diarias	30
Volumen de almacenamiento (l)	630
Demanda energética diaria (kWh d ⁻¹)	34,73

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenido el volumen de almacenamiento se procede a seleccionar el acumulador que cumpla con la demanda estimada, se ha escogido en el mercado los tanques de almacenamiento marca Chromagen de 800 litros de capacidad.

Para el cálculo del coeficiente de pérdida o transmitancia térmica del acumulador se utilizó la Ecuación 45 y se consideró que se conforma de una capa de material aislante y una capa de acero inoxidable o aluminio. El espesor de ambos estratos fue obtenido de la ficha técnica del acumulador Chromagen con intercambiador de calor único, los resultados se detallan en la Tabla 29.

Tabla 29. Coeficiente de pérdida de calor (U) de acumulador.

Material	Conductividad Térmica		Espesor (m)	Resistencia térmica	
Aislante	0,04	$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$	0,1	2,5	$\text{m}^2 \text{K W}^{-1}$
Metal	200	$\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$	0,1	0,0005	$\text{m}^2 \text{K W}^{-1}$
Coeficiente de pérdida o transmitancia térmica	0,40		$\text{W m}^{-2} \text{K}^{-1}$		
Caudal de intercambiador	1470		l h^{-1}		

Nota: Datos de conductividad y fórmulas obtenidas de Optical & Thermal Testing Laboratory

Fuente: Elaboración propia

5.5.2.5 Intercambiador de calor

Aplicando la Ecuación 58 para el cálculo de la potencia mínima requerida se buscó en el mercado opciones de intercambiadores externos de placas que cumplan con los requerimientos de temperatura y potencia. La Tabla 30 presenta la potencia calculada para el intercambiador del sistema para la piscina y la Tabla 31 muestra datos del intercambiador seleccionado.

Tabla 30. Cálculo de potencia de intercambiador.

Colector	Área total		Potencia de intercambiador	
Heliocol 50	215,09	m^2	107,5	kW
Eco Spark 40	179,52	m^2	89,76	kW
ECO SUN	200,26	m^2	100,13	kW
Vitosol 200-FM	139,8	m^2	69,9	kW
Vitosol 200-TM	83,04	m^2	41,52	kW

Fuente: Elaboración propia

A partir del cálculo individual para cada colector, se determinó que la potencia estándar para simulación de los intercambiadores sean 100 kW en el caso del intercambiador para la piscina. Para el sistema de ACS, el acumulador ya cuenta con un intercambiador interno de serpentín, con una potencia de 62 kW como se detalla en la ficha técnica en el Anexo F. Información del tanque de almacenamiento Chromagen con intercambiador de calor interno..

Tabla 31. Datos técnicos de intercambiador de calor para piscina.

Intercambiador de calor para piscina		
Marca	Alfa Laval	
Modelo	M3-FG-34M	
Fuente de calor	Energía solar	
Potencia (kW)	100	
Tipo de intercambiador	Placas y juntas	
Temperatura lado primario (°C)	55 a 45	50
Temperatura lado secundario (°C)	12 a 32	24
Caudal del lado primario (l h ⁻¹)	9.072,7	
Caudal del lado secundario (l h ⁻¹)	5.084,7	
Máxima pérdida de carga (kPa)	35	

Fuente: (Alfa Laval, 2024)

El software PACSOL ofrece un método de cálculo de la eficiencia de los intercambiadores desde el programa EES. Conocida la potencia nominal, temperaturas y caudales de entrada descritos en la Tabla 31, se obtuvo una efectividad de 0,6515 para el intercambiador de piscina y se utilizó una eficiencia predeterminada de 0,65 en los datos de entrada para el intercambiador de ACS.

5.5.3 Resultados de la simulación en AcSol-PACSOL

5.5.3.1 Parámetros utilizados para la simulación en AcSol-PACSOL

Los datos utilizados para los parámetros de cada colector se establecieron basándose en los resultados obtenidos previamente y en las fichas técnicas de cada colector. Se empleó el área total de captación según lo indicado en la Tabla 27.

Se definieron dos entradas de datos para cada colector, variando en el tipo de conexión (serie o paralelo), lo cual es crucial para definir la configuración del sistema. En la Tabla 32 se muestran parámetros de entrada en la sección de Campo Solar de PACSOL.

Tabla 32. *Parámetros de entrada de Campo Solar para la simulación.*

Colector	Heliocol 50		Eco Spark 40		Eco Sun (4 x 10)		Vitosol 200 FM		Vitosol 200 TM	
Datos de entrada para cada simulación	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Geometría del Campo										
Conexionado de los captadores	Paralelo	Tres en serie	Paralelo	Tres en serie	Paralelo	Cuatro en serie	Paralelo	Tres en serie	Paralelo	Tres en serie
Área total de captación (m²)	215,09		179,52		200,26		139,8		83,04	
Inclinación de los captadores (°)	10		10		10		10		10	
Acimut de los captadores (°)	-55		-55		-55		-55		-55	
Características del Captador										
Curva de eficiencia expresa en términos de	Tentrada -Tamb		Tentrada -Tamb		Tentrada -Tamb		Tentrada -Tamb		Tentrada -Tamb	
Flujo másico (l h ⁻¹ m ⁻²)	253,43		240,64		287,63		179,28		111,6	
Ordenada de la curva de eficiencia (a ₀)	0,828		0,769		0,935		0,82		0,71	
Pendiente de la curva de eficiencia (a ₁) (W m ⁻² K ⁻¹)	18,52		18,962		8,93		4,75		1,2	
Pendiente de la curva de eficiencia (a ₂) (W m ⁻² K ⁻²)	0		0		0,647		0,024		0,006	
Modificador del ángulo de incidencia de primer orden (b ₀)	0,11		0,11		0,11		0,11		0,11	
Bomba del Campo										
Flujo másico que circula por un captador en condiciones de operación (por unidad de área) (l h ⁻¹ m ⁻²)	253,43	42,24	240,64	40,11	287,63	35,95	85,83	14,31	111,6	18,6
Fluido primario	Agua		Agua		Agua		Agua		Agua	

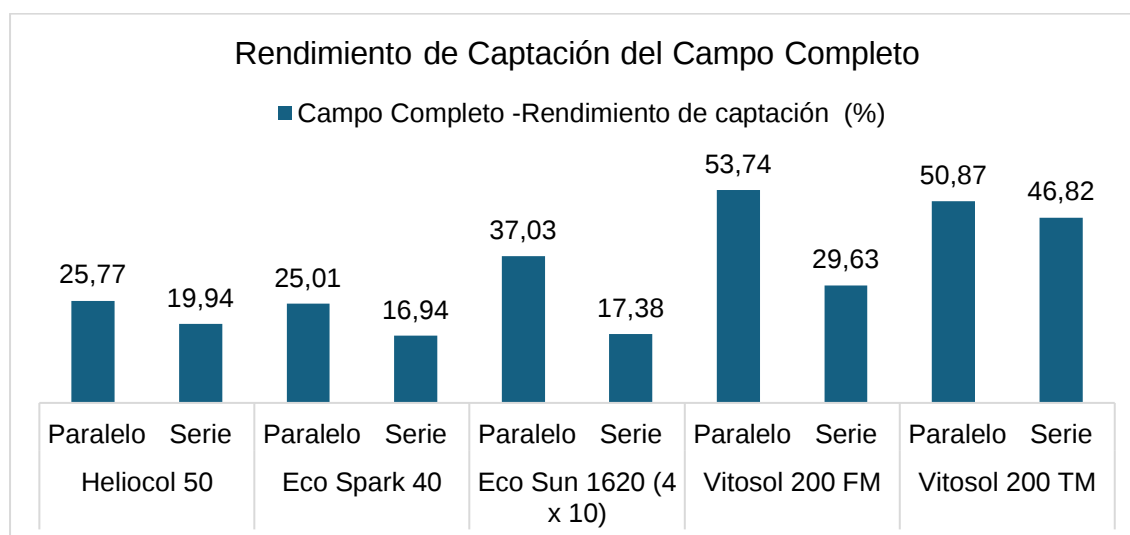
Colector	Heliocol 50		Eco Spark 40		Eco Sun (4 x 10)		Vitosol 200 FM		Vitosol 200 TM	
Datos de entrada para cada simulación	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Intercambiadores de Calor										
Potencia del intercambiador (W)	107545		89760		100130		69900		41520	
Efectividad del intercambiador de calor campo-vaso	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515	0,6515
Efectividad del intercambiador de calor campo-a.c.s	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Tuberías del Campo										
Diámetro interior de la tubería de entrada (m)	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063
Longitud de la tubería de entrada (m)	100	77,8	100	77,8	100	77,8	100	77,8	100	77,8
Coeficiente de pérdidas de la tubería de entrada ($W m^{-2} K^{-1}$)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Diámetro interior de la tubería de salida (m)	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063	0,11	0,063
Longitud de la tubería de salida (m)	110	44,2	110	44,2	110	44,2	110	44,2	110	44,2
Coeficiente de pérdidas de la tubería de salida ($W m^{-2} K^{-1}$)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

Fuente: Elaboración propia

5.5.3.2 Resultados de simulación AcSol-PACSOL

En cuanto al rendimiento de captación del campo completo, que indica la eficiencia con la que el conjunto de colectores solares convierte la radiación solar en energía útil, las configuraciones en paralelo muestran consistentemente un mejor desempeño, como se observa en la Figura 53. El colector Vitosol 200 FM destaca con el mayor rendimiento, alcanzando un 53,74 % en configuración paralela y 29,63 % en serie. Le siguen los colectores Eco Sun con un rendimiento del 37,03 % en paralelo y el Heliocol con un 25,77 %.

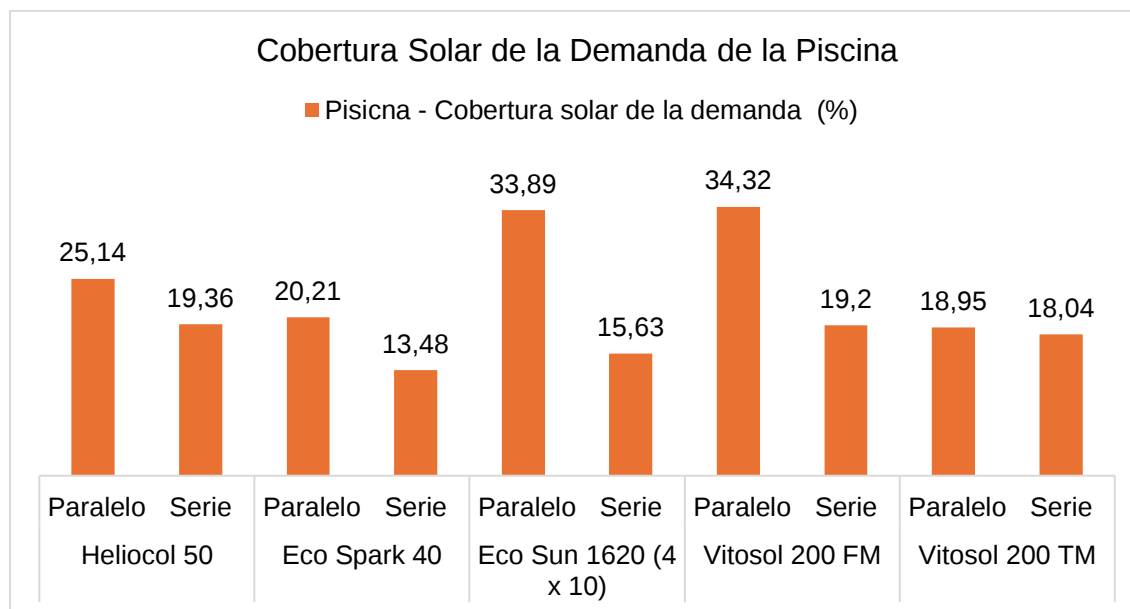
Figura 53. Rendimiento de captación del campo completo por tipo de conexiónado y por colector.



Fuente: Elaboración propia

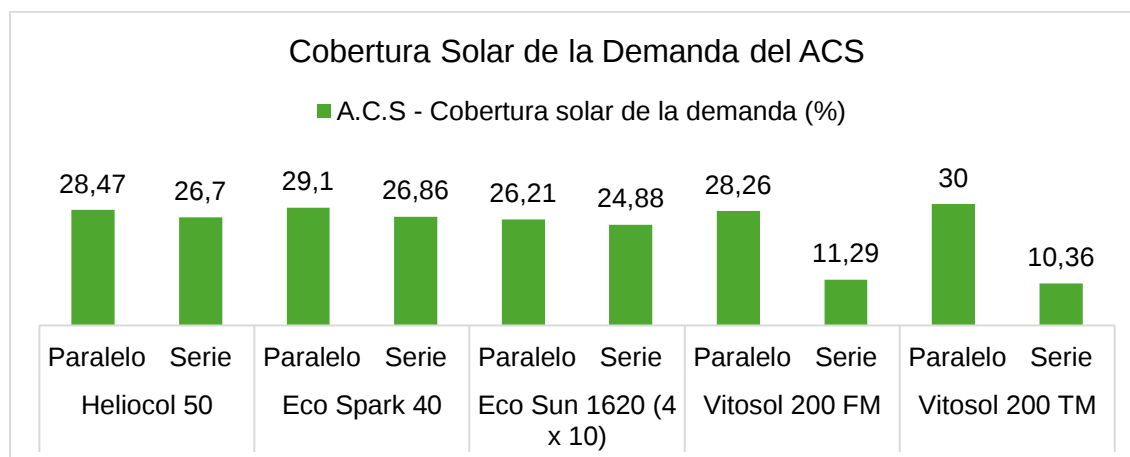
Es importante considerar que, en este caso, debido a la variación en las superficies de captación utilizadas debido al espacio disponible en el CREU para la instalación de los colectores, el rendimiento de captación del campo puede ser mayor en los colectores Vitosol 200 TM, pero las coberturas de la demanda tanto para la piscina como para el ACS pueden ser menores en comparación con otros colectores debido al área de captación.

La Figura 54 muestra la cobertura solar de la demanda de la piscina. En todos los casos, se observa que el conexiónado en paralelo proporciona mejores resultados. El colector Vitosol 200 FM ofrece la mayor cobertura de demanda, alcanzando un 34,31 % en configuración paralela, seguido por el colector Eco Sun con un 33,89 % también en paralelo.

Figura 54. Cobertura solar de la demanda de la piscina por tipo de conexionado y por colector.

Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta a la cobertura solar de la demanda de ACS, se observa que el conexionado en paralelo presenta nuevamente mejores resultados. El colector Vitosol 200 TM ofrece la mayor cobertura con un 30 % en configuración paralela, seguido por el colector Eco Spark 40 con un 29,1% y el Heliocol 50 con un 28,47%, como se observa en la Figura 55.

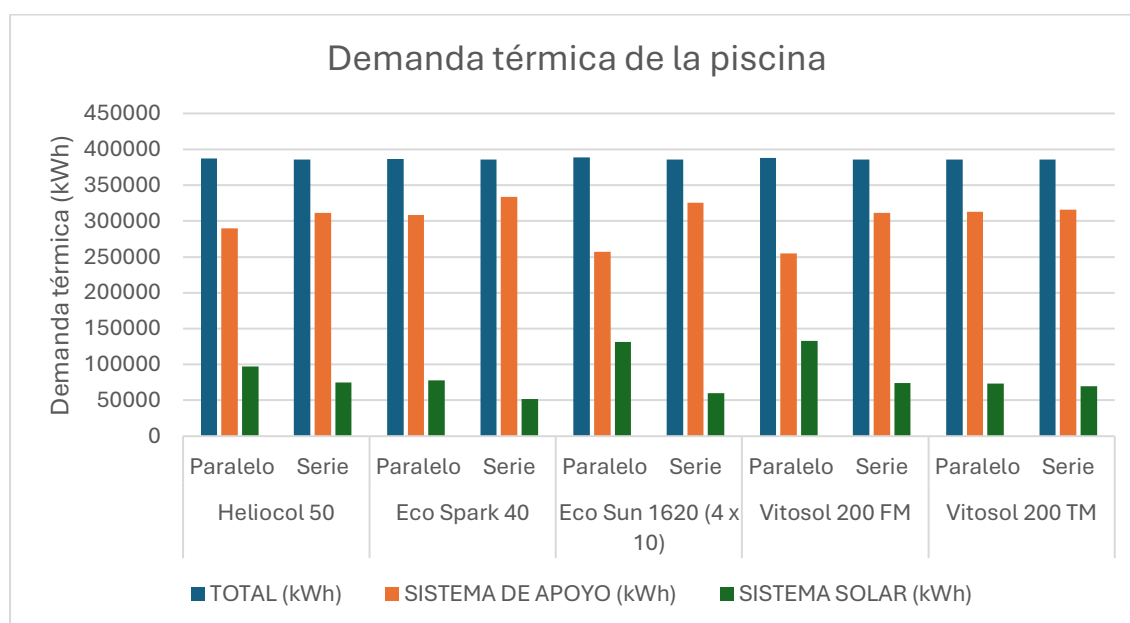
Figura 55. Cobertura solar de la demanda de ACS por tipo de conexionado y por colector.

Fuente: Elaboración propia

De igual forma se analizan las demandas térmicas específicas para el calentamiento del agua de la piscina y del ACS, evaluando la energía suministrada tanto por el sistema de apoyo como por el sistema solar en función de los diferentes tipos de colectores.

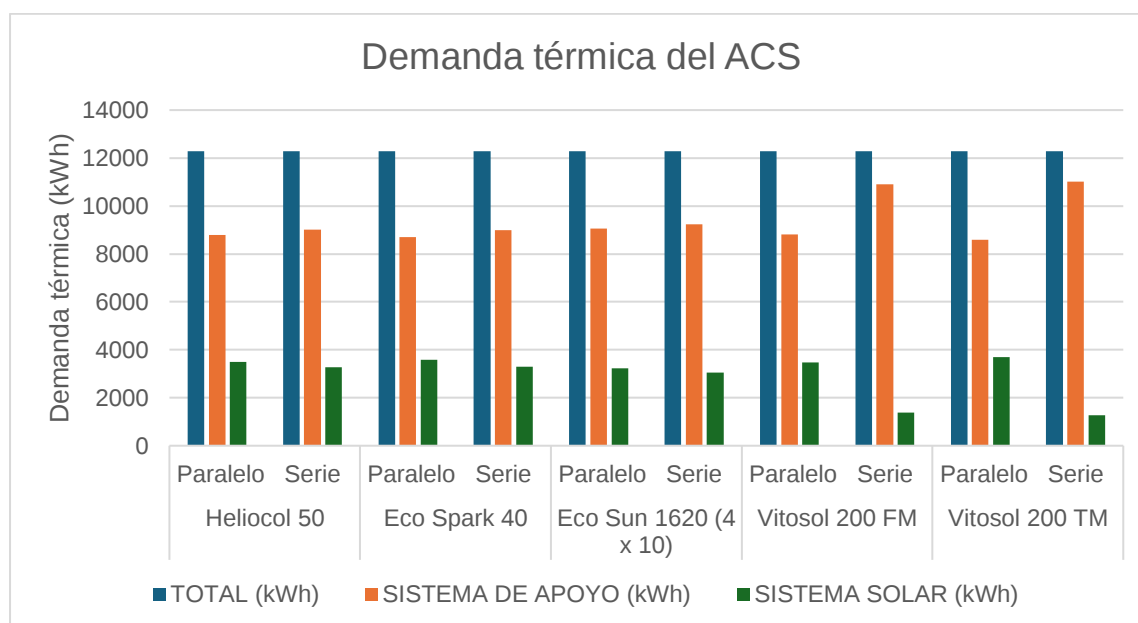
En el análisis de la demanda térmica de la piscina, el colector Vitosol 200 FM en configuración paralela proporciona la mayor cantidad de energía térmica, alcanzando un total de 133.213,2 kWh. Le sigue el colector Eco Sun en paralelo con 131.723,4 kWh y el colector Heliocol 50 en configuración paralela con 97.322,41 kWh. Estos tres colectores permiten el menor uso de energía del sistema de apoyo, con 254.961,8 kWh para el Vitosol 200 FM, 256.954,09 kWh para el Eco Sun y 289.782,27 kWh para el Heliocol 50. Sin embargo, la energía suministrada por el sistema de apoyo sigue siendo mayor en comparación con la proporcionada por el sistema solar. La demanda térmica de la piscina por tipo de colector se ilustra en la Figura 56.

Figura 56. Demanda térmica de la piscina por tipo de conexionado y por colector.



Fuente: Elaboración propia

En el caso de la demanda térmica del agua caliente sanitaria (ACS), como se muestra en la Figura 57 el colector que proporciona mayor energía es el Vitosol 200 TM en configuración paralela, con 3.685,18 kWh. Este colector, junto con un aporte de 8.596,71 kWh del sistema de apoyo, representa la menor cantidad de energía suministrada por el sistema de apoyo entre todos los sistemas analizados. Le sigue el colector Eco Spark, que aporta 3.574,62 kWh y recibe 8.707,26 kWh del sistema de apoyo. Aunque estos colectores suministran la mayor cantidad de energía al ACS, la prioridad del estudio es el calentamiento de la piscina, por lo que la toma de decisiones se basa en los colectores que proporcionan una mayor demanda térmica a la piscina.

Figura 57. Demanda térmica del ACS por tipo de conexionado y por colector.

Fuente: Elaboración propia

5.5.3.3. Selección del colector solar de calentamiento para piscina y ACS posterior a las simulaciones.

Una vez realizadas las simulaciones en el programa AcSol-PACSOL, se aplican los parámetros establecidos en la sección “Criterios de selección de colectores”. Aunque los resultados de la simulación indican la demanda térmica que cada colector puede proporcionar, es importante considerar también los criterios de confiabilidad del sistema, incluyendo aspectos de instalación, mantenimiento y experiencia. El análisis de la selección de los colectores se presenta en la Tabla 33.

Tabla 33. *Criterios de selección del colector solar.*

Criterios		Modelo				
		Heliocol 50	Eco Spark 40	Eco Sun 1620 (4x10)	Vitosol 200-FM	Vitosol 200-TM
Disponibilidad de un manual de instrucciones claro.		Sí.	Sí.	No.	Sí.	Sí.
Facilidad de conformar baterías de colectores y tipos de accesorios de conexión y sujeción, incluyendo procedimientos de trabajo.		Sí.	Sí.	El dato es desconocido.	Sí.	Sí.
Adaptabilidad a la estructura de soporte, al edificio, y a las condiciones generales de la instalación		Sí.	Sí.	El dato es desconocido.	Sí.	Sí.
Disponibilidad del colector en el mercado nacional.		Sí.	Sí.	No, disponibilidad en México.	Sí.	Sí.
Referencias de instalaciones previas y años de experiencia comprobables.		Sí, líder en el sector de la calefacción solar de piscinas. Más de 200,000 clientes en todo el mundo calientan sus piscinas con Heliocol.	Sí, alrededor de 600 unidades instaladas en Ecuador.	Sí.	Sí.	Sí
Prestaciones energéticas de la instalación, evaluando resultados de programas de cálculo con distintos colectores y realizando un análisis comparativo.	Cobertura solar de la demanda de la piscina (%)	25,14 %	20,21%	33,89 %	34,32 %	18,95 %
Vida útil		20 a 26 años	El dato es desconocido.	20 años	El fabricante asegura una larga vida útil del producto debido a su construcción robusta y resistencia a la intemperie y la corrosión, aunque no	El fabricante asegura una larga vida útil gracias a la autolimitación de temperatura, las bajas temperaturas de estancamiento y la instalación sin vapor,

Criterios		Modelo				
		Heliocol 50	Eco Spark 40	Eco Sun 1620 (4x10)	Vitosol 200-FM	Vitosol 200-TM
					especifica los años de duración.	aunque no especifica los años.
Garantía		10 a 12 años	10 a 12 años	10 años	10 años	10 años
Peso	Peso seco (kg)	10	17,23	7,75	40	129
	Peso lleno (kg)	24	28,96	18,87	40,54	130,72
Área de captación o de apertura por colector (m ²)		4,48	3,74	3,13	2,33	3,46

Fuente: Elaboración propia

Al comparar los distintos modelos de colectores solares, con un enfoque en Vitosol 200 FM, Heliocol 50 y Eco Sun 1620, se destaca que Heliocol 50 y Vitosol 200 FM, al igual que otros modelos excepto Eco Sun 1620, proporcionan un manual de instalación claro. La ausencia de un manual por parte del fabricante de Eco Sun 1620 dificulta conocer los parámetros de instalación y mantenimiento, haciendo de Heliocol 50 y Vitosol 200 FM opciones más convenientes para su elección. Además, la falta de guía de instalación para Eco Sun 1620 complica la configuración de los colectores en batería, mientras que Heliocol 50 y Vitosol 200 FM aseguran una instalación eficiente y sencilla.

En cuanto a la adaptabilidad de instalación en diversas estructuras y edificios, Heliocol 50 y Vitosol 200 FM poseen la capacidad de ser compatibles, al igual que otros modelos, excepto Eco Sun 1620, que carece de detalles específicos que ayuden a su adaptabilidad.

La disponibilidad de Heliocol 50 juntamente con Vitosol 200 FM dentro del mercado nacional garantizan un acceso fácil y soporte, además del ahorro económico en los gastos de transporte en caso de no encontrarse a nivel nacional, como es el caso de Eco Sun 1620, que solo está disponible en México. Asimismo, Heliocol 50 cuenta con datos de instalación y una amplia experiencia, liderando el sector con una extensa base de clientes satisfechos. Por otro lado, aunque el Vitosol 200 FM no tiene tantos años de recomendaciones de clientes como el Heliocol 50, proporciona referencias de instalaciones previas, convirtiéndose en una opción confiable y garantizada al momento de su elección.

Por otro lado, la vida útil de Heliocol 50, que varía entre 20 y 26 años, proporciona seguridad y durabilidad superiores en comparación con otros modelos que no especifican claramente su vida útil, asegurando una inversión a largo plazo.

Enfocándose en el Vitosol 200 FM, aunque no se especifica su vida útil exacta, el fabricante asegura que el producto tiene una larga durabilidad gracias a su construcción robusta y su resistencia a la intemperie y la corrosión, ofreciendo seguridad y confianza a largo plazo.

En términos de cobertura solar, el Vitosol 200 FM lidera con un 34,32 %, seguido por Eco Sun con un 33,89 %. Heliocol 50 se posiciona en tercer lugar con una cobertura del 25,14 %, superando a otros modelos disponibles.

Basándose en este análisis, los colectores Vitosol 200 FM y Heliocol 50 son la mejor opción debido a la disponibilidad de información esencial para el mantenimiento óptimo del sistema, respaldada por su amplia experiencia y presencia en el mercado ecuatoriano. Estos dos colectores presentan buenas coberturas solares, destacándose el Vitosol 200 FM. Sin embargo, es necesario compararlos mediante análisis financiero y ambiental para determinar cuál opción es más factible.

5.5.4 Resultados de simulación SAM.

5.5.4.1 Parámetros utilizados para la simulación en SAM

Los colectores seleccionados para la simulación en el software SAM son los presentados en los nombres en la lista desplegable de programa en el menú Solar Water Heating:

- Viessmann Manufacturing Company (US) Inc. Vitosol 200-F SV2 SH2
- Viessmann Manufacturing Company (US) Inc. Vitosol 200-T SD2A - 3 m²

La página de Calentamiento de agua solar presenta los parámetros descritos en la Tabla 35 y Tabla 36 para el colector Vitosol de placa plana y Vitosol de tubos de vacío respectivamente. En el caso de los datos que son generales, sus valores son los analizados a lo largo del Capítulo 4 y 5.

El volumen de uso se estima a partir de un consumo diario de 30 personas a razón de 21 litros por persona según la NEC. Los valores de albedo y modelo de cálculo son los recomendados por defecto en el programa. Por otro lado, la eficiencia del intercambiador y de la bomba del circuito primario se establecen a un valor fijo de 0,65.

Los datos del colector son los otorgados por el programa, las características del intercambiador fueron establecidas en el subtema de Intercambiador de calor y los valores de tuberías se tomaron de la recomendación del manual de instalación del fabricante.

El tipo de aislante seleccionado es el mismo que el considerado en el sistema propuesto por AcSol, se estableció un espesor de 9 mm con una conductividad térmica de 0,038 W m⁻¹ °C⁻¹ según la ficha técnica del fabricante.

En el caso de la potencia de la bomba, se procedió a escoger una potencia máxima según el caudal de salida del sistema de colectores para el circuito primario. El caudal para cada colector y circuito se presenta en la Tabla 34. El caudal del circuito secundario se establece según la ficha técnica del intercambiador de calor.

Tabla 34. Caudales del circuito primario y secundario por colector con cubierta

Caudal circuito primario Vitosol 200-FM	2,50	m ³ h ⁻¹
Caudal circuito primario Vitosol 200-TM	2,02	m ³ h ⁻¹
Caudal circuito secundario	1,47	m ³ h ⁻¹

Fuente: Elaboración propia

Para un caudal de 2,5 y 2,01 m³ h⁻¹ se seleccionó una bomba general de 18 W de potencia máxima y un caudal de 3 m³ h⁻¹, los detalles de las bombas para circuito se presentan en el subtema de análisis hidráulico.

Tabla 35. Datos de simulación final para colector Vitosol 200-F.

Consumo de Agua caliente sanitaria	
Volumen de uso promedio diario (kg día ⁻¹)	630
Consumo total anual (kg año ⁻¹)	229.950
Sistema	
Inclinación (°)	10
Azimut (°)	210
Fluido de trabajo	Glycol
Número de colectores	14
Modelo de cálculo	Pérez
Entradas de irradiancia	Total y directa
Albedo	0,2
Área total del sistema de captación (m ²)	35,28
Tamaño nominal del sistema (kW)	22,022
Colector Vitosol 200-F	
Área de colector (m ²)	2,52
Factor de remoción de calor (FR _{ta})	0,716
Factor de pérdida térmica del colector (FR _{UL})	3,06
Coeficiente IAM	0,07
Fluido de prueba	Glycol
Caudal de prueba (kg s ⁻¹)	0,0498
Acumulador e intercambiador	
Volumen de acumulador (m ³)	0,8
Altura de acumulador (m)	1,72
Coeficiente de pérdidas del acumulador (W m ⁻² °C ⁻¹)	0,325
Temperatura máx. del acumulador (°C)	90
Efectividad del intercambiador	0,65
Temperatura de salida (°C)	60
Temperatura del cuarto de máquinas (°C)	24
Tuberías y bomba	
Longitud del sistema de tuberías (m)	105,7
Diámetro de tubería (m)	0,02277
Coeficiente de conductividad de tubería (W m ⁻² °C ⁻¹)	0,038
Espesor de tubería (m)	0,009
Potencia de bomba (W)	18
Eficiencia de bomba	0,65

Fuente: Elaboración propia

Tabla 36. Datos de simulación final para colector Vitosol 200-T.

Consumo de Agua caliente sanitaria	
Volumen de uso promedio diario (kg día ⁻¹)	630
Consumo total anual (kg año ⁻¹)	229.950
Sistema	
Inclinación (°)	10
Azimut (°)	210
Fluido de trabajo	Glycol
Número de colectores	10
Modelo de cálculo	Pérez
Entradas de irradiancia	Total y directa
Albedo	0,2
Área total del sistema de captación (m ²)	43,4
Tamaño nominal del sistema (kW)	22,243
Colector Vitosol 200-T	
Área de colector (m ²)	4,34
Factor de remoción de calor (FR _{ta})	0,547
Factor de pérdida térmica del colector (FR _{UL})	1,15
Coeficiente IAM	-0,09
Fluido de prueba	Glycol
Caudal de prueba (kg s ⁻¹)	0,04
Acumulador e intercambiador	
Volumen de acumulador (m ³)	0,8
Altura de acumulador (m)	1,72
Coeficiente de pérdidas del acumulador (W m ⁻² °C ⁻¹)	0,325
Temperatura máx. del acumulador (°C)	90
Efectividad del intercambiador	0,65
Temperatura de salida (°C)	60
Temperatura del cuarto de máquinas (°C)	24
Tuberías y bomba	
Longitud del sistema de tuberías (m)	105,7
Diámetro de tubería (m)	0,02277
Coeficiente de conductividad de tubería (W m ⁻² °C ⁻¹)	0,038
Espesor de tubería (m)	0,009
Potencia de bomba (W)	18
Eficiencia de bomba	0,65

Fuente: Elaboración propia

5.5.4.2 Resultados de simulación del sistema ACS en SAM

Los resultados generales de simulación para el sistema anual se resumen en la Tabla 37, donde se comparan las métricas para ambos sistemas con un tamaño nominal similar.

En la herramienta de “Calentamiento solar de agua”, se asume que el sistema reemplaza a un sistema de calentamiento de agua eléctrico. Por lo tanto, la energía de corriente alterna (AC) ahorrada es la electricidad ahorrada por el sistema solar térmico. Ambos colectores presentan una métrica similar, al igual que la fracción solar que es el porcentaje que el sistema solar térmico oferta a la demanda anual.

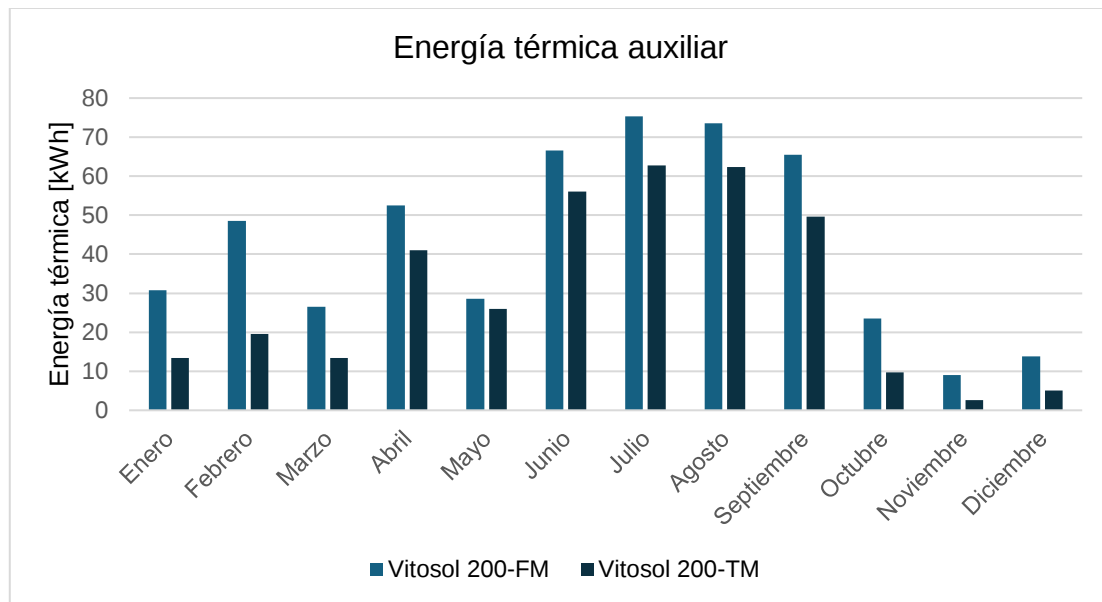
El factor de capacidad es la relación entre la producción térmica del sistema en el primer año de operación en comparación a su capacidad nominal durante todas las horas del periodo de simulación. En otras palabras, el factor de capacidad refleja el rendimiento real del sistema en comparación con su potencial máximo, un factor de capacidad menor indica que el sistema no está produciendo tanta energía como podría en teoría.

Tabla 37. Comparación de métricas resultantes de simulación en SAM.

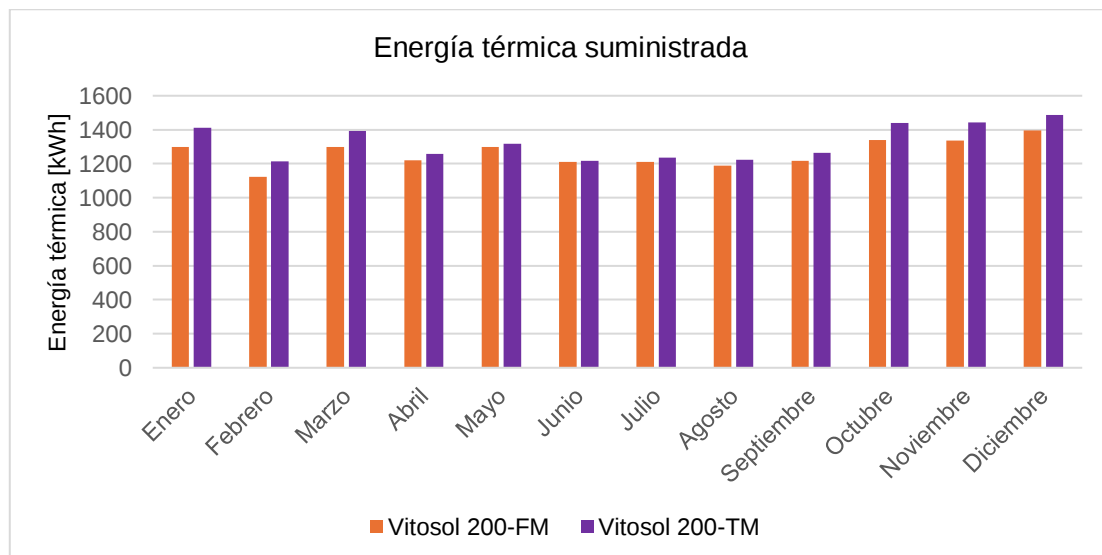
Métrica	Vitosol 200-FM	Vitosol 200-TM
Energía anual de CA ahorrada (kWh)	10,75	10,80
Fracción solar (%)	95	96
Aux con solar (kWh)	514,4	361,4
Aux sin solar (kWh)	11.350,5	11.350,5
Factor de capacidad (%)	5,57	5,60

Fuente: Elaboración propia.

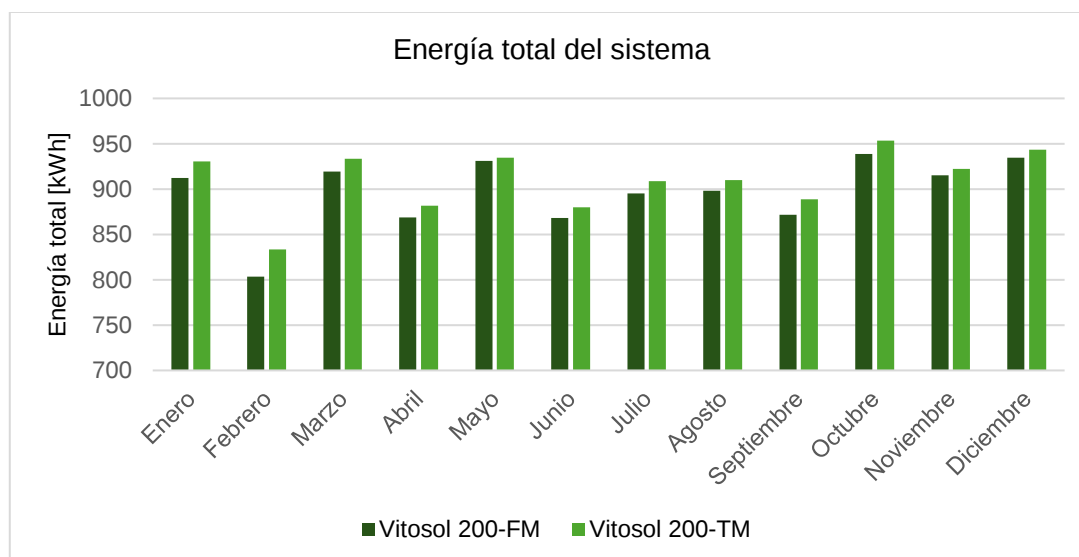
Además, el software permite obtener los datos de simulación mensuales para cada colector. La Figura 58 compara la energía térmica auxiliar necesaria para cada sistema según el colector, la Figura 59 la energía térmica total que el sistema solar ha transferido al agua para el consumo en las duchas. Finalmente, la Figura 60 la energía total del sistema de colectores.

Figura 58. *Energía térmica auxiliar necesaria en el sistema.*

Fuente: Elaboración propia.

Figura 59. *Energía térmica suministrada para el agua caliente sanitaria.*

Fuente: Elaboración propia.

Figura 60. *Energía total del sistema solar térmico para ACS.*

Fuente: Elaboración propia.

5.5.4.3 Selección del colector solar de calentamiento ACS para el sistema adicional posterior a la simulación.

Como se presenta en la Tabla 37, el colector de tubos de vacío Vitosol 200-TM supera ligeramente en las métricas analizadas al colector tipo placa plana Vitosol 200-FM, pero con cobertura de fracción solar muy similares. Los colectores de placa plana necesitan una mayor cantidad de energía auxiliar durante más meses del año, aunque la energía solar térmica suministrada por el sistema solar es similar durante todo el año, la energía total del sistema es ligeramente mayor con los colectores Vitosol 200-TM.

Sin embargo, los colectores solares Vitosol tubulares no cuentan con un distribuidor o importador en Ecuador. Por lo tanto, se procede a escoger el sistema con colectores solares de placa plana Vitosol 200-FM para el diseño final, tomando en cuenta que las métricas son muy similares.

5.5.5 Colectores seleccionados para el análisis financiero y ambiental.

Los colectores seleccionados para el análisis ambiental y financiero corresponden únicamente al sistema simulado en AcSol, es decir, para el calentamiento de piscinas y agua caliente sanitaria (ACS). No se han considerado colectores para el análisis financiero y ambiental del sistema simulado en SAM, que solo se enfoca en ACS. Esto se debe a la falta de datos precisos sobre el consumo de agua de las duchas en las instalaciones, ya que el CREDEU comparte un medidor de agua con otras edificaciones de la universidad.

Los datos técnicos de los colectores seleccionados se presentan en Anexo G. Datos técnicos de los modelos de Heliocol. y Anexo H. Datos técnicos de los modelos de Vitosol 200 FM. Las características del colector Heliocol 50 se muestran en la Tabla 38. La elección del modelo 50 de Heliocol se basa en las recomendaciones del manual de instalación. Esto resulta en una reducción del costo total del colector, así como en una disminución de los gastos de mano de obra y materiales de instalación. Además, ayuda a reducir la longitud del arreglo solar, minimiza el número de penetraciones en el techo y mejora la estética general de la instalación (Heliocol, 2011).

Tabla 38. Características del modelo Heliocol 50.

Modelo	50
Tamaño nominal (m)	1,22 m x 3,81 m
Número máximo de colectores por batería	8
Área de apertura (m²)	4,48
Peso Seco (kg)	9,98
Capacidad de Volumen (l)	14
Flujo típico (l h⁻¹)	1.135,62 – 1.589,87

Fuente: (Heliocol, 2011)

Las características del colector Vitosol 200 FM se muestran en la Tabla 39. Se eligió el modelo SV2F debido a que este colector es vertical, lo cual es óptimo para la configuración en las cubiertas del CREU.

Tabla 39. Características del modelo Vitosol 200 FM

Modelo	SV2F
Tamaño nominal (m)	1,056 m x 2,38 m
Número máximo de colectores por batería	12
Área de apertura (m²)	2,33
Peso Seco (kg)	39
Capacidad de Volumen (l)	1,83
Flujo típico (l h⁻¹)	200

Fuente: (Viessman, 2019).

5.5.6 Resultados análisis hidráulico

Para el cálculo de las pérdidas, es necesario conocer variables como el caudal y los diámetros de las tuberías. Según la ficha técnica del fabricante de Heliocol, se recomienda un caudal de operación por colector de 1136 l h⁻¹, en cuanto al Vitosol 200 FM el caudal recomendado es de 200 l h⁻¹. La Tabla 40 y Tabla 41 detallan el caudal por batería y el caudal total del circuito primario para los colectores Heliocol 50 y Vitosol 200 FM, respectivamente. Además, la NEC especifica que los captadores interconectados deben tener características uniformes y organizarse en filas que idealmente contengan el mismo número de elementos (Ministerio

de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador, 2020). Por lo tanto, se decidió configurar tres baterías por bloque, cada una con 8 colectores para el Heliocol 50 y 10 colectores para el Vitosol 200 FM, siguiendo estas recomendaciones.

Tabla 40. Caudal total de baterías en paralelo del colector Heliocol 50.

Bloque	Batería	Número de colectores	Caudal por colector ($\text{l h}^{-1} \text{m}^{-2}$)	Área de apertura por colector (m^2)	Caudal de colectores en paralelo (l h^{-1})	Caudal circuito primario (l h^{-1})
B	1	8	244,22	4,65	9.084,96	27.254,88
	2	8	244,22	4,65	9.084,96	
	3	8	244,22	4,65	9.084,96	
D	1	8	244,22	4,65	9.084,96	27.254,88
	2	8	244,22	4,65	9.084,96	
	3	8	244,22	4,65	9.084,96	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 41. Caudal total de baterías en paralelo del colector Vitosol 200 FM

Bloque	Batería	Número de colectores	Caudal por colector ($\text{l h}^{-1} \text{m}^{-2}$)	Área de apertura por colector (m^2)	Caudal de colectores en paralelo (l h^{-1})	Caudal circuito primario (l h^{-1})
B	1	10	85,84	2,33	2.000	6.000
	2	10	85,84	2,33	2.000	
	3	10	85,84	2,33	2.000	
D	1	10	85,84	2,33	2.000	6.000
	2	10	85,84	2,33	2.000	
	3	10	85,84	2,33	2.000	

Fuente: Elaboración propia

5.5.6.1 Resultados de pérdidas de carga hidráulica.

Una vez obtenidos los datos necesarios, se diseñaron tramos de tuberías en el circuito, considerando que cada uno tiene caudales y diámetros interiores diferentes. La pérdida de carga total debida a las tuberías se calculó en el sistema de Heliocol 50 como 6,51 m, mientras que para Vitosol 200 FM se calculó en 2,44 m. Los parámetros y resultados obtenidos se detallan en la Tabla 42 y Tabla 43. Los tramos descritos de detallan en la Figura 62 y Figura 63.

Tabla 42. Datos y cálculo de pérdida de carga por tramo de tubería para el sistema de Heliocol 50.

TRAMO	L (m)	Caudal (l h ⁻¹)	Caudal (m ³ s ⁻¹)	v (m s ⁻¹)	Diámetro interior (mm)	Ch	R (m)	s	Pérdida de carga h _L (mH ₂ O)
A-B	62,85	54.509,76	0,0151	1,72	105,9	140	0,026	0,027	1,702
B-C	36,79	27.254,88	0,0076		74,9		0,019	0,041	1,493
B-C'	27,07	27.254,88	0,0076		74,9		0,019	0,041	1,099
D-E	25,99	27.254,88	0,0076		74,9		0,019	0,041	1,055
E-F	42,78	54.509,76	0,0151		105,9		0,026	0,027	1,159

Fuente: Elaboración propia

Tabla 43. Datos y cálculo de pérdida de carga por tramo de tubería para el sistema de Vitosol 200 FM.

TRAMO	L (m)	Caudal (l h ⁻¹)	Caudal (m ³ s ⁻¹)	v (m s ⁻¹)	Diámetro interior (mm)	Ch	R (m)	s	Pérdida de carga h _L (mH ₂ O)
A-B	62,85	12.000	0,0033	0,8	72,84	140	0,0182	0,0102	0,6381
B-C	36,79	6.000	0,0017		51,50		0,0129	0,0152	0,5597
B-C'	27,07	6.000	0,0017		51,50		0,0129	0,0152	0,4118
D-E	25,99	6.000	0,0017		51,50		0,0129	0,0152	0,3954
E-F	42,78	12.000	0,0033		72,84		0,0182	0,0102	0,4343

Fuente: Elaboración propia

Una vez determinados los accesorios por tramo de tuberías, sus longitudes equivalentes y los factores de fricción calculados a partir del número de Reynolds y la rugosidad de las tuberías, se obtuvo un valor total de pérdidas por accesorios de 6,76 m para Heliocol 50 y 1,86 m para Vitosol 200 FM.

Respecto a las pérdidas de carga en los colectores, estas se calcularon utilizando la Ecuación 59 de caída de presión específica para el Heliocol 50 en función del caudal (Heliocol, 2011), expresada de la siguiente manera:

$$h_L = 0,0003 \cdot Q^2 + 0,0134 \cdot Q + 0,2343 \quad \text{Ecuación 59}$$

Donde:

- h_L : Caída de presión (mbar)
- Q : Caudal por colector (l h⁻¹)

Para el colector Vitosol 200 FM, se utilizó el gráfico de presión versus caudal para determinar las pérdidas de carga por colector, este se muestra en el Anexo I. Gráfico de pérdidas de carga del colector Vitosol 200 FM..

Los resultados detallados de pérdidas de carga debido a los colectores se encuentran en la Tabla 44.

Tabla 44. *Pérdida de carga en colectores.*

Colector	Caudal por colector (l h ⁻¹)	Caída de presión (mbar)	Pérdida de carga (mH ₂ O)	Número de colectores	Pérdida de carga total (mH ₂ O)
Heliocol 50	1.135,62	54,14	0,55	48	26,5
Vitosol 200 Fm	200	43	0,44	60	26,3

Fuente: Elaboración propia

Además, se tomaron en cuenta las pérdidas de carga del intercambiador de calor. Este valor se obtuvo de la ficha técnica del fabricante del intercambiador de placa para piscina escogido. Su valor es de 35 kPa o 3,57 metros de columna de agua. La Tabla 45 resume el total de pérdidas de carga por componente calculado en el análisis hidráulico.

Tabla 45. *Total de pérdidas de carga en el sistema por tipo colector analizado.*

Componente	Pérdida de carga Heliocol 50 (mH ₂ O)	Pérdida de carga Vitosol 200 FM (mH ₂ O)
Tuberías	6,51	2,44
Accesorios	6,76	1,86
Colectores	26,50	26,31
Intercambiador	3,57	3,57
Total	43,34	34,18

Fuente: Elaboración propia

5.5.6.2 Selección de bombas del circuito primario y del circuito secundario.

En cuanto al circuito primario, que es donde se transfiere calor desde los colectores al intercambiador, se seleccionó una bomba para circular el fluido a través de los captadores y de regreso al cuarto de máquinas, asegurando que el caudal y la pérdida de carga calculada se mantengan dentro del rango óptimo de funcionamiento.

En el estudio realizado para el sistema de Heliocol 50, se determinó que las pérdidas de carga alcanzan 60,9 metros, principalmente debido a los colectores, y que se requiere que la bomba maneje un caudal de circulación de 54 m³ h⁻¹ o 900 l min⁻¹.

Por lo tanto, se optó por una bomba centrífuga multietapa debido a su capacidad para transportar fluidos, basada en el diseño de la bomba centrífuga de una sola etapa. Las bombas centrífugas multietapa están configuradas con varias cámaras de líquido dispuestas

en serie (Peters, 2017). El fluido entra inicialmente en la primera cámara desde la línea de succión a una presión determinada y luego sale a una presión más alta. Con cada etapa subsiguiente, la presión del fluido se incrementa progresivamente, manteniendo así un proceso continuo de aumento de presión. Estas bombas tienen la capacidad de aumentar la presión del líquido para superar pérdidas de carga más significativas (Zhang et al., 2022).

Para el sistema del colector Vitosol 200 FM, las pérdidas totales de carga se calcularon en 34,18 metros. De igual forma, se necesita que la bomba maneje un caudal de circulación de $12 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$ o 200 l min^{-1} . Se optó por una bomba centrífuga de doble impulsor para garantizar una mayor presión y caudal de agua. En la Tabla 46 se muestran las características de las bombas seleccionadas.

Tabla 46. Características técnicas de las bombas del circuito primario según el tipo de colector.

Características técnicas de la bomba circuito primario		
	Heliocol 50	Vitosol 200 Fm
Modelo	Bomba centrífuga FCR 30/3 Pedrollo	Bomba de Agua Pearl Centrífuga CP2
Potencia (hp)	12,5	4
Caudal máximo (lpm)	900	220
Altura máxima (m)	131	72
Voltaje	220/440 V. Trifásica.	110/220 V. Trifásica.

Fuente: Pedrollo y Pearl

Para el circuito secundario, es decir, el que se encuentra entre el intercambiador y el acumulador, actualmente se dispone de cuatro bombas para el suministro de agua para la piscina, sus características se muestran en la Tabla 47.

Tabla 47. Características técnicas de la bomba del circuito secundario de la piscina.

Características técnicas de las bombas circuito secundario (piscina)	
Modelo	Jandy Flopro centrífuga
Potencia (hp)	2
Velocidad (rpm)	3450
Caudal de bombeo actual ($\text{m}^3 \text{ h}^{-1}$)	8
Voltaje (V)	230/115

Fuente: Jandy, 2024

En cuanto al circuito secundario del ACS, se seleccionó la bomba de acuerdo con el caudal de salida necesario. Considerando que 30 personas utilizan las duchas diariamente, y cada una consume 21 litros, se determinó que el caudal requerido que la bomba debe suministrar es de $0,063 \text{ m}^3 \text{ h}^{-1}$, tal como se indica en la Tabla 48.

Tabla 48. Caudal que se debe suministrar para duchas.

Uso de duchas	3 personas h ⁻¹
Caudal	63 l h ⁻¹
	0,063 m ³ h ⁻¹

Fuente: Elaboración propia

De este modo, se seleccionó la bomba con las siguientes características técnicas, como se muestra en la Tabla 49.

Tabla 49. Características técnicas de la bomba del circuito secundario del ACS

Características técnicas de la bomba circuito secundario (ACS)	
Modelo	ALPHA1 L 32-40 180
Potencia (W)	25
Caudal máximo (m ³ h ⁻¹)	1,5
Altura máxima (m)	2
Voltaje (V)	1 x 230 V

Fuente: Elaboración propia

5.6. Diseño final de los sistemas solares térmicos.

Una vez realizadas las simulaciones, análisis hidráulico, la selección de colectores y componentes del sistema, se procedió a realizar el diseño final del sistema solar térmico para piscina y ACS. La Tabla 50 y Tabla 51 presenta los datos finales determinados por el análisis de resultados para el sistema solar térmico y la Tabla 52 para el sistema adicional de ACS.

Tabla 50. Datos finales de colectores Heliocol 50 para el sistema solar térmico

Datos	Bloque D	Bloque B
Área del bloque (m ²)	195	205
Número de colectores	24	24
Conexión entre colectores	En paralelo	En paralelo
Número de baterías	3	3
Conexión entre baterías	En paralelo	En paralelo
Distancia entre baterías (m)	0,8	0,8

Fuente: Elaboración propia

Tabla 51. Datos finales de colectores Vitosol 200 FM para el sistema solar térmico

Datos	Bloque D	Bloque B
Área del bloque (m ²)	195	205
Número de colectores	30	30
Conexión entre colectores	En paralelo	En paralelo
Número de baterías	3	3
Conexión entre baterías	En paralelo	En paralelo
Distancia entre baterías (m)	2,50	2,50

Fuente: Elaboración propia

Tabla 52. *Datos finales de colector Vitosol 200-FM para el sistema adicional de ACS.*

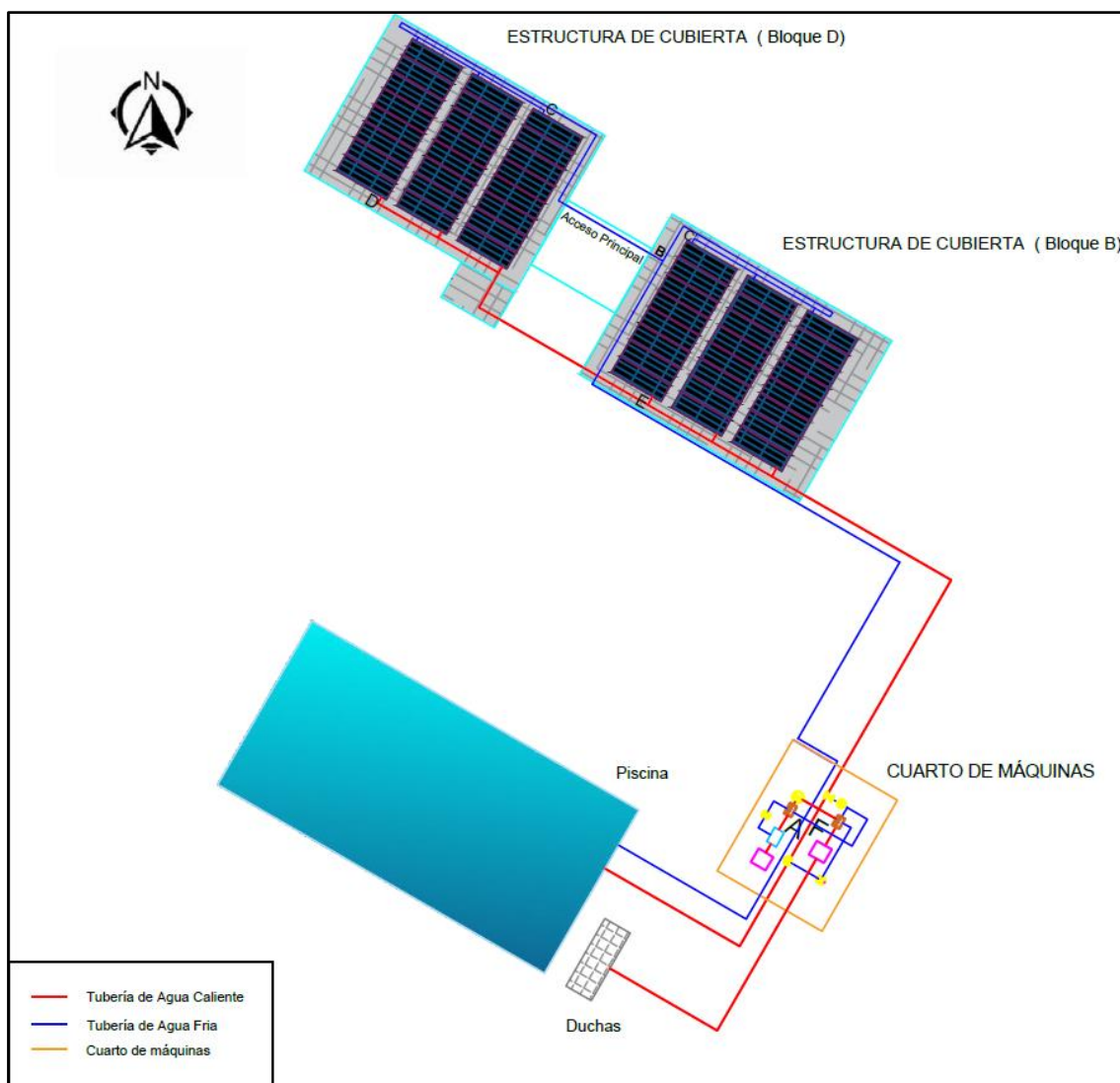
Datos	Bloque B
Área del bloque (m ²)	205
Número de colectores	14
Conexión entre colectores	En paralelo
Número de baterías	2
Conexión entre baterías	En paralelo
Distancia entre baterías (m)	2,50

Fuente: Elaboración propia

La Figura 61, Figura 62 y Figura 63 representan el diseño final del sistema solar térmico en base a los colectores seleccionados, con las distancias de tuberías, bloques, colectores y baterías a escala y representación de la ubicación de las baterías en los bloques correspondientes, así mismo, se ubica el cuarto de máquinas y se orienta el plano conforme está construida la instalación del CREDU. El diseño representado para el sistema solar térmico es el de una conexión en paralelo de las baterías con el sistema de retorno invertido, al igual que el diseño del sistema independiente para ACS como se decidió anteriormente.

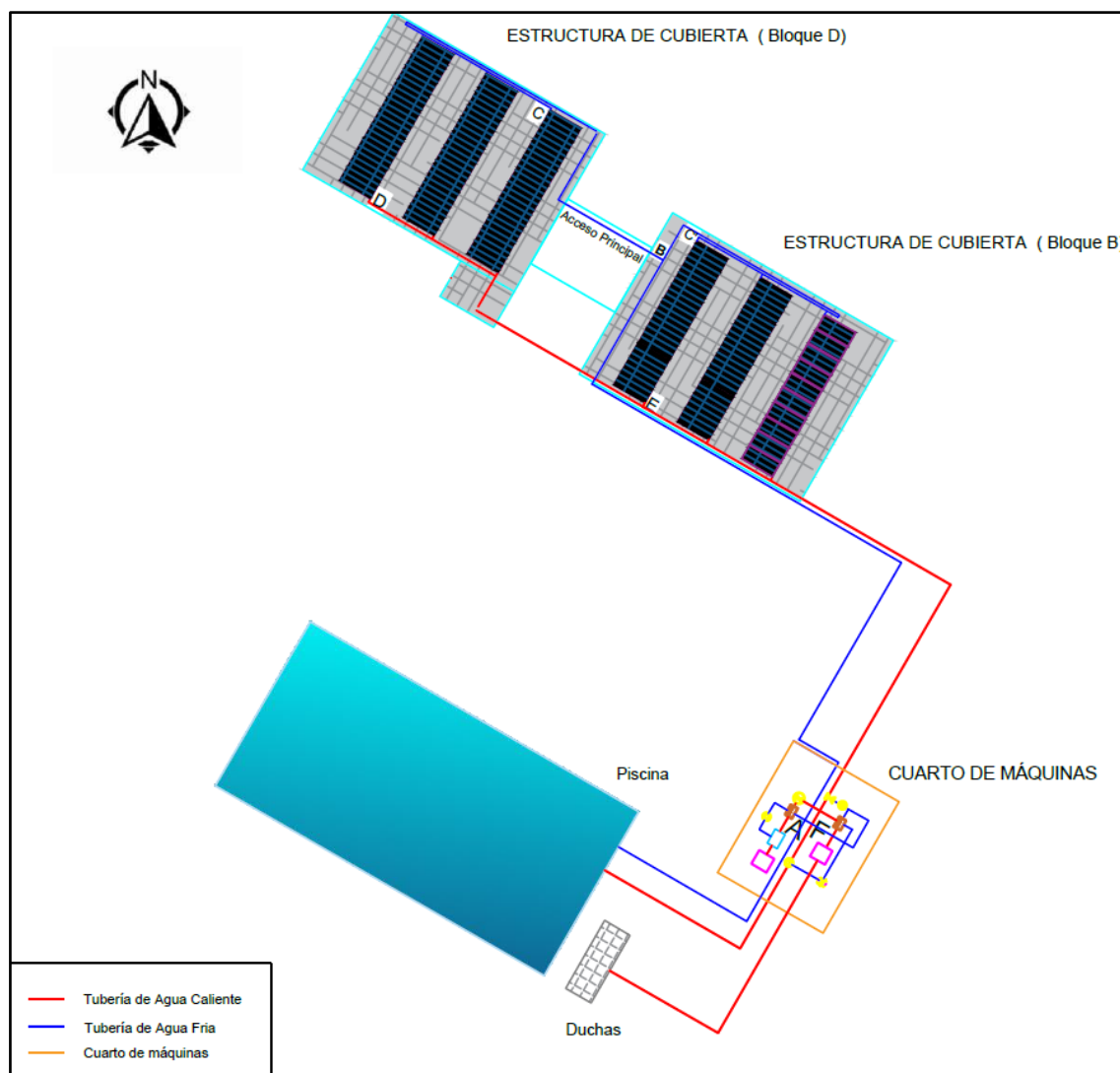
Los colectores Heliocol 50 y Vitosol 200-FM para el sistema principal se encuentran orientados hacia el sureste, mientras que los colectores Vitosol 200-FM para el sistema adicional hacia el noreste. Además, los tramos utilizados en el análisis de pérdida de carga de tuberías y accesorios están representados en la Figura 61.

Figura 61. *Diseño final del sistema solar térmico de colectores Heliocol 50.*



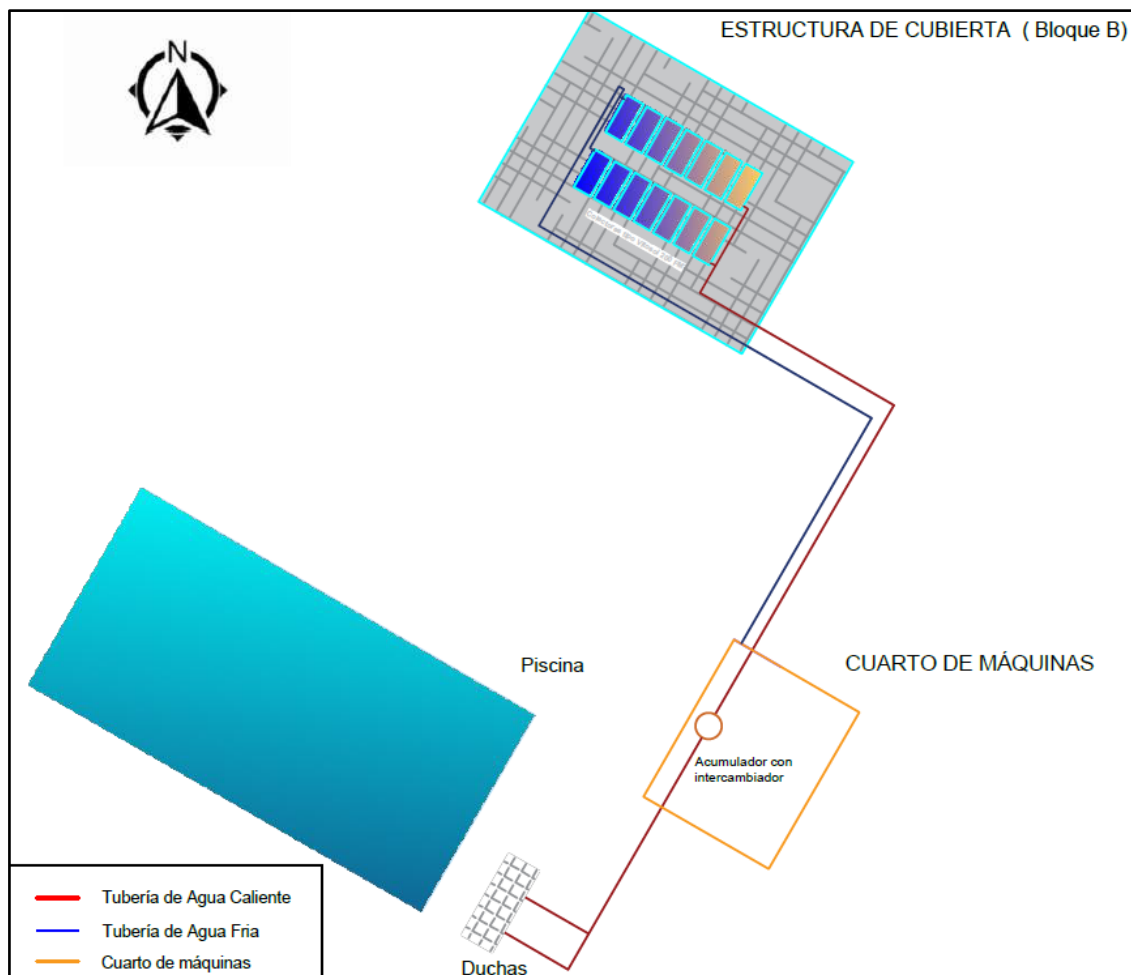
Fuente: Elaboración propia

Figura 62. *Diseño final del sistema solar térmico de colectores Vitosol 200-FM.*



Fuente: Elaboración propia

Figura 63. *Diseño final del sistema adicional para ACS.*



Fuente: Elaboración propia

La Figura 64 presenta el esquema de funcionamiento del sistema solar térmico para piscina y ACS, cabe mencionar que esta representación es únicamente con fines de comprensión y seguimiento del sistema y no son dimensiones reales de distancias y áreas.

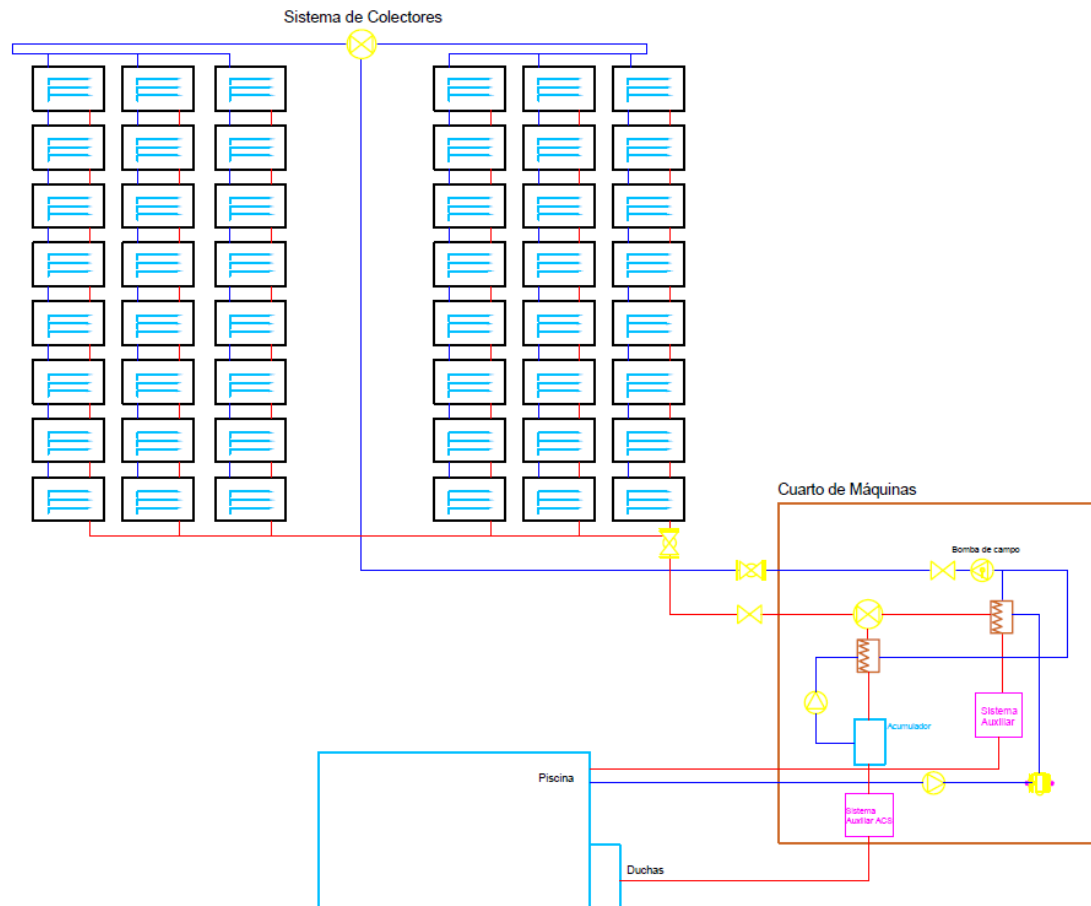
Empezando por la bomba de campo o bomba del circuito primario, es la encargada de llevar el caudal estimado cuando el agua fría salga del intercambiador de piscina y ACS, el tramo está conformado por dos válvulas de seguridad y una válvula de equilibrado para dividir el caudal a cada uno de los bloques.

El sistema de baterías conectado en paralelo conecta las tuberías de salida de agua caliente en una tubería principal que contiene dos válvulas de seguridad extra hasta conectarse con una válvula de tres vías, la cual divide el caudal hacia ambos intercambiadores.

Una vez el agua caliente pasa por el intercambiador de calor (y el acumulador en el caso del ACS para duchas), el sistema auxiliar es el encargado de elevar la temperatura a la demanda

necesaria, en el caso de la piscina a 28 °C y el agua caliente sanitaria para las duchas a 60 °C hasta llegar al vaso y al consumidor final respectivamente.

Figura 64. Esquema de diseño final para el sistema solar térmico.



Fuente: Elaboración propia

Capítulo 6: Evaluación Financiera y Ambiental

6.1 Metodología de evaluación financiera

Por lo general, los proyectos se someten a un análisis financiero para identificar su viabilidad financiera. Para ello, se calculan indicadores como la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN), el índice de rentabilidad (IR), periodo de recuperación de la inversión (PRI), costo nivelado de calor (LCOH), entre otros. Para este caso, se realizó el análisis financiero para el sistema basado en los colectores Heliocol 50, el sistema basado en los colectores Vitosol 200 FM, y se realizó una comparación entre los dos y así determinar cuál de ellos resulta financieramente más factible.

El VAN es una técnica de flujo de caja descontado que reconoce explícitamente el valor temporal del dinero (Rout et al., 2017). Es decir, se fundamenta en los ingresos netos de efectivo que entran y egresan de una inversión, ajustados por el costo del capital o la tasa mínima de retorno exigida (Swan, 2016). Un proyecto es rentable a una tasa de interés particular si su VAN es positivo. El método del VAN puede expresarse matemáticamente mediante la Ecuación 60.

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i} \quad \text{Ecuación 60}$$

Donde:

- VAN: Valor actual neto
- I_o : Inversión inicial
- FC_i : Flujos de caja o efectivo correspondientes al año i
- r : Tasa de descuento o interés.

La TIR se define como la tasa de interés a la cual el valor actual de todos los flujos de efectivo futuros iguala la inversión inicial, representando así el punto en el que una inversión alcanza el equilibrio (Reniers et al., 2016). Además, la TIR es la tasa de descuento a la cual el VAN de un proyecto se iguala a cero. A medida que aumenta la TIR de una inversión, se vuelve más atractiva y recomendable continuar con ella. La TIR es expresada en la Ecuación 61 como:

$$\sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} - I_o = 0 \quad \text{Ecuación 61}$$

$$VAN = 0,$$

Donde: TIR representa la tasa interna de retorno.

El índice de rentabilidad (IR) proporciona otra perspectiva del modelo del VAN. A diferencia del VAN, que evalúa el valor absoluto, el IR presenta una medida relativa en forma de proporción (Wu & Buyya, 2015). Se calcula dividiendo el valor presente de los ingresos futuros de un proyecto entre la inversión inicial del proyecto, como se muestra en la Ecuación 62.

$$IR = \frac{VAN_{futuro}}{I_o} = 1 + \frac{VAN}{I_o} \quad \text{Ecuación 62}$$

Donde:

- IR : Índice de rentabilidad
- VAN_{futuro} : Valor presente de los ingresos futuros o flujo de efectivo
- I_o : inversión inicial.

El período de recuperación simple de la inversión (PRI) es el tiempo requerido para recuperar completamente la inversión inicial en efectivo (Kiran, 2022). De esta manera, se determina el punto de equilibrio de la inversión. El periodo de recuperación simple se calcula a partir de la Ecuación 63 (Shafieian & Khiadani, 2020):

$$PRS = a + \left[\frac{b}{c} \right] \quad \text{Ecuación 63}$$

Donde:

- PRS : Periodo de recuperación simple de la inversión (años).
- a : año inmediato anterior en que se recupera la inversión.
- b : flujo de caja acumulado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.
- c : flujo de caja del año en el que se recupera la inversión.

El período de recuperación simple tiene limitaciones adicionales en su aplicación, dado que no considera el valor temporal del dinero, el costo de oportunidad del capital y los riesgos asociados. Estas limitaciones pueden ser corregidas mediante la aplicación de un descuento a los flujos de efectivo futuros al presente, utilizando la tasa de interés real. De esta manera, se define el período de recuperación descontado como el número de años requeridos para que los flujos de efectivo descontados acumulados cubran los costos iniciales de inversión (Stevanović & Pucar, 2012).

El periodo de recuperación descontando se calcula con la Ecuación 64.

$$PRD = A + \left[\frac{B}{C} \right] \quad \text{Ecuación 64}$$

Donde:

- *PRD*: Periodo de recuperación descontado de la inversión en años.
- *A*: año inmediato anterior en que se recupera la inversión.
- *B*: flujo de caja acumulado descontado del año inmediato anterior en el que se recupera la inversión.
- *C*: flujo de caja descontado del año en el que se recupera la inversión.

Según Radwan et al. (2023) la instalación de sistemas de calefacción solar para piscinas puede ofrecer un tiempo estimado de retorno de la inversión que varía de 1 a 7 años, dependiendo del costo local de los combustibles y las condiciones climáticas.

El costo nivelado de calor (LCOH) evalúa los costos del calor producido por una tecnología solar térmica (Ravi Kumar et al., 2021). El tamaño, diseño y condiciones de operación de un sistema son aspectos importantes para calcular el LCOH (Masera et al., 2023), tal como se muestra en la Ecuación 65.

$$LCOH = \frac{CCI * FRC + O\&M}{E_t} \quad \text{Ecuación 65}$$

Donde:

- *CCI*: Costo total de instalación en dólares
- *FRC*: Tasa de cargo fijo
- *O&M*: Costos operativos anuales en dólares
- *E_t*: Potencia térmica neta generada en un año (MWh).

La tasa de cargo fijo (FCR) depende de la función del factor de financiamiento del proyecto (PFF) y del factor de Recuperación de capital (CRF) (Masera et al., 2023).

$$FCR = PFF * CRF \quad \text{Ecuación 66}$$

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad \text{Ecuación 67}$$

Donde:

- *i*: Tasa de descuento.
- *n*: Tiempo de análisis del proyecto.

6.2 Metodología de evaluación Ambiental

Para realizar un análisis ambiental se debe calcular las emisiones con el sistema de calentamiento actual y las emisiones futuras con la implementación del sistema de energía solar térmica para el calentamiento de la piscina y para el ACS de las duchas del CREDU.

Las emisiones directas son aquellas que se originan de fuentes bajo el control o propiedad del que genera la operación, como la quema de combustibles en calderas y vehículos internos. Las emisiones indirectas surgen del consumo de electricidad, calor, vapor o frío producidos fuera de las instalaciones que los utilizan. Además, existen otras emisiones indirectas que resultan de las actividades del generador pero que provienen de fuentes externas sobre las cuales no tiene propiedad ni control directo. Estas pueden abarcar la obtención y fabricación de insumos comprados, los desplazamientos por motivos laborales, el transporte de materias primas y el uso de productos o servicios proporcionados por terceros (Ministerio de energía y minas, 2022).

El análisis ambiental puede evaluarse a partir de la disminución de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) producidas por el consumo de energía (Yang et al., 2023). Esto se determina calculando la cantidad o masa de CO₂ emitida utilizando la Ecuación 68.

$$m_{CO_2} = \mu_{CO_2}^E * E \quad \text{Ecuación 68}$$

Donde $\mu_{CO_2}^E$ representa el factor de emisión equivalente de CO₂ y E es el consumo de energía.

De igual manera, se pueden contrastar las emisiones de CO₂ del sistema convencional con las del sistema propuesto de energía térmica (Yang et al., 2023) utilizando la Ecuación 69.

$$\Delta CO_2 = m_{CO_2}^{sc} - m_{CO_2}^{sp} \quad \text{Ecuación 69}$$

Donde:

$m_{CO_2}^{sc}$: Emisiones de CO₂ del sistema convencional (kg CO₂)

$m_{CO_2}^{sp}$: Emisiones de CO₂ del sistema propuesto (kg CO₂)

Estas se pueden calcular a partir de la Ecuación 70 y Ecuación 71 (Yang et al., 2023).

$$m_{CO_2}^{sc} = \mu_{CO_2}^{th} * E_{th} \quad \text{Ecuación 70}$$

$$m_{CO_2}^{sp} = \mu_{CO_2}^{el} * E_{el} + \mu_{CO_2}^{th} * E_{th} \quad \text{Ecuación 71}$$

Donde:

$\mu_{CO_2}^{th}$: Factor de emisión equivalente de CO₂ para calefacción

$\mu_{CO_2}^{el}$: Factor de emisión equivalente de CO₂ para producción de electricidad

E_{th} : Consumo de calefacción

E_{el} : Consumo de electricidad

6.3 Cálculo y Resultados de análisis financiero

6.3.1 Cálculo de inversión inicial y costos operativos

Se realizó una evaluación de los gastos asociados a la instalación o inversión inicial como parte del análisis financiero, así como de los costos operativos y de mantenimiento del sistema, utilizando precios referenciales del mercado nacional.

El análisis financiero se realizó para el sistema de calentamiento de piscina y ACS.

La Tabla 53 y Tabla 54 presentan el costo de los colectores solares.

Tabla 53. Costos colectores solares Heliocol 50

Costos Colectores solares sistema Heliocol 50				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Colectores sin cubierta	48	\$278,19	\$13.353,12	Colectores Heliocol 50.
Instalación	1	\$1.840,00	\$1.840,00	Mano de obra especializada.
Total			\$15.193,12	

Fuente: Elaboración a partir de datos del proveedor

Tabla 54. Costos colectores solares Vitosol 200 FM

Costos Colectores solares sistema Vitosol 200 FM				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Colectores con cubierta	60	\$975,00	\$58.500,00	Vitosol 200 FM
Instalación	1	\$1.840,00	\$1.840,00	Mano de obra especializada.
Total			\$60.340,00	

Fuente: Elaboración a partir de datos del proveedor

En la Tabla 55 se muestran los precios referenciales para el sistema de tuberías y accesorios del sistema Heliocol 50, mientras que en la Tabla 56 se muestran los precios aproximados para el sistema Vitosol 200 FM. Además, la Tabla 57 detalla los costos de las bombas seleccionadas para el sistema Heliocol 50, y la Tabla 58 contiene los costos referenciales de las bombas seleccionadas para el sistema Vitosol 200 FM. Por último, en la Tabla 59 se encuentran los costos del intercambiador y acumulador para ambos sistemas, Heliocol 50 y Vitosol 200 FM.

Tabla 55. Costos tuberías y accesorios sistema Heliocol 50.

Costos tuberías y accesorios sistema Heliocol 50				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Tubería Polipropileno (diámetro: 110 mm)	18	\$175,97	\$3.167,46	Tubería Polipropileno R termofusión (110 mm x 6 m)
Tubería Polipropileno (diámetro: 75 mm)	15	\$78,72	\$1.180,80	Tubería Polipropileno R termofusión (75 mm x 6 m)
Aislante térmico	44	\$3,50	\$154,00	Espuma elastomérica (9mm x 2m)
Codos (90 °) (diámetro: 75 mm)	12	\$8,89	\$106,68	Codo Polipropileno Fusión de 90 ° (75 mm)
Codos (90 °) (diámetro: 110 mm)	8	\$50,74	\$405,92	Codo Polipropileno Fusión de 90 ° (110 mm)
Válvula de compuerta abierta (diámetro: 110 mm)	5	\$240,00	\$1.200,00	Válvula de compuerta de latón (4" GENEBRE)
Tee (diámetro: 75 mm)	7	\$17,30	\$121,10	Tee confluencia de ramal paso recto de polipropileno fusión (75 mm)
Tee (diámetro: 110 mm)	3	\$40,53	\$121,59	Tee confluencia de ramal paso recto de polipropileno fusión (110 mm)
Válvula de tres vías	1	\$370,00	\$370,00	Válvula de esfera de 3 vías de acero inoxidable de 4"
Reductor (75 mm a 110 mm)	1	\$52,67	\$52,67	Reducción copa polipropileno de 75 mm a 110 mm
Total			\$6.880,22	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

Tabla 56. Costos tuberías y accesorios sistema Vitosol 200 FM.

Costos tuberías y accesorios sistema Vitosol 200 FM				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Tubería Polipropileno (diámetro: 75 mm)	18	\$78,72	\$1.416,96	Tubería Polipropileno R termofusión (75 mm x 6 m)
Tubería Polipropileno (diámetro: 63 mm)	15	\$44,51	\$667,65	Tubería Polipropileno R termofusión (63 mm x 6 m)
Aislante térmico	44	\$3,50	\$154,00	Espuma elastomérica (9mm x 2m)
Codos (90 °) (diámetro: 63 mm)	12	\$5,01	\$60,12	Codo Polipropileno Fusión de 90 ° (63 mm)
Codos (90°) (diámetro: 75 mm)	8	\$8,89	\$71,12	Codo Polipropileno Fusión de 90 ° (75 mm)
"Válvula de compuerta abierta (diámetro: 75 mm)	5	\$194,20	\$971,00	Válvula de compuerta de latón (3" GENEBRE)
Tee (diámetro: 63 mm)	7	\$5,97	\$41,79	Tee confluencia de ramal paso recto de polipropileno fusión (63 mm)
Tee (diámetro: 75 mm)	3	\$17,30	\$51,90	Tee confluencia de ramal paso recto de polipropileno fusión (75 mm)
Válvula de tres vías	1	\$370,00	\$370,00	Válvula de esfera de 3 vías de acero inoxidable de 3"
Total			\$3.808,20	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

Tabla 57. Costos de bombas sistema Heliocol 50.

Costos bombas sistema Heliocol 50				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Bomba de agua centrífuga, circuito primario	1	\$2.193,00	\$2.193,00	Bomba de agua multietapa Pedrollo FCR (12,5 hp)
Bomba de agua circuito secundario ACS	1	\$403,00	\$403,00	Bomba ALPHA1 L (25 W)
Total			\$2.596,00	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

Tabla 58. Costos de bombas sistema Vitosol 200 FM.

Costos bombas sistema Vitosol 200 FM				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Bomba de agua centrífuga, circuito primario	1	\$716,9	\$716,9	Bomba de Agua Pearl Centrífuga C2P (4 Hp)
Bomba de agua circuito secundario ACS	1	\$403,00	\$403,00	Bomba ALPHA1 L (25 W)
Total			\$1.119,90	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

Tabla 59. Costos del intercambiador y acumulador.

Costos intercambiador y acumulador				
Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Observaciones
Intercambiador de calor de piscina	1	\$1.994,00	\$1.994,00	Intercambiador Alfa Laval M3-FG-34M
Acumulador con intercambiador de calor	1	\$2.940,00	\$2.940,00	Acumulador Chromagen 800 L
Total			\$4.934,00	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

En la Tabla 60 se presentan los costos del sistema de control.

Tabla 60. *Costos del sistema de control.*

Componentes	Unidades	Precio estimado por unidad	Valor total del componente	Detalles
Control diferencial bomba (PLC)	1	\$225,00	\$225,00	PLC Siemens Logo, control diferencial para forzar la circulación del fluido caloportador
Pantalla HMI	1	\$490,00	\$490,00	Siemens Simatic Hmi
Sondas de temperatura colectores	6	\$25,00	\$150,00	
Sonda de temperatura vaso de la piscina	1	\$25,00	\$25,00	Termocuplas tipo J
Sonda de temperatura acumulador	1	\$25,00	\$25,00	
Caja de gabinete	1	\$102,00	\$102,00	Gabinete metálico
Instalación	1	\$500,00	\$500,00	Mano de obra especializada.
Total			\$1.517,00	

Fuente: Elaboración a partir de datos de proveedores

La inversión total de ambos sistemas para el calentamiento de la piscina y ACS se muestra en la Tabla 61.

Tabla 61. *Costos totales por tipo de sistema.*

Componente	Inversión Heliocol 50	Inversión Vitosol 200 FM
Sistema de colectores	\$15.193,12	\$60.340,00
Tuberías y accesorios	\$6.880,22	\$3.808,20
Bombas	\$2.596,00	\$1.119,90
Intercambiador y acumulador	\$4.934,00	\$4.934,00
Sistema de control	\$1.517,00	\$1.517,00
Total	\$31.120,34	\$71.719,10

Fuente: Elaboración propia

Se consideran los gastos operativos relacionados con el funcionamiento de las bombas, el sistema auxiliar y el mantenimiento anual. La Tabla 62 y Tabla 63 detallan los costos operativos respectivos para los sistemas solares Heliocol 50 y Vitosol 200 FM.

La Tabla 64 muestra los costos operativos del sistema actual basado en GLP.

Se consideró que el costo eléctrico por kWh es de 0,06 USD, según lo indicado en la consultoría de Barragán et al. (2022). Asimismo, basándose en el costo total y la cantidad de GLP consumido en kilogramos, según los datos del CREDU, se estableció el precio por kilogramo de GLP en 0,91 USD.

Tabla 62. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Heliocol 50.

Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Heliocol 50				
Componentes	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Total
Consumo de la bomba del circuito primario (Piscina-ACS)	39.149,25	kWh	\$0,06	\$ 2.348,96
Consumo de la bomba del circuito secundario (ACS)	105	kWh	\$0,06	\$ 6,30
Consumo de la bomba del circuito secundario (Piscina)	25.055,52	kWh	\$0,06	\$ 1.503,33
Mantenimiento			-	\$ 400,00
Consumo de GLP del sistema de apoyo	23.620,85	kg	\$ 0,91	\$ 21.494,97
Total anual				\$25.753,56

Fuente: Elaboración a partir de datos de Administración del CREДУ y fabricantes.

Tabla 63. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Vitosol 200 FM.

Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema solar Vitosol 200 FM				
Componentes	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Total
Consumo de la bomba del circuito primario (Piscina-ACS)	12.528	kWh	\$0,06	\$ 751,67
Consumo de la bomba del circuito secundario (ACS)	105	kWh	\$0,06	\$ 6,30
Consumo de la bomba del circuito secundario (Piscina)	25.055,52	kWh	\$0,06	\$ 1.503,33
Mantenimiento			-	\$ 400,00
Consumo de GLP del sistema de apoyo	20.868,70	kg	\$ 0,91	\$ 18.989,95
Total anual				\$21.651,25

Fuente: Elaboración a partir de datos de Administración del CREДУ y fabricantes

Tabla 64. Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema actual

Costos anuales de mantenimiento y operación del sistema actual				
Componentes	Cantidad	Unidad	Costo Unitario	Total
Consumo de la bomba de piscina	25.056	kWh	\$0,06	\$1.503,33
Consumo de GLP	48.296	kg	\$0,91	\$43.708,00
Mantenimiento			-	\$400,00
Total anual				\$45.611,33

Fuente: Elaboración a partir de datos de Administración del CREДУ.

6.3.2 Resultados de evaluación financiera

La evaluación financiera del proyecto se llevó a cabo para un periodo de 20 años, lo que permite un análisis completo de los costos y beneficios a lo largo de dicho periodo. Esta evaluación se realizó tanto para el sistema Heliocol 50 como para el sistema Vitosol 200 FM.

Esta evaluación se realizó únicamente para el sistema solar térmico de calentamiento del agua para la piscina y ACS para duchas, no se realizó el análisis para el sistema adicional único de ACS para las duchas debido a la ausencia de información precisa del consumo de GLP para el calefón de ese sistema.

Para calcular el VAN en el caso de Heliocol 50, se parte de una inversión inicial de 31.120,34 USD y una tasa de interés del 12 %. En el caso de Vitosol 200 FM, la inversión inicial aproximada es de 71.719,10 USD, también con una tasa de interés del 12 %. Esto se encuentra detallado en la Tabla 65.

Tabla 65. *Inversión inicial y tasa de interés por tipo de sistema.*

	Heliocol 50	Vitosol 200 FM
Inversión inicial (I₀)	\$31.120,34	\$71.719,10
Tasa de interés (r)		12%

Fuente: Elaboración propia

Se obtuvieron los flujos de caja correspondientes a cada periodo, y a cada tipo de sistema, así como el segundo término de la ecuación del VAN, los cuales se muestran en el Anexo J. Flujos de caja para el sistema Heliocol 50. y Anexo K. Flujos de caja para el sistema Vitosol 200 FM..

El valor del VAN se determinó a partir de estos resultados. Además, se calculó la TIR asumiendo un VAN de cero, y se obtuvo el índice de rentabilidad (IR) considerando la inversión inicial y el VAN. Los tres parámetros fueron calculados tanto para el sistema de Heliocol 50 como para Vitosol 200 FM. Dichos valores se encuentran en la Tabla 66.

Tabla 66. *Valor actual neto, Tasa interna de retorno e Índice de rentabilidad para cada sistema.*

	Heliocol 50	Vitosol 200 FM
VAN	\$100.019,38	\$89.384,01
TIR	58 %	31 %
IR	4,21	2,24

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, el periodo de recuperación simple y descontado se determinó mediante los flujos de caja acumulados y descontados. Los resultados de estos valores se presentan en el Anexo L. Flujos de caja para el cálculo del PRS y PRD para el sistema Heliocol 50 para el caso de Heliocol 50 y el Anexo M. Flujos de caja para el cálculo del PRS y PRD para el sistema Vitosol 200 FM. para el caso de Vitosol 200 FM.

La Tabla 67 y Tabla 68 presentan las variables utilizadas para determinar el PRS y PRD, así como los resultados correspondientes de cada tipo de sistema.

Tabla 67. PRS y PRD para sistema Heliocol 50.

Periodo de recuperación simple		Periodo de recuperación descontado	
a	1	A	2
b	-13.165,90	B	-776,42
c	17.954,44	C	12.779,62
PRS	1,73	PRD	2,06

Fuente: Elaboración propia

Tabla 68. PRS y PRD para sistema Vitosol 200 FM.

Periodo de recuperación simple		Periodo de recuperación descontado	
a	3	A	4
b	-5.548,85	B	-4.725,05
c	22.056,75	C	12.515,59
PRS	3,25	PRD	4,37

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al cálculo del costo nivelado de calor, se obtuvo el siguiente resultado para la tasa de cargo fijo en la Tabla 69, esto aplica para ambos sistemas. Mientras que los resultados del LCOH se presentan en la Tabla 70 para cada sistema de colectores.

Tabla 69. Tasa de cargo fijo.

Tasa de cargo fijo (FRC)	0,137
Factor de financiamiento (PFF)	1
Recuperación del capital (CRF)	0,137

Fuente: Elaboración propia

Tabla 70. Costo nivelado de calor (LCOH) por sistema.

	Heliocol 50	Vitosol 200 FM
Costo nivelado de calor (LCOH)	\$0,30	\$0,23
Costo de instalación (CCI)	\$31.120,34	\$71.719,10
Costo operativo (O&M)	\$25.753,56	\$21.651,25
Potencia térmica generada (ET)	100.819,01 kWh	136.684,38 kWh

Fuente: Elaboración propia

6.3.3 Análisis de resultados de evaluación financiera

El resumen de los resultados para su análisis se presenta en la

Tabla 71.

Tabla 71. *Indicadores financieros del proyecto por sistema*

Indicador	Heliocol 50	Vitosol 200 FM	Unidades
Valor actual Neto (VAN)	100.019,38	89.384,01	USD
Índice de rentabilidad (IR)	4,21	2,25	
Tasa interna de retorno (TIR)	57,69	31	%
Periodo de recuperación simple (PRS)	1,73	3,25	años
Periodo de recuperación descontado (PRD)	2,06	4,38	años
Costo nivelado de calor (LCOH)	0,30	0,23	USD

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a Heliocol 50 el VAN del proyecto es de 100.019,38 USD, lo cual supera con creces la inversión inicial de 31.120,34 USD, mostrando de esta manera la rentabilidad y los beneficios económicos potenciales que resultarían de su implementación. Además, el IR de 4,21 indica que por cada unidad monetaria invertida inicialmente se obtendrían aproximadamente 4,21 unidades monetarias adicionales.

En el caso del Vitosol 200 FM, el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto es de 89.384,01 USD, superando la inversión inicial de 71.719,10 USD. Aunque la rentabilidad es menor en comparación con el Heliocol 50, el Vitosol 200 FM sigue ofreciendo un buen beneficio económico. Es importante destacar que el Índice de Rentabilidad (IR) de 2,25 para el Vitosol 200 FM indica que por cada unidad monetaria invertida se obtendrían 2,25 unidades monetarias adicionales.

El Heliocol 50 tiene una TIR del 57,69 %, mientras que el Vitosol 200 FM alcanza el 31 %, en ambos casos se supera la tasa de interés del 12 % utilizada como referencia. Sin embargo, una TIR más alta indica un retorno sobre la inversión mucho mayor, haciendo al Heliocol 50 mucho más factible en términos financieros.

En términos de recuperación de la inversión, el PRS del Heliocol 50 es de 1,73 años, casi la mitad del PRS del Vitosol 200 FM, que es de 3,25 años. Esto significa que la inversión inicial en el Heliocol 50 se recupera con los flujos de caja acumulativos en un período de tiempo considerablemente más corto. De igual forma, el PRD del Heliocol 50 es de 2,06 años, en comparación con los 4,38 años del Vitosol 200 FM, indicando una recuperación más rápida del valor presente de la inversión.

Aunque el LCOH del Vitosol 200 FM es de 0,23 USD, más bajo que 0,30 USD del Heliocol 50, esta ventaja en costos operativos no compensa completamente sus valores menores indicadores de rentabilidad y retorno de inversión.

Al comparar ambos sistemas, el Heliocol 50 demuestra ser superior al Vitosol 200 FM en varios aspectos clave. Genera un mayor valor (VAN), ofrece una mejor rentabilidad (IR), y proporciona un retorno sobre la inversión (TIR) más alto. Además, los tiempos de recuperación de la inversión (PRS y PRD) son más cortos para el Heliocol 50. Aunque el Vitosol 200 FM tiene un costo operativo más bajo (LCOH), la considerable diferencia en los demás indicadores financieros hace que el Heliocol 50 sea una opción más favorable para la inversión.

6.4 Cálculo y resultados de evaluación ambiental

6.4.1 Cálculo y resultados de emisiones de carbono relacionadas con el sistema de calentamiento actual

Las emisiones de carbono asociadas al sistema convencional de calentamiento de agua para piscina y ACS de duchas se calcularon a partir del consumo anual de GLP del CREDU y el factor de emisión para GLP genérico y energía eléctrica.

En el caso del factor de emisión para GLP genérico, su valor es de 2,96 kg de CO₂ por kg de GLP (Comisión Interdepartamental del Cambio Climático, 2011), mientras que, para la energía eléctrica utilizada por la bomba de circulación, su factor de emisión tiene un valor de 0,092 (Ministerio de energía y minas, 2022). La Tabla 72 presenta el cálculo de emisiones anuales producidas por el sistema convencional de calentamiento con GLP.

Tabla 72. Emisiones de CO₂ anuales asociadas al sistema actual de calentamiento.

Componente	Factor de emisión	Consumo	Emisiones anuales
GLP Genérico	2,96 kg CO ₂ / kg GLP	48.296 kg	142.956,16 kg CO ₂
Energía eléctrica para bomba de circulación	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	17.520 kWh	1.611,84 kg CO ₂

Fuente: Elaboración propia.

6.4.2 Cálculo y resultados de emisiones de carbono asociadas a los sistemas de energía solar propuestos

Los factores de emisión utilizados para el cálculo del sistema solar térmico son los mismo mencionados anteriormente. La Tabla 73 y Tabla 74 muestran los resultados para cada tipo

de sistema, con la aplicación de las ecuaciones, adicionando el consumo de energía eléctrica para el circuito primario y secundario del sistema.

Tabla 73. Emisiones de CO₂ anuales asociadas al sistema solar térmico Heliocol 50.

Componente	Factor de emisión	Consumo	Emisiones anuales
GLP del sistema de apoyo	2,96 kg CO ₂ / kg GLP	23.620,85 kg	69.917,72 kg CO ₂
Energía eléctrica para bomba de sistema primario	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	39.149 kWh	3.601,71 kg CO ₂
Energía eléctrica para bombas del sistema de piscina (circuito secundario)	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	25.056 kWh	2.305,15 kg CO ₂
Energía eléctrica para bombas del sistema de ACS (circuito secundario)	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	105 kWh	9,66 kg CO ₂

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 74. Emisiones de CO₂ anuales asociadas al sistema solar térmico Vitosol 200 FM.

Componente	Factor de emisión	Consumo	Emisiones anuales
GLP del sistema de apoyo	2,96 kg CO ₂ / kg GLP	20.868,08 kg	62.325,7 kg CO ₂
Energía eléctrica para bomba de sistema primario	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	12.528 kWh	1.152,55 kg CO ₂
Energía eléctrica para bombas del sistema de piscina (circuito secundario)	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	25.056 kWh	2.305,15 kg CO ₂
Energía eléctrica para bombas del sistema de ACS (circuito secundario)	0,092 kg CO ₂ [eq] / kWh	105 kWh	9,66 kg CO ₂

Fuente: Elaboración propia.

6.4.3 Comparación y análisis de resultados de la evaluación ambiental

Los sistemas Heliocol 50 y Vitosol 200 FM parten del mismo punto de referencia, con emisiones del sistema convencional de 144.568 kg de CO₂, lo que permite evaluar la eficiencia de cada sistema en la reducción de emisiones.

En cuanto a las emisiones del sistema propuesto, el Heliocol 50 genera 75.834 kg de CO₂, mientras que el Vitosol 200 FM produce 65.237 kg de CO₂. Esto indica que el Vitosol 200 FM es más eficiente, ya que presenta emisiones más bajas en comparación con el sistema de Heliocol 50.

Las emisiones de CO₂ mitigadas representan otro aspecto fundamental en esta comparación. El Heliocol 50 logra reducir sus emisiones en 68.734 kg de CO₂, mientras que el Vitosol 200 FM consigue una reducción mayor, alcanzando los 79.331 kg de CO₂.

La Tabla 75 presenta los resultados totales del análisis ambiental y las emisiones mitigadas.

Tabla 75. Emisiones de CO₂ anuales por tipo de sistema.

Sistema	Heliocol 50	Vitosol 200 FM
Emisiones del Sistema Convencional (kg CO₂)	144.568	144.568
Emisiones del Sistema Propuesto (kg CO₂)	75.834	65.237
Emisiones mitigadas (kg CO₂)	68.734	79.331

Fuente: Elaboración propia.

6.5 Selección del sistema solar térmico para calentamiento de piscina y ACS.

A partir del análisis ambiental y financiero realizado, la elección se inclina por el sistema de Vitosol 200 FM como la mejor opción. Aunque el sistema Heliocol 50 destaca por su mayor rentabilidad y recuperación más rápida de la inversión, el Vitosol 200 FM presenta ventajas significativas. Este sistema no solo tiene costos operativos más bajos, sino que también es más eficaz en la reducción de emisiones de CO₂, mitigando 79.331 kg frente a los 68.734 kg del Heliocol 50. Esta diferencia es crucial para reducir la huella de carbono y apoyar los objetivos ambientales.

Es importante destacar que el sistema Vitosol 200 FM sigue siendo rentable y viable financieramente. Aunque su rentabilidad es menor y tiene un periodo de recuperación más largo en comparación con el Heliocol 50, su Valor Actual Neto (VAN) positivo y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 32 % indican que la inversión en este sistema sigue siendo beneficiosa a largo plazo. Además, sus periodos de recuperación, tanto simple (3,15 años) como descontado (4,20 años), están dentro de los estándares aceptables en términos de evaluación financiera.

Comparando los resultados obtenidos, en el estudio realizado por (Carvajal & Mejía, 2021) en la ciudad de Cuenca, para una piscina con un volumen de 360 m³, el periodo de recuperación descontado para su sistema evaluado de colectores de tubos de vacío es de

4,65 años y presenta una reducción del 65% de las emisiones de CO₂ generadas por el sistema actual. Mientras que según (García & Ortiz, 2023), para piscinas con volumen conjunto de 560 m³ ubicada en la ciudad de Cuenca, con la implementación del sistema solar térmico de tubos de vacío termosifónico, el periodo de recuperación es de aproximadamente 3 años y se calcula una reducción de emisiones de 6.724 kg de CO₂. Ambas métricas similares a los resultados obtenidos en la evaluación financiera y ambiental del sistema solar térmico de este estudio. Sin embargo, debe considerarse que para los sistemas de tubos de vacío mencionados no se realizó un análisis hidráulico lo que puede reducir la precisión de las métricas financieras y ambientales resultantes.

Capítulo 7: Indicadores de Sostenibilidad

7.1 Energías renovables y sostenibilidad

Las energías renovables son recursos energéticos que no se agotan o se regeneran en un breve lapso de tiempo, haciendo referencia a las fuentes de las cuales provienen. En contraste, las fuentes de energía no renovables son las que se consumen con el uso o se renuevan muy lentamente. Es importante destacar que la capacidad de la energía para generar calor no se crea ni se destruye, sino que se transforma. Las formas más conocidas de energías renovables se caracterizan por tener un impacto ambiental mínimo, ya que la generación de residuos y la producción de externalidades son muy reducidas (Linares Vizcarra et al., 2023).

En Ecuador, la integración de las energías renovables en la matriz energética abarca los siguientes elementos (Correa Álvarez et al., 2016):

- a) Generación de electricidad mediante el aprovechamiento de recursos naturales en proyectos hidroeléctricos, eólicos, de biomasa (cogeneración) y solares (fotovoltaicos);
- b) Producción de gas combustible (biogás) utilizando residuos orgánicos de la agroindustria;
- c) Uso de biocombustibles para el transporte, sustituyendo parcialmente la gasolina extra con etanol.
- d) Calentamiento de agua sistemas solares térmicos para el reemplazo de GLP o electricidad.

7.2 Universidad de Cuenca sostenible

Según la consultoría para la formulación de un programa de producción más limpia en la Universidad de Cuenca (Barragán et al., 2022), la Política Ambiental de la institución integra cinco objetivos principales resumidos a continuación:

- a) Integrar y fortalecer la dimensión ambiental en el Plan Estratégico de Desarrollo Institucional de la Universidad de Cuenca.
- b) Formar profesionales con conocimientos y responsabilidad ambiental: Promover el desarrollo sostenible dentro de la universidad.
- c) Implementar y cumplir buenas prácticas ambientales en diversas áreas: Incluyendo la gestión del agua, suelo, residuos sólidos, energía y emisiones.
- d) Incorporar la dimensión ambiental en los procesos administrativos y educativos: Mediante la aplicación de buenas prácticas ambientales.

- e) Garantizar el cumplimiento de la normativa ambiental vigente: Asegurar que todas las actividades y servicios de la universidad cumplan con las leyes y regulaciones ambientales actuales.

En función de la política ambiental institucional, la Universidad de Cuenca firmó el 21 de febrero del 2024 el Acta de conformación para la “Red Ecuatoriana de Universidades Sostenibles”, cuya creación está ligada al cumplimiento de los siguientes objetivos:

- a) Impulsar la sostenibilidad a través de las funciones sustantivas de las universidades para contribuir a la transición hacia una sociedad sostenible,
- b) Incidir en la generación de políticas públicas que impulsen la sostenibilidad en el país,
- c) Generar alianzas con diversos actores a nivel nacional e internacional para promover la sostenibilidad,
- d) Construir participativamente un modelo de universidad sostenible y mecanismos de seguimiento y evaluación,
- e) Promover espacios de sensibilización, formación, intercambio de experiencias y buenas prácticas de sostenibilidad.

La Dirección de Planificación y Gestión Estratégica, desde la Unidad de Sostenibilidad, se encuentra en la elaboración del “Plan de Sostenibilidad Universidad de Cuenca”. Este documento ayudará en el cumplimiento de las políticas institucionales y objetivos de la Red de Universidades Sostenibles, sobre todo alineado al objetivo d.

7.3 Indicadores de sostenibilidad

Los indicadores de sostenibilidad son principalmente indicadores de proceso, dado que analizan los procesos mediante los cuales se definen los principios y objetivos de sostenibilidad (Bouzguenda et al., 2019). Estos indicadores facilitan la monitorización y evaluación de la implementación efectiva de un proyecto hacia objetivos específicos.

Los métodos de evaluación funcionan como herramientas que proporcionan medidas numéricas del rendimiento y como sistemas de clasificación para determinar el grado de efectividad de una política o actividad en ejecución para alcanzar las metas (Baquero & Quesada, 2016).

Con el objetivo del seguimiento y evaluación de la transformación hacia una universidad sostenible se debe plantear indicadores de sostenibilidad que, en el caso de este estudio, estén alineados e integrados a: eficiencia energética, energías renovables y los objetivos de la Unidad de Sostenibilidad y su Plan de Sostenibilidad Universidad de Cuenca.

7.3.1 Elaboración de indicadores de sostenibilidad

Los indicadores de sostenibilidad se desarrollaron con base en los siguientes objetivos, establecidos tanto por la Política Ambiental de la universidad como por la Red Ecuatoriana de Universidades Sostenibles:

1. Implementar y cumplir buenas prácticas ambientales en diversas áreas: Incluyendo la gestión del agua, suelo, residuos sólidos, energía y emisiones.
2. Construir participativamente un modelo de universidad sostenible y mecanismos de seguimiento y evaluación.
3. Promover espacios de sensibilización, formación, intercambio de experiencias y buenas prácticas de sostenibilidad.

La Tabla 76 presenta los indicadores por categorías según los objetivos considerados, estos objetivos fueron seleccionados debido a que su campo de acción se relaciona indirecta y directamente con el alcance de este estudio. Las categorías fueron establecidas de acuerdo con el estudio de (Reuter et al., 2020).

Tabla 76. Indicadores de sostenibilidad energéticos para la Universidad de Cuenca.

Objetivos	Categoría	Indicadores
Implementar y cumplir buenas prácticas ambientales en diversas áreas: Incluyendo la gestión del agua, suelo, residuos sólidos, energía y emisiones.	Contaminantes globales y locales	Ahorro anual de CO ₂ relacionado con el ahorro de energía en kg Co ₂ /año.
	Gestión de energía y recursos	Ahorro de combustibles fósiles en kWh/ año.
		Total, de energía consumida en la universidad proveniente de fuentes renovables en %.
Construir participativamente un modelo de universidad sostenible y mecanismos de seguimiento y evaluación.		Ahorro anual de energía en kWh/año.
Promover espacios de sensibilización, formación, intercambio de experiencias y buenas prácticas de sostenibilidad.	Calidad de vida	Número de visitas técnicas a sistemas de energía renovable.
		Número de proyectos de energía renovable realizados en las universidades.

Fuente: Elaboración propia.

Conclusiones

En este trabajo se evaluó la viabilidad y efectividad de implementar energía solar térmica como una alternativa sostenible y energéticamente eficiente al uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en las instalaciones de Hábitat U de la Universidad de Cuenca.

A través de la revisión de la literatura, se estableció que las tecnologías adecuadas para calentar agua de una piscina son los colectores solares sin cubierta, de placa plana y de tubos de vacío. Por otro lado, la importancia del acumulador de energía térmica para agua caliente sanitaria (ACS) es fundamental. En el caso de las piscinas, el vaso de la piscina actúa como almacenamiento de calor. Sin embargo, para ACS, se requiere un almacenamiento de calor sensible, específicamente en tanques de almacenamiento de agua estratificados. Asimismo, es esencial contar con un intercambiador de calor, que juega un papel crucial al transferir calor entre los fluidos debido a la diferencia de temperatura.

Se realizó un análisis estructural de las cubiertas, identificando los Bloques D y B del CREDU como adecuados para la instalación de los colectores solares, debido a que cumplen con la evaluación de esfuerzos en correas. Se analizó estos dos bloques específicamente porque inicialmente cumplieron con los criterios de distancia entre apoyos y ancho colaborante. Cabe mencionar que el CREDU se divide en siete bloques, por lo que futuras investigaciones podrían determinar la capacidad de carga de cada uno de los otros bloques en caso de que se requiera más área para la instalación de colectores.

Para establecer la viabilidad del sistema solar térmico, primero se caracterizó la zona de estudio. Esto es crucial debido a la ubicación en términos de latitud y longitud, así como las variables meteorológicas como la radiación solar y la temperatura, que influyen en el aprovechamiento energético. Además, se consideró la geometría solar de la zona como un punto teórico para entender la configuración de los colectores y conocer los parámetros que afectan el aprovechamiento de la radiación solar, en este estudio se colocaron en un plano inclinado a 10° .

De igual manera, el cálculo de las pérdidas energéticas es importante, ya que representa la energía teórica que requiere la piscina semiolímpica cubierta del CREDU. Esta demanda energética resultó en 4.784,04 MJ.

En el diseño y simulación del sistema, se analizaron diversas tecnologías de colectores solares que podrían ser implementadas. Se establecieron criterios de selección tanto antes como después de la simulación. Es importante destacar que, durante el análisis de las tecnologías para la simulación, se consideró la superficie de captación teórica necesaria para satisfacer la demanda térmica, a pesar de esto, se limitó la superficie de captación al área

disponible en los bloques D y B, es decir a un total de 400 m². Con base en esta restricción, se llevaron a cabo las simulaciones. No obstante, el cálculo teórico proporcionó una referencia para determinar la cobertura óptima en función de la superficie de captación calculada de acuerdo con la NEC.

Durante las simulaciones en AcSol, se evaluaron cinco colectores para analizar alternativas tecnológicas. Entre ellos, los colectores Vitosol 200 FM, Eco Sun y Heliocol demostraron la mayor cobertura solar para la demanda de la piscina, con un 34,32 %, 33,98 % y un 25,15 % respectivamente. A pesar de que Eco Sun presentó mejor rendimiento que Heliocol 50 según los resultados, su viabilidad se vio comprometida por la falta de disponibilidad del manual de instalación, lo que dificulta determinar la configuración adecuada de baterías y obtener las especificaciones técnicas necesarias para el mantenimiento del sistema. Además, la limitación de disponibilidad a solo México implica costos adicionales significativos.

Se seleccionaron los colectores Vitosol 200 FM y Heliocol 50 para el análisis financiero y ambiental debido a su viabilidad técnica entre las opciones evaluadas de colectores solares. Estos modelos se destacan por cubrir eficientemente la demanda solar de la piscina, asegurando así una opción confiable. Su manual de instalación detallado facilita un montaje eficiente y un mantenimiento efectivo del sistema. Además, ofrecen la capacidad de adaptarse a diversas estructuras, lo que proporciona flexibilidad en el diseño e instalación. La disponibilidad en el mercado nacional garantiza un acceso fácil y soporte continuo, a diferencia de competidores con otros alcances geográficos. Con una vida útil estimada entre 20 y 26 años, estos colectores representan una opción duradera para el proyecto.

Además de la selección de los colectores, se diseñó el sistema hidráulico, y se calcularon las pérdidas de carga en el sistema de tuberías, accesorios, colectores e intercambiador de calor, con un total de 43,34 m para el sistema de Heliocol 50 y 34,18 m para el sistema de Vitosol 200 FM. De estos valores, 26,50 m en Heliocol 50 y 26,31 m en Vitosol 200 FM corresponden a las pérdidas atribuidas exclusivamente a los colectores. Esta alta cifra se debe al gran número de colectores (48 para Heliocol 50 y 60 para Vitosol 200 FM), lo que aumenta significativamente las pérdidas. El diseño final que se realizó incluye la ubicación de los bloques, colectores, y baterías, así como la orientación específica de los colectores hacia el sureste en ambos sistemas.

En términos de viabilidad financiera y ambiental, se seleccionó el sistema Vitosol 200 FM, debido a que la evaluación financiera muestra indicadores positivos, incluyendo un Valor Actual Neto (VAN) que supera la inversión inicial de 71.719,10 USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 31 %, que es superior a la tasa de interés de referencia. Además, el período

de recuperación de la inversión, considerando el valor temporal del dinero, es de aproximadamente 4,38 años, lo cual indica una recuperación adecuada de la inversión inicial.

En cuanto a la evaluación ambiental, la instalación del sistema Vitosol 200 FM podría mitigar 79.331 kg de emisiones anuales de CO₂, representando una reducción significativa del 54,87 % en comparación con el sistema actual basado en GLP.

Por otra parte, en el sistema adicional de ACS para las duchas del bloque de la piscina semiolímpica se puede evidenciar que es aplicable en términos de eficiencia energética, ya que la cobertura solar de la demanda de los usuarios anuales es del 95 %. Sin embargo, no se realizó el análisis financiero LCOE (Levelized Cost of Energy), el cual es el costo de generación de energía solar térmica, debido a que no se cuenta con un registro de consumo exacto de GLP que alimenta el calefón de las duchas para realizar la comparación con el sistema adicional propuesto.

Finalmente, en la Universidad de Cuenca, la adopción de políticas ambientales y la participación activa en la Red Ecuatoriana de Universidades Sostenibles reflejan un compromiso sólido con la sostenibilidad. Los indicadores de sostenibilidad desarrollados, alineados con los objetivos establecidos por la Universidad de Cuenca, podrían facilitar la monitorización efectiva del progreso hacia una universidad más sostenible, destacando áreas clave como la eficiencia energética y el uso de energías renovables.

Los indicadores de sostenibilidad energética establecidos se centran en reducir las emisiones de CO₂ y optimizar el uso de recursos energéticos. A través de estos indicadores, la universidad podría avanzar hacia un modelo sostenible, promoviendo el incremento en el uso de energías renovables y logrando importantes ahorros en combustibles fósiles. Además, la activa implementación de proyectos y visitas técnicas en energías renovables puede reforzar su liderazgo en prácticas ambientales responsables, beneficiando tanto a la comunidad académica como al entorno local mediante la sensibilización y el intercambio de buenas prácticas en sostenibilidad.

La implementación del sistema de energía solar térmica seleccionado en el CREU se muestra como una alternativa técnica, financiera y ambientalmente viable al uso convencional de GLP. Este proyecto no solo favorecerá la eficiencia energética y la reducción de impactos ambientales, sino que también cumplirá con los objetivos de sostenibilidad de la institución. Con indicadores claros de reducción de emisiones de CO₂ y optimización del uso de recursos energéticos, se espera concretar un modelo universitario sostenible.

Recomendaciones

Se sugiere instalar medidores independientes de consumo de energía eléctrica y agua potable en el CREDU, separados de los demás edificios de la Universidad de Cuenca. Además, se recomienda realizar un análisis estructural de todas las cubiertas del CREDU para aumentar la superficie de captación. Es importante seguir los manuales técnicos y de mantenimiento en caso de la instalación del sistema seleccionado.

Para el sistema adicional de agua caliente sanitaria (ACS) para las duchas del bloque de la piscina, se aconseja realizar un análisis financiero para verificar la rentabilidad de su implementación.

En caso de considerar la implementación del sistema solar térmico para el calentamiento de agua de la piscina semiolímpica, se recomienda analizar un sistema independiente de intercambiador de calor, no compartido con el ACS de las duchas. Es decir, evaluar un sistema distinto al propuesto por el software AcSol, el cual limita al desarrollador del sistema al tener un esquema de funcionamiento predeterminado.

Además, se recomienda realizar un estudio sobre la implementación de un sistema combinado de colectores solares térmicos y bombas de calor, así como un sistema complementario basado en paneles fotovoltaicos para alimentar dichas bombas de calor. Este análisis permitirá evaluar la viabilidad técnica y financiera, así como los beneficios ambientales, de integrar estas tecnologías para optimizar el rendimiento energético y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Referencias

- Abas, N., Khan, N., Haider, A., & Saleem, M. S. (2017). A thermosyphon solar water heating system for sub zero temperature areas. *Cold Regions Science and Technology*, 143, 81–92. <https://doi.org/10.1016/j.coldregions.2017.08.012>
- Alam Emon, Md. S., Ahmad, M. U., & Hasanuzzaman, M. (2022). Solar thermal energy conversion. In *Technologies for Solar Thermal Energy* (pp. 25–54). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823959-9.00011-8>
- Alexopoulos, S., & Kalogirou, S. A. (2022). *Solar Thermal Energy* (S. Alexopoulos & S. A. Kalogirou, Eds.). Springer US. <https://doi.org/10.1007/978-1-0716-1422-8>
- Almutairi, K., Mostafaeipour, A., Baghaei, N., Techato, K., Chowdhury, S., Jahangiri, M., Rezaei, M., Hosseini Dehshiri, S. J., Goudarzi, H., & Issakhov, A. (2021). Techno-Economic Investigation of Using Solar Energy for Heating Swimming Pools in Buildings and Producing Hydrogen: A Case Study. *Frontiers in Energy Research*, 9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.680103>
- Álvarez, J. G., Armero, J. M., & Urrutia, C. A. (2020). Temperature control in shell-tube heat exchangers: a review of the industry. *Entre Ciencia e Ingeniería*, 14(27), 41–49. <https://doi.org/xxxxxxx>
- Álvarez, O., Montaña, T., & Maldonado, J. (2014). La radiación solar global en la provincia de Loja, evaluación preliminar utilizando el método de Hottel. *INGENIUS*. <https://doi.org/https://doi.org/10.17163/ings.n11.2014.03>
- Appsol. (2017). *Manual de diseño de Sistemas Solares Térmicos para la industria Chilena* (1st ed.). <https://es.scribd.com/document/356098383/APPSOL-Manual-de-Diseño-de-Sistemas-Solares-Termicos-Para-La-Industria-Chilena>
- Asdrubali, F., & Desideri, U. (2019). Chapter 7 - High Efficiency Plants and Building Integrated Renewable Energy Systems. In F. Asdrubali & U. Desideri (Eds.), *Handbook of Energy Efficiency in Buildings* (pp. 441–595). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812817-6.00040-1>
- ASHRAE. (2007). *ASHRAE Handbook—HVAC Applications*. ASHRAE.
- Ballagan Romero, J., & 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* [Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19724>

- Baquero, M., & Quesada, F. (2016). Eficiencia energética en el sector residencial de la Ciudad de Cuenca, Ecuador. *MASKANA*, 7(2), 147–165. <https://doi.org/10.18537/mskn.07.02.11>
- Barone, G., Buonomano, A., Forzano, C., & Palombo, A. (2019). Solar thermal collectors. In *Solar Hydrogen Production* (pp. 151–178). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00006-0>
- Barragán, A., Padilla, J., López, M. F., & Cevallos, M. A. (2022). *Estudios para la formulación del Programa de Producción Más Limpia (P+L) para la Universidad de Cuenca*.
- Barrera Ríos, F. J., Ramírez León, S. A., Sánchez Ángeles, E., Pérez Trujillo, J. A., & Cruz Álvarez, A. (2021). Heat Transfer Mechanisms. *Boletín Científico de La Escuela Superior Tepeji Del Río*, 8(16), 38–42. <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/tepexil/issue/archive>
- Bellos, E., & Tzivanidis, C. (2019). A review of concentrating solar thermal collectors with and without nanofluids. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 135(1), 763–786. <https://doi.org/10.1007/s10973-018-7183-1>
- Bhatia, S. C. (2014). Solar radiations. In *Advanced Renewable Energy Systems* (pp. 32–67). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-269-3.50002-4>
- Bisht, S., & Sharma, S. (2018). Carbon footprints of Liquefied Petroleum Gas transportation in the Indian Himalaya. *Journal of Cleaner Production*, 196, 1065–1072. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.085>
- Blair, N., Diorio, N., Freeman, J., Gilman, P., Janzou, S., Neises, T., & Wagner, M. (2018). *System Advisor Model (SAM) General Description (Version 2017.9.5)*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2172/1440404>
- Botello, A., Cervera, L., & Tejeda, R. (2017). *Evaluación del recurso solar del Valle de Juárez* (Colegio de Chihuahua, Ed.; 1st ed.). <https://www.researchgate.net/publication/317370829>
- Bouzguenda, I., Alalouch, C., & Fava, N. (2019). Towards smart sustainable cities: A review of the role digital citizen participation could play in advancing social sustainability. *Sustainable Cities and Society*, 50, 101627. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101627>
- Breeze, P. (2019). Solar Power. In *Power Generation Technologies* (pp. 293–321). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102631-1.00013-4>
- Campos, C. (2021). *Análisis termico del satelite Libertad 2* [Universidad Sergio Arboleda]. <http://hdl.handle.net/11232/1741>

- Cao, L. (2020, September 5). *¿Cómo funciona un muro Trombe?* <https://www.archdaily.cl/cl/946740/como-funciona-un-muro-trombe>
- Carrión-Chamba, W., Murillo-Torres, W., & Montero-Izquierdo, A. (2021a). Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria. *Ingenius*, 27. <https://doi.org/10.17163/ings.n27.2022.06>
- Carrión-Chamba, W., Murillo-Torres, W., & Montero-Izquierdo, A. (2021b). Una revisión de los últimos avances de los colectores solares térmicos aplicados en la industria. *Ingenius*, 27. <https://doi.org/10.17163/ings.n27.2022.06>
- Carvajal, A., & Mejía, R. (2021). *DISEÑO Y ANÁLISIS DE IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE AGUA POR TUBOS DE VACÍO CON ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA LA PISCINA DE 360 m³ DEL CLUB CASTILLO DE AMAGUAÑA*. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.
- Chow, T. T., Bai, Y., Fong, K. F., & Lin, Z. (2012). Analysis of a solar assisted heat pump system for indoor swimming pool water and space heating. *Applied Energy*, 100, 309–317. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.05.058>
- Chulián, J. (2021). *Análisis paramétrico de las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente sanitaria*. Universidad de Sevilla.
- Colunga Mendoza, A., Olguin Granados, V. D., & Varela Tovar, O. (2020). Mecanismos de transferencia de calor. *Boletín Científico de La Escuela Superior Tepeji Del Río*, 7. <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/tepexil/issue/archive>
- Comisión Interdepartamental del Cambio Climático. (2011). *Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)*. Oficina Catalana del Canvi Climàtic.
- Correa Álvarez, F. P., González González, D., & Pacheco Alemán, J. G. (2016, August). *ENERGÍAS RENOVABLES Y MEDIO AMBIENTE. SU REGULACIÓN JURÍDICA EN ECUADOR*. <http://rus.ucf.edu.cu/>
- Delgado, G., & Orellana, M. L. (2015). *ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL DIARIA EN EL CANTÓN CUENCA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MODELO BRISTOW & CAMPBELL*.
- Delgado Marín, J. P., Vera García, F., & García Cascales, J. R. (2019). Use of a predictive control to improve the energy efficiency in indoor swimming pools using solar thermal energy. *Solar Energy*, 179, 380–390. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.01.004>
- Dhonde, M., Sahu, K., & Murty, V. V. S. (2022). The application of solar-driven technologies for the sustainable development of agriculture farming: a comprehensive review.

- Reviews in Environmental Science and Bio/Technology*, 21(1), 139–167.
<https://doi.org/10.1007/s11157-022-09611-6>
- Dincer, I., & Abu-Rayash, A. (2020). Energy systems. In *Energy Sustainability* (pp. 59–92). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819556-7.00003-6>
- Dincer, I., & Ezzat, M. F. (2018). 3.5 Solar Energy Production. In *Comprehensive Energy Systems* (pp. 208–251). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00311-4>
- Dincer, I., & Rosen, M. (2011). *Thermal Energy Storage: System and applications* (2nd ed.). https://www.academia.edu/22853769/Thermal_energy_storage
- Dingbang, C., Cang, C., Qing, C., Lili, S., & Caiyun, C. (2021). Does new energy consumption conducive to controlling fossil energy consumption and carbon emissions?-Evidence from China. *Resources Policy*, 74, 102427. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2021.102427>
- Dobriyal, R., Negi, P., Sengar, N., & Singh, D. B. (2020). A brief review on solar flat plate collector by incorporating the effect of nanofluid. *Materials Today: Proceedings*, 21, 1653–1658. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2019.11.294>
- Duffie, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (2020). *Solar engineering of thermal processes : photovoltaics and wind* (Fifth).
- EIA. (2024, January 12). *Solar thermal Collectors*. Solar Explained. <https://www.eia.gov/energyexplained/solar/solar-thermal-collectors.php>
- Esfandeh, S., Hemmat Esfe, M., & Kamyab, M. H. (2022). Applications of nanofluids in solar energy collectors focusing on solar stills. In *Advances in Nanofluid Heat Transfer* (pp. 341–373). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88656-7.00010-6>
- Evangelisti, L., De Lieto Vollaro, R., & Asdrubali, F. (2019). Latest advances on solar thermal collectors: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114, 109318. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109318>
- Fadzlin, W. A., Hasanuzzaman, Md., Rahim, N. A., Amin, N., & Said, Z. (2022). Global Challenges of Current Building-Integrated Solar Water Heating Technologies and Its Prospects: A Comprehensive Review. *Energies*, 15(14), 5125. <https://doi.org/10.3390/en15145125>
- Flores, A., & Alberto, C. (2023). *PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICO PARA UN SISTEMA DE GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA MECRISGA FABRICA DE MEDIAS*.

- FLUIDRA. (2021, October 4). *The semi-Olympic pool according to World Aquatics*. Semi-Olympic Pools. <https://www.fluidra.com/projects/semi-olympic-pool-fina-facilities-rules/>
- Fortuin, S., & Stryi-Hipp, G. (2012). Solar Collectors, Non-concentrating. In *Encyclopedia of Sustainability Science and Technology* (pp. 9449–9469). Springer New York. https://doi.org/10.1007/978-1-4419-0851-3_681
- Gao, D., Gao, G., Cao, J., Zhong, S., Ren, X., Dabwan, Y. N., Hu, M., Jiao, D., Kwan, T. H., & Pei, G. (2020). Experimental and numerical analysis of an efficiently optimized evacuated flat plate solar collector under medium temperature. *Applied Energy*, 269, 115129. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115129>
- García, Á., & 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* [Universidad Politécnica Salesiana]. <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24478/1/UPS-CT010370.pdf>
- Hamilton, W. T., & Neises, T. W. (2023). Dispatch optimization of electric thermal energy storage within System Advisor Model. *Journal of Energy Storage*, 61, 106786. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2023.106786>
- Hanif, M. A., Nadeem, F., Tariq, R., & Rashid, U. (2022). Solar thermal energy and photovoltaic systems. In *Renewable and Alternative Energy Resources* (pp. 171–261). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818150-8.00007-1>
- Hassan, Z., Mahmood, M., Waqas, A., Ali, M., & Ahmed, N. (2021). Mathematical Modeling and Thermal Analysis of Evacuated Flat Plate Collector in Pakistan. *2021 International Conference on Emerging Power Technologies (ICEPT)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/ICEPT51706.2021.9435492>
- Helene, P., Britez, C., & Carvalho, M. (2019). Ações e efeitos deletérios do fogo em estruturas de concreto. Uma breve revisão. *Revista ALCONPAT*, 10(1), 1–21. <https://doi.org/10.21041/ra.v10i1.421>
- Heliocol. (2011). Installation Manual. In *Swimming Pool Solar Heating System*. https://albercaseldorado.com.mx/catalogo/wp-content/uploads/2023/07/305-PANEL-SOLAR-MEDALLION-STR-40-4_-x-10_-1.20-x-3.23-MT-MANUAL-DE-INSTALACION.pdf
- Hernández, V., Hernández, Y., Cerrblanco, A., Duarte, F., García, L., Hernández, C., & Luviano, L. (2022). Disipadores de calor de minicanales y minialetas: Una revisión del estado del arte. *Verano De La Ciencia*, 16(27). www.jóvenesenciencia.ugto.mx

- Hernandez-Albaladejo, G., & Urquia, A. (2018). *Modelling of Low-Temperature Solar Thermal Systems with Modelica*. 51(2), 783–788. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.04.009>
- Hossain, E., & Petrovic, S. (2021). Solar Thermal Energy. In *Renewable Energy Crash Course* (pp. 61–68). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-030-70049-2_7
- Iluminet. (2015, July 22). *Sí, también existe el diseño de luz natural*. <https://iluminet.com/disenio-iluminacion-natural/#>
- Joardder, M. U. H., Halder, P. K., Rahim, M. A., & Masud, M. H. (2017). Solar Pyrolysis. In *Clean Energy for Sustainable Development* (pp. 213–235). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805423-9.00008-9>
- Kabir, M., Kabir, Z., & Sultana, N. (2022). Climate change, sustainability, and renewable energy in developing economies. In *Renewable Energy and Sustainability* (pp. 377–415). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-88668-0.00001-2>
- Kalaiselvam, S., & Parameshwaran, R. (2014). Sensible Thermal Energy Storage. In *Thermal Energy Storage Technologies for Sustainability* (pp. 65–81). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-417291-3.00004-9>
- Kalogirou, S. A. (2014a). Solar Energy Collectors. In *Solar Energy Engineering* (pp. 125–220). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00003-0>
- Kalogirou, S. A. (2014b). Solar Water-Heating Systems. In *Solar Energy Engineering* (pp. 257–321). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397270-5.00005-4>
- Katsaprakakis, D. Al. (2015). Comparison of swimming pools alternative passive and active heating systems based on renewable energy sources in Southern Europe. *Energy*, 81, 738–753. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.01.019>
- Kedare, S. B., & Desai, N. B. (2017). Solar Thermal Process Heat. In *Encyclopedia of Sustainable Technologies* (pp. 367–376). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409548-9.10143-5>
- Kim, J., Jeong, D., Choi, D., & Park, E. (2020). Exploring public perceptions of renewable energy: Evidence from a word network model in social network services. *Energy Strategy Reviews*, 32, 100552. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100552>
- Kiran, D. R. (2022). Machinery replacement analysis. In *Principles of Economics and Management for Manufacturing Engineering* (pp. 259–267). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99862-8.00002-9>

- Klein, S. A., Beckman, W. A., & Duffie, J. A. (1976). TRNYSYS - A TRANSIENT SIMULATION PROGRAM. *ASHRAE Transactions*, 82(pt 1), 623–633.
- Krarti, M. (2018). Integrated Design and Retrofit of Buildings. In *Optimal Design and Retrofit of Energy Efficient Buildings, Communities, and Urban Centers* (pp. 313–384). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-849869-9.00006-5>
- Kumar, V., Ranjan, D., & Verma, K. (2021). Global climate change. In *Global Climate Change* (pp. 187–211). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822928-6.00002-2>
- Kutscher, C. F., Milford, J. B., & Kreith, F. (2018). *Principles of Sustainable Energy Systems, Third Edition*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b21404>
- Kuyumcu, M., & Yumrutaş, R. (2017). Thermal analysis and modeling of a swimming pool heating system by utilizing waste energy rejected from a chiller unit of an ice rink. *Thermal Science*, 21(6 Part A), 2661–2672. <https://doi.org/10.2298/TSCI151225148K>
- Linares, F. (2022). *Efecto de la temperatura en paneles solares fotovoltaicos y tecnologías de refrigeración para el mejoramiento de la eficiencia – Una revisión*.
- Linares Vizcarra, M. L. del C., Montero Zuñiga, E. T., & Luna Nemecio, J. (2023). Ecología, energías renovables y sustentabilidad socioformativa. *Sociedad & Tecnología*, 6(2), 261–274. <https://doi.org/10.51247/st.v6i2.371>
- Lozano, M. A. (2022). *Estimación de radiación global incidente sobre paneles fotovoltaicos para sistemas estáticos y sistemas dotados con seguimiento solar* [Universidad de Córdoba]. <https://repositorio.unicordoba.edu.co/handle/ucordoba/6764>
- Macías, J. (2020). *CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO COLECTOR CILÍNDRICO PARABÓLICO AUTÓNOMO CON ARDUINO PARA OBTENER AGUA CALIENTE*.
- MaesWell. (2018, August 31). *Deshumectación del aire y eficiencia energética en piscinas cubiertas*. Gestión Energética. <https://app.maeswell.com/2018/08/deshumectacion-del-aire-piscinas-cubiertas/>
- Mahmud, Z., & Hasanuzzaman, M. (2022). Solar thermal energy storage. In *Technologies for Solar Thermal Energy* (pp. 215–236). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-823959-9.00002-7>
- Mancic, M., Zivkovic, D., Milosavljevic, P., & Todorovic, M. (2014). Mathematical modelling and simulation of the thermal performance of a solar heated indoor swimming pool. *Thermal Science*, 18(3), 999–1010. <https://doi.org/10.2298/TSCI1403999M>

- Martínez, N. (2022). *Estudio matemático y correlación experimental de la transferencia de calor mediante convección natural en atmósferas enrarecidas aplicado al proyecto HERCCULES*. Universidad Politécnica de Madrid.
- Masera, K., Tannous, H., Stojceska, V., & Tassou, S. (2023). An investigation of the recent advances of the integration of solar thermal energy systems to the dairy processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 172, 113028. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113028>
- Meschede, C., & Siebenlist, T. (2021). Open data portals for urban sustainable development: People, policies, and technology. In *Smart Cities and the un SDGs* (pp. 91–105). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-85151-0.00007-5>
- MINENERGIA, & PNUD. (2010). *Sistemas Solares Térmicos II Guía de diseño e instalación para grandes sistemas de agua caliente sanitaria* (1st ed.). <https://sst.minenergia.cl/wp-content/uploads/2016/05/guia-de-diseno-y-montaje-de-sst-para-ac-s.pdf>
- Ministerio de Desarrollo Urbano y Vivienda Ecuador. (2020). Sistemas solares térmicos para agua caliente sanitaria (ACS) - Aplicaciones menores a 100 °C. In *Norma Ecuatoriana de Construcción*. <https://www.habitatyvivienda.gob.ec/wp-content/uploads/2023/03/6.-NEC-HS-ER-Energias-Renovables.pdf>
- Ministerio de energía y minas. (2022). Factor de emisión de CO2 del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. In *Informe 2022*. Comisión técnica de determinación de Factores de emisión de gases de efecto invernadero.
- Mott, R. (2006). *Mecánica de fluidos* (6th ed.). Pearson. <https://avdiaz.wordpress.com/wp-content/uploads/2008/10/fluidos-mott-6ed.pdf>
- Naciones Unidas. (2015). *Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible*. https://unctad.org/system/files/official-document/ares70d1_es.pdf
- NASA. (2023). *What is climate change?* <https://climate.nasa.gov/what-is-climate-change/#:~:text=Climate%20change%20is%20a%20long,are%20synonymous%20with%20the%20term.>
- Navarro Rivero, M. E., Ge, Z., Jiang, Z., Zhao, Y., Weng, L., & Ding, Y. (2023). Thermal energy storage options. In *Power Generation Technologies for Low-Temperature and Distributed Heat* (pp. 419–471). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818022-8.00002-8>

- Olczak, P., Matuszewska, D., & Zabagło, J. (2020). The Comparison of Solar Energy Gaining Effectiveness between Flat Plate Collectors and Evacuated Tube Collectors with Heat Pipe: Case Study. *Energies*, 13(7), 1829. <https://doi.org/10.3390/en13071829>
- Pandey, A. K., R., R. K., & Samykano, M. (2022). Solar energy: direct and indirect methods to harvest usable energy. In *Dye-Sensitized Solar Cells* (pp. 1–24). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-818206-2.00007-4>
- Peña, J. A. (2023). ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA ACS. COMPARACIÓN CON MÉTODOS DE CÁLCULO.
- Peters, S. (2017, February 16). *What is a multistage centrifugal pump used for?* Crane Engineering. <https://blog.craneengineering.net/what-is-a-multistage-centrifugal-pump-used-for>
- Peuser, F., Remmers, K.-H., & Schnauss, M. (2002). *Sistemas Solares Térmicos*.
- Pitz-Paal, R. (2020). Concentrating Solar Power. In *Future Energy* (pp. 413–430). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00019-0>
- Prieto, R. B., & Oliveira, F. H. de. (2018). Study of solar radiation in the equinoxes and solstices in the City of Havana, Cuba. *Ciência e Natura*, 40, 36. <https://doi.org/10.5902/2179460x30674>
- Radwan, A., Abdelkareem, M. A., Yousef, B. A. A., & Olabi, A. G. (2023). Solar thermal energy applications. In *Renewable Energy - Volume 1 : Solar, Wind, and Hydropower* (pp. 45–74). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99568-9.00005-4>
- Ravi Kumar, K., Krishna Chaitanya, N. V. V., & Sendhil Kumar, N. (2021). Solar thermal energy technologies and its applications for process heating and power generation – A review. *Journal of Cleaner Production*, 282, 125296. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125296>
- Reniers, G., Talarico, L., & Paltrinieri, N. (2016). Cost-Benefit Analysis of Safety Measures. In *Dynamic Risk Analysis in the Chemical and Petroleum Industry* (pp. 195–205). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803765-2.00016-0>
- Reuter, M., Patel, M. K., Eichhammer, W., Lapillonne, B., & Pollier, K. (2020). A comprehensive indicator set for measuring multiple benefits of energy efficiency. *Energy Policy*, 139, 111284. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111284>
- Riccio, F. R. (2022). Seguidor solar a dos ejes cuya posición se calcula utilizando los ángulos de elevación y Azimut del sol en Guayaquil. *RECIMUNDO*, 6(1), 225–231. [https://doi.org/10.26820/recimundo/6.\(1\).ene.2022.225-231](https://doi.org/10.26820/recimundo/6.(1).ene.2022.225-231)

- Rout, A., Sahoo, S., Thomas, S., & Varghese, S. (2017). Development of Customized Formulae for Feasibility and Break-Even Analysis of Domestic Solar Water Heater. *International Journal of Renewable Energy Research*, 7, 386–398.
- Sakthivadivel, D., Balaji, K., Dsilva Winfred Rufuss, D., Iniyan, S., & Suganthi, L. (2021). Solar energy technologies: principles and applications. In *Renewable-Energy-Driven Future* (pp. 3–42). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820539-6.00001-7>
- Salazar, J. (2018). *Design and simulation of plates heat exchanger to produce HSW* [UNIVERSIDAD DE CANTABRIA]. <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/14720/410665.pdf?sequence=1>
- Salvá Becerra, F. J. (2020). *Análisis comparativo de métodos de cálculo simplificados en instalaciones de energía solar térmica a baja temperatura* [Universidad de Sevilla]. <https://hdl.handle.net/11441/101464>
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2017a). Solar Radiation. In *Solar Heating and Cooling Systems* (pp. 13–28). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811662-3.00002-5>
- Sarbu, I., & Sebarchievici, C. (2017b). Solar Water and Space-Heating Systems. In *Solar Heating and Cooling Systems* (pp. 139–206). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811662-3.00005-0>
- Serrano, X., Alvarez, D., & Luna, S. (2019). Influence of local climate on the tilt and orientation angles in fixed flat surfaces to maximize the capture of solar irradiation A case study in Cuenca-Ecuador. *2019 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computin*. <https://doi.org/doi:10.1109/ropec48299.2019.9057102> 10.1109/ropec48299.2019.9057102 downloaded on 2020-05-23
- Shafieian, A., & Khiadani, M. (2020). Integration of heat pipe solar water heating systems with different residential households: An energy, environmental, and economic evaluation. *Case Studies in Thermal Engineering*, 21, 100662. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2020.100662>
- Shah, M. M. (2014). Methods for Calculation of Evaporation from Swimming Pools and Other Water Surfaces. *ASHRAE Transactions*, 120(2). <https://www.mmshah.org/publications/ASHRAE%202014%20Evaporation%20paper.pdf>

- Shahsavari, A., & Akbari, M. (2018). Potential of solar energy in developing countries for reducing energy-related emissions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90, 275–291. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.065>
- Siguenza, J. (2002). *PROYECTO CENTRO RECREACIONAL Y DEPORTIVO UNIVERSITARIO*. Unidad de Planificación Universidad de Cuenca.
- Sociedad Alemana de Energía Solar (DGS). (2010). *Planning and Installing Solar Thermal Systems A guide for installers, architects and engineers* (2nd ed.). <https://www.routledge.com/Planning-and-Installing-Solar-Thermal-Systems-A-Guide-for-Installers-Architects-and-Engineers/GermanSolarEnergySocietyDGS/p/book/9781844077601>
- Solano, M., & Solano, P. (2023). *Estudio para la repotenciación de los sistemas hidráulicos para los procesos de filtración y calentamiento de la piscina semiolímpica de la Universidad de Cuenca*.
- Soteris, K. (2014). *Solar Energy Engineering Processes and Systems* (Second). <http://store.elsevier.com/>
- Stevanović, S., & Pucar, M. (2012). Investment appraisal of a small, grid-connected photovoltaic plant under the Serbian feed-in tariff framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(3), 1673–1682. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.11.036>
- Sun, C., Ju, X., Hao, W., & Lu, Y. (2023). Research on multi-objective optimization of control strategies and equipment parameters for a combined heating system of geothermal and solar energy in cold and arid regions based on TRNSYS. *Case Studies in Thermal Engineering*, 50, 103441. <https://doi.org/10.1016/J.CSITE.2023.103441>
- Sun, P., Wu, J. Y., Wang, R. Z., & Xu, Y. X. (2011). Analysis of indoor environmental conditions and heat pump energy supply systems in indoor swimming pools. *Energy and Buildings*, 43(5), 1071–1080. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.08.004>
- Sustainable Technologies. (2019). *Solar Pool Heating*. Sustainable Technologies Evaluation Program. <https://sustainabletechnologies.ca/home/renewable-energy/solar/solar-pool-heating/>
- Swan, J. (2016). Mainly Functions. In *Practical Financial Modelling* (pp. 157–205). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100587-3.00006-3>
- Tejeda, A., & Gómez, G. (2015). *Prontuario Solar de México*. Universidad de Colima, Universidad Veracruzana.

- Tenecela González, J. V., & Peña Sotomayor, L. A. (2010). *Diseño y construcción de un Calefactor de Aire Solar, utilizando el principio de termosifón, para la casa sostenible de la Universidad Nacional de Loja*. Universidad Nacional de Loja.
- THOMAS, N. (2003). Energy. In *Field Guide to Appropriate Technology* (pp. 157–275). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-012335185-2/50046-2>
- Trejo, A. (2017). *Adaptación de algoritmo de posicionamiento solar embebido con aplicación en energía solar*. Universidad Autónoma de Querétaro.
- United Nations Climate Change. (2023a). *COP28: The UAE Consensus Brochure*.
- United Nations Climate Change. (2023b). *WHAT IS COP?* <https://www.cop28.com/en/what-is-cop>
- Valdivieso, J., & Valarezo, B. (2021). *Diseño de un módulo de transferencia de calor por convección* [Universidad Técnica Particular de Loja]. <http://dspace.utpl.edu.ec/handle/20.500.11962/27860>
- Velux. (2020). *Daylighting*. <https://www.velux.com/what-we-do/research-and-knowledge/deic-basic-book/daylight/daylighting>
- Viessman. (2019). *Technical Data Manual Viessmann*. https://www.viessmann-us.com/content/dam/public-brands/ca/pdfs/solar/vitosol_200-fm_tdm.pdf/_jcr_content/renditions/original./vitosol_200-fm_tdm.pdf
- Wang, Z., Huang, Z., Zheng, S., & Zhao, X. (2018). Solar Water Heaters. In *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems* (pp. 111–125). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811479-7.00006-3>
- Wu, C., & Buyya, R. (2015). Cost Model Categories. In *Cloud Data Centers and Cost Modeling* (pp. 611–647). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801413-4.00015-5>
- Yang, T., Liu, W., Sun, Q., Hu, W., & Kramer, G. J. (2023). Techno-economic-environmental analysis of seasonal thermal energy storage with solar heating for residential heating in China. *Energy*, 283, 128389. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128389>
- Yousef, B. A. A., Radwan, A., Olabi, A. G., & Abdelkareem, M. A. (2023a). Development of solar thermal energy systems. In *Renewable Energy - Volume 1 : Solar, Wind, and Hydropower* (pp. 23–43). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99568-9.00022-4>
- Yousef, B. A. A., Radwan, A., Olabi, A. G., & Abdelkareem, M. A. (2023b). Thermal analysis of solar collectors. In *Renewable Energy - Volume 1 : Solar, Wind, and Hydropower* (pp. 93–119). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99568-9.00001-7>

- Zalamea León, E., & Barragán Escandón, A. (2021). *Arquitectura, Sol y Energía*. Universidad de Cuenca.
- Zalamea-León, E., Astudillo-Flores, M., Barragán-Escandón, A., & Peláez-Samaniego, M. R. (2023). Comparative capacities of residential solar thermal systems versus F-chart model predictions and economic potential in an equatorial-latitude country. *Energy Reports*, 10, 2567–2581. <https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2023.09.072>
- Zhang, Y., Liu, J., Yang, X., Li, H., Chen, S., Lv, W., Xu, W., Zheng, J., & Wang, D. (2022). Vibration analysis of a high-pressure multistage centrifugal pump. *Scientific Reports*, 12(1), 20293. <https://doi.org/10.1038/s41598-022-22605-2>
- Zhou, Y. (2023). Climate change adaptation with energy resilience in energy districts—A state-of-the-art review. *Energy and Buildings*, 279, 112649. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112649>
- Zuccari, F., Santiangeli, A., & Orecchini, F. (2017). Energy analysis of swimming pools for sports activities: cost effective solutions for efficiency improvement. *Energy Procedia*, 126, 123–130. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.08.131>

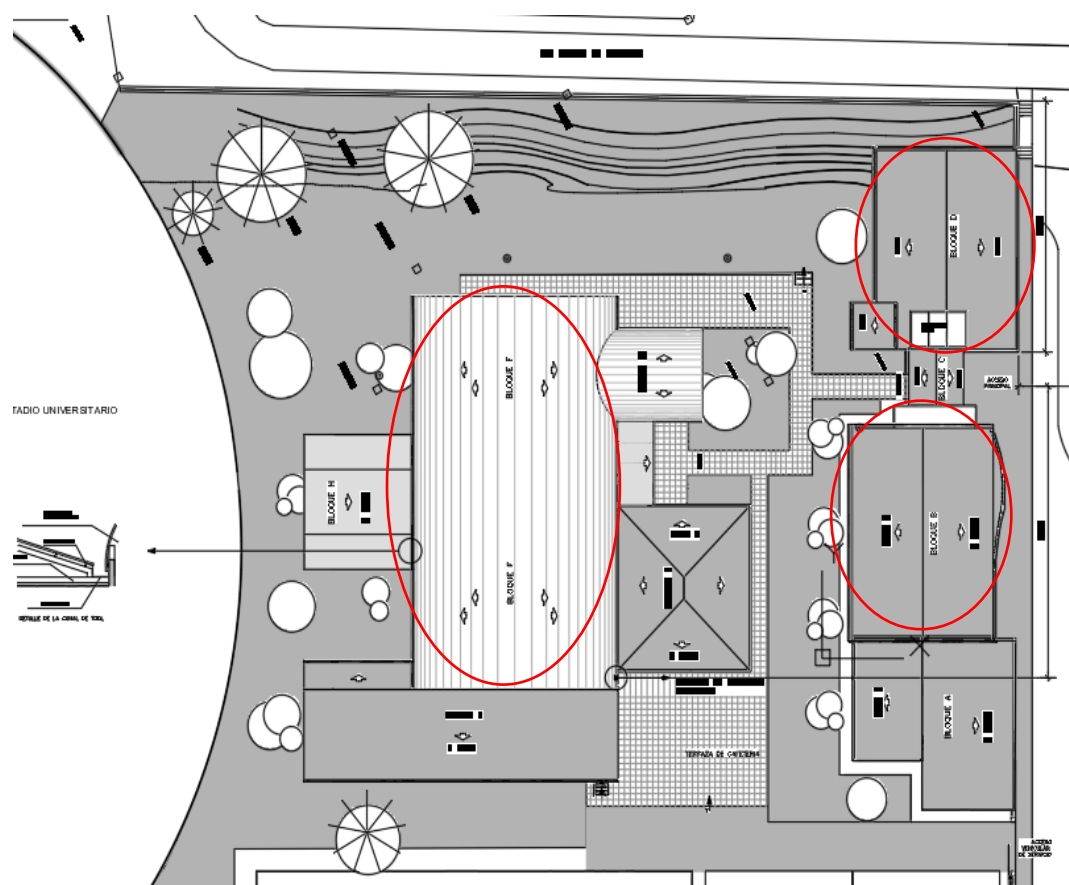
Anexos

Anexo A. Evaluación de capacidad de carga de elementos estructurales para instalación del sistema solar térmico

La evaluación de la capacidad de carga de los elementos estructurales para la instalación del sistema solar térmico fue realizada por una experta en estudios estructurales. A continuación, se detallan las consideraciones tomadas y los resultados obtenidos.

Para la instalación de los colectores solares, se analizó su colocación sobre las cubiertas de los edificios que conforman el centro, específicamente en los bloques B, D y F, tal como se indica en la Figura A1.

Figura A1. Zonas analizadas para la instalación de los colectores solares.

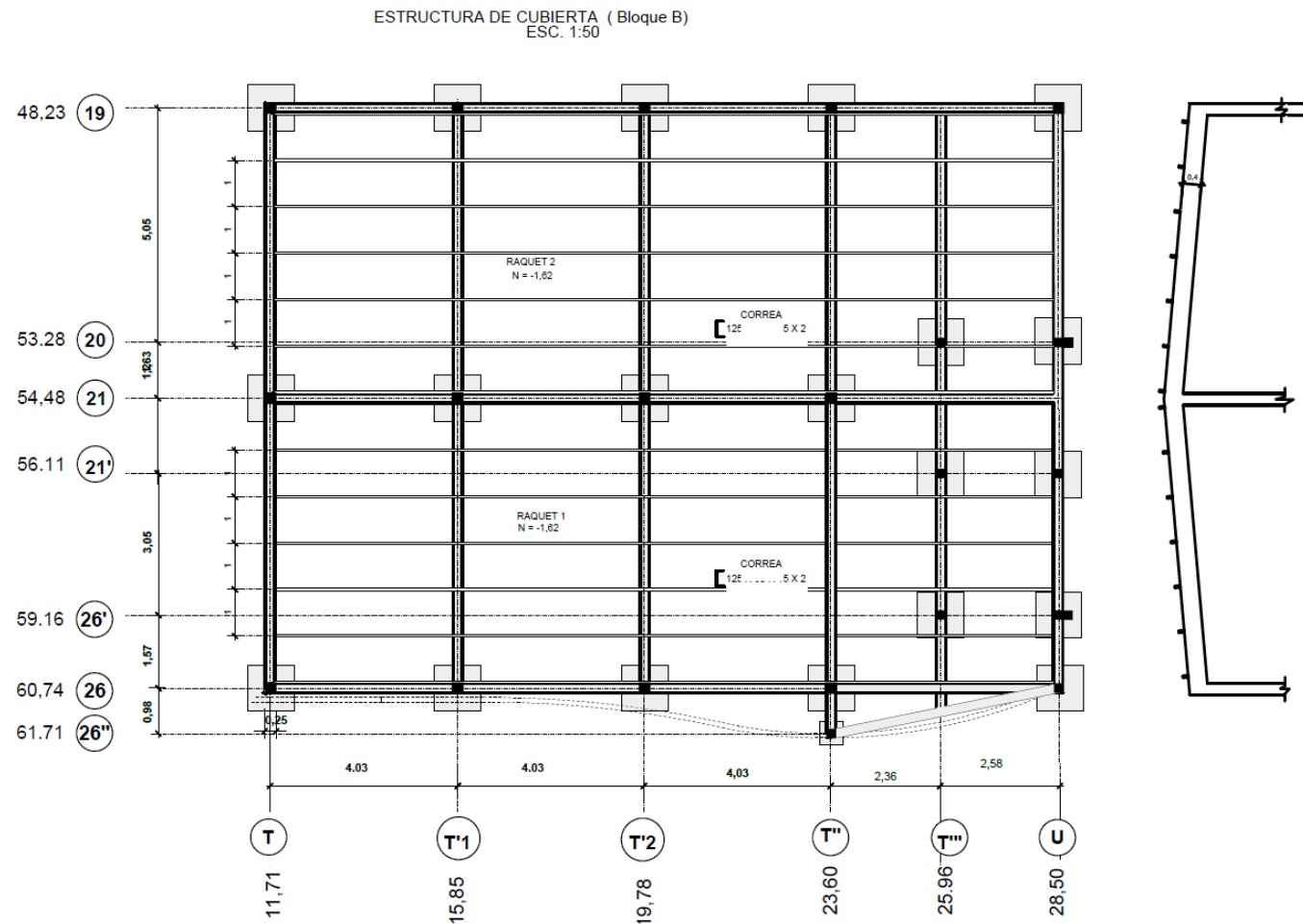


Fuente: Dirección de Infraestructura Universidad de Cuenca.

El bloque F corresponde a la cubierta de la piscina, la cual es una estructura autoportante curva sin soporte exterior. Por esta razón, no se recomienda instalar los colectores solares en esta área, ya que no hay un elemento estructural definido que permita analizar las tensiones y el aumento de carga que implicaría su instalación.

Según la información brindada en los planos estructurales del CREU, los bloques B y D están contruidos con un sistema de columnas y vigas de hormigón, cimentadas sobre zapatas individuales de concreto y formando pórticos espaciales. Sobre este armazón están colocados perfiles metálicos tipo correas, apoyadas en las vigas de hormigón, para soportar la cubierta, esto se presenta en la Figura A2 y Figura A3.

Figura A2. Estructura de cubierta Bloque B.



Fuente: Dirección de Infraestructura Universidad de Cuenca.

ESTRUCTURA DE CUBIERTA (BLOQUE D)

[illegible]

Paulo César Añazco Tinoco – María Inés Coronel Ordoñez

El área total útil de la cubierta sobre estos dos bloques es de 205 m² para el bloque B y de 195 m² para el bloque D, lo que suma un área total de 400 m². Por lo tanto, hay espacio para que los colectores puedan instalarse en estos dos bloques.

Se realizaron dos análisis: uno para las correas metálicas y otro para la totalidad de la estructura, utilizando un modelo tridimensional para determinar los esfuerzos generados antes y después de la instalación del sistema. Esto se hizo para verificar si cumplen con los esfuerzos admisibles de los materiales utilizados.

Se llevó a cabo una búsqueda de productos de colectores solares en el mercado para obtener sus pesos y realizar el análisis de carga correspondiente. Esta medida fue tomada antes del procedimiento de selección del colector, ya que era crucial determinar si las cubiertas podrían soportar el peso antes de diseñar el sistema.

Se seleccionaron pesos promedio de colectores solares del mercado global y el área total de cada cubierta como referencia para evaluar la capacidad de las cubiertas. En la Tabla A1 se detallan los pesos y el número de colectores utilizados para este análisis.

Tabla A1. Pesos promedios evaluados para la capacidad de carga de las cubiertas

Colector	Sin cubierta	Con cubierta
Peso promedio total (kg)	2.000	400
Número de colectores	70	10

Fuente: Datos proporcionados por fabricantes

El análisis de cargas se llevó a cabo en el software Excel, considerando las cargas permanentes o muertas, así como las cargas variables, incluyendo las vivas, las de viento y granizo.

Resultados del análisis estructural

Los análisis realizados para el bloque B mostraron que la distancia de apoyos para las correas es de 4,03 m, mientras que la separación entre las correas (ancho colaborante) es de 1 m. Las cargas utilizadas en estos análisis se detallan en la Tabla A2.

La carga de viento se determinó con la Ecuación A1.

$$p = 0,0048 \cdot CD \cdot v^2 \quad \text{Ecuación A1}$$

Donde:

- p : carga de viento (kg m⁻²)
- CD : Factor de forma
- v : velocidad del aire (m s⁻¹)

Tabla A2. Determinación de cargas para bloque B. Cargas utilizadas para evaluación de correas antes de implementación del sistema

Determinación de Cargas			
Carga Muerta	Peso de las instalaciones eléctricas	7,5	kg m ⁻²
	Peso del panel de acero inoxidable	10,0	kg m ⁻²
	Peso de los accesorios y cielo raso	6,0	kg m ⁻²
	Total	23,5	kg m ⁻²
Carga Viva	Carga de Mantenimiento	70,0	kg m ⁻²
	Total	70,0	kg m ⁻²
Carga de Viento	Velocidad	80,0	Km h ⁻¹
	CD (Factor de Forma)	0,5	
	Total	15,4	kg m ⁻²
Carga de granizo	CS	15,0	kg m ⁻²
Ángulo de la cubierta		5,0	°
Carga Horizontal		1,3	kg m ⁻²
Carga Vertical		15,3	kg m ⁻²

Fuente: Elaborado por Andrea Chasi.

De acuerdo con la Tabla A1, el sistema de colectores sin cubierta para piscina tiene un peso total de 2000 kg, distribuido sobre un área de 268,3 m² considerando el espacio entre las baterías de colectores. Esta distribución resulta en un incremento de carga de 7,45 kg m⁻² debido a la instalación del sistema. Con este incremento, se reevaluaron los esfuerzos en los elementos metálicos, conforme a las cargas descritas en la Tabla A3.

Tabla A3. Cargas utilizadas para la evaluación de Correas implementado el sistema.

Determinación de Cargas			
Carga muerta	Peso de las instalaciones eléctricas	7,5	kg m ⁻²
	Peso del panel de acero inoxidable	10,0	kg m ⁻²
	Peso de los accesorios + Colector	13,8	kg m ⁻²
	Total	31,3	kg m ⁻²
Carga Viva	Carga de Mantenimiento	70,0	kg m ⁻²
	Total	70,0	kg m ⁻²
Carga de Viento	Velocidad	80,0	Km h ⁻¹
	CD (Factor de Forma)	0,5	
	p	15,4	kg m ⁻²
Carga de granizo	CS	15,0	kg m ⁻²
Ángulo de la cubierta		5,0	°
Carga Horizontal		1,3	kg m ⁻²

Carga Vertical	15,3	kg m ⁻²
----------------	------	--------------------

Fuente: Elaborado por Andrea Chasi.

Determinadas las cargas a utilizar, se procedió a analizar los esfuerzos generados y compararlos con los valores admisibles. Los resultados del cálculo de esfuerzos antes de la implementación del sistema de colectores se muestran en la Tabla A4. En este caso el esfuerzo total de 1095 kg cm⁻² se encuentra por debajo del esfuerzo admisible de trabajo que es de 1548 kg cm⁻².

Tabla A4. Evaluación de esfuerzos en correas previo a la instalación de los colectores.

Datos			
Ancho Colaborante		1	m
Carga Muerta (CM)		23,5	kg m ⁻¹
Carga Viva (CV)		70	kg m ⁻¹
Carga Horizontal (CSx)		1,3	kg m ⁻¹
Carga Vertical (CSby)		15,3	kg m ⁻¹
Carga Vertical hacia abajo (CSSy)		-15,3	kg m ⁻¹
Combinaciones para el Diseño Elástico			
1.-	CM		
2.-	CM+CV		
3.-	CM+CV+S		
4.-	CM+CV-S		
5.-	Envolvente		
Diseño de las correas			
Longitud de la Viga		4,03	m
Peralte Mínimo del Perfil		0,12	m
Esfuerzos Actuantes	Momento en el apoyo	176,7	kg m
	Momento central	88,35	kg m
	Fuerza Axial	0	kg m
	Cortante en el apoyo	219,2	kg
Perfil de Prediseño			
Tipo según designaciones y espesor (H x B x c x e)		2G 125 x 50 x 15 x 2 mm	
Características del Perfil	Peso/metro	3,8	kg m ⁻¹
	Área del Perfil	4,84	kg m ⁻¹
	Inercia	116,42	cm ⁴
	c	6,25	cm
	Z	18,6	cm ³
Características del Material	Esfuerzo ultimo del Perfil	2580	kg cm ⁻²
	Factor de Seguridad	1,67	
	Esfuerzo Admisible de Trabajo	1548	kg cm ⁻²
Comprobación de la Sección			
Esfuerzo normal ($\sigma_1=P/A$)		0	kg cm ⁻²

Esfuerzo debido al momento flector ($\sigma_2=M/Z$)	949	kg cm ⁻²
Esfuerzo cortante ($\sigma_3=VMe/lb$)	146,38	kg cm ⁻²
Esfuerzo total (σ_t)	1095	kg cm ⁻²

Fuente: Elaborado por Andrea Chasi.

Tras la implementación del sistema en el análisis, los nuevos resultados se presentan en la Tabla A5.

Tabla A5. Evaluación de esfuerzos en correas posterior a la instalación de los colectores.

Datos			
Ancho Colaborante		1	m
Carga Muerta (CM)		31,3	kg m ⁻¹
Carga Viva (CV)		70	kg m ⁻¹
Carga Horizontal (CSx)		1,3	kg m ⁻¹
Carga Vertical (CSby)		15,3	kg m ⁻¹
Carga Vertical hacia abajo (CSsy)		-15,3	kg m ⁻¹
Combinaciones para el Diseño Elástico			
1.-	CM		
2.-	CM+CV		
3.-	CM+CV+S		
4.-	CM+CV-S		
5.-	Envolvente		
Diseño de las correas			
Longitud de la Viga		4,03	m
Peralte Mínimo del Perfil		0,12	m
Esfuerzos Actuantes	189,29	189,29	kg m
	94,65	94,65	kg m
	0	0	kg m
	234,9	234,90	kg
Perfil de Prediseño			
Tipo según designaciones y espesor (H x B x c x e)		2G 125 x 50 x 15 x 2 mm	
Características del Perfil	Peso/metro	3,80	kg m ⁻¹
	Área del Perfil	4,84	kg m ⁻¹
	Inercia	116,42	cm ⁴
	c	6,25	cm
	Z	18,60	cm ³
Características del Material	Esfuerzo ultimo del Perfil	2580	kg cm ⁻²
	Factor de Seguridad	1,67	
	Esfuerzo Admisible de Trabajo	1548	kg cm ⁻²
Comprobación de la Sección			
Esfuerzo normal ($\sigma_1=P/A$)		0	kg cm ⁻²
Esfuerzo debido al momento flector ($\sigma_2=M/Z$)		1016	kg cm ⁻²
Esfuerzo cortante ($\sigma_3=VMe/lb$)		156,81	kg cm ⁻²

Esfuerzo total (σ_t)	1.173	kg cm ⁻²
-------------------------------	-------	---------------------

Fuente: Elaborado por Andrea Chasi.

Después de revisar los datos, se confirma que el esfuerzo total de 1.173 kg cm⁻² está por debajo del límite de esfuerzo admisible de trabajo de 1.548 kg cm⁻². Por lo tanto, la instalación de los colectores es factible. Los resultados indican que los esfuerzos generados después de la instalación del sistema son inferiores a los valores admisibles para los perfiles utilizados en el bloque B.

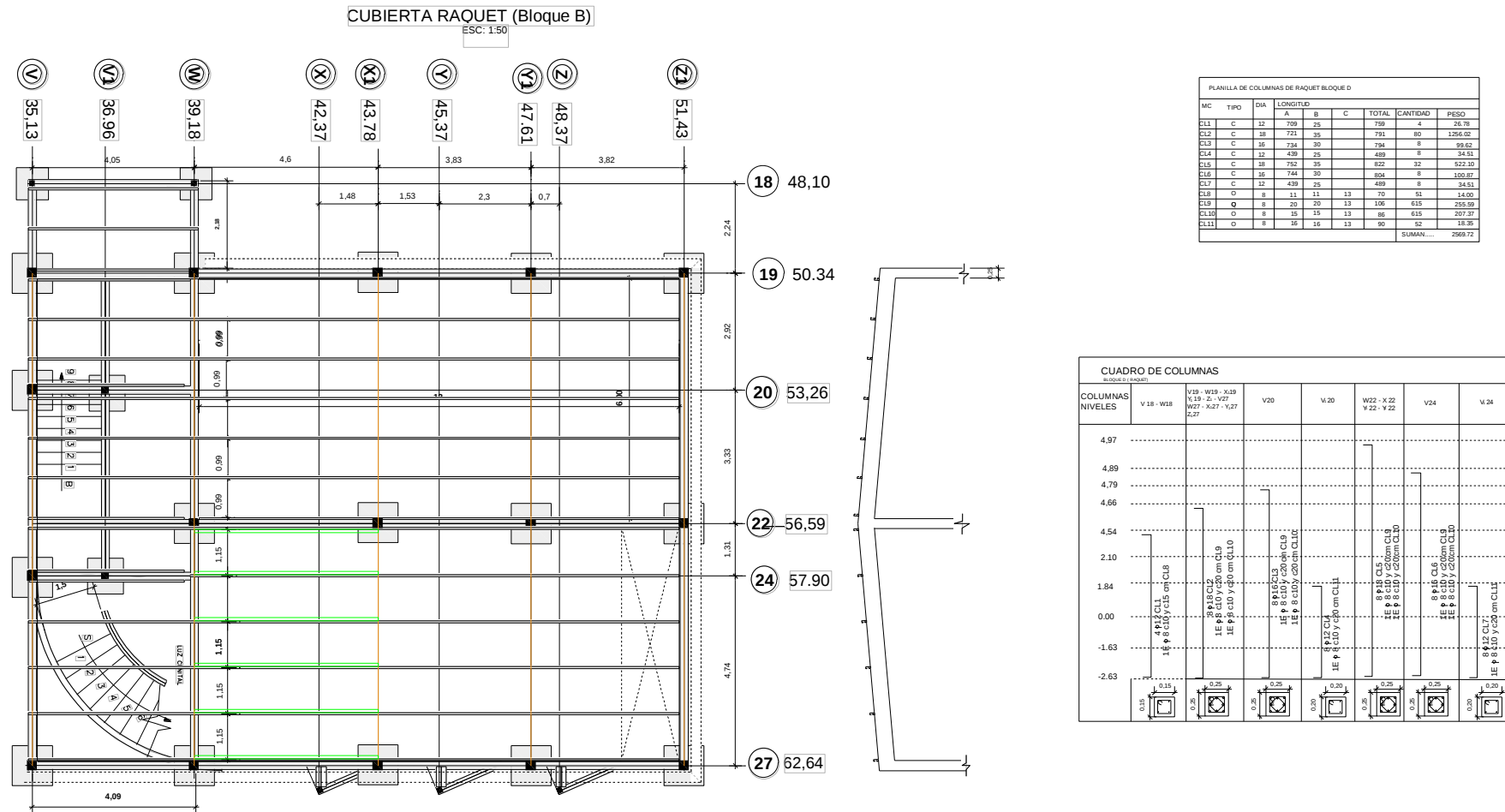
Se recomienda, como medida general para mejorar el funcionamiento de la estructura, la instalación de un perfil de arriostramiento (L20x20x2 mm) en el centro de las correas. Esto disminuirá la longitud de pandeo lateral y permitirá aprovechar la capacidad total de la correa.

Se realizó un análisis similar para la cubierta del bloque D, obteniendo resultados factibles para la instalación del sistema de colectores. Sin embargo, en esta zona se encontraron los siguientes estados de carga: Entre los ejes W y X₁ se tiene una correa de longitud máxima de 4,60 m con dos anchos colaborantes de 1,0 m y 1,15 m y otro entre los ejes X₁ y Z₁ con una longitud de apoyo de 3,83 m con un ancho colaborante de 1,15 m.

Entre los ejes V y X₁ se debe reforzar el tramo de 4,60 m entre los ejes 22 y 27, con la colocación de una correa adicional de las mismas características de las existentes para formar una caja de apoyo en este tramo, según se ilustra en la Figura A4.

En el bloque D se mantiene la recomendación general para un mejor funcionamiento de la estructura, esto es la colocación de un perfil de arriostramiento (L20x20x2 mm) al centro de las correas con el objetivo de disminuir la longitud de pandeo lateral y aprovechar la capacidad total de la correa.

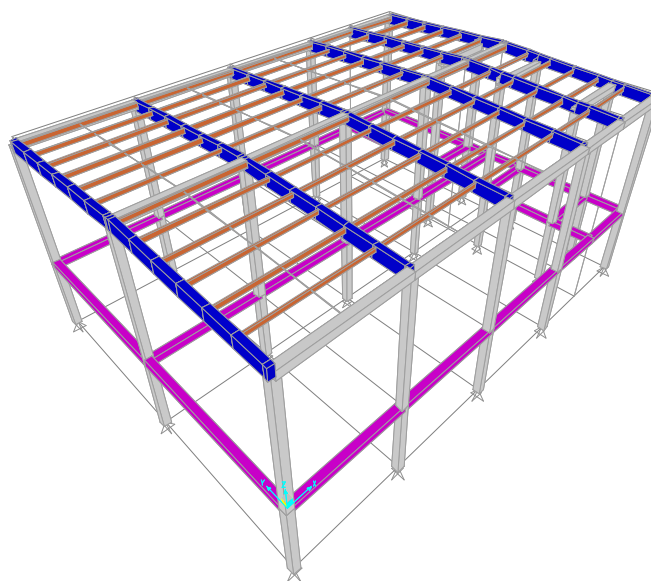
Figura A4. Esquema de la cubierta del Bloque B con la recomendación de colocación de correas adicionales.



Fuente: Dirección de Infraestructura Universidad de Cuenca.

Por otro lado, se elaboró un modelo tridimensional de toda la estructura utilizando un programa de elementos finitos SAP 2000 para verificar los elementos estructurales en general. En la Figura A5 se presenta este modelo.

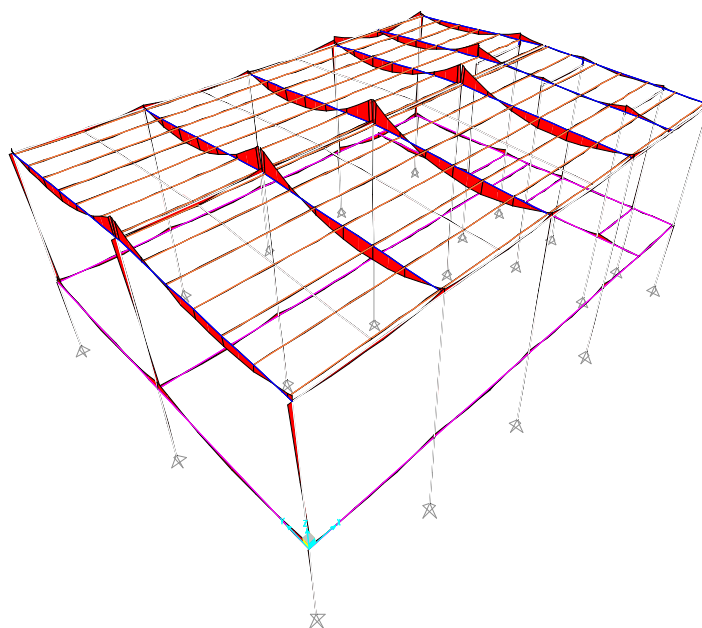
Figura A5. *Modelo 3D de la estructura del bloque B (elementos finitos).*



Fuente: Elaborado por Andrea Chasi en SAP 2000.

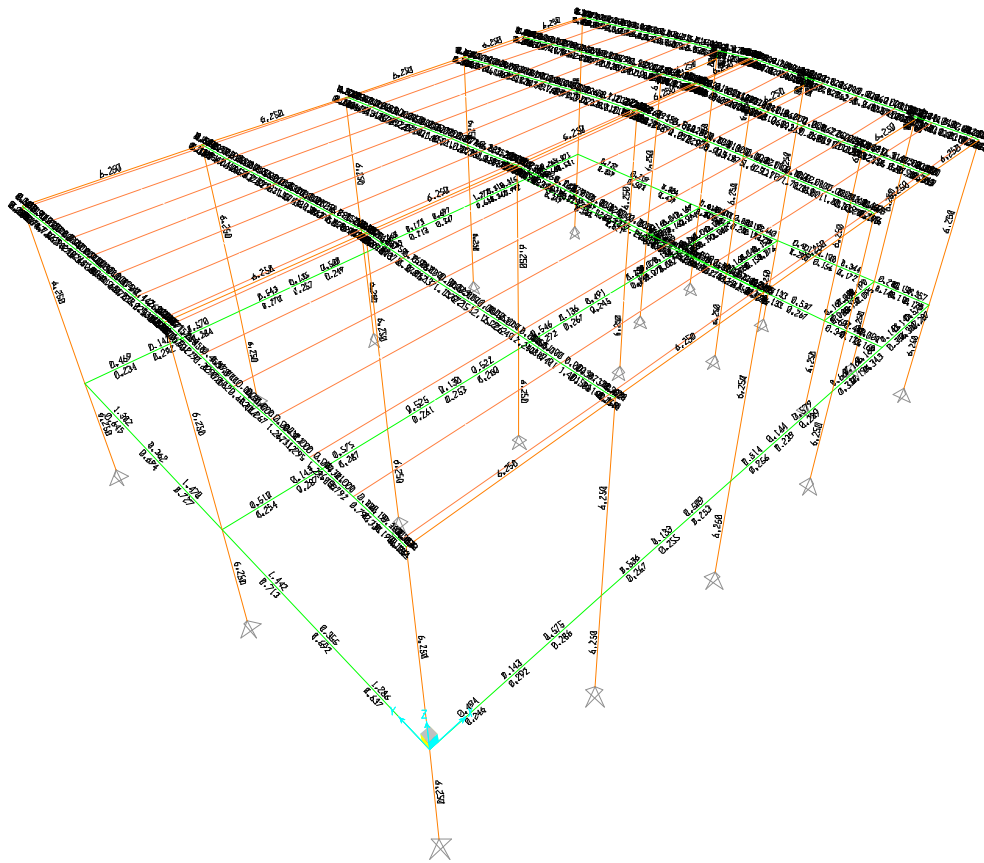
El modelo representado en la Figura A6 fue cargado de acuerdo con el detalle de las cargas especificadas en la Tabla A2 y la Tabla A3, lo que permitió evaluar los esfuerzos generados. Seguidamente, se presentan los resultados obtenidos.

Figura A6. *Diagrama de Momentos en el modelo del bloque B.*



Fuente: Elaborado por Andrea Chasi en SAP 2000.

Figura A7. Comprobación de diseño de los elementos de hormigón.



Fuente: Elaborado por Andrea Chasi en SAP 2000.

Tras el análisis realizado, se concluye que en los bloques B y D es viable la instalación de los colectores solares en sus respectivas cubiertas. Los esfuerzos generados se mantienen dentro de los límites admisibles de la estructura de estos dos bloques.

Anexo B. Cálculo de geometría solar.

Mes	Día promedio	Hora Local	Longitud local Lloc (°)	Longitud estándar de tiempo Lst (°)	C1 (°)	B	E (°)	Hora solar (h)	Ángulo horario ω (°)	Ángulo de Declinación solar δ (°)	Ángulo de incidencia θ (°)	Ángulo Cenital θ_z (°)	Ángulo del amanecer o caso ω_s (°)	Número de horas luz N (h)
Enero	17	12	79,01	75	-0,27	15,78	-0,16	11,58	-6,34	-20,92	28,70	19,05	91,11	12,15
Febrero	47	12				45,37	-0,24	11,50	-7,57	-12,95	21,42	12,54	90,67	12,09
Marzo	75	12				72,99	-0,16	11,58	-6,35	-2,42	11,43	6,36	90,12	12,02
Abril	105	12				102,58	0,00	11,73	-4,07	9,41	4,65	12,97	89,52	11,94
Mayo	135	12				132,16	0,07	11,80	-3,03	18,79	12,06	21,90	89,01	11,87
Junio	162	12				158,79	0,01	11,75	-3,81	23,09	16,40	26,25	88,76	11,83
Julio	198	12				194,30	-0,10	11,63	-5,51	21,18	15,06	24,68	88,87	11,85
Agosto	228	12				223,89	-0,08	11,65	-5,18	13,45	8,15	17,15	89,31	11,91
Septiembre	258	12				253,48	0,08	11,81	-2,85	2,22	5,65	5,86	89,89	11,99
Octubre	288	12				283,07	0,24	11,97	-0,41	-9,60	16,70	6,71	90,49	12,07
Noviembre	318	12				312,66	0,26	11,99	-0,18	-18,91	26,01	16,01	90,99	12,13
Diciembre	344	12				338,30	0,12	11,85	-2,23	-23,05	30,23	20,26	91,24	12,16

Anexo C. Cálculo de radiación solar.

Mes	n	Constante solar G _{sc} (W m ⁻²)	Radiación extraterrestre G _{ext} (W m ⁻²)	Rad.solar.Horizontal diaria Extraterrestre Ho (MJ m ⁻²)	Coeficientes de regresión		Prom. mes. Rad. Solar diaria terrestre H̄ (MJ m ⁻²)	Índice de claridad mensual K _t	Prom. mes diario de radiación difusa H _d (MJ m ⁻²)	Prom. mes diario de radiación directa H _b (MJ m ⁻²)	Ángulo de hora de ocaso en sup. inclinada w' _s (°)	Factor de conversión Rad. Directa R _b	Factor de conversión Rad. Difusa R _d	Factor de conversión Rad. Reflejada R _T	Rad.solar.en un plano inclinado H _T (MJ m ⁻²)	
					a	b										
Enero	17	1367	1410,19	36,19	0,18	0,58	15,46	0,43	6,75	8,70	89,91	1,08	0,992	0,0015		16,10
Febrero	47		1398,13	37,43			16,04		6,99	9,06	89,95	1,04				16,36
Marzo	75		1379,46	37,86			16,30		7,06	9,23	89,99	0,99				16,15
Abril	105		1356,42	36,74			15,89		6,86	9,04	90,04	0,93				15,23
Mayo	135		1336,15	34,72			15,08		6,48	8,60	90,08	0,88				14,02
Junio	162		1324,67	33,44			14,55		6,24	8,31	90,10	0,85				13,32
Julio	198		1323,49	33,87			14,73		6,32	8,41	90,09	0,87				13,58
Agosto	228		1335,03	35,65			15,45		6,65	8,79	90,05	0,91				14,62
Septiembr e	258		1354,92	37,19			16,04		6,94	9,10	90,01	0,97				15,69
Octubre	288		1377,96	37,33			16,02		6,96	9,05	89,96	1,02				16,19
Noviembre	318		1398,13	36,34			15,54		6,78	8,75	89,92	1,07				16,09
Diciembre	344		1409,20	35,63			15,20		6,65	8,55	89,90	1,09				15,93

Anexo D. Equipo de medición Aranet 4.



Anexo E. Mediciones de temperatura, humedad relativa y presión atmosférica con el equipo Aranet 4 en las instalaciones del CREDU.

Tiempo (DD/MM/AAAA h:mm:ss)	Temperatura (°C)	Humedad Relativa (%)	Presión atmosférica (hPa)
16/4/2024 10:40	22,1	53	756,1
16/4/2024 10:45	24,7	67	756
16/4/2024 10:50	25,2	65	756
16/4/2024 10:55	26,5	68	756
16/4/2024 11:00	27	72	756
16/4/2024 11:05	27,1	77	755,8
16/4/2024 11:10	28	62	756
16/4/2024 11:15	28,6	62	755,8
16/4/2024 11:20	29	61	756
16/4/2024 11:25	29,3	59	755,8
16/4/2024 11:30	28,7	59	755,7
16/4/2024 11:35	28,8	63	755,7
16/4/2024 11:40	28,9	66	756
16/4/2024 11:45	29,9	56	756
16/4/2024 11:50	30,1	60	755,6
16/4/2024 11:55	30,4	57	755,6
16/4/2024 12:00	30,7	59	755,5
16/4/2024 12:05	30,9	57	756
16/4/2024 12:10	30,7	54	755,5
16/4/2024 12:15	30,8	64	755
16/4/2024 12:20	32	54	755,6
Promedio	28,5	61,7	755,8

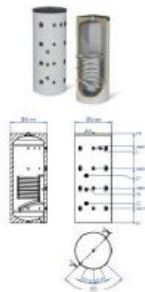
Anexo F. Información del tanque de almacenamiento Chromagen con intercambiador de calor interno.

Buffer Tanks - Single Heat Exchanger

MODEL		160lt Ø600	200lt Ø600	300lt Ø600	400lt Ø700	500lt Ø700	800lt Ø1050	1000lt Ø1050	1500lt Ø1200	2000lt Ø1300
Capacity	Lt	157	192	289	407	474	780	966	1465	1982
Net weight	kg	59	66	85	107	145	175	202	248	307
Insulation	mm	50	50	50	50	50	100	100	100	100
Heat Exchanger surface C1	m ²	0,85	0,95	1,48	1,65	2,06	2,69	3,18	3,52	4,69
Heat Exchanger capacity C1	Lt	5,10	5,74	8,93	10,21	12,44	22,28	26,00	29,00	38,58
Heat Exchanger output (60-80°C) C1	kW	26	32	36	45	52	62	78	107	120
DHW Continuous flow rate (60-80°C) C1	L/h	515	620	710	830	1005	1470	1930	2640	2960
Heat losses ΔT 45K	kWh/24h	1,2	1,4	1,7	2,3	2,4	4,1	4,5	5,3	6,5
Energy efficiency class		B	B	B	C	C	-	-	-	-
Maximum operational temperature	°C	95	95	95	95	95	95	95	95	95
Rated pressure	bar	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Rated pressure of the heat exchanger	bar	6	6	6	6	6	6	6	6	6
NL factor C1		2,8	4,2	8,6	12,5	19	28	36	54	71

MODEL		160lt Ø600	200lt Ø600	300lt Ø600	400lt Ø700	500lt Ø700	800lt Ø1050	1000lt Ø1050	1500lt Ø1200	2000lt Ø1300
External Diameter	D ext	mm	600	600	600	700	1050	1050	1200	1300
Internal Diameter	D int	mm	500	500	500	600	850	850	1000	1100
Height	HT	mm	1045	1235	1760	1722	1718	2048	2213	2453
Lower HE Outlet	C	mm	247	347	347	373	467	467	514	523
Lower HE Inlet	D	mm	607	752	977	913	1048	1072	1182	1293
Sensor Pocket 1	G	mm	427	549	662	643	710	769	824	908
Thermo Level	Q1	mm	248	248	248	274	347	347	394	384
Thermo Level	Q2	mm	429	492	667	663	747	686	796	867
Thermo Level	Q3	mm	610	736	1086	1052	1219	1025	1245	1339
Thermo Level	Q4	mm	791	981	1506	1442	1692	1365	1695	1812
Sensor Level	P1	mm	248	248	248	274	347	347	394	384
Sensor Level	P2	mm	429	492	667	663	747	686	796	867
Sensor Level	P3	mm	610	736	1086	1052	1219	1025	1245	1339
Sensor Level	P4	mm	791	981	1506	1442	1692	1365	1695	1812
Thermometer	L	mm	791	981	1506	1442	1692	1365	1695	1812

		160lt-500lt	800lt-2000lt
Lower HE Outlet	C	F 1"	F 1 1/2"
Lower HE Inlet	D	F 1"	F 1 1/2"
Sensor Pocket 1	G	F 1/2"	F 1/2"
Thermo Level	Q1-4	F 1 1/2"	F 1 1/2"
Sensor Level	P1-4	F 1/2"	F 1/2"
Air Ventilation	AV	F 1 1/2"	F 1 1/2"
Thermometer	L	F 1/2"	F 1/2"



Anexo G. Datos técnicos de los modelos de Heliocol.

Dimensiones y Parámetros de Diseño

Tipo de Colectores		HC-50 1.2x3.85m 4'x12.5'	HC-40 1.2x3.23m 4'x10.5'	HC-38 1.2x2.92m 4'x10'	HC-30 1.2x2.31m 4'x8'
No. Cat de M.E.E		127112	127111	127110	127108
Largo	m	3.85	3.23	2.92	2.31
Ancho	m	1.2	1.2	1.2	1.2
Superficie	m ²	4.65	3.85	3.52	2.77
Peso "Seco"	Kg.	10	8.5	8.2	6.8
Capacidad	Lit.	14.4	11.7	11.4	7.1
Peso "Húmedo"	Kg.	24	20.5	19.6	15.8
No. de Espaciadores	#	12	10	9	7
Peso de Área Llena	Kg. / m ²	5.16	5.3	5.3	5.7
Rec. Velocidad de Flujo	Lit. / hr	1200	900	900	720

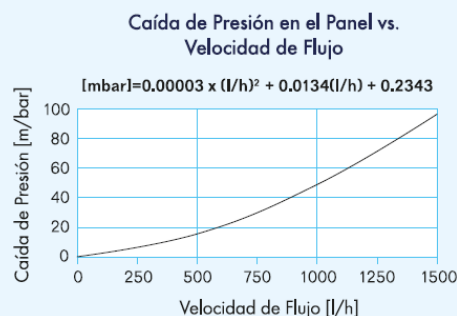


Gráfico de Eficiencia y Ecuaciones del Colector

(Verificado por F.S.E.C. según la norma ASHRAE 96-1989)

Negro	Terracota
$\eta = 0.828 - 18.52 (T_i - T_a) / I$	$\eta = 0.727 - 15.59 (T_i - T_a) / I$
Unidades de $(T_i - T_a) / I$ son $[\text{m}^2 \text{ C/Watt}]$	
$\eta = 0.828 - 3.26 (T_i - T_a) / I$	$\eta = 0.727 - 2.75 (T_i - T_a) / I$
Unidades de $(T_i - T_a) / I$ son $[\text{h} / \text{ft}^2 \text{ F/BTU}]$	

Collector Data

Collector Model	HC-50	HC-40	HC-38	HC-30
Size, Nominal	4' x 12.5'	4' x 10.5'	4' x 9.5'	4' x 8'
Width	46.56"	46.56"	46.56"	46.56"
Length	151.44"	127.00"	114.84"	91.00"
Aperture Area	48.23 sq ft	40.68 sq ft	36.68 sq ft	29.15 sq ft
Manifold Diameter	2"	2"	2"	2"
Dry Weight	22 lbs	19 lbs	18 lbs	15 lbs
Volume Capacity	3.7 gal	3.1 gal	2.8 gal	2.4 gal
Working Pressure	90 psi	90 psi	90 psi	90 psi
Burst Pressure	270 psi	270 psi	270 psi	270 psi
Typical Flow	5 - 7 gpm	4 - 6 gpm	3.8 - 5.5 gpm	3 - 4.4 gpm

Anexo H. Datos técnicos de los modelos de Vitosol 200 FM.

Datos técnicos

Indicación

Viessmann no asumirá ninguna responsabilidad si se utiliza Vitosol 200-FM, modelo SV2F/SH2F en regiones cercanas a la costa.

Datos técnicos

Modelo		SV2F	SH2F
Superficie bruta	m ²	2,51	2,51
(dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)			
Superficie de absorción	m ²	2,31	2,31
Superficie de apertura	m ²	2,33	2,33
Distancia entre colectores	mm	21	21
Dimensiones			
Anchura	mm	1056	2380
Altura	mm	2380	1056
Profundidad	mm	90	90
Valores de potencia del área de trabajo del colector			
Rendimiento óptico			
– Superficie de absorción	%	82,3	82,6
– Superficie bruta		75,7	76,0
Coefficiente de pérdida de calor k_1			
– Superficie de absorción	W/(m ² · K)	4,421	4,380
– Superficie bruta		4,069	4,031
Coefficiente de pérdida de calor k_2			
– Superficie de absorción	W/(m ² · K ²)	0,022	0,037
– Superficie bruta		0,020	0,034
Valores de potencia teóricos sobre todo el rango de temperatura			
Rendimiento óptico			
– Superficie de absorción	%	82,7	82,9
– Superficie bruta		76,1	76,3
Coefficiente de pérdida de calor k_1			
– Superficie de absorción	W/(m ² · K)	4,791	4,907
– Superficie bruta		4,410	4,516
Coefficiente de pérdida de calor k_2			
– Superficie de absorción	W/(m ² · K ²)	0,025	0,029
– Superficie bruta		0,023	0,026
Capacidad térmica	kJ/(m ² · K)	4,89	5,96
Peso	kg	39	40
Volumen de líquido	Litros	1,83	2,4
(medio portador de calor)			
Presión de servicio admisible	bar/MPa	6/0,6	6/0,6
Durante la instalación de una válvula de seguridad de 8 bar (accesorio)	bar/MPa	8/0,8	8/0,8
Máx. temperatura de inactividad del colector	°C	145	145
Capacidad de producción de vapor			
– Posición de montaje favorable	W/m ²	0	0
– Posición de montaje desfavorable	W/m ²	0	0
Conexión	Ø mm	22	22

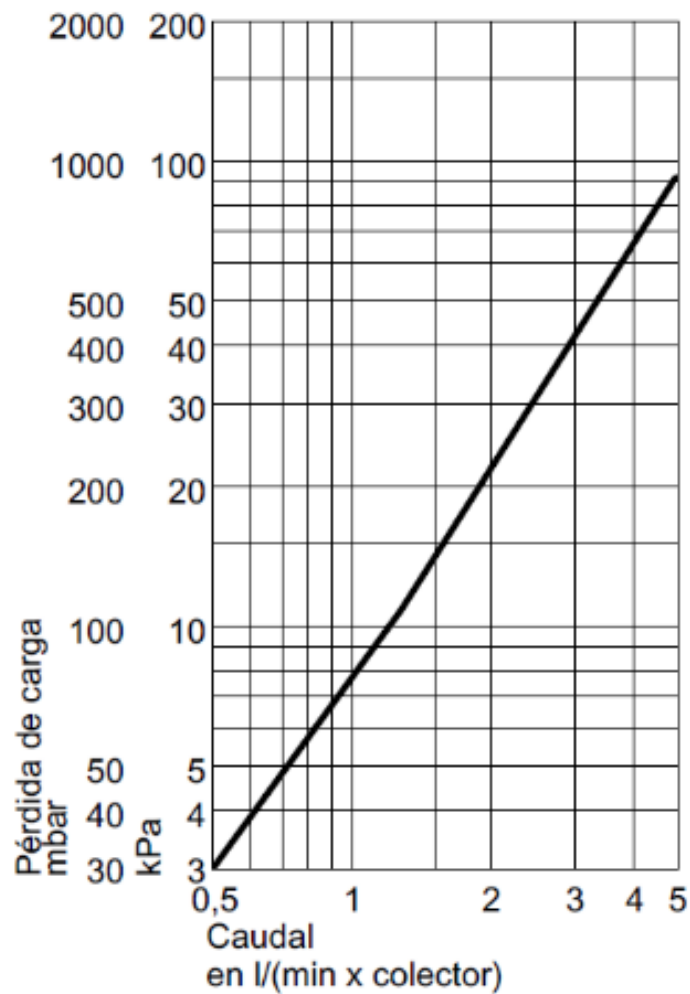
Datos técnicos para determinar la clase de eficiencia energética (etiqueta ErP)

Modelo		SV2F	SH2F
Superficie de apertura	m ²	2,33	2,33
Los siguientes valores hacen referencia a la superficie de apertura:			
– Rendimiento del colector η_{col} , con una diferencia de temperatura de 40 K	%	59	58
– Rendimiento óptico	%	82	82
– Coeficiente de pérdida de calor k_1	W/(m ² · K)	4,75	4,86
– Coeficiente de pérdida de calor k_2	W/(m ² · K ²)	0,024	0,028
Factor de corrección de ángulo IAM		0,89	0,89

Anexo I. Gráfico de pérdidas de carga del colector Vitosol 200 FM.

Pérdida de carga de Vitosol-FM/F, modelos SV y SH

Referida al agua, se corresponde con Tyfocor LS a aprox. 60 °C



Fuente: (Viessman, 2019).

Anexo J. Flujos de caja para el sistema Heliocol 50.

Periodo (i)	Flujos de caja (FC)	FC $(1+r)^{-i}$
1	\$17.954,44	\$15.979,39
2	\$17.954,44	\$14.221,60
3	\$17.954,44	\$12.657,17
4	\$17.954,44	\$11.264,84
5	\$17.954,44	\$10.025,67
6	\$17.954,44	\$8.922,81
7	\$17.954,44	\$7.941,27
8	\$17.954,44	\$7.067,70
9	\$17.954,44	\$6.290,23
10	\$17.954,44	\$5.598,28
11	\$17.954,44	\$4.982,45
12	\$17.954,44	\$4.434,36
13	\$17.954,44	\$3.946,57
14	\$17.954,44	\$3.512,43
15	\$17.954,44	\$3.126,05
16	\$17.954,44	\$2.782,17
17	\$17.954,44	\$2.476,12
18	\$17.954,44	\$2.203,74
19	\$17.954,44	\$1.961,32
20	\$17.954,44	\$1.745,57

Fuente: Elaboración propia

Anexo K. Flujos de caja para el sistema Vitosol 200 FM.

Periodo (i)	Flujos de caja (FC)	FC $(1+r)^{-i}$
1	\$22.056,75	\$19.630,43
2	\$22.056,75	\$17.471,01
3	\$22.056,75	\$15.549,14
4	\$22.056,75	\$13.838,68
5	\$22.056,75	\$12.316,37
6	\$22.056,75	\$10.961,53
7	\$22.056,75	\$9.755,72
8	\$22.056,75	\$8.682,56
9	\$22.056,75	\$7.727,45
10	\$22.056,75	\$6.877,40
11	\$22.056,75	\$6.120,86
12	\$22.056,75	\$5.447,54
13	\$22.056,75	\$4.848,29
14	\$22.056,75	\$4.314,97
15	\$22.056,75	\$3.840,30
16	\$22.056,75	\$3.417,86

17	\$22.056,75	\$3.041,88
18	\$22.056,75	\$2.707,26
19	\$22.056,75	\$2.409,45
20	\$22.056,75	\$2.144,41

Fuente: Elaboración propia

Anexo L. Flujos de caja para el cálculo del PRS y PRD para el sistema Heliocol 50

Periodo (i)	Flujos de caja Neto	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja neto descontado	Flujo de caja acumulado descontado
0	\$-31.120,34	\$-31.120,34		\$-31.120,34
1	\$17.954,44	\$-13.165,90	\$16.030,75	\$-15.089,59
2	\$17.954,44	\$4.788,54	\$14.313,17	\$-776,42
3	\$17.954,44	\$22.742,98	\$12.779,62	\$12.003,19
4	\$17.954,44	\$40.697,42	\$11.410,37	\$23.413,56
5	\$17.954,44	\$58.651,86	\$10.187,83	\$33.601,39
6	\$17.954,44	\$76.606,29	\$9.096,28	\$42.697,67
7	\$17.954,44	\$94.560,73	\$8.121,68	\$50.819,35
8	\$17.954,44	\$112.515,17	\$7.251,50	\$58.070,85
9	\$17.954,44	\$130.469,61	\$6.474,55	\$64.545,40
10	\$17.954,44	\$148.424,05	\$5.780,85	\$70.326,25
11	\$17.954,44	\$166.378,49	\$5.161,47	\$75.487,72
12	\$17.954,44	\$184.332,93	\$4.608,46	\$80.096,18
13	\$17.954,44	\$202.287,37	\$4.114,69	\$84.210,87
14	\$17.954,44	\$220.241,81	\$3.673,83	\$87.884,70
15	\$17.954,44	\$238.196,25	\$3.280,21	\$91.164,91
16	\$17.954,44	\$256.150,69	\$2.928,76	\$94.093,67
17	\$17.954,44	\$274.105,13	\$2.614,96	\$96.708,63
18	\$17.954,44	\$292.059,56	\$2.334,79	\$99.043,42
19	\$17.954,44	\$310.014,00	\$2.084,63	\$101.128,05
20	\$17.954,44	\$327.968,44	\$1.861,28	\$102.989,33

Fuente: Elaboración propia

Anexo M. Flujos de caja para el cálculo del PRS y PRD para el sistema Vitosol 200 FM.

Periodo (i)	Flujos de caja Neto	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja neto descontado	Flujo de caja acumulado descontado
0	\$-71.719,10	\$-71.719,10		\$-71.719,10
1	\$22.056,75	\$-49.662,35	\$19.693,53	\$-52.025,57
2	\$22.056,75	\$-27.605,60	\$17.583,51	\$-34.442,07
3	\$22.056,75	\$-5.548,85	\$15.699,56	\$-18.742,51
4	\$22.056,75	\$16.507,90	\$14.017,46	\$-4.725,05

5	\$22.056,75	\$38.564,65	\$12.515,59	\$7.790,55
6	\$22.056,75	\$60.621,40	\$11.174,64	\$18.965,18
7	\$22.056,75	\$82.678,15	\$9.977,35	\$28.942,54
8	\$22.056,75	\$104.734,90	\$8.908,35	\$37.850,89
9	\$22.056,75	\$126.791,65	\$7.953,89	\$45.804,77
10	\$22.056,75	\$148.848,40	\$7.101,68	\$52.906,46
11	\$22.056,75	\$170.905,15	\$6.340,79	\$59.247,24
12	\$22.056,75	\$192.961,90	\$5.661,42	\$64.908,66
13	\$22.056,75	\$215.018,65	\$5.054,84	\$69.963,50
14	\$22.056,75	\$237.075,40	\$4.513,25	\$74.476,75
15	\$22.056,75	\$259.132,15	\$4.029,69	\$78.506,43
16	\$22.056,75	\$281.188,90	\$3.597,93	\$82.104,37
17	\$22.056,75	\$303.245,65	\$3.212,44	\$85.316,81
18	\$22.056,75	\$325.302,40	\$2.868,25	\$88.185,06
19	\$22.056,75	\$347.359,15	\$2.560,94	\$90.746,00
20	\$22.056,75	\$369.415,90	\$2.286,55	\$93.032,55

Fuente: Elaboración propia

Anexo N. Diagrama metodológico para selección del sistema solar térmico para calentamiento de agua para piscina y ACS para duchas.

