

Maestría en

Energías Renovables

Trabajo de investigación previo a la obtención del título de

Magíster en (Nombre Maestría)

AUTORES:

Cuello Chungandro Alexis Daniel

Gómez Muñoz Jonathan Fernando

Riera Carbo Alberto Fernando

Subía Pico José Antonio

TUTORES:

VLADIMIR BENAVIDES

EDUARDO NEGUERUELA

ALEXANDER PAUL CORAL CEDEÑO

FRANCISCO GONZÁLEZ HIERRO

IGNACIO REBOLLO RICO

**Diseño y evaluación técnico y económica de sistemas solar fotovoltaico y solar térmico
para la optimización energética de la Universidad Internacional del Ecuador**

Quito, junio 2026

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

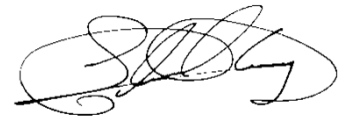
Certificación de autoría

Nosotros, **Cuello Chungandro Alexis Daniel, Gómez Muñoz Jonathan Fernando, Riera Carbo Alberto Fernando, Subía Pico José Antonio**, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido presentado anteriormente para ningún grado o calificación profesional y que se ha consultado la bibliografía detallada.

Cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), para que sea publicado y divulgado en internet, según lo establecido en la Ley de Propiedad Intelectual, su reglamento y demás disposiciones legales.



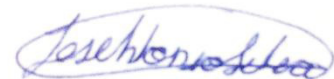
Cuello Chungandro Alexis Daniel



Gómez Muñoz Jonathan Fernando



Riera Carbo Alberto Fernando



Subía Pico José Antonio

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

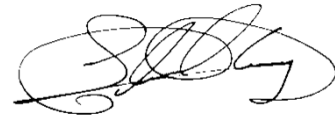
Autorización de Derechos de Propiedad Intelectual

Nosotros, **Cuello Chungandro Alexis Daniel, Gómez Muñoz Jonathan Fernando, Riera Carbo Alberto Fernando, Subía Pico José Antonio**, en calidad de autores del trabajo de investigación titulado ***Título del trabajo de investigación xxxxx***, autorizamos a la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE) para hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contiene esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación. Los derechos que como autores nos corresponden, lo establecido en los artículos 5, 6, 8, 19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento en Ecuador.

D. M. Quito, (mes año)



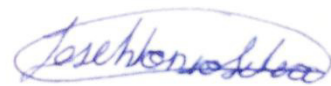
Cuello Chungandro Alexis Daniel



Gómez Muñoz Jonathan Fernando



Riera Carbo Alberto Fernando



Subía Pico José Antonio

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Aprobación de dirección y coordinación del programa

Nosotros, **Eduardo Negueruela (Director EIG) y Marcelo Cabrera (Coordinador UIDE)**, declaramos que los graduandos: **Cuello Chungandro Alexis Daniel, Gómez Muñoz Jonathan Fernando, Riera Carbo Alberto Fernando, Subia Pico José Antonio** son los autores exclusivos de la presente investigación y que ésta es original, auténtica y personal de ellos.

NEGUERUELA
SAMANIEGO
Eduardo
(GCA517)

Firmado digitalmente por
NEGUERUELA
SAMANIEGO Eduardo
(GCA517)
Fecha: 2026.06.20
17:51:24 +02'00'

Eduardo Negueruela
Director/a de la
Maestría en Energías renovables

VLADIMIR
ALEKSEY
BENAVIDES
JARA

Firmado
digitalmente por
VLADIMIR ALEKSEY
BENAVIDES JARA
Fecha: 2026.06.20
09:55:21 -05'00'

Vladimir Benavides
Coordinador/a de la
Maestría en Energías renovables

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

DEDICATORIA

A nuestros profesores, quienes a lo largo de este proceso compartieron sus conocimientos, experiencias y enseñanzas. Su guía, exigencia y compromiso con nuestra formación fueron una fuente de inspiración para ampliar nuestras capacidades, aprender de nuestro pensamiento crítico y motivarnos a alcanzar cada uno de los objetivos planteados durante esta maestría.

A nuestras familias, por su apoyo incondicional, comprensión y confianza durante cada etapa de este camino. Su compañía fue fundamental para superar los desafíos que se presentaron y sobre todo, el darnos la motivación necesaria para continuar avanzando, incluso en los momentos de mayor exigencia. Este logro también les pertenece a ellos, porque fueron parte esencial de nuestro esfuerzo.

A nuestros padres, quienes con su ejemplo de trabajo, perseverancia y valores nos enseñaron desde temprana edad la importancia de la disciplina y la constancia. Su sacrificio, dedicación y apoyo han sido fundamentales para conseguir nuestras metas personales y profesionales. Gracias por creer siempre en nosotros.

A nuestros hijos, quienes representan nuestra mayor fuente de amor, inspiración y fortaleza. Cada paso dado en este proceso estuvo motivado por el deseo de ser un ejemplo para ustedes y demostrarles que los objetivos pueden alcanzarse cuando se trabaja con esfuerzo, compromiso y perseverancia.

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

AGRADECIMIENTOS

La culminación de esta maestría representa el resultado de un proceso de aprendizaje, esfuerzo y crecimiento personal que no habría sido posible sin el apoyo de muchas personas e instituciones que nos acompañaron a lo largo de este camino.

En primer lugar, expresamos nuestro más sincero agradecimiento a Dios, por brindarnos la fortaleza, la salud y la sabiduría necesarias para enfrentar cada desafío y permitirme alcanzar esta importante meta académica y profesional.

Agradecemos a la Universidad Internacional del Ecuador y a todos los docentes que formaron parte de esta maestría, por compartir sus conocimientos, experiencias y visión profesional. Sus enseñanzas contribuyeron muchísimo a nuestra formación, fortaleciendo nuestras capacidades técnicas, analíticas y de liderazgo, las cuales serán fundamentales para el desarrollo futuro.

Nuestro reconocimiento especial a los directores, tutores y profesionales que aportaron con su orientación y recomendaciones durante el desarrollo de este trabajo de investigación.

A nuestras familias, por su apoyo incondicional, comprensión y paciencia durante todo este proceso. Gracias por acompañarnos en cada etapa, por motivarnos a continuar

cuando los aspectos académicos y profesionales parecen difíciles de equilibrar, y por celebrar cada logro alcanzado.

A nuestros padres, por ser el ejemplo permanente de esfuerzo, honestidad y perseverancia. Los valores que me inculcaron han sido fundamentales para afrontar los retos de la vida y para comprender que los grandes objetivos se alcanzan mediante trabajo constante y dedicación.

A nuestros hijos, quienes fueron una fuente permanente de inspiración y motivación. Su amor, alegría y confianza nos impulsaron a seguir adelante en los momentos más exigentes de esta maestría, recordándome siempre la importancia de superarme y crecer tanto personal como profesionalmente.

RESUMEN

La creciente demanda energética a nivel mundial, junto con la necesidad de reducir el impacto ambiental asociado al uso de combustibles fósiles, ha impulsado el desarrollo e implementación de tecnologías basadas en fuentes de energía renovable. Dentro de estas alternativas, la energía solar se ha consolidado como una de las opciones más prometedoras debido a su disponibilidad, sostenibilidad y capacidad de adaptación a diferentes aplicaciones. En el caso del Ecuador, las condiciones geográficas privilegiadas permiten contar con niveles de radiación solar favorables durante gran parte del año, generando oportunidades importantes en el campo.

La presente investigación analiza de manera conjunta dos tecnologías: la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica. La primera está orientada a la generación de energía eléctrica mediante la conversión directa de la radiación solar a través de paneles fotovoltaicos, mientras que la segunda aprovecha la energía térmica del sol para la producción de agua caliente sanitaria y otras aplicaciones de calentamiento.

El estudio fotovoltaico se centra en la evaluación del potencial solar disponible, las condiciones climáticas y los criterios técnicos necesarios para la implementación de sistemas de generación eléctrica en instalaciones universitarias. Asimismo, se analizan las ventajas asociadas a esta tecnología, tales como la reducción del consumo energético convencional, la disminución de emisiones contaminantes y la posibilidad de diversificar las fuentes de abastecimiento energético mediante sistemas renovables.

Por su parte, el estudio solar térmico contempla el diseño y dimensionamiento de un sistema de calentamiento de agua sanitaria para diferentes edificaciones del campus de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE). Para ello, se realiza un análisis de la demanda térmica, disponibilidad de radiación solar, selección de equipos, sistemas de acumulación y criterios de diseño que permitan garantizar un funcionamiento eficiente y confiable. Adicionalmente, se incorpora una evaluación económica y financiera que considera costos de inversión, operación, mantenimiento y diferentes escenarios de financiamiento.

Los resultados obtenidos evidencian que ambas tecnologías representan alternativas técnicamente viables y económicamente atractivas para aplicaciones institucionales. La integración de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos permite aprovechar de manera más eficiente el recurso solar disponible, contribuyendo a la reducción de costos operativos, al fortalecimiento de la sostenibilidad energética y a la disminución del impacto ambiental.

Finalmente, la investigación demuestra que las instituciones académicas pueden desempeñar un papel importante en la adopción de tecnologías renovables, convirtiéndose en espacios de innovación y referencia para futuras implementaciones. El caso de estudio desarrollado para la UIDE constituye una base técnica y económica que puede servir de apoyo para la toma de decisiones relacionadas con proyectos de energía solar en el Ecuador, promoviendo modelos energéticos más sostenibles, eficientes y alineados con los desafíos actuales del desarrollo energético y ambiental.



Palabras Claves:

Energía solar; sistemas fotovoltaicos; energía solar térmica; energías renovables; eficiencia energética; sostenibilidad; Ecuador; sistemas energéticos en campus universitario; estudio de factibilidad; sistemas solares híbridos

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

ABSTRACT

The growing global energy demand, together with the need to reduce the environmental impact associated with fossil fuel consumption, has driven the development and implementation of renewable energy technologies. Among these alternatives, solar energy has emerged as one of the most promising options due to its availability, sustainability, and adaptability to different applications. In Ecuador, favorable geographical conditions provide high levels of solar radiation throughout most of the year, creating significant opportunities for the development of solar-based energy projects.

This research jointly analyzes two complementary solar technologies: photovoltaic solar energy and solar thermal energy. The first is focused on electricity generation through the direct conversion of solar radiation using photovoltaic panels, while the second harnesses solar thermal energy for domestic hot water production and other heating applications.

The photovoltaic study evaluates solar potential, climatic conditions, and the technical requirements necessary for the implementation of electrical generation systems in university facilities. It also analyzes the benefits of this technology, such as the reduction of conventional energy consumption, the decrease of pollutant emissions, and the diversification of energy supply sources through renewable systems.

On the other hand, the solar thermal study includes the design and sizing of a domestic hot water heating system for different buildings within the campus of the Universidad Internacional del Ecuador (UIDE). This includes demand analysis, solar radiation availability, equipment selection, storage systems, and design criteria to ensure efficient and reliable operation. Additionally, an economic and financial evaluation is conducted, considering investment costs, operation, maintenance, and different financing scenarios.

The results show that both technologies represent technically viable and economically attractive alternatives for institutional applications. The integration of photovoltaic and solar thermal systems allows for a more efficient use of solar resources, contributing to reduced operating costs, improved energy sustainability, and lower environmental impact.

Finally, the study demonstrates that academic institutions can play a key role in the adoption of renewable technologies, becoming spaces for innovation and reference for future implementations. The case study developed for UIDE provides a technical and economic foundation to support decision-making regarding solar energy projects in Ecuador, promoting more sustainable and efficient energy models aligned with current energy and environmental challenges



Keywords:

Solar energy; photovoltaic systems; solar thermal energy; renewable energy; energy efficiency; sustainability; Ecuador; campus energy systems; feasibility study; hybrid solar systems

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

TABLA DE CONTENIDOS

1. CAPITULO INTRODUCCION	28
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO ..	28
1.2. Objetivos.....	29
1.2.1. Objetivo General.....	29
1.2.2. Objetivos Específicos	29
2. CAPÍTULO SOLAR FOTOVOLTAICO	31
2.1. Análisis integral de la energía solar en el Ecuador: fundamentos, potencial y aplicación en la planificación energética nacional	31
2.2. Fundamentos de la energía solar	31
2.2.1. Niveles de irradiación solar según el Atlas Solar del Ecuador	32
2.2.2. Distribución espacial del recurso solar	32
2.3. Tecnologías solares aplicables en el Ecuador	33
2.3.1. Energía solar fotovoltaica	33
2.3.2. Energía solar térmica	34
2.4. Matriz energética del Ecuador	34
2.5. Marco normativo y planificación energética nacional	35

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

2.6.	Tecnologías y materiales fotovoltaicos disponibles en el mercado	35
2.6.1.	Tecnologías fotovoltaicas basadas en silicio cristalino	36
2.6.1.1.	Tecnología basada silicio monocristalino.....	36
2.6.1.2.	Tecnología basada silicio policristalino.....	36
2.6.2.	Tecnologías fotovoltaicas de capa delgada.....	36
2.6.2.1.	Teluro de cadmio (CdTe).....	37
2.6.2.2.	CIGS	37
2.6.3.	Tecnologías avanzadas y emergentes	37
2.6.3.1.	Heterounión (HJT).....	37
2.6.3.2.	Perovskitas.....	37
2.7.	Consideraciones aplicadas al contexto ecuatoriano.....	38
2.7.1.	Perspectiva de la planificación energética nacional	38
2.8.	Consumo energético y caracterización de la demanda eléctrica de la UIDE	38
2.8.1.	Análisis de Demanda Energética de Bloque 9 de la UIDE	41
2.9.	Diseño técnico y memoria del sistema fotovoltaico on-grid de la UIDE.....	43
2.9.1.	Elaboración de la memoria del proyecto	43
2.9.1.1.	Antecedentes y Justificación Técnica.....	43
2.9.1.2.	Capacidad Máxima Por Instalarse - Análisis de Demanda.....	43

2.9.2. Dimensionamiento de la planta fotovoltaica	44
2.9.2.1. Cálculo de Producción de la Planta Fotovoltáica	44
2.9.2.2. Cálculo del número de paneles	44
2.9.2.3. Cálculo del inversor solar	44
2.9.2.4. Factor de planta real	44
2.9.3. Objetivo del Diseño Técnico	45
2.9.4. Metodología de Diseño y Simulación	45
2.9.4.1. Caracterización del Recurso Solar en Quito	46
2.9.5. Descripción del sistema fotovoltaico	46
2.9.5.1. Parámetros Nominales del Sistema	46
2.9.5.2. Panel Fotovoltáico	47
2.9.5.2.1. Características Eléctricas	47
2.9.5.3. Configuración Eléctrica del Arreglo	48
2.9.5.4. Inversor Fotovoltáico	48
2.9.5.4.1. Características Técnicas	48
2.9.5.5. Configuración de red	49
2.9.6. Resultados Energéticos de Simulación	49
2.9.7. Disposición de la instalación	50

2.9.7.1.	Distribución Física.....	50
2.9.7.2.	Orientación e Inclinación.....	50
2.9.7.3.	Sistema de Estructura	50
2.9.7.4.	Sistema de Protección Eléctrica	50
2.9.7.5.	Configuración Eléctrica.....	51
2.9.7.6.	Punto de Interconexión.....	51
2.9.8.	Nuevo Factor de planta.....	51
2.9.8.1.	Cálculo del inversor solar	51
2.10.	Elaboración del presupuesto de ejecución.....	52
2.10.1.	Evaluación económica – Costo estimado real	52
2.10.2.	Retorno Económico	53
2.11.	Impacto Ambiental y cálculo de reducción de CO2	54
2.12.	Fundamentos del análisis financiero en proyectos solares	55
2.12.1.	Datos base del proyecto	55
2.12.2.	Inversiones.....	56
2.12.3.	Construcción del Flujo de Caja	57
2.12.3.1.	Flujo de Caja del Proyecto	57
2.12.3.2.	Ingreso por ahorro energético (Año 1)	58

2.12.4.	Valor Actual Neto (VAN)	58
2.12.5.	Tasa Interna de Retorno (TIR).....	59
2.12.6.	Payback.....	60
2.12.6.1.	Payback Descontado.....	60
2.13.	Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado para una caseta	61
2.13.1.	Caracterización del recurso solar y parámetros de diseño.....	61
2.13.2.	Análisis y estimación de la demanda energética	62
2.13.3.	Dimensionamiento del sistema de almacenamiento.....	64
2.13.4.	Dimensionamiento del generador fotovoltaico.....	65
2.13.5.	Selección del inversor.....	66
2.13.6.	Selección del regulador de carga	66
2.14.	Selección de materiales y justificación técnica del sistema fotovoltaico aislado	
	67	
2.14.1.	Módulos fotovoltaicos	67
2.14.2.	Banco de baterías.....	67
2.14.3.	Inversor.....	68
2.14.4.	Regulador de carga MPPT.....	68
2.14.5.	Parámetros de rendimiento y criterios de diseño.....	68

2.15.	Descripción de la instalación	68
3.	CAPITULO ENERGIA SOLAR TERMICA	70
3.1.	Concepto y funcionamiento general de un sistema solar térmico	70
3.2.	Demanda energética	70
3.3.	Determinación de la temperatura de operación del sistema	72
3.4.	Definición del sistema auxiliar de apoyo	73
3.5.	Cálculos para proyección del acumulador	73
3.5.1.	Radiación solar (kwh/m2-día)	73
3.5.2.	Factor de corrección k	73
3.5.3.	Demanda mensual ACS	73
3.6.	Justificación técnica y criterios de diseño del sistema de acumulación en instalaciones solares térmicas para calentamiento de agua	74
3.7.	Desfase entre la producción solar y la demanda de agua caliente	74
3.8.	Función termodinámica del acumulador	75
3.9.	Estabilización operativa del sistema solar térmico	76
3.10.	Criterios técnicos para el dimensionamiento de acumuladores	76
3.10.1.	Demanda diaria de agua caliente	76
3.10.2.	Temperatura de almacenamiento	76

3.10.3.	Fracción solar deseada.....	76
3.10.4.	Autonomía térmica	77
3.11.	Volumen óptimo de almacenamiento	77
3.12.	Diagramas de funcionamiento del sistema solar térmico	78
3.12.1.	Diagrama conceptual del sistema	78
3.12.2.	Esquema hidráulico simplificado	78
3.13.	Elección justificada de emplazamiento y ubicación de equipos.....	79
3.13.1.	Colectores solares	79
3.13.2.	Acumuladores térmicos	80
3.13.3.	Sistema auxiliar (calefón a GLP)	80
3.13.4.	Sistema de bombeo y control	80
3.14.	Esquema de principio de la instalación solar térmica.....	80
3.15.	Tipos de sistemas solares térmicos	81
3.15.1.	Sistemas de termosifón o circulación natural	81
3.15.1.1.	Sistemas de circulación forzada	82
3.15.1.2.	Sistemas de concentración solar	82
3.16.	Dimensionamiento de la instalación solar térmica	82
3.16.1.	Planta solar térmica	83

3.16.1.1.	Selección del captador solar	83
3.16.1.2.	Superficie total instalada	84
3.16.1.3.	Parámetros de eficiencia del captador	84
3.17.	Producción energética del sistema solar	84
3.18.	Cálculo del grado de cobertura de la demanda mediante el método F-Chart..	85
3.18.1.	Introducción al método F-Chart	85
3.18.2.	Demanda energética de agua caliente sanitaria	85
3.18.3.	Energía solar disponible	86
3.18.4.	Parámetros adimensionales del método F-Chart	86
3.18.4.1.	Parámetro X.....	86
3.18.4.2.	Parámetro Y	87
3.18.5.	Cálculo de la fracción solar mensual.....	87
3.18.6.	Cálculo mensual	87
3.18.7.	Cálculo del grado de cobertura solar	88
3.18.7.1.	Cálculo de grado de cobertura escuela de deportes.....	88
3.18.8.	Análisis energético anual del sistema	89
3.19.	Areas a ser utilizadas para instalación de los captadores	89
3.20.	Diagrama de funcionamiento del sistema solar térmico.....	89

3.21.	Análisis gráfico del desempeño del sistema	90
3.22.	Resultados del dimensionamiento	91
3.23.	Dimensionamiento de las instalaciones	92
3.24.	Análisis de inversión	92
3.24.1.	Presupuesto del sistema (CAPEX)	92
3.24.1.1.	Escenario de ahorro eléctrico	93
3.25.	Ahorro Anual UIDE	94
3.26.	Retorno de la inversión	95
3.27.	Cálculo del periodo de recuperación simple	95
3.28.	Síntesis de resultados	96
4.	GESTIÓN ECONOMICA Y FINANCIERA	98
4.1.	Análisis económico del sistema fotovoltaico	98
4.1.1.	Marco conceptual	98
4.1.1.1.	Definición de proyecto EPC	98
4.1.1.2.	Potencia Definición de modelo NO EPC	99
4.1.2.	Análisis del modelo EPC AUTOCONSUMO	100
4.1.2.1.	Inversión inicial (CAPEX)	100
4.1.3.	Aplicación del WACC en el proyecto	101

4.1.4. Análisis de costos operativos (opex) del proyecto solar bajo modalidad epc	102
4.1.4.1. Descripción general del proyecto	102
4.1.5. Estructura del OPEX del proyecto.....	103
4.1.6. Hipótesis del Proyecto Solar bajo modalidad EPC	104
4.1.6.1. Tipo de construcción.....	104
4.1.6.1.1. Degradación de la planta	104
4.1.6.1.2. Disponibilidad de la planta	104
4.1.6.1.3. Tasa de actualización de venta de energía eléctrica.....	104
4.1.6.1.4. Tasa de actualización de venta de energía térmica	105
4.1.6.1.5. Tasa de actualización del OPEX (excepto personal)	105
4.1.6.1.6. Tasa de actualización del personal (inflación).....	105
4.1.6.2. Hipótesis y estructura de financiación.....	106
4.1.6.3. Ingresos (REVENUES)	108
4.1.7. Gastos operativos (OPEX)	108
4.1.7.1. Costos operacionales totales	108
4.1.8. EBITDA	109
4.1.9. Amortización	109
4.1.10. Costos financieros	109
4.1.10.1. Préstamo pendiente.....	109

4.1.11.	Indicadores financieros principales	109
4.1.12.	Rentabilidad del proyecto	110
4.1.13.	Proyecto autofinanciado	110
4.2.	Análisis de sistemas de colectores solares térmicos y su evaluación técnico– financiera	111
4.2.1.	Modelo NO EPC	112
4.2.2.	Inversión inicial (CAPEX)	113
4.2.3.	Aplicación del WACC en el proyecto	113
4.3.	Análisis de costos operativos en un sistema solar térmico bajo modalidad EPC	114
4.3.1.	Descripción general del sistema	114
4.3.2.	Estructura del OPEX del proyecto	115
4.3.3.	Hipótesis y estructura de financiación	115
4.3.3.1.	Ingresos (REVENUES)	115
4.3.3.1.1.	Producción de energía térmica	115
4.3.3.1.2.	Ingresos del proyecto	116
4.3.3.2.	Gastos operativos (OPEX)	116
4.3.3.2.1.	Costos operacionales totales	116
4.3.4.	EBITDA	116

4.3.5. Amortización	116
4.3.6. Costos financieros	116
4.3.6.1. Préstamo pendiente.....	116
4.3.7. Indicadores financieros principales	116
4.3.8. Rentabilidad del proyecto	117
4.3.9. Proyecto autofinanciado (100% fondos propios)	117
5. CAPITULO CONCLUSIONES Y APLICACIONES.....	119
5.1. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	119
6. Bibliografía.....	122
7. ANEXOS	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 <i>Irradiación solar promedio por región del Ecuador</i>	32
Tabla 2 <i>Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y su aplicación en el Ecuador</i>	34
Tabla 3 <i>Composición aproximada de la matriz eléctrica del Ecuador</i>	34
Tabla 4 <i>Consumos mensuales [kWH]</i>	40
Tabla 5 <i>Datos generales del emplazamiento</i>	46
Tabla 6 <i>Parámetros nominales del sistema</i>	47
Tabla 7 <i>Indicadores energéticos</i>	49
Tabla 8 <i>Presupuesto estimado del sistema fotovoltaico</i>	53
Tabla 9 <i>Proyecto sistema FV aislado</i>	62
Tabla 10 <i>Descripción de consumos eléctricos</i>	63
Tabla 11 <i>Dimensionamiento del sistema de almacenamiento</i>	65
Tabla 12 <i>Dimensionamiento del generador fotovoltaico</i>	66
Tabla 13 <i>Datos demanda ACS</i>	71
Tabla 14 <i>Volumen óptimo de almacenamiento</i>	77
Tabla 15 <i>Parámetros de captador solar</i>	83
Tabla 16 <i>Dimensionamiento de captador</i>	91
Tabla 17 <i>Dimensionamiento de sistema</i>	92
Tabla 18 <i>Presupuesto CAPEX</i>	92
Tabla 19 <i>Escenario Residencias</i>	93

Tabla 20 <i>Ahorro Anual UIDE</i>	95
Tabla 21 <i>Cálculo de PRS</i>	96
Tabla 22 <i>Inversión necesaria</i>	97
Tabla 23 <i>Datos de proyecto solar mediante EPC</i>	99
Tabla 24 <i>Datos de proyecto solar No EPC</i>	100
Tabla 25 <i>Datos para cálculo de la Waac</i>	101
Tabla 26 <i>OPEX Sistema solar autoconsumo UIDE</i>	103
Tabla 29 <i>Indicador de GLP en UIDE</i>	105
Tabla 30 <i>Estructura financiera</i>	106
Tabla 31 <i>Estructura de financiación</i>	107
Tabla 32 <i>Indicadores financieros con financiamiento</i>	110
Tabla 33 <i>Indicadores financieros con autofinanciamiento</i>	111
Tabla 34 <i>Datos sistema colector solar modo EPC</i>	112
Tabla 35 <i>Datos sistema colector solar modo EPC</i>	112
Tabla 36 <i>Variables para cálculo del WAAC</i>	114
Tabla 37 <i>Resultados de indicadores financieros con financiamiento</i>	117
Tabla 38 <i>Resultados de indicadores financieros con fondos propios</i>	117

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 <i>Mapa de irradiación solar global horizontal del Ecuador</i>	33
Figura 2 <i>Planilla Eléctrica del mes de diciembre del 2023</i>	39
Figura 3 <i>Bloque 9 UIDE</i>	45
Figura 4 <i>Costos del proyecto</i>	56
Figura 5 <i>Balance de costos</i>	57
Figura 6 <i>Plano del campus de la UIDE</i>	71
Figura 7 <i>Esquema de principio del sistema solar térmico propuesto para la UIDE.</i>	80
Figura 8 <i>Comparación entre producción solar y demanda energética.</i>	90
Figura 9 <i>Cobertura solar mensual del sistema</i>	91
Figura 10 <i>OPEX del sistema solar térmico UIDE</i>	115

1. CAPITULO INTRODUCCION

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA E IMPORTANCIA DEL ESTUDIO

La creciente necesidad de adoptar modelos energéticos más sostenibles ha impulsado el desarrollo de tecnologías renovables capaces de complementar las fuentes convencionales de generación de energía. En el caso del Ecuador, a pesar de contar con una matriz energética predominantemente hidroeléctrica, existe la necesidad de diversificar las fuentes de suministro para fortalecer la seguridad energética y reducir la dependencia de recursos limitados o sujetos a variaciones climáticas.

Dentro de este contexto, la energía solar representa una alternativa con alto potencial debido a las condiciones favorables de radiación solar presentes en gran parte del territorio nacional. Sin embargo, aún existe una limitada implementación de soluciones solares integrales que aprovechen simultáneamente la generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos y la producción de energía térmica para calentamiento de agua sanitaria.

La presente investigación surge de la necesidad de evaluar técnica, energética y económicamente ambas tecnologías dentro de un entorno real de aplicación, tomando como caso de estudio las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE). La elección de este escenario responde a la diversidad de consumos energéticos existentes dentro del campus, así como al potencial que presenta para incorporar soluciones renovables que permitan reducir costos operativos, mejorar la eficiencia energética y disminuir el impacto ambiental asociado al consumo de energía convencional.

Adicionalmente, este trabajo busca aportar información técnica y financiera que pueda servir como referencia para futuras implementaciones de sistemas solares en instituciones académicas, edificaciones públicas y proyectos de características similares. De esta manera, la investigación no solo contribuye al conocimiento académico, sino que también proporciona criterios prácticos para la toma de decisiones relacionadas con la transición hacia modelos energéticos más sostenibles.

1.2. Objetivos

1.2.1. *Objetivo General*

Evaluar la viabilidad técnica, energética y económica de la implementación de sistemas solares fotovoltaicos y solares térmicos en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), con el fin de determinar su contribución a la eficiencia energética, reducción de costos operativos y sostenibilidad institucional.

1.2.2. *Objetivos Específicos*

- Analizar el potencial del recurso solar disponible en el Ecuador y las condiciones de irradiación presentes en el campus de la Universidad Internacional del Ecuador para la implementación de tecnologías solares.
- Evaluar técnica y energéticamente un sistema solar fotovoltaico destinado a la generación de energía eléctrica, considerando criterios de diseño, dimensionamiento y desempeño operativo.

- Diseñar y dimensionar un sistema solar térmico para la producción de agua caliente sanitaria en las edificaciones seleccionadas de la UIDE, considerando la demanda térmica existente y las condiciones climáticas locales.
- Analizar los beneficios energéticos y ambientales derivados de la incorporación de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos dentro de una infraestructura universitaria.
- Evaluar la viabilidad económica y financiera de ambos proyectos mediante indicadores como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación (Payback), LCOE y LROE.
- Comparar diferentes esquemas de implementación y financiamiento para identificar las alternativas más favorables desde el punto de vista técnico y económico.
- Generar una referencia técnica y metodológica que pueda ser utilizada para futuras aplicaciones de tecnologías solares renovables en instituciones académicas y edificaciones similares dentro del Ecuador.

2. CAPÍTULO SOLAR FOTOVOLTAICO

2.1. Análisis integral de la energía solar en el Ecuador: fundamentos, potencial y aplicación en la planificación energética nacional

La transición hacia sistemas energéticos sostenibles constituye uno de los principales desafíos estructurales del siglo XXI, las fuentes renovables han dejado de ser consideradas alternativas marginales para convertirse en componentes centrales de las políticas públicas y de la planificación energética a largo plazo. En Ecuador, el proceso de transformación de la matriz eléctrica ha permitido alcanzar una elevada participación de fuentes renovables, principalmente a través del aprovechamiento hidroeléctrico.

2.2. Fundamentos de la energía solar

La energía solar tiene su origen en las reacciones de fusión nuclear que ocurren en el núcleo del Sol, donde núcleos de hidrógeno se combinan para formar helio, liberando grandes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. El aprovechamiento de la energía solar está condicionado por diversos factores físicos, entre los que destacan la irradiancia solar, el ángulo de incidencia de los rayos solares, la duración del día y las condiciones atmosféricas locales.

Las zonas de mayor altitud, particularmente en la región Sierra, presentan valores elevados de irradiación debido a la menor densidad atmosférica y a la reducción de la nubosidad en determinados períodos del año. La región Costa, si bien presenta altos niveles de radiación solar, se ve influenciada por la presencia de nubosidad asociada a la dinámica oceánica, lo que puede reducir la irradiación efectiva en ciertos meses. En la Amazonía, los elevados niveles de precipitación y

nubosidad limitan parcialmente el potencial solar, aunque no lo descartan para aplicaciones específicas, especialmente en sistemas aislados. En las Galápagos se presenta condiciones favorables y una alta pertinencia estratégica para el desarrollo de proyectos solares debido a su dependencia histórica de combustibles fósiles importados.

2.2.1. Niveles de irradiación solar según el Atlas Solar del Ecuador

De acuerdo con el Atlas Solar del Ecuador (Tabla 1), el país presenta valores promedio de irradiación global horizontal que oscilan entre 4,0 y 5,5 kWh/m²·día.

Tabla 1

Irradiación solar promedio por región del Ecuador

Región	Irradiación promedio (kWh/m ² ·día)	Observaciones técnicas
Costa	4,5 – 5,3	Radiación estable, baja estacionalidad
Sierra	4,8 – 5,8	Mayor radiación por efecto de altitud
Amazonía	3,8 – 4,5	Alta nubosidad y humedad
Galápagos	4,5 – 5,5	Potencial estratégico para sistemas híbridos

Nota. Solargis. (2021). Solar resource maps & GIS data: Ecuador.

<https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=ecuador>

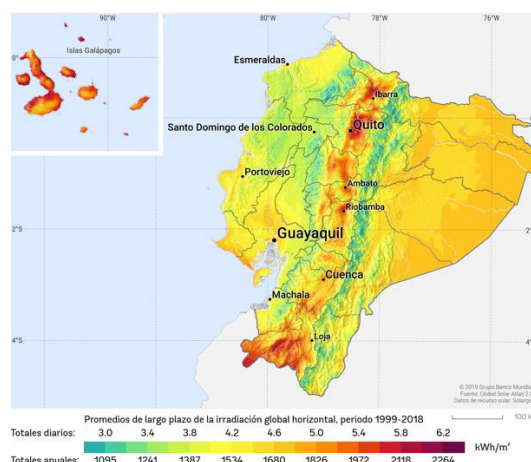
2.2.2. Distribución espacial del recurso solar

La variabilidad espacial del recurso solar puede apreciarse de manera más clara a través de representaciones cartográficas (Figura 1).

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Figura 1

Mapa de irradiación solar global horizontal del Ecuador



Nota. Solargis. (2021). Solar resource maps & GIS data: Ecuador.

<https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=ecuador>

2.3. Tecnologías solares aplicables en el Ecuador

Las tecnologías con mayor relevancia son la fotovoltaica y térmica. La primera ha experimentado un desarrollo acelerado a nivel mundial, impulsado por la reducción de costos, el incremento de la eficiencia y la madurez tecnológica alcanzada en las últimas décadas.

2.3.1. Energía solar fotovoltaica

Esta tecnología es la más difundida debido a su modularidad, facilidad de instalación y reducción progresiva de costos. Puede implementarse en sistemas conectados a la red eléctrica nacional, sistemas aislados y esquemas de generación distribuida (Tabla 2).

Tabla 2

Tipos de sistemas solares fotovoltaicos y su aplicación en el Ecuador

Tipo de sistema	Aplicación	Ventajas principales
Conectado a red	Zonas urbanas e industriales	Reducción de demanda y pérdidas
Aislado	Comunidades rurales	Electrificación sostenible
Híbrido	Zonas no interconectadas	Mayor confiabilidad del sistema

Nota. Elaboración propia (2026).

2.3.2. Energía solar térmica

Se emplea para el calentamiento de agua sanitaria y procesos térmicos de baja y media temperatura. Esta tecnología resulta eficiente en sectores como el residencial, hotelero, hospitalario e industrial, donde permite reducir el consumo de electricidad y combustibles fósiles.

2.4. Matriz energética del Ecuador

Tabla 3

Composición aproximada de la matriz eléctrica del Ecuador

Fuente de generación	Participación estimada (%)
Hidroeléctrica	>70
Térmica	20 – 25
Renovables no convencionales	<5

Nota. Power, L.-C. (2024). Matriz energética de Ecuador 2024.

<https://lowcarbonpower.org/es/region/Ecuador>

El análisis regional evidencia la necesidad de una planificación diferenciada, que considere las particularidades técnicas y ambientales de cada territorio. La baja participación actual de las energías renovables no convencionales evidencia un amplio margen de crecimiento para la energía solar dentro del sistema eléctrico nacional (Tabla 3).

2.5. Marco normativo y planificación energética nacional

El desarrollo de la energía solar en el Ecuador se sustenta en un marco normativo que promueve el uso de energías limpias. La Constitución de la República del Ecuador establece el uso de tecnologías ambientalmente sostenibles como parte del modelo de desarrollo nacional. La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica regula la planificación, operación y expansión del sistema eléctrico, incluyendo la incorporación de energías renovables no convencionales. Asimismo, el Plan Maestro de Electricidad define lineamientos estratégicos para el crecimiento del sector eléctrico, incorporando progresivamente la generación solar.

2.6. Tecnologías y materiales fotovoltaicos disponibles en el mercado

La energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las tecnologías más prometedoras para la generación eléctrica, debido a su carácter renovable, su disponibilidad prácticamente universal y su creciente competitividad frente a las fuentes convencionales. El Ecuador presenta condiciones particularmente favorables para el aprovechamiento de la energía solar, al ubicarse en la zona intertropical, donde la radiación solar es elevada y relativamente constante durante todo el año. La selección adecuada de los materiales y tecnologías fotovoltaicas resulta un factor determinante para maximizar el desempeño energético, asegurar la viabilidad

económica de los proyectos y minimizar los impactos ambientales a lo largo del ciclo de vida de los sistemas.

2.6.1. Tecnologías fotovoltaicas basadas en silicio cristalino

Constituyen el pilar fundamental de la industria fotovoltaica moderna. Su predominio se explica por décadas de investigación y desarrollo, que han permitido optimizar los procesos de fabricación, mejorar la calidad del material semiconductor y reducir progresivamente los costos de producción. (Fraunhofer ISE, 2024).

2.6.1.1. Tecnología basada silicio monocristalino

Se obtiene a partir de un único cristal continuo de silicio de alta pureza, esta estructura cristalina uniforme reduce significativamente las pérdidas por recombinación de electrones, lo que se traduce en altos niveles de eficiencia de conversión, que actualmente oscilan entre el 20 % y el 23 % en módulos comerciales. (IRENA, 2023).

2.6.1.2. Tecnología basada silicio policristalino

Se caracteriza por una estructura formada por múltiples cristales, lo que simplifica el proceso de fabricación y reduce los costos asociados a la producción del material semiconductor. Como consecuencia, sus eficiencias son ligeramente inferiores, situándose generalmente entre el 17 % y el 19 % en aplicaciones comerciales (IEA, 2023).

2.6.2. Tecnologías fotovoltaicas de capa delgada

Representan una alternativa al silicio cristalino, basada en el depósito de materiales semiconductores en capas extremadamente finas sobre distintos sustratos. Este enfoque permite

reducir el consumo de material y, en algunos casos, mejorar el comportamiento de los módulos frente a altas temperaturas.

2.6.2.1. Telururo de cadmio (CdTe)

Se ha consolidado como la opción de capa delgada más difundida a nivel comercial, alcanzando eficiencias del orden del 18 % al 21 %. Su principal ventaja radica en su menor costo de fabricación y en su buen desempeño térmico, lo que le permite mantener un rendimiento relativamente estable en climas cálidos como el ecuatoriano (First Solar, 2022).

2.6.2.2. CIGS

Los módulos CIGS (cobre, indio, galio y selenio) presentan eficiencias típicas entre el 15 % y el 18 % y ofrecen ventajas como flexibilidad y buen desempeño en condiciones de baja irradiancia (Fraunhofer ISE, 2024).

2.6.3. *Tecnologías avanzadas y emergentes*

2.6.3.1. Heterounión (HJT)

Combina silicio cristalino con capas delgadas de silicio amorfo, lo que permite alcanzar eficiencias superiores al 22 % y coeficientes de temperatura favorables (IRENA, 2023).

2.6.3.2. Perovskitas

Han despertado un gran interés científico debido a su rápido avance en eficiencia, superando el 25 % en laboratorio. A pesar de este potencial, su baja estabilidad, corta vida útil y limitada experiencia en condiciones reales de operación (IEA, 2023).

2.7. Consideraciones aplicadas al contexto ecuatoriano

El silicio monocristalino ofrece la mejor relación entre eficiencia, confiabilidad y madurez tecnológica para el Ecuador. Por su parte, las tecnologías emergentes como los perovskitas deben mantenerse, por el momento, en el ámbito de la investigación y el desarrollo, sin ser consideradas aún dentro de la planificación energética nacional.

2.7.1. *Perspectiva de la planificación energética nacional*

La incorporación de tecnologías fotovoltaicas en el Ecuador no debe limitarse a replicar tendencias internacionales, sino que debe responder a las condiciones específicas del país y a los objetivos estratégicos definidos en el Plan Maestro de Electricidad. En este contexto, la energía solar fotovoltaica representa una herramienta clave para complementar la generación hidroeléctrica, especialmente durante períodos de estiaje.

2.8. Consumo energético y caracterización de la demanda eléctrica de la UIDE

La caracterización constituye un elemento fundamental dentro del diseño y evaluación de sistemas de generación fotovoltaica, ya que permite establecer con precisión la magnitud y el comportamiento de la demanda eléctrica que se pretende cubrir. El análisis no solo cuantifica la energía consumida, sino que incorpora la identificación de patrones temporales, variaciones estacionales y factores externos que pueden distorsionar los registros históricos de consumo.

El análisis se realizó a partir de la información disponible en la planilla de consumo correspondiente al mes de diciembre de 2023, debido a restricciones de confidencialidad asociadas

al Código Único del medidor. Esta limitación obligó a emplear un método de estimación indirecta, basado en el análisis gráfico del historial de consumo mensual (Figura 2).

Figura 2

Planilla Eléctrica del mes de diciembre del 2023

Cuenta Contrato

Razón Social

RUC

Celular

Correo Electrónico

Dirección del servicio

Ejecutivo de cuenta

Código Único

Tipo de tarifa Arconel

Geocódigo

BTGCGD31 - BT Comercial con Demanda Horaria

Unidad de Lectura

1. Información Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Número de medidor

Tipo consumo

Fecha desde

leído

26-11-2023

Días facturados

Fecha hasta

31

26-12-2023

Factor de corrección

Factor de potencia (FP)

Penalización bajo FP

0.7292

0.8953

0.0276

Descripción	Fecha Hasta	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia Consumo	Consumo Subtotal	Consumo Int. Transform.	Consumo Total	Unidad Medida	Monto (\$)
Energía act. hor. A (08h00-18h00)	26-12-2023	83538.60	80725.40	0.00	2813.20	56.26	2869.46	KWH	252.51
Energía act. hor. B (18h00-22h00)	26-12-2023	19761.20	19216.60	0.00	544.60	10.89	555.49	KWH	48.88
Energía act. hor. C (22h00-08h00)	26-12-2023	40420.30	39185.70	0.00	1234.60	24.69	1259.29	KWH	88.15
Energía reactiva total	26-12-2023	79564.70	77233.60	0.00	2331.10	0.00	2331.10	KVR	0.00
Demanda máx. hor. A (08h00-18h00)	26-12-2023	25.89	0.00	0.00	25.89	0.00	25.89	KW	0.00
Demanda máx. hor. B (18h00-22h00)	26-12-2023	18.88	0.00	0.00	18.88	0.00	18.88	KW	0.00
Demanda máx. hor. C (22h00-08h00)	26-12-2023	21.43	0.00	0.00	21.43	0.00	21.43	KW	0.00
Demanda facturable	26-12-2023	25.89	0.00	0.00	25.89	0.52	26.41	KW	80.54

2. Valores pendientes

VALORES PENDIENTES (2)

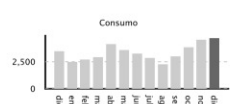
0.00

3. Planes de Financiamiento Autorizados por el Consumidor

PLANES DE FINANCIAMIENTO (3)

0.00

Consumo



Servicio Eléctrico y Alumbrado Público

Valor Consumo

Comercialización

Valor Demanda

Penalización Bajo Fact. Pot

Subtotal Servicio Eléctrico (SE)

389.54

1.41

80.54

13.01

484.50

Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2023).

El consumo registrado en el mes de diciembre de 2023 asciende a 4684,24 kWh, valor que fue utilizado como punto de calibración para establecer una relación proporcional con los demás meses del año. A partir de esta referencia se estimaron los consumos mensuales desde enero hasta noviembre, permitiendo construir un perfil anual aproximado de la demanda eléctrica. Los resultados de esta estimación se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4*Consumos mensuales [kWH]*

Mes	Hor. A (kWh)	Hor. B (kWh)	Hor. C (kWh)
Enero	1530	298	672
Febrero	1591	309	700
Marzo	1652	321	727
Abril	2142	417	941
Mayo	1897	369	834
Junio	1836	357	807
Julio	1714	333	753
Agosto	1469	286	645
Septiembre	1775	345	780
Octubre	2020	393	887
Noviembre	2570	500	1130
Diciembre	2869.46	555.49	1259.29
Consumo anual total (kwh/año)			37684,24

Nota.: Elaboración propia (2026).

Con la estimación se identifica una variación estacional del consumo eléctrico, evidenciándose periodos con menor demanda energética, principalmente durante los meses de enero, febrero, julio y agosto. Esta variabilidad puede explicarse por la naturaleza operativa del

campus universitario, cuya demanda eléctrica está fuertemente vinculada al calendario académico y al nivel de ocupación de las instalaciones. Durante periodos de vacaciones, recesos académicos y semanas con menor carga estudiantil.

Adicionalmente, debe considerarse que durante el año 2023 el Ecuador experimentó periodos de racionamientos y apagones programados, originados principalmente por la reducción de la disponibilidad de generación hidroeléctrica a nivel nacional. Estas interrupciones del suministro eléctrico limitaron las horas efectivas de operación de las instalaciones universitarias, generando una reducción adicional del consumo registrado en las planillas.

Por lo tanto, los meses con menor demanda energética no responden únicamente a factores operativos internos de la universidad, sino también a condiciones externas del sistema eléctrico nacional, que restringieron el suministro disponible. Este comportamiento debe ser tomado en cuenta para evitar subestimar la demanda real al momento de dimensionar un sistema fotovoltaico, ya que el consumo histórico observado no representa completamente el potencial de consumo en condiciones normales de operación sin restricciones de suministro.

2.8.1. Análisis de Demanda Energética de Bloque 9 de la UIDE

La demanda energética anual se estimó a partir del diagrama de barras de consumo mensual presente en la planilla de diciembre de 2023. Se tomó como referencia el consumo total real de diciembre de 2023 (4684,24 kWh), el cual coincide con la suma de las energías activas en los periodos horarios A, B y C. A partir de la comparación visual proporcional de las barras del gráfico,

se estimaron los consumos mensuales de enero a noviembre, tal como se muestra en la Tabla 4. El consumo total anual estimado es:

$$E_{ANUAL} = \sum_{i=1}^{12} E_{mes,i}$$

Donde:

E_{ANUAL} = energía anual consumida [kWH/año]

$E_{mes,i}$ = energía consumida en el mes i [kWH]

i = número del mes (enero = 1, ... diciembre = 12)

$$E_{ANUAL} = 37684,24 \text{ [kWH/año]}$$

Adicional, el consumo promedio mensual se calcula como:

$$E_{prom} = \frac{E_{ANUAL}}{12} = 3140.353 \text{ [kWh/mes]}$$

El análisis horario evidencia que la mayor proporción del consumo se concentra en los periodos diurnos, coincidentes con las horas de mayor actividad operativa de la infraestructura. Este comportamiento resulta técnicamente favorable para la implementación de un sistema fotovoltaico, dado que la generación solar ocurre precisamente durante las horas de radiación incidente. En contraste, el consumo registrado en periodos nocturnos o de baja radiación no puede ser cubierto directamente por generación fotovoltaica sin la incorporación de sistemas de almacenamiento energético. Por esta razón, el análisis realizado permite delimitar con claridad qué fracción de la

demanda puede ser atendida mediante generación solar directa y cuál dependería del respaldo de la red eléctrica o de soluciones complementarias.

A partir de la energía total anual calculada y de su distribución horaria, se establece la demanda energética efectiva a cubrir por el sistema fotovoltaico propuesto. Este valor constituye el parámetro fundamental para el dimensionamiento de la potencia instalada requerida, así como para la estimación preliminar del número de módulos necesarios, considerando el recurso solar.

2.9. Diseño técnico y memoria del sistema fotovoltaico on-grid de la UIDE

2.9.1. *Elaboración de la memoria del proyecto*

2.9.1.1. Antecedentes y Justificación Técnica

El presente proyecto está ubicado en la ciudad de Quito, las coordenadas geográficas del emplazamiento son: latitud: -0.24442726039840745 , longitud: -78.46997530378063 y altitud promedio: 2.800 msnm. La ubicación estratégica cercana a la línea ecuatorial permite una irradiación solar relativamente uniforme durante todo el año, con baja variabilidad estacional y alto potencial de aprovechamiento energético. El proyecto se enmarca en los criterios de eficiencia energética institucional y sostenibilidad, reducción de consumo de energía convencional, disminución de emisiones indirectas de CO₂ e integrar energías renovables en entornos académicos.

2.9.1.2. Capacidad Máxima Por Instalarse - Análisis de Demanda

Mediante la Tabla 4 se presentan los consumos mensuales del Bloque 9 de la UIDE sobre la cual se va a calcular la demanda anual.

2.9.2. Dimensionamiento de la planta fotovoltaica

2.9.2.1. Cálculo de Producción de la Planta Fotovoltaica

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i [kWh]}{Factor_{planta\ de\ diseño} \times 8760\ h}$$

$$Capacidad\ nominal\ instalada = \frac{37684,24\ [kWh]}{0,1879 \times 8760\ h} = 22,894379\ [kW]$$

2.9.2.2. Cálculo del número de paneles

Para el presente proyecto se usarán paneles de 570 W.

$$Número\ de\ paneles = \frac{Capacidad\ nominal\ instalada\ [kW]}{Potencia\ panel\ solar\ [kW]}$$

$$Número\ de\ paneles = \frac{22,894379\ [kW]}{0,570\ [kW]} = 40,1655\ Paneles = 40\ Paneles$$

2.9.2.3. Cálculo del inversor solar

$$Capacidad\ del\ inversor = \frac{Capacidad\ nominal\ instalada\ [kW]}{Sobredimensionamiento\ del\ 30\ \%}$$

$$Capacidad\ del\ inversor = \frac{22,894379\ [kW]}{1,3} = 17,61\ [kW]$$

2.9.2.4. Factor de planta real

$$Factor\ de\ planta = \frac{Energía\ real\ generada\ [kWh]}{Potencia\ Nominal\ [kW] \times Número\ de\ Horas\ de\ Período\ [h]}$$

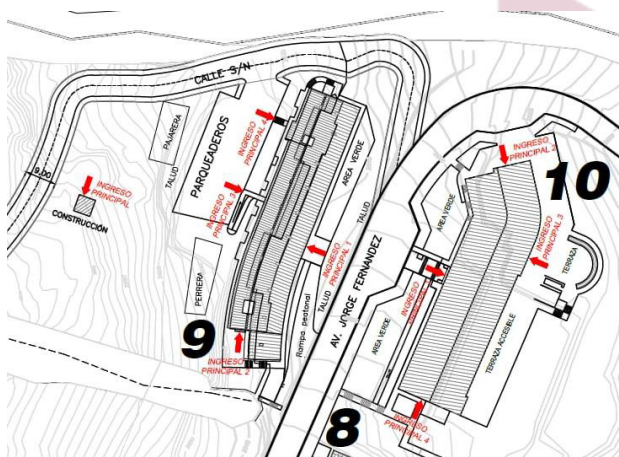
$$Factor\ de\ planta = \frac{32745\ [kWh]}{22,80\ [kW] \times 8760\ [h]} = 0,1639$$

2.9.3. *Objetivo del Diseño Técnico*

Diseñar un sistema fotovoltaico trifásico para el Bloque 9 (Figura 3) que opera a 220V, conectado a la red de 22,89 kWp, técnicamente optimizado para: Generación anual estimada de 32.745 kWh, autoconsumo parcial institucional e inyección de excedentes a red.

Figura 3

Bloque 9 UIDE



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2023).

El consumo mensual durante el año del bloque nueve que se obtiene mediante simulación en PVSOL premium 2026 (Anexo 1).

2.9.4. *Metodología de Diseño y Simulación*

El dimensionamiento técnico y validación energética se realizó mediante el software profesional PVSOL premium, herramienta especializada en: Modelado 3D del emplazamiento,

simulación horaria anual (8.760 horas), análisis de pérdidas eléctricas, cálculo de sombreado dinámico y evaluación del balance energético (autoconsumo vs inyección).

El modelo incorporó: datos climáticos típicos de Quito, inclinación real de estructura, configuración eléctrica detallada y curvas reales del fabricante de módulos e inversor.

2.9.4.1. Caracterización del Recurso Solar en Quito

A continuación, se presenta los datos generales del emplazamiento (Tabla 5).

Tabla 5

Datos generales del emplazamiento

Parámetro	Valor
Ciudad	Quito
Altitud	2.850 msnm
Latitud	-0.2444
Longitud	-78.4699
Irradiación promedio anual	4,8 kWh/m ² /día
Temperatura media anual	14–16 °C

Nota. Elaboración propia (2026).

2.9.5. Descripción del sistema fotovoltaico

2.9.5.1. Parámetros Nominales del Sistema

Los datos con los cuales se realizará los cálculos se describen en la Tabla 6.

Tabla 6*Parámetros nominales del sistema*

Parámetro	Valor
Potencia nominal DC	22,89 kWp
Número de módulos	40
Potencia individual módulo	570 W
Potencia nominal inversor	17,61 kW
Relación DC/AC	1,30
Área ocupada	103,3 m ²
Sistema eléctrico	Trifásico 220 V

Nota. Elaboración propia (2026).

En el Anexo 2 se muestra los datos preliminares del SGDA del bloque 9 de la UIDE.

2.9.5.2. Panel Fotovoltaico

El modelo seleccionado es el Tiger Neo JKM570N-72HL4-BDV del fabricante: JinkoSolar

2.9.5.2.1. Características Eléctricas

Tecnología: N-Type TOPCon, Potencia nominal (P_{max}): 570 W, Eficiencia: $\approx 22\%$, Tensión en MPP (V_{mpp}): 42 V, Corriente en MPP (I_{mpp}): 13,6 A, Tensión circuito abierto (V_{oc}): 50 V, Coeficiente térmico de potencia: $-0,29\%/^{\circ}\text{C}$ y Tensión máxima del sistema: 1500 VDC.

2.9.5.3. Configuración Eléctrica del Arreglo

La configuración adoptada es de:

- 2 strings
- 2 MPPT independientes
- 20 módulos en serie por string

Cálculo de tensión nominal por string:

$$V_{mpp,string} = \text{Paneles/string} \times V_{mpp} = 20 \times 42V = 840V$$

Cálculo de tensión máxima en open circuit:

$$V_{occ,string} = \frac{\text{Paneles}}{\text{string}} \times V_{oc} = 20 \times 50V = 1000V$$

El valor de tensión máxima se encuentra dentro del límite máximo de 1100 VDC permitido por el inversor. Corriente por string:

$$I_{string} \approx 13,6A$$

2.9.5.4. Inversor Fotovoltaico

El modelo seleccionado es: SUN2000-17KL-M5-400V

2.9.5.4.1. Características Técnicas

Potencia nominal AC: 17,61 kW, Tensión nominal: 220 V, Sistema trifásico, Frecuencia: 60 Hz,

Eficiencia máxima: 98,4 %, Eficiencia europea: $\approx 98,2$ %, 2 MPPT independientes, Rango MPPT:

200 – 1000 V, Protección anti-isla integrada, Detección de arco eléctrico (AFCI), Protección contra sobretensiones tipo II y Grado de protección: IP66.

2.9.5.5. Configuración de red

El sistema está diseñado para integrarse en red trifásica 220 V, permitiendo: Balance adecuado de fases, reducción de corriente por conductor, mayor estabilidad de tensión e integración óptima en entornos institucionales. En el Anexo 3 se muestra el diagrama unifilar del sistema.

2.9.6. Resultados Energéticos de Simulación

Los indicadores energéticos obtenidos del proyecto se describen en la Tabla 7.

Tabla 7

Indicadores energéticos

Indicador	Valor
Generación anual total	32.745 kWh
Energía autoconsumida	15.226 kWh
Energía inyectada	17.519 kWh
Rendimiento específico	1.431 kWh/kWp·año
Indicador	Valor

Nota. Elaboración propia (2026).

El rendimiento específico obtenido es consistente con condiciones solares andinas de alta irradiación. En el Anexo 4 y Anexo 5 se muestra los resultados obtenidos por medio del software PVSOL premium.

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

2.9.7. Disposición de la instalación

2.9.7.1. Distribución Física

Para el proyecto se dispone de un área total de 103,3 m², por lo cual se puede instalar 40 módulos fotovoltaicos, cada módulo ocupa aproximadamente 2,4 m² incluyendo separación técnica para ventilación. La disposición considera: una sola fila de paneles, separación mínima para evitar sombreado inter-fila y acceso para mantenimiento. En el Anexo 6 se muestra el resultado de la simulación con el valor de 40 módulos solares fotovoltaicos instalados en la cubierta del bloque 9.

2.9.7.2. Orientación e Inclinación

La orientación óptima es al norte geográfico con una inclinación de 10°. Permitiendo así una optimización uniforme, autolimpieza por precipitación y reducción de acumulación de partículas.

2.9.7.3. Sistema de Estructura

El material debe ser de aluminio anodizado estructural, con un anclaje mecánico certificado que brinde resistencia a cargas de viento y que cumpla con los criterios de seguridad estructural.

2.9.7.4. Sistema de Protección Eléctrica

El sistema de protección en DC consta de fusibles por string, 1 seccionador, SPD tipo II y cable solar de 1500 VDC certificado. La protección en AC consta de un interruptor termomagnético trifásico, interruptor diferencial, SPD tipo II y una conexión a sistema de puesta a tierra del campus. Adicionalmente se debe considerar una resistencia de puesta a tierra: $\leq 10 \Omega$

2.9.7.5. Configuración Eléctrica

Siendo el sistema trifásico a 220 V, se considera una configuración en strings que consta de 2 MPPT, con 2 cadenas de 20 módulos fotovoltaicos cada uno.

2.9.7.6. Punto de Interconexión

El sistema se interconectará al tablero general trifásico 220 V del edificio mediante las protecciones respectivas, cumpliendo criterios de selectividad y coordinación de protecciones. Adicional se deberá instalar un selector que permitirá realizar by pass manual a los quipos para que queden no operativos durante el mantenimiento de los equipos

2.9.8. Nuevo Factor de planta

Nos permite medir a ciencia cierta, el uso real que tendrá nuestro sistema.

$$Factor_{planta} = \frac{Energía\ real\ generada}{Potencia\ nominal\ instalada \times 8760\ h} = \frac{32745\ kwh}{22.8\ kw \times 8760\ h} = 0.1639$$

Se va a usar paneles de 570 W

$$Número\ de\ paneles = \frac{Capacidad\ nominal\ instalada\ [kW]}{Potencia\ panel\ solar\ [kW]}$$

$$Número\ de\ paneles = \frac{26,24682051\ [kW]}{0,570\ [kW]} = 46,0470\ Paneles = 46\ Paneles$$

2.9.8.1. Cálculo del inversor solar

$$Capacidad\ del\ inversor = \frac{Capacidad\ nominal\ instalada\ [kW]}{Sobredimensionamiento\ del\ 30\ \%}$$

$$\text{Capacidad del inversor} = \frac{26,24682051 \text{ [kW]}}{1,3} = 20,18 \text{ [kW]}$$

2.10. Elaboración del presupuesto de ejecución

El presupuesto contempla la totalidad de los componentes necesarios para la correcta implementación del sistema, incluyendo el suministro de los módulos fotovoltaicos N-Type TOPCon, el inversor de conexión a red, la estructura metálica de soporte dimensionada para un área aproximada de 103,3 m², los sistemas de protección en AC y DC, el cableado certificado para operación en 1500 VDC y 220 V trifásico, así como los trabajos de instalación eléctrica y mecánica.

Asimismo, se incorporan los costos asociados a la ingeniería del proyecto, que comprenden la elaboración de memorias de cálculo, planos unifilares, especificaciones técnicas, supervisión de montaje y puesta en servicio del sistema. La estimación incluye además el montaje estructural de los 40 módulos, la configuración de los dos seguidores MPPT del inversor, la verificación de parámetros eléctricos, pruebas funcionales y sincronización con la red. El presupuesto resultante refleja un costo específico por watt instalado que se encuentra dentro de los rangos técnicos aceptables para sistemas comerciales trifásicos en el contexto ecuatoriano, lo cual respalda la viabilidad económica preliminar del proyecto.

2.10.1. Evaluación económica – Costo estimado real

En la tabla 8 se describe las estimaciones basadas en precios de mercado para este año.

Tabla 8*Presupuesto estimado del sistema fotovoltaico*

Concepto	Cantidad	Precio unitario (\$)	Subtotal (\$)
Módulos 570 W	40	210	8.600
Inversor Huawei 17.61 kW	1	3.400	3.400
Estructura metálica	1 lote	2.200	2.200
Protecciones DC/AC	1 lote	1.400	1.400
Cableado y canalización	1 lote	1.700	1.700
Mano de obra especializada	—	3.000	3.000
Ingeniería y puesta en marcha	—	1.200	1.200
Total estimado	—	—	21.500 \$

Nota. Elaboración propia (2026).

Costo por watt instalado:

$$\text{Costo x watt} = \frac{\$ \text{ del sistema}}{\text{Kw del sistema}} = \frac{21.500}{22.890W} \approx 0,94USD/W$$

Este valor se encuentra dentro de los parámetros aceptables.

2.10.2. Retorno Económico

Conociendo que el costo promedio del kWh en Ecuador es $\approx 0,10$ \$, se podría considerar de manera preliminar el siguiente ahorro: Ahorro anual:

$$\text{Ahorro} = \text{Energía producida} \times \text{Valor de energía} = 32.745 \times 0,10 = 3.274 \text{USD/año}$$

El retorno de la inversión podría ser calculado de manera simple, de la siguiente manera:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Costo del sistema}}{\text{Ahorro anual}} = \frac{21.500}{3.274} \approx 6,56 \text{ años}$$

Se considera a nivel económico viable la inversión, conociendo que la vida útil estimada de un sistema fotovoltaico es de: 25–30 años.

2.11. Impacto Ambiental y cálculo de reducción de CO₂

El sistema no solo genera beneficios económicos, sino que también produce un impacto ambiental positivo al reducir las emisiones indirectas de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de energía eléctrica proveniente del Sistema Nacional Interconectad. La reducción anual estimada de emisiones de CO₂ puede determinarse a partir del factor de emisión oficial del sistema eléctrico ecuatoriano.

$$FE = 0,1616 \text{ t CO}_2 - \text{eq/MWh}$$

La reducción anual de emisiones se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{CO}_2 \text{ no emitido} = \text{Energía generada} * FE$$

$$\text{Energía generada} = 32,745 \text{ MWh/año}$$

Se obtiene:

$$32,745 \text{ MWh} \times 0,1616 = 5.2915 \text{ toneladas CO}_2/\text{año}$$

Por lo tanto, el sistema fotovoltaico permitirá evitar aproximadamente 5,29 toneladas de CO₂ equivalente por año, al sustituir energía de la red eléctrica convencional por generación solar renovable en sitio. Proyectando este beneficio ambiental a una vida útil estimada de 25 años, la reducción acumulada de emisiones se determina como:

$$\text{Reducción acumulada} = 5,2915 \times 25 = 132,29 \text{ t CO}_2 - eq$$

En consecuencia, durante su vida útil operativa el sistema permitirá evitar aproximadamente 132,28 toneladas de CO₂. Desde una perspectiva institucional, esta reducción representa una disminución significativa de la huella de carbono asociada al consumo eléctrico, fortaleciendo el compromiso ambiental de la entidad y promoviendo el uso de tecnologías de generación distribuida con fuentes renovables.

2.12. Fundamentos del análisis financiero en proyectos solares

Todo proyecto de inversión debe analizarse desde la teoría de finanzas corporativas como un conjunto de flujos de caja esperados sujetos a riesgo y al costo de oportunidad del capital. En el caso de sistemas fotovoltaicos, el flujo de caja se deriva del ahorro energético, lo que transforma el proyecto en un activo de reducción de gastos operativos

2.12.1. Datos base del proyecto

- Producción anual: 22,894.379 kWh
- Inversión inicial: 21,500 \$
- Tarifa eléctrica promedio: 0.10 \$/kWh
- Interés de capital: 2.44%
- Vida útil: 25 años

- Degradación anual: 0.5 %
- WACC base: 8 %
- Costos O&M: 430 \$/año

Este indicador que mide los cambios en el tiempo del nivel general de los precios, correspondientes al consumo final de bienes y servicios de los hogares de estratos de ingreso: alto, medio y bajo, residentes en el área urbana del país. Dentro de PVSol premium se determinó que el periodo de retorno es de 25 años con un interés al capital de un 2,44%.

2.12.2. Inversiones

En la Figura 4 se muestra los valores estimados a incurrir para la construcción del sistema.

Figura 4

Costos del proyecto

N.º de posición.	Posición	Importe [\$]	Vida útil [años]	Factor de variación del precio
1	Inversiones	3400	25	0
2	Paneles 570W	8600	30	0
3	Estructura metálica	2200	25	0
4	Protecciones AC/DC	1400	25	0
5	Cableado	1700	25	0
6	Mano de obra	3000	25	0
7	Puesta en marcha	1200	25	0

Total: 21.500,00 \$

Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

En la Figura 5 se presenta el balance de costos.

Figura 5*Balance de costos*

Balance de costos

Inversiones amortizables	21.500,00	\$	☒ Entrada detallada
Pagos únicos (no amortizables)	3.000,00	\$	☐ Entrada detallada
Subvenciones	0,00	\$	☐ Entrada detallada
Costes operativos anuales	2,00	% de las inversiones/a.	Factor de variación del precio, 2,44 [%] ☐ Entrada detallada
Costes relacionados con el consumo por año	0,00	\$/a	Factor de variación del precio, 0,00 [%] ☐ Entrada detallada
Otros costes al año	0,00	\$/a	Factor de variación del precio, 0,00 [%] ☐ Entrada detallada
Otros ingresos/ahorros al año	0,00	\$/a	Factor de variación del precio, 0,00 [%] ☐ Entrada detallada

Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

2.12.3. Construcción del Flujo de Caja

2.12.3.1. Flujo de Caja del Proyecto

En evaluación de proyectos energéticos, el flujo no corresponde a las ventas, sino a ahorros generados por la sustitución de consumo eléctrico. Económicamente, el flujo de caja mide la capacidad del proyecto de generar liquidez y recuperar la inversión inicial.

$$FC = (E \times P) - O\&M$$

- FC= Flujo de caja anual neto
- P= Precio de la electricidad (\$/kWh)
- E= Energía producida anualmente (kWh)
- O&M= Costos de operación y mantenimiento (\$/año)

$$E = 32,745 \text{ kWh} \quad P = 0.10 \text{ $/kWh} \quad O\&M = 430 \text{ $/año}$$

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

$$FC = (32,745 \times 0.10) - 430 = 2,844.50 \text{ \$/año}$$

Este valor permite tener un aproximado del ahorro anual que obtendremos por el sistema fotovoltaico. El proyecto transforma un gasto recurrente en un flujo positivo anual.

2.12.3.2. Ingreso por ahorro energético (Año 1)

Flujo neto:

$$FC_1 = 2844.50 - 430 = 2414.50$$

Flujo con degradación, para cualquier año

$$FC_t = 2414.50 * (0,995)^{t-1}$$

2.12.4. Valor Actual Neto (VAN)

Representa cuánto valor adicional genera el proyecto después de cubrir el costo del capital invertido. Si:

- $VAN > 0 \rightarrow$ el proyecto crea valor
- $VAN < 0 \rightarrow$ el proyecto destruye valor
- $VAN = 0 \rightarrow$ el proyecto indiferente

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- I_0 = inversión inicial
- FC_t = flujo de caja en el año t

- r = tasa de descuento
- n = número total de años del proyecto
- t = año del flujo

Para nuestro caso, se utilizarán

$$I_0 = -21,500 \quad FC_t = 2414.50(0,995)^{t-1} \quad r = 0,09$$

Se calcula el valor de VAN hasta el año 25, los valores se reflejan en el Anexo 7.

$$\sum FC_{descontados} \approx 23,716.62 \quad VAN = 23,716.62 - 11.500 \approx 12,216.62$$

VAN positivo implica que: El proyecto compensa el costo de capital, recupera la inversión, genera excedente económico de \$12,216.62. Es decir, los beneficios supera en 50 % la inversión inicial.

2.12.5. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Representa la rentabilidad implícita del proyecto.

$$0 = -I_0 + \sum \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = -21.500 + \sum \frac{2414.50 * (0,995)^{t-1}}{(1+TIR)^t}$$

Se calcula el valor de TIR hasta el año 25, los valores se reflejan en la Anexo 8.

$$TIR \approx 9.76\%$$

Esto implica que cada dólar invertido genera rendimiento anual compuesto del 9.76 %, superior al rendimiento exigido por el mercado.

2.12.6. Payback

Es un indicador financiero que mide el tiempo necesario para que los flujos de caja netos de un proyecto igualen la inversión inicial.

$$\text{Payback} = \frac{I_0}{FC}$$

Donde:

- I_0 = Inversión inicial
- FC = Flujo de caja anual

Sustituyendo:

$$I_0 = 21.500$$

$$FC = 2.844,50$$

$$\text{Payback} = \frac{21.500}{2.844,50} = 7,56 \text{ años}$$

El proyecto recupera su inversión en aproximadamente 7 años y 7 meses. Para una vida útil de 25 años, esto significa que casi el 70% del horizonte será de generación neta de beneficios.

2.12.6.1. Payback Descontado

A diferencia del payback simple, considera el valor temporal del dinero, siendo un método más preciso para evaluar la rentabilidad y el riesgo de proyectos. Se descuenta cada flujo al WACC del 8%.

$$VP_t = \frac{FC}{(1+r)^t}$$

Donde:

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

- VP_t = Valor del flujo en el año t

- r = tasa de descuento 0,08

Repetiendo el proceso hasta que la suma acumulada iguale a 21.500, la recuperación ocurre en el año 8. Al considerar costo de capital, el proyecto tarda casi 8 años en recuperar la inversión en términos reales. Aun así, restan 17 años de generación de valor. Estos valores se pueden evidenciar en el Anexo 9.

2.13. Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico aislado para una caseta

El presente sistema fotovoltaico aislado está destinado al abastecimiento energético de una caseta administrativa ubicada en la UIDE en la provincia de Pichincha, Ecuador. El diseño se realiza considerando las condiciones del mes más desfavorable de irradiación solar, con el objetivo de garantizar la continuidad del suministro eléctrico bajo criterios conservadores de ingeniería.

La ubicación donde se instalará el sistema de generación aislado se encuentra en la ciudad de Quito, dentro de las instalaciones UIDE, junto al Bloque 9 del campus. El área presenta un espacio abierto con adecuada exposición solar durante la mayor parte del día, con mínima interferencia de sombras proyectadas por edificaciones cercanas.

2.13.1. Caracterización del recurso solar y parámetros de diseño

Para el dimensionamiento se considera una irradiación promedio diaria equivalente a 3,81 kWh/m²·día, la cual se la obtuvo de PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. El sistema opera en corriente alterna a 120 V y 60 Hz. Se adopta un factor de seguridad de consumo de 1,075 para contemplar variaciones operativas y posibles incrementos de carga.

Asimismo, se establece un Factor de Rendimiento Global de 0,80 (Tabla 9)

Tabla 9*Proyecto sistema FV aislado*

Ubicación	UIDE-Pichincha-Ecuador		
Coordenadas	Latitud	-0,244113574	
	Longitud	-78,470	
Irradiación del sitio	Mes más desfavorable	3,809333333	kWh/m2 Día
Sistema en AC	120V/60Hz	Factor de Seguridad de Consumo	1,075

Nota. Elaboración propia (2026).

2.13.2. *Análisis y estimación de la demanda energética*

La estimación del consumo energético diario se efectuó identificando los equipos eléctricos necesarios para el funcionamiento regular de la caseta administrativa y asignando tiempos de operación. La energía total diaria estimada asciende a 4231 Wh/día, valor que incluye el factor de seguridad del inversor. Este resultado constituye la base para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento y generación fotovoltaica (Tabla 10).

Tabla 10
Descripción de consumos eléctricos

Ítem	Descripción de consumos eléctricos	Cantidad	Potencia (W)		Potencia Pico (W)	Horas de uso	Energía diaria (Wh/día)
1	Computadora	1	150	150	0	5	806
2	Antena Starlink	1	55	55	0	24	1419
3	Cargador teléfono	1	10	10	0	2	22
4	Nevera pequeña 320 kWh año	1	159	159	318	5,5	940
5	Bomba H2O 1/2 HP	1	360	360	1080	1	387
6	Iluminación	5	15	75	0	5	403
Factor de seguridad del inversor			1,25				
Eficiencia del inversor			0,94				
Eficiencia del regulador			0,98				
Potencia nominal del inversor W			1011	Potencia pico del inversor W		1398	
Potencia nominal recomendada del inversor			2000	Watts			
Total energía diaria consumida			4231	Wh/día		Total energía	4231

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

			diaria	
			consumida	
			Energía	
Energía Total a generar	4544	Wh/día	Total a generar	4544

Nota. Elaboración propia (2026).

2.13.3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Considerando una eficiencia del inversor XMART-XSI-B - SOLAR INVERTER 120V - 2K-24-MPP del 94 % y una eficiencia del regulador del 98%, la energía que debe ser suministrada por el banco de baterías corresponde a:

$$\text{Energía total a generar del banco} = 4544 \text{ Wh/día}$$

Adoptando un día de autonomía y una profundidad de descarga del 90 % de la batería de litio, la capacidad requerida del banco de baterías da un resultado:

$$\text{Capacidad (Ah)} = 196 \text{ Ah}$$

En función de la disponibilidad comercial y criterios de estandarización, se selecciona una batería de 24 V – 200 Ah de marca Victron Energy – 24V/200Ah Smart LiFePO4 Battery, configurado mediante una sola batería en serie. Esta selección proporciona un margen técnico aceptable para la operación prevista (Tabla 11).

Tabla 11*Dimensionamiento del sistema de almacenamiento*

Total, energía diaria consumida	4231	Wh/día
Energía Total para generar	4544	Wh/día
Carga diaria	176,28	Amp
Días de autonomía	1	Días
Profundidad de descarga	90%	
Tensión del banco de baterías	24	V
Tensión del banco de baterías	24	V
Capacidad del Banco (Ah)	196	Amp
Banco de baterías	200	Amp

Nota. Elaboración propia (2026).**2.13.4. Dimensionamiento del generador fotovoltaico**

La energía que deben generar los módulos fotovoltaicos se calcula considerando las eficiencias del regulador (98 %), del inversor (94%) y del sistema de almacenamiento (95%):

$$\text{Energía total a generar} = 4544 \text{ Wh/día}$$

La potencia se obtiene a partir de horas sol pico y del Factor de Rendimiento Global:

$$P_{FV \text{ Requerida}} = 1491.2 \text{ Wp}$$

Se seleccionan dos módulos fotovoltaicos Jiangsu Ocean Solar-AOX-132G12HC de 750 Wp cada uno, alcanzando una potencia instalada total de 1500 Wp (Tabla 12).

Tabla 12

Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Paneles solares nuevos	Ocean Solar AOX 132G12HC-750W	
Factor de Rendimiento Global	0,8	
Potencia FV Requerida	1491,20	
Capacidad del panel solar	750	Wp
Número de Paneles	2	

Nota. Elaboración propia (2026).

2.13.5. Selección del inversor

Aplicando un factor de seguridad de 1,25, se establece una potencia nominal requerida del inversor de 1011 W. El análisis de cargas simultáneas y corrientes de arranque determina una potencia pico aproximada de 1398 W. En consecuencia, se selecciona el inversor XMART-XSI-B – Solar Inverter 120V – 2K-24-MPP, con potencia nominal de 2000 W y configuración 24 Vdc / 120 Vac, el cual garantiza capacidad suficiente para soportar los picos transitorios identificados y asegurar la estabilidad operativa del sistema.

2.13.6. Selección del regulador de carga

En el presente caso se ha seleccionado el inversor XMART-XSI-B – Solar Inverter 120V – 2K-24-MPP, el cual incorpora su propio controlador MPPT. Con base en las características

eléctricas del módulo fotovoltaico ($V_{oc} = 49 \text{ V}$, $I_{sc} = 18,64 \text{ A}$) y considerando las correcciones por temperatura mínima, se determina la necesidad de un regulador MPPT con tensión admisible superior a 100 V y corriente nominal mayor a 23 A .

2.14. Selección de materiales y justificación técnica del sistema fotovoltaico aislado

La selección de los componentes del sistema fotovoltaico aislado se fundamenta en los resultados del dimensionamiento energético desarrollado para la caseta administrativa, considerando el escenario del mes más desfavorable de irradiación solar.

2.14.1. Módulos fotovoltaicos

El generador fotovoltaico está conformado por dos módulos Jiangsu Ocean Solar AOX-132G12HC de 750 Wp cada uno, alcanzando una potencia total instalada de 1500 Wp . El cálculo técnico determinó una potencia fotovoltaica requerida de $1491,2 \text{ Wp}$, obtenida a partir de una irradiación promedio diaria de $3,81 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ y un Factor de Rendimiento Global de $0,80$.

2.14.2. Banco de baterías

El sistema de almacenamiento está compuesto por una batería Victron Energy Smart LiFePO_4 de 24 V y 200 Ah . El cálculo determinó una capacidad mínima requerida de 196 Ah , considerando una energía diaria a suministrar de 4544 Wh , un día de autonomía y una profundidad de descarga del 90% . La selección de una batería de 200 Ah satisface el requerimiento técnico y aporta un margen operativo que mejora la confiabilidad del sistema.

2.14.3. Inversor

El inversor seleccionado corresponde al modelo XMART-XSI-B Solar Inverter 120V – 2K-24-MPP, con potencia nominal de 2000 W y configuración 24 Vdc / 120 Vac. El análisis de cargas simultáneas determinó una potencia nominal requerida de 1011 W y una potencia pico aproximada de 1398 W, especialmente debido a las corrientes de arranque de la bomba de agua y la nevera.

2.14.4. Regulador de carga MPPT

El inversor incorpora controlador MPPT integrado, lo que elimina la necesidad de un regulador externo independiente. El análisis eléctrico del módulo determinó la necesidad de un equipo capaz de soportar tensiones superiores a 100 V y corrientes mayores a 23 A.

2.14.5. Parámetros de rendimiento y criterios de diseño

El dimensionamiento incorporó un Factor de Rendimiento Global de 0,80, así como las eficiencias individuales del inversor (94 %), del regulador (98 %) y del sistema de almacenamiento (95 %). Además, se adoptó un factor de seguridad de consumo de 1,075 para contemplar variaciones operativas.

2.15. Descripción de la instalación

La instalación del sistema de generación aislado está diseñada para producir una capacidad total aproximada de 4,544 kW, destinada a cubrir la demanda energética prevista en el punto de consumo. Para ello, se emplearán dos paneles fotovoltaicos marca Ocean Solar, modelo AOX-132G12HC-750W, cada uno con una potencia nominal de 750 W, reconocidos por su alta

eficiencia y rendimiento bajo condiciones de buena irradiación solar. Estos módulos estarán conectados a un inversor XMART-XSI-B – Solar Inverter 120V – 2K-24-MPP, el cual tiene una capacidad de 2 kW y opera a 24 V, incorporando su propio controlador MPPT (Maximum Power Point Tracking). Este sistema MPPT optimiza la captación de energía de los paneles al ajustar constantemente el punto de máxima potencia, garantizando mayor eficiencia, mejor aprovechamiento de la radiación solar disponible y un suministro eléctrico estable y confiable dentro del sistema aislado.

3. CAPITULO ENERGIA SOLAR TERMICA

3.1. Concepto y funcionamiento general de un sistema solar térmico

Un sistema solar térmico puede definirse como una instalación destinada a captar la energía proveniente del sol y convertirla en energía térmica utilizable mediante un conjunto de dispositivos que permiten la absorción, transferencia y almacenamiento del calor generado. El proceso comienza cuando la radiación solar incide sobre los colectores solares, los cuales contienen superficies absorbentes diseñadas para maximizar la captación de energía radiante (Duffie & Beckman, 2013).

La energía solar absorbida por el colector eleva la temperatura de un fluido caloportador que circula a través de tuberías o conductos integrados en el sistema. Este fluido puede ser agua, aire, aceites térmicos o mezclas de agua con glicoles que se utilizan como anticongelantes en climas fríos. El fluido caliente transporta la energía térmica hacia otros componentes del sistema, principalmente hacia un intercambiador de calor o hacia un sistema de almacenamiento térmico (U.S. Department of Energy, 2022).

3.2. Demanda energética

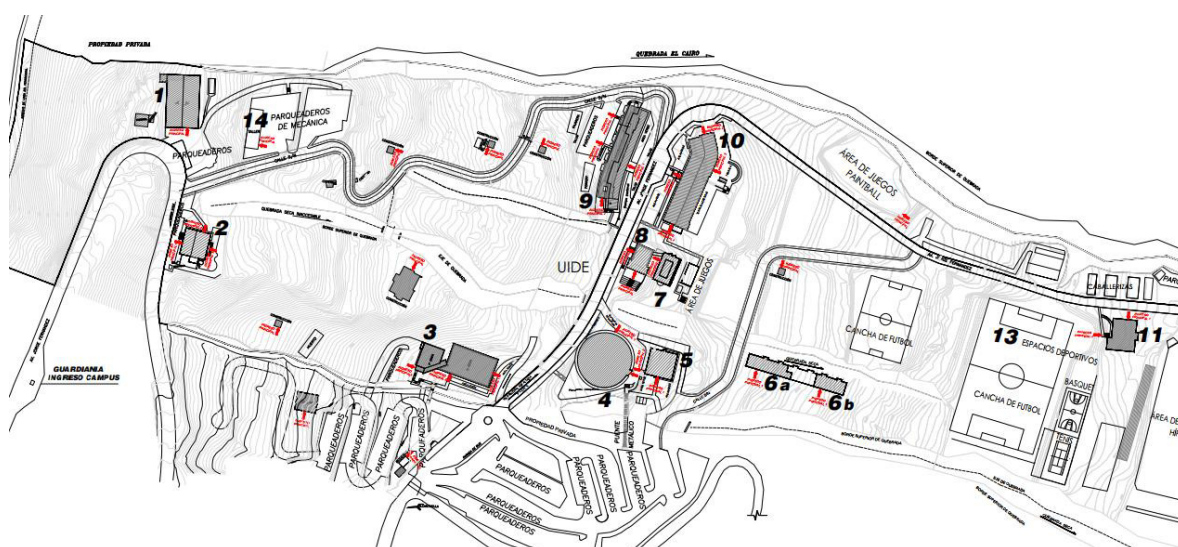
La demanda energética corresponderá a cuatro tipologías (Figura 6).

- Escuela de gastronomía (nº 2 en plano UIDE): 10% del consumo
- Residencia ERASMUS (nº 5 en plano UIDE): 20% del consumo
- Nuevas residencias (nº 6 en plano UIDE): 10% del consumo

- Escuela de deportes (n° 11 en plano UIDE): 30% del consumo

Figura 6

Plano del campus de la UIDE



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2023).

En la Tabla 13 se introducen los parámetros de demanda ACS.

Tabla 13

Datos demanda ACS

Tipología de edificio	Administrativos
Demanda diaria a 60°C	21
N° personas	320
Consumo extra	No

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Demanda total acs del edificio	6,720
Temp. acumulador final (°c)	60°
Temperatura acs (°c)	60 °C
Temperatura mínima acs (°c)	50 °C
Fuente de aporte auxiliar	General
Información Sobre Cobertura para Climatización Piscinas Cubiertas	No

Nota. Elaboración propia (2026).

3.3. Determinación de la temperatura de operación del sistema

El modelo establece las condiciones térmicas de funcionamiento del sistema de ACS, mediante la definición de tres temperaturas clave: Temperatura final del acumulador, temperatura de suministro de ACS y temperatura mínima de servicio. Estas temperaturas permiten determinar la energía necesaria para calentar el agua, la cual se calcula a partir de la relación termodinámica:

$$Q = m \cdot C_p \cdot (T_{ACS} - T_{fría})$$

Donde:

- Q representa la energía térmica requerida
- m corresponde a la masa de agua calentada
- C_p es el calor específico del agua
- T_{ACS} es la temperatura de suministro
- $T_{fría}$ es la temperatura de entrada del agua de red.

3.4. Definición del sistema auxiliar de apoyo

El modelo incluye además la selección de la fuente de energía auxiliar, la cual se encarga de cubrir la fracción de demanda que no puede ser satisfecha por el sistema solar. Entre las opciones habituales se encuentran: Calderas de gas, resistencias eléctricas, sistemas híbridos. La inclusión de este parámetro permite posteriormente determinar: Energía solar aportada, energía auxiliar requerida y fracción solar del sistema.

3.5. Cálculos para proyección del acumulador

Para los cálculos del nominal de cada mes se descuentan: Los feriados, domingos y sábados se trabaja solamente hasta el mediodía.

3.5.1. Radiación solar ($kwh/m^2-día$)

Es la energía emitida por el sol que los colectores captan y convierten en energía térmica de alta temperatura, para calentar un fluido, que en este caso será el agua.

3.5.2. Factor de corrección k

Es un índice que “ajusta” la radiación solar recibida en una superficie horizontal para determinar la energía real incidente sobre el colector, considerando la inclinación y orientación.

3.5.3. Demanda mensual ACS

$$L_{TOT} = C \left(\frac{\text{litros}}{\text{persona y día}} \right) N_H N_M \rho_{H_2O} C_{PH_2O} (T_{ACS} - T_{red})$$

Donde ρ_{H_2O} es la densidad del agua, c_{PH_2O} es la capacidad calorífica del agua (4,18

$kJ/kg \cdot K$), N_M son los días del mes, N_H el número de usuarios y $(T_{ACS} - T_{red})$ es el salto térmico

entre la temperatura del agua de la red y la temperatura del agua caliente que deseemos, en este caso la impondremos en 60 °C.

3.6. Justificación técnica y criterios de diseño del sistema de acumulación en instalaciones solares térmicas para calentamiento de agua

En instalaciones destinadas a edificaciones con múltiples perfiles de consumo, como es el caso del campus de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), donde existen residencias estudiantiles, instalaciones deportivas y áreas de gastronomía, la demanda de agua caliente no es constante a lo largo del día. Por el contrario, se caracteriza por presentar picos de consumo concentrados en determinadas franjas horarias, que no coinciden necesariamente con los periodos de mayor producción solar.

Debido a esta discrepancia temporal entre la generación de energía térmica solar y el consumo de agua caliente, es imprescindible incorporar sistemas de almacenamiento térmico mediante acumuladores, cuya función principal es conservar el calor producido durante las horas de mayor irradiación solar para ser utilizado posteriormente cuando la demanda lo requiera.

3.7. Desfase entre la producción solar y la demanda de agua caliente

La producción de energía térmica en los colectores solares depende directamente de la irradiación solar incidente, la cual presenta un comportamiento diario característico. Generalmente, la máxima producción energética de los colectores ocurre entre: 10:00 y 15:00 periodo en el cual la radiación solar alcanza sus valores más elevados. Sin embargo, en las edificaciones consideradas los patrones de consumo presentan comportamientos diferentes:

Residencias universitarias

- Alto consumo en la mañana temprano
- Alto consumo en la noche

Instalaciones deportivas (gimnasios)

- Alto consumo posterior a las rutinas deportivas
- Principalmente en horas de la tarde y noche

Áreas de gastronomía

- Consumo asociado a procesos de preparación y limpieza
- Picos durante horarios de alimentación

3.8. Función termodinámica del acumulador

Desde el punto de vista energético, el acumulador actúa como un reservorio de energía térmica, donde el calor captado por los colectores solares se almacena en forma de energía interna del agua. La energía almacenada puede calcularse mediante la relación:

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta T$$

Donde:

- Q = energía térmica almacenada
- c = calor específico H₂O (4.186 kJ/kg·°C)
- m = masa de agua almacenada
- ΔT = incremento de temperatura

3.9. Estabilización operativa del sistema solar térmico

El acumulador cumple también una función importante en la estabilidad hidráulica y térmica del sistema. Sin almacenamiento térmico, el sistema estaría sujeto a: Ciclos frecuentes de encendido y apagado, fluctuaciones térmicas, menor eficiencia de los colectores, mayor desgaste de bombas y válvulas. También funciona como un amortiguador energético, permitiendo: operación continua de los colectores, reducción de variaciones de temperatura y mayor vida útil del sistema.

3.10. Criterios técnicos para el dimensionamiento de acumuladores

El dimensionamiento adecuado del acumulador es fundamental para asegurar el correcto funcionamiento del sistema solar térmico. Los principales criterios de diseño incluyen:

3.10.1. *Demanda diaria de agua caliente*

Se determina en función del número de usuarios y del consumo específico. Valores típicos:

Residencial: 40 – 60 L/persona·día

Gastronomía: 10 – 30 L/comensal

Gimnasios: 30 – 50 L/persona·día

3.10.2. *Temperatura de almacenamiento*

Generalmente se adopta un rango entre: 50 °C y 60 °C lo cual permite evitar riesgos sanitarios asociados a bacterias.

3.10.3. *Fracción solar deseada*

Representa el porcentaje de la demanda térmica cubierta. Valores típicos: 50 % – 70 %.

3.10.4. Autonomía térmica

Se recomienda que el acumulador tenga capacidad suficiente para cubrir al menos un día completo de consumo.

3.11. Volumen óptimo de almacenamiento

Uno de los criterios relevantes del diseño consiste en relacionar el volumen del acumulador con la superficie de colectores solares instalada (Tabla 14). Esta relación se expresa como:

$$V = k \cdot A$$

Donde:

- V = volumen del acumulador (L)
- A = superficie de colector (m^2)
- k = coeficiente de almacenamiento

Tabla 14

Volumen óptimo de almacenamiento

Tipo de sistema	Volumen recomendado
Sistemas domésticos	50 – 80 L/ m^2
Sistemas multifamiliares	60 – 100 L/ m^2
Sistemas de gran demanda	80 – 120 L/ m^2

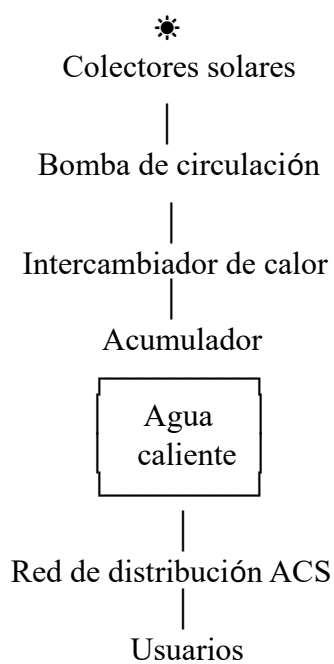
Nota. Elaboración propia (2026).

3.12. Diagramas de funcionamiento del sistema solar térmico

3.12.1. Diagrama conceptual del sistema



3.12.2. Esquema hidráulico simplificado



3.13. Elección justificada de emplazamiento y ubicación de equipos

Para el diseño de la instalación solar térmica en las instalaciones de la Universidad Internacional del Ecuador (UIDE), se consideró como criterio principal el aprovechamiento óptimo del recurso solar disponible en la ciudad de Quito, así como las condiciones constructivas y funcionales de los edificios donde se presenta la demanda de agua caliente sanitaria. La ubicación seleccionada para la instalación de los colectores solares corresponde a las cubiertas de los edificios que presentan mayor consumo de agua caliente sanitaria, específicamente: la Escuela de Gastronomía, la Residencia Erasmus, las Nuevas Residencias y la Escuela de Deportes.

De acuerdo con las condiciones establecidas en el proyecto, se considera que la superficie disponible para la instalación de colectores corresponde al 60% de la superficie total de cada cubierta, con el fin de mantener espacios destinados a mantenimiento, circulación y otros equipos existentes. En cuanto a la orientación de los colectores solares se plantea una orientación preferente hacia el norte geográfico, lo cual permite maximizar la captación de radiación solar a lo largo del año. Asimismo, se considera una inclinación aproximada entre 10° y 15°.

3.13.1. Colectores solares

Serán instalados sobre la cubierta de cada edificio, fijados mediante estructuras metálicas inclinadas que garanticen la orientación y el ángulo de inclinación requeridos. Estas estructuras también permitirán la correcta ventilación de los paneles y facilitarán las labores de mantenimiento.

3.13.2. Acumuladores térmicos

Los tanques de almacenamiento de agua caliente se ubicarán en salas técnicas o cuartos de máquinas dentro de cada edificio, o en espacios protegidos cercanos a la cubierta.

3.13.3. Sistema auxiliar (calefón a GLP)

El sistema de apoyo existente mediante gas licuado de petróleo se mantendrá conectado en serie con el sistema solar térmico. De esta manera, el agua precalentada por los colectores solares ingresará al calefón, el cual únicamente elevará la temperatura cuando la energía solar no sea suficiente para cubrir la demanda.

3.13.4. Sistema de bombeo y control

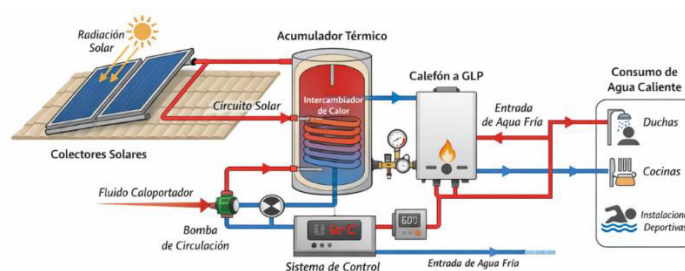
Las bombas de circulación, válvulas de seguridad, intercambiadores de calor y el sistema de control se ubicarán en la misma sala técnica donde se encuentren los acumuladores.

3.14. Esquema de principio de la instalación solar térmica

El sistema solar térmico propuesto para las instalaciones de la UIDE se basa en un sistema de captación mediante colectores solares de placa plana. La Figura 11 muestra el esquema de principio del sistema solar térmico propuesto para los edificios de la universidad.

Figura 7

Esquema de principio del sistema solar térmico propuesto para la UIDE.



Nota. Elaboración propia a partir de Duffie & Beckman (2013) y Kalogirou (2014).

3.15. Tipos de sistemas solares térmicos

Los sistemas solares térmicos pueden clasificarse de diversas maneras dependiendo de su diseño, del método de circulación del fluido caloportador, del tipo de colector utilizado o de la forma en que se realiza la transferencia y almacenamiento de la energía térmica.

3.15.1. *Sistemas de termosifón o circulación natural*

En este tipo de sistemas el movimiento del fluido caloportador se produce de manera espontánea debido a las diferencias de densidad generadas por los cambios de temperatura dentro del circuito hidráulico. Cuando el fluido se calienta en el colector solar, su densidad disminuye y tiende a ascender hacia el tanque de almacenamiento ubicado en una posición superior. Al mismo tiempo, el fluido más frío, que posee mayor densidad, desciende hacia el colector solar para reiniciar el proceso de calentamiento (Kalogirou, 2014).

3.15.1.1. Sistemas de circulación forzada

Se caracterizan por utilizar bombas hidráulicas para impulsar el fluido caloportador a través del circuito solar térmico. En los sistemas de circulación forzada el flujo del fluido es controlado activamente mediante dispositivos mecánicos y electrónicos.

3.15.1.2. Sistemas de concentración solar

Utilizan dispositivos ópticos, como espejos reflectores o lentes especiales, para concentrar la radiación solar en una superficie más pequeña denominada receptor. Al concentrar la radiación solar en un área reducida, estos sistemas permiten alcanzar temperaturas significativamente más altas que las obtenidas en colectores solares convencionales.

3.16. Dimensionamiento de la instalación solar térmica

El calentamiento de agua sanitaria representa una fracción significativa del consumo energético. En el campus de la Universidad Internacional del Ecuador, varios edificios presentan una demanda constante de agua caliente debido a la presencia de residencias estudiantiles, instalaciones gastronómicas y áreas deportivas. Con el objetivo de reducir el consumo energético convencional y mejorar la sostenibilidad energética del campus, se plantea el diseño de un sistema solar térmico destinado a la producción de agua caliente sanitaria (ACS).

Dado que la demanda de agua caliente sanitaria tiene lugar en diferentes dependencias de la universidad, se considera varias instalaciones térmicas independientes. El resultado final en su conjunto cubrirá un porcentaje mínimo del 70% de la demanda existente en los edificios. El

dimensionamiento del sistema se realizó utilizando el método F-Chart, el mismo que permite estimar la fracción solar anual en sistemas de calentamiento de agua mediante energía solar.

El proceso de diseño contempla tres componentes fundamentales:

- Planta solar térmica, donde se ubican los captadores solares.
- Instalación térmica, incluye la sala de intercambiadores y el sistema de almacenamiento.
- Evaluación de la cobertura solar, que determina el porcentaje de la demanda energética cubierta por el sistema solar.

3.16.1. *Planta solar térmica*

3.16.1.1. Selección del captador solar

Se selecciona un captador solar plano comercial con características adecuadas para aplicaciones de producción de agua caliente sanitaria. El captador corresponde al modelo: Wolf Ibérica Topson F3. Sus principales parámetros de funcionamiento se describen en la Tabla 15:

Tabla 15

Parámetros de captador solar

Parámetro	Valor
Superficie útil del captador	2 m ²
Eficiencia óptica	0.821
Coefficiente de pérdidas térmicas	3.312 W/m ² K

Nota. Elaboración propia (2026).

3.16.1.2. Superficie total instalada

La superficie total del campo de captadores se determina multiplicando el número de colectores instalados por la superficie útil de cada captador.

$$S_c = N \times S_u$$

Donde:

- S_c = superficie total del campo solar
- S_u = superficie útil de cada captador
- N = número de captadores

3.16.1.3. Parámetros de eficiencia del captador

El rendimiento del captador se caracteriza mediante dos parámetros fundamentales:

Factor de eficiencia óptica

Coefficiente global de pérdidas

$$\eta_0 = 0.821$$

$$a_1 = 3.312 \text{ W/m}^2\text{K}$$

Considerando las condiciones reales de operación del sistema UIDE se tiene:

- Factor de eficiencia óptica corregido: 0.748752
- Coeficiente de pérdidas corregido: 0.003146

3.17. Producción energética del sistema solar

La producción energética de la planta solar depende principalmente de la radiación solar incidente, la superficie de captación y el rendimiento del captador. La energía solar incidente sobre los colectores se calcula mediante la siguiente expresión:

$$Q_{solar} = S_c \times H$$

Donde:

- Q_{solar} = energía solar incidente
- H = irradiación solar media diaria
- S_c = superficie total de colectores

3.18. Cálculo del grado de cobertura de la demanda mediante el método F-Chart

3.18.1. Introducción al método F-Chart

El método se basa en la relación entre dos variables adimensionales denominadas X y Y.

- X: relación entre las pérdidas térmicas del sistema y la demanda energética.
- Y: relación entre la energía solar absorbida y la demanda energética.

A partir de estos parámetros se obtiene la fracción solar mensual (f) mediante una correlación empírica.

3.18.2. Demanda energética de agua caliente sanitaria

Se determina a partir del volumen de agua requerido, la temperatura de suministro y la temperatura del agua fría de entrada. La energía necesaria para calentar agua se calcula mediante:

$$Q_d = m \cdot c_p \cdot (T_{acs} - T_{fria})$$

Donde:

- Q_d = energía demandada
- c_p = calor específico del agua
- m = masa de agua

- T_{acs} = temperatura del agua caliente sanitaria
- T_{fria} = temperatura del agua de red

El calor específico del agua se considera:

$$c_p = 4.18 \text{ kJ/kgK}$$

3.18.3. Energía solar disponible

La energía solar incidente sobre los captadores depende de la radiación solar disponible y de la superficie de captación. La energía solar mensual incidente se calcula mediante:

$$Q_{solar} = H_m \cdot S_c \cdot N_d$$

Donde:

- H_m = radiación solar diaria media mensual
- S_c = superficie total de colectores
- N_d = número de días del mes

En el sistema analizado, la superficie total de captación es:

$$S_c = 90 \text{ m}^2$$

3.18.4. Parámetros adimensionales del método F-Chart

El método F-Chart utiliza dos variables adimensionales principales.

3.18.4.1. Parámetro X

Representa la relación entre las pérdidas térmicas del sistema y la demanda energética. Se calcula mediante:

$$X = \frac{F_R U_L S_c (T_{ref} - T_a) N_d}{Q_d}$$

Donde:

- F_R = factor de remoción de calor del captador
- U_L = coeficiente global de pérdidas
- T_{ref} = temperatura de referencia
- T_a = temperatura ambiente
- Q_d = demanda energética mensual

3.18.4.2. Parámetro Y

Representa la relación entre la energía solar absorbida y la demanda energética.

$$Y = \frac{F_R (\tau \alpha) S_c H_m N_d}{Q_d}$$

Donde:

- $F_R (\tau \alpha)$ = eficiencia óptica
- S_c = superficie de colectores
- H_m = radiación solar media mensual
- N_d = número de días del mes

3.18.5. Cálculo de la fracción solar mensual

La fracción solar mensual se determina mediante la ecuación empírica del método F-Chart:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3$$

3.18.6. Cálculo mensual

Se muestra el procedimiento aplicado para la escuela de deportes.

Radiación solar diaria media:

$$H = 4.57 \text{ kWh/m}^2\text{día}$$

Número de días del mes:

$$N_d = 31$$

Superficie de colectores:

$$S_c = 90 \text{ m}^2$$

La energía solar incidente mensual es:

$$Q_{solar} = 4.57 \times 90 \times 31$$

$$Q_{solar} = 12752 \text{ kWh}$$

3.18.7. Cálculo del grado de cobertura solar

Representa el porcentaje de la demanda energética que puede ser cubierto mediante la energía solar captada por el sistema. Se calcula mediante la expresión:

$$f = \frac{Q_{solar}}{Q_{demanda}}$$

Donde:

- f = fracción solar sistema solar
- Q_{solar} = energía útil producida por el sistema solar
- $Q_{demanda}$ = demanda energética total de ACS

3.18.7.1. Cálculo de grado de cobertura escuela de deportes.

Demanda Acumulador Solar:

$$Q_d = 8497 \text{ kWh}$$

Producción solar útil:

$$Q_{solar} = 6443 \text{ kWh}$$

Cobertura solar:

$$f = \frac{6443}{8497}$$

$$f = 0.758$$

Esto significa que el 75.8 % de la demanda energética de enero es cubierta por energía solar.

3.18.8. *Análisis energético anual del sistema*

La producción solar anual se obtiene sumando la energía solar útil mensual.

Producción solar anual aproximada:

Demanda anual:

$$Q_{solar,anual} \approx 78\,715\,kWh$$

$$Q_{demanda,anual} \approx 103\,816\,kWh$$

Fracción solar anual:

$$F_{anual} = \frac{78\,715}{103\,816} \approx 0.758$$

3.19. **Areas a ser utilizadas para instalación de los captadores**

Se obtuvo el área de las terrazas utilizando la herramienta Google Maps. Las áreas de trabajo disponible de cada locación se encuentran en el Anexo 10-16.

3.20. **Diagrama de funcionamiento del sistema solar térmico**

El funcionamiento del sistema puede representarse mediante el siguiente esquema conceptual.

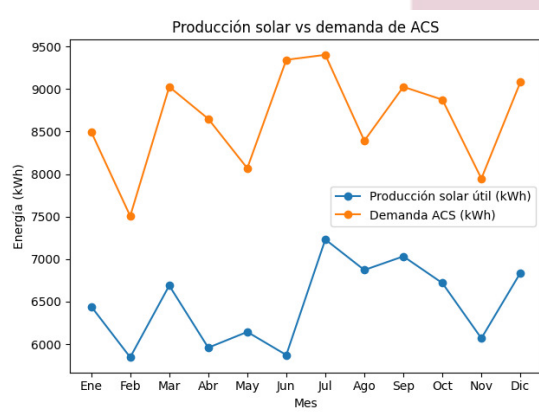


3.21. Análisis gráfico del desempeño del sistema

Con referencia al análisis de la escuela de deportes, podemos obtener gráficamente las siguientes tendencias:

Figura 8

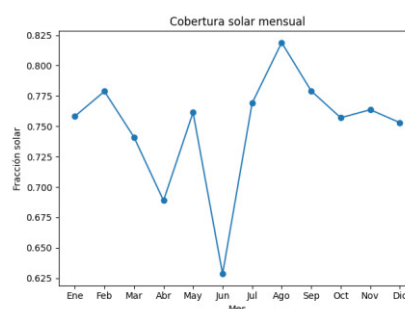
Comparación entre producción solar y demanda energética.



Nota. Elaboración propia (2026).

Figura 9

Cobertura solar mensual del sistema



Nota. Elaboración propia (2026).

3.22. Resultados del dimensionamiento

El análisis permite dimensionar un sistema solar térmico adecuado para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria de los edificios del campus de la UIDE.

Tabla 16

Dimensionamiento de captador

Captador solar Wolf Ibérica Topson F3

Residencia	Numero de captadores	Volumen acumulador (dm3)
Gastronomía	5	1000
Nuevas	23	4600
Erasmus	20	4000
Deportes	45	9000

Nota. Elaboración propia (2026).

3.23. Dimensionamiento de las instalaciones

A partir de los cálculos realizados, se obtuvo el siguiente dimensionamiento por edificio.

Tabla 17

Dimensionamiento de sistema

Residencia	Superficie de captación	Demanda anual	Producción solar útil	Cobertura solar	Volumen de acumulación
Gastronomía	10 m ²	9.887 kWh	8.193 kWh	82,86%	1000 L
Erasmus	40 m ²	44.338 kWh	34.102 kWh	76,91%	4000 L
Deportes	90 m ²	103.816 kWh	77.715 kWh	74,86%	9000 L
Nuevas	46 m ²	50.672 kWh	39.137 kWh	77,24%	4600 L

Nota. Elaboración propia (2026).

3.24. Análisis de inversión

3.24.1. Presupuesto del sistema (CAPEX)

Tabla 18

Presupuesto CAPEX

Residencia	CAPEX
Erasmus	\$ 43815
Nuevas	\$ 46057.5
Gastronomía	\$ 15755

Deportes \$ 73427.50

Nota. Elaboración propia (2026).

3.24.1.1. Escenario de ahorro eléctrico

Tabla 19

Escenario Residencias

Residencias	Tipo de energía	Energía generada anual (kwh)	Poder calorífico (kwh/kg)	Total (kg)	Costo promedio del kwh	Ahorro	Ahorro neto
Erasmus	Electricidad	34101.93	NA	NA	\$ 0.10	\$ 3,410.19	\$ 2,910.19
	GLP no subsidiado	34101.93	12.8	2664.21	\$ 1.00	\$ 2,660.05	\$ 2,160.05
	GLP subsidiado	34101.93	12.8	2664.21	\$ 0.11	\$ 293.06	\$ 206.94
Nuevas	Electricidad	39137.10	NA	NA	\$ 0.10	\$ 3913.71	\$ 3413.71
	GLP no subsidiado	39137.10	12.8	3057.59	\$ 1.00	\$ 3,052.80	\$ 2,552.80

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

GLP							
	subsidiado	39137.10	12.8	3057.59	\$ 0.11	\$ 336.33	\$ 163.67
	Electricidad	8193.09	NA	NA	\$ 0.10	\$ 819.13	\$ 319.31
Gastronomía	GLP no						
		8193.09	12.8	640.08	\$1.00	\$ 639.08	\$ 139.08
	subsidiado						
GLP							
	subsidiado	8193.09	12.8	640.08	\$ 0.11	\$ 70.41	\$ 429.59
	Electricidad	77715.03	NA	NA	\$ 0.10	\$ 7,771.50	\$ 7,271.50
Deportes	GLP no						
		77715.03	12.8	6071.49	\$ 1.00	\$ 6,061.99	\$ 5,561.99
	subsidiado						
GLP							
	subsidiado	77715.03	12.8	6071.49	\$ 0.11	\$ 667.86	\$ 167.86

Nota. Elaboración propia (2026).

3.25. Ahorro Anual UIDE

El proyecto de la UIDE plantea implementar cuatro sistemas de agua caliente para los 4 edificios. Considerando este escenario, en el cual el proyecto sería ejecutado a nivel global, tendríamos el siguiente resumen de inversión y ahorro total estimado

Tabla 20*Ahorro Anual UIDE*

Concepto	Implementación	Ahorro anual	Ahorro anual
		comparado electricidad	comparado GLP
Residencia Erasmus	\$ 43,815.00	\$ 2,910.19	\$ 2,160.05
Nuevas residencias	\$ 46,057.50	\$ 3,413.71	\$ 2,552.80
Gastronomía	\$ 15,755.00	\$ 319.31	\$ 139.08
Escuela de deportes	\$ 73,427.50	\$ 7,271.50	\$ 5,561.99
<i>SUBTOTAL</i>	\$ 179,055.00	\$ 13,914.71	\$ 10,413.93

Nota. Elaboración propia (2026).**3.26. Retorno de la inversión****3.27. Cálculo del periodo de recuperación simple**

Determina el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial mediante los flujos de ahorro generados por la implementación del sistema. El cálculo se realiza a partir de la relación entre la inversión inicial y el ahorro neto anual, conforme a la siguiente expresión:

$$PRS = \frac{CAPEX}{Ahorro\ anual\ neto}$$

Tabla 21*Cálculo de PRS*

Residencia	Inversión inicial	Tipo de energía	Ahorro neto anual	PRS
Erasmus	\$ 43,815	Eléctrico	\$ 2,910.19	15,05 años
		GLP no subsidiado	\$ 2160.05	20,29 años
		GLP subsidiado	-\$ 206.94	Perdidas
Nuevas Residencias	\$ 46,057.50	Eléctrico	\$ 3,413.71	13,49 años
		GLP no subsidiado	\$ 2552,8	18,04 años
		GLP subsidiado	-\$ 163.67	Perdidas
Gastronomía	\$ 15,755	Eléctrico	\$ 319.31	49,34 años
		GLP no subsidiado	\$ 139,08	113.26 años
		GLP subsidiado	-\$ 429.59	Perdidas
Deportes	\$ 73427,5	Eléctrico	\$ 7,271.5	10,1 años
		GLP no subsidiado	\$ 5561,99	13,2 años
		GLP subsidiado	-\$ 167.86	Perdidas

Nota. Elaboración propia (2026).**3.28. Síntesis de resultados**

De manera global, la inversión que la UIDE debería realizar para el proyecto de manera global.

Tabla 22*Inversión necesaria*

Concepto	Implementación	Ahorro anual	
		comparado electricidad	comparado GLP
Implementación total	\$ 179,055.00	\$ 13,914.71	\$ 10,413.93

Nota. Elaboración propia (2026).

En el escenario eléctrico, el cálculo es el siguiente:

$$PRS = \frac{179,055.00}{13,914.71}$$

$$PRS = 12.86 \text{ años}$$

En el escenario GLP industrial, el cálculo es el siguiente:

$$PRS = \frac{179,055.00}{10,413.93}$$

$$PRS = 17.19 \text{ años}$$

4. GESTIÓN ECONOMICA Y FINANCIERA

4.1. Análisis económico del sistema fotovoltaico

En la transición energética y diversificación de la matriz energética, los sistemas de generación distribuida, particularmente los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo han adquirido una gran relevancia en economías emergentes. Los modelos de negocio asociados al desarrollo e implementación de sistemas energéticos han evolucionado, destacándose principalmente dos esquemas: el modelo EPC y el modelo NO EPC, asociado a esquemas de servicios energéticos como los contratos PPA o en su defecto, a realizar el proyecto de manera directa.

4.1.1. *Marco conceptual*

4.1.1.1. Definición de proyecto EPC

El modelo de contratación en el cual un único contratista es responsable de la ingeniería, adquisición de equipos y construcción del proyecto. Este enfoque es ampliamente utilizado en proyectos de infraestructura energética debido a su capacidad para transferir riesgos técnicos y de ejecución al contratista. En proyectos de autoconsumo fotovoltaico, el modelo EPC implica que el cliente final realiza una inversión inicial significativa (CAPEX) para la adquisición del sistema, convirtiéndose en propietario del activo desde su puesta en operación.

Las principales características del modelo EPC incluyen: Responsabilidad integral del contratista, entrega del proyecto bajo la modalidad "llave en mano", inversión inicial elevada por parte del cliente, generalmente se cobra un porcentaje de administración sobre los rubros a ejecutar y beneficio económico basado en ahorros energéticos futuros.

Tabla 23*Datos de proyecto solar mediante EPC***Datos del proyecto**

Potencia PV KW	22.89
Superficie colectora m2	103.30
DEVEX Costes de desarrollo	\$ 858.42
CAPEX sin seguro	\$31472.42
Seguros	\$572.28
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$ 32903.12
Inversión total EPC	\$ 16796.12

Nota. Elaboración propia (2026).**4.1.1.2.Potencia Definición de modelo NO EPC**

El modelo NO EPC se fundamenta en la prestación de servicios energéticos, donde se desarrolla, financia, opera y mantiene el sistema energético a riesgo del dueño del proyecto. Las características principales de este modelo son: Reducción del CAPEX inicial, riesgos técnicos y financieros asumidos por el dueño del proyecto y pagos asociados al desempeño del sistema.

Tabla 24*Datos de proyecto solar No EPC***Datos del proyecto**

Potencia PV KW	22.89
Superficie colectora m2	103.30
DEVEX Costes de desarrollo	\$ 693
CAPEX sin seguro	\$ 28255
Seguros	\$ 462
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$ 29410
Inversión total EPC	\$ 16060

Nota. Elaboración propia (2026).**4.1.2. Análisis del modelo EPC AUTOCONSUMO****4.1.2.1. Inversión inicial (CAPEX)**

Constituye el componente más relevante dentro del modelo EPC. Incluye todos los costos necesarios para la implementación del sistema, tales como:

- Equipos principales (paneles fotovoltaicos, inversores).
- Estructuras de soporte.

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

- Obras civiles.
- Ingeniería y diseño.
- Instalación y puesta en marcha.
- Costos de permisos y legalización.
- Subsidios

En Ecuador, no declaran IVA (15%) los elementos de un sistema de energía solar. De igual manera, la adquisición de un sistema de energía renovable se traduce en un incentivo que permite a las empresas o industrias deducir, en su base imponible (25%), el total de la inversión realizada en el proyecto solar, más un 100% adicional. Esto significa que la inversión en energía solar puede generar un doble beneficio fiscal: el ahorro tradicional por deducción del gasto y el incentivo adicional por tratarse de una tecnología sostenible. La magnitud del CAPEX influye directamente en los indicadores financieros del proyecto, particularmente en el periodo de recuperación de la inversión.

4.1.3. *Aplicación del WACC en el proyecto*

El WACC es utilizado como tasa de descuento para calcular el VAN, permitiendo evaluar la viabilidad económica del proyecto (Tabla 25).

Tabla 25

Datos para cálculo de la Waac

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN

Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.0%

Interés del préstamo (C_d)	11.9%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	15.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	13.0%
WACC	10.13%

Nota. Elaboración propia (2026).

4.1.4. *Análisis de costos operativos (opex) del proyecto solar bajo modalidad epc*

En el análisis financiero de proyectos energéticos, particularmente en sistemas solares desarrollados bajo modalidad EPC, resulta indispensable considerar no solo la inversión inicial, sino también los costos asociados a la operación durante toda la vida útil del sistema.

Estos costos, conocidos como OPEX, comprenden todos los egresos recurrentes necesarios para garantizar el funcionamiento eficiente, seguro y continuo de la planta. En el caso de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, como el presente proyecto.

4.1.4.1. Descripción general del proyecto

- Potencia fotovoltaica instalada: 22.89 kW
- Producción eléctrica anual estimada: 32,745 kWh/año
- Precio de energía eléctrica: 0.1283 \$/kWh

- Ingresos anuales estimados (ahorro): 4,201.18 \$

4.1.5. Estructura del OPEX del proyecto

El costo operativo total anual del proyecto asciende a: OPEX TOTAL = 1,698.89 \$/año. Este valor representa aproximadamente un 40.4% de los ingresos anuales, lo cual es un punto crítico de análisis financiero (Tabla 26).

Tabla 26

OPEX Sistema solar autoconsumo UIDE

Datos del proyecto	
Potencia PV KW	22.89
Superficie colectora m2	103.30
Ingresos	\$ 4201.18
Gastos OPEX	\$ 1510.06
OPEX Total	\$ 1698.89

Nota. Elaboración propia (2026).

4.1.6. Hipótesis del Proyecto Solar bajo modalidad EPC

4.1.6.1. Tipo de construcción

El modelo considera que el proyecto se desarrolla bajo la modalidad EPC. Esto significa que: Un solo contratista es responsable del diseño, adquisición de equipos y construcción, el sistema se entrega completamente operativo, se reduce el riesgo de sobrecostos y retrasos. Esta modalidad es común en proyectos energéticos debido a su eficiencia en la ejecución.

4.1.6.1.1. Degradación de la planta

La degradación representa la pérdida anual de eficiencia del sistema. En este caso, la planta pierde un 0.5% de producción cada año, se debe al envejecimiento de equipos, desgaste térmico y condiciones ambientales

4.1.6.1.2. Disponibilidad de la planta

La disponibilidad indica el porcentaje de tiempo en que la planta está operativa. un 98% implica que el sistema solo está fuera de servicio un 2% del tiempo, incluye paradas por mantenimiento o fallas

4.1.6.1.3. Tasa de actualización de venta de energía eléctrica

Representa el crecimiento anual esperado del precio de la energía eléctrica. Se utiliza para proyectar los ingresos futuros, considera inflación, tarifas y condiciones del mercado energético. Un valor de 7.88% sugiere un escenario de incremento moderado-alto del costo de la electricidad.

4.1.6.1.4. *Tasa de actualización de venta de energía térmica*

Indica el incremento anual del valor de la energía térmica. Es mayor que la eléctrica, lo cual refleja: Mayor volatilidad de combustibles, tendencia al alza en costos térmicos. Esto beneficia directamente la rentabilidad del proyecto (Tabla 28).

En la Tabla 29 se describe los valores de la producción energética en UIDE.

Tabla 27

Indicador de GLP en UIDE

Energía	Promedio
Electricidad UIDE	0,1009 \$/kWh
GLP Industrial	0,694 \$/kg

Nota. Elaboración propia (2026).

4.1.6.1.5. *Tasa de actualización del OPEX (excepto personal)*

Corresponde al incremento anual de los costos operativos generales 2.50%, tales como: Mantenimiento, repuestos, seguros. Este valor refleja una inflación moderada en costos técnicos.

4.1.6.1.6. *Tasa de actualización del personal (inflación)*

Representa el crecimiento anual de los costos laborales 2.33%. Incluye salarios, beneficios y cargas sociales, es ligeramente menor al OPEX general. Esto permite modelar el impacto del factor humano en el costo operativo total.

4.1.6.2. Hipótesis y estructura de financiación

Se consideran los siguientes valores económicos para la simulación (Tabla 30).

Tabla 28

Estructura financiera

HIPÓTESIS PROYECTO

Tipo de Construcción	EPC
Degradación de la planta	0.50%
Disponibilidad de la planta	98.00%
Tasa actualización Venta energía eléctrica	2.50%
Tasa actualización Venta energía térmica	6.60%
Tasa actualización OPEX (excepto personal)	2.50%
Tasa actualización Personal (inflación)	2.33%
Amortización de las instalaciones	30 años

Nota. Elaboración propia (2026).

Tasa Opex: Se maneja un porcentaje asumido internacionalmente

Tasa actualización personal inflación: se maneja la tasa de inflación del país

Tasa actualización venta energía eléctrica y térmica: en base a los últimos cinco incrementos anuales de energía eléctrica y térmico (GLP) en Ecuador (Tabla 31).

Tabla 29*Estructura de financiación***ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN**

Porcentaje de préstamo (α_d)	70.0%
Interés del préstamo (C_d)	11.9%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	15.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	13.0%
WACC	10.13%

Nota. Elaboración propia (2026).

Interés del préstamo: En Ecuador fluctúa entre el 8.45% y 14% para proyectos renovables (dato tomado de la página de BanEcuador)

Tipo Impositivo: Son los impuestos al beneficio del proyecto. En Ecuador, acorde al Sistema de rentas Internas, este valor es de 25%

Coste de los fondos propios: el interés del accionista para poder aportar en la construcción del proyecto. Este debe de ser valor al Interés del préstamo.

4.1.6.3. Ingresos (REVENUES)

Producción de electricidad: El modelo considera una producción anual de: 32,745 kWh/año. Esto representa la energía que producirá el sistema fotovoltaico cada año.

Precio de venta de energía: El valor considerado es: 0.1283 \$/kWh. Es decir, cada kWh producido y vendido tiene ese valor económico.

Ingresos por venta de electricidad: Los ingresos anuales aproximados son:

$$32745 \times 0.1283 \approx 4,200 \text{ \$/año}$$

Esto significa que el sistema genera aproximadamente: \$ 4,200 anuales por concepto de energía eléctrica.

4.1.7. Gastos operativos (OPEX)

Los gastos operativos corresponden a los costos necesarios para mantener funcionando la planta solar.

4.1.7.1. Costos operacionales totales

La suma del OPEX anual es aproximadamente:

$$100 + 500 + 100 + 210 + 600 + 157 + 31 \approx 1,698 \text{ \$/año}$$

Esto significa que la planta necesita alrededor de: \$ 1,700 anuales para operar correctamente.

4.1.8. *EBITDA*

El EBITDA representa en pocas palabras: Beneficio antes de intereses, impuestos y depreciación.

$$\text{Ingresos} - \text{OPEX}$$

$$4200 - 1700 \approx 2500 \text{ \$/año}$$

Esto indica que el proyecto sí genera flujo operativo positivo.

4.1.9. *Amortización*

El modelo considera una amortización de: \$ 16,796. La amortización representa la pérdida contable del valor de los activos a lo largo del tiempo.

4.1.10. *Costos financieros*

4.1.10.1. *Préstamo pendiente*

Se tiene un préstamo de \$ 11,757 a un Plazo del préstamo 15 años, con un interés del 11.86%.

4.1.11. *Indicadores financieros principales*

- TIR de 30 años con un valor 13.33%
- VAN con un valor \$ 4,424.14
- TIR Equity 16.66%
- VAN Equity \$ 2,124.37
- PAYBACK el Periodo de recuperación es 7.80 años. 7 años y 10 meses.

4.1.12. Rentabilidad del proyecto

El proyecto es financieramente rentable con fórmula de financiamiento 70/30. Los indicadores financieros muestran resultados positivos (Tabla 32).

Tabla 30

Indicadores financieros con financiamiento

Indicador	Resultado	Interpretación
VAN	\$ 4,424.14	Genera valor económico
TIR Proyecto	13.23%	Alta rentabilidad
TIR Equity	16.666%	Excelente retorno al inversionista
Payback	7.80 años	Recuperación relativamente rápida
LCOE	130.33 \$/MWh	Costo nivelado de generación
LROE	Superior al LCOE	Los ingresos superan los costos de generación

Nota. Elaboración propia (2026).

4.1.13. Proyecto autofinanciado

Los indicadores financieros muestran resultados positivos al contar con fondos 100% propios (Tabla 33).

Tabla 31*Indicadores financieros con autofinanciamiento*

Indicador	Resultado	Interpretación
VAN	\$ 254.36	Genera valor económico
TIR Proyecto	13.23%	Alta rentabilidad
TIR Equity	13.23%	Excelente retorno al inversionista
Payback	7.80 años	Recuperación relativamente rápida
LCOE	141.45 \$/MWh	Costo nivelado de generación
LROE	161.26 \$/MWh	Los ingresos superan los costos de generación

Nota. Elaboración propia (2026).

4.2. Análisis de sistemas de colectores solares térmicos y su evaluación técnico–financiera

Se desarrolla el análisis técnico y financiero de un modelo de negocio basado en colectores solares térmicos, estructurado en una hoja de cálculo que integra variables energéticas, operativas y económicas. Se describen los componentes del sistema, la metodología de cálculo de la demanda y generación térmica, así como la evaluación de rentabilidad del proyecto (Tabla 34).

Tabla 32*Datos sistema colector solar modo EPC***Datos del proyecto**

Potencia PV KW	159,147
Superficie colectora m2	186
DEVEX Costes de desarrollo	\$ 5,665.06
CAPEX sin seguro	\$ 197,500.36
Seguros	\$ 3,776.71
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$ 206,942.12
Inversión total EPC	\$ 105,828.47

Nota. Elaboración propia (2026).**4.2.1. Modelo NO EPC****Tabla 33***Datos sistema colector solar modo EPC*

Datos del proyecto

Potencia PV KW	159,147
Superficie colectora m2	186
DEVEX Costes de desarrollo	\$ 4,834.15
CAPEX sin seguro	\$ 176,702.25
Seguros	\$ 3222.90
DEVEX+CAPEX TOTAL	\$ 184,759.50
Inversión total EPC	\$ 112465.50

Nota. Elaboración propia (2026).

4.2.2. *Inversión inicial (CAPEX)*

Incluye: Colectores solares, tanques de almacenamiento, intercambiadores, instalación, ingeniería y subsidios. Para el caso de Ecuador, no declaran IVA (15%) los elementos de un sistema de energía solar. De igual manera, la adquisición de un sistema de energía renovable se traduce en un incentivo que permite a las empresas o industrias deducir, en su base imponible (25%), el total de la inversión realizada en el proyecto solar, más un 100% adicional.

4.2.3. *Aplicación del WACC en el proyecto*

Permite evaluar la viabilidad económica del proyecto (Tabla 36).

Tabla 34*Variables para cálculo del WAAC*

ESTRUCTURA DE LA FINANCIACIÓN	
Préstamo:	
Porcentaje de préstamo (α_d)	70.0%
Interés del préstamo (C_d)	11.9%
Tipo Impositivo (t)	25.0%
Plazo del préstamo (años)	15.00
Fondos Propios	
Porcentaje de Fondos Propios ($1-\alpha_d$)	30.0%
Coste de los Fondos Propios (C_p)	13.0%
WACC	10.13%

Nota. Elaboración propia (2026).

4.3. Análisis de costos operativos en un sistema solar térmico bajo modalidad EPC

4.3.1. Descripción general del sistema

El sistema solar térmico analizado presenta las siguientes características: Producción térmica anual: 159,147 kWh/año, Superficie colectora: 186 m², Precio de energía térmica: 0.078 \$/kWh e Ingresos anuales estimados: 12,413.91 \$

4.3.2. Estructura del OPEX del proyecto

El costo operativo total anual calculado en el modelo es: OPEX TOTAL = 3,509.37 \$/año.

Esto representa aproximadamente: 28.3% de los ingresos anuales.

Figura 10

OPEX del sistema solar térmico UIDE

Datos del proyecto

Potencia PV KW	159,147
Superficie colectora m2	186
Ingresos	\$ 12413.91
Gastos OPEX	\$ 2120.70
OPEX Total	\$ 3509.37

Nota. Elaboración propia (2026).

4.3.3. Hipótesis y estructura de financiación

4.3.3.1. Ingresos (REVENUES)

4.3.3.1.1. Producción de energía térmica

El modelo considera una producción anual aproximada de: **155,964 kWh/año**. Esto representa la energía térmica que producirá el sistema solar cada año.

4.3.3.1.2. Ingresos del proyecto

Los ingresos anuales iniciales son aproximadamente: \$ 15,179/año.

4.3.3.2. Gastos operativos (OPEX)

Los gastos operativos corresponden a los costos necesarios para mantener funcionando correctamente la planta solar térmica.

4.3.3.2.1. Costos operacionales totales

El modelo considera costos operacionales iniciales aproximados de: \$ 3,687/año

4.3.4. EBITDA

$$\text{Ingresos} - \text{OPEX} = 15179 - 3687 \approx 11492 \text{ \$/año}$$

Esto indica que el proyecto genera un flujo operativo positivo desde el inicio de operación.

4.3.5. Amortización

El modelo considera una amortización de: \$ 122,572 correspondiente a la inversión total del proyecto. La amortización anual aproximada es: \$ 4,086/año

4.3.6. Costos financieros

4.3.6.1. Préstamo pendiente

El modelo considera un financiamiento aproximado de: \$ 85,801. A un plazo del préstamo 15 años, con un interés del préstamo del 11.86%

4.3.7. Indicadores financieros principales

- TIR (30 años) Valor:13.42%
- VAN \$ 40,723.00
- TIR Equity 15.64%
- VAN Equity \$ 15,251.72
- PAYBACK 9.28 años

4.3.8. Rentabilidad del proyecto

Los indicadores financieros muestran resultados positivos que se aprecian en la Tabla 36.

Tabla 35

Resultados de indicadores financieros con financiamiento

Indicador	Resultado	Interpretación
VAN	+40,723 \$	Genera valor económico
TIR	13.42%	Rentabilidad positiva y atractiva
TIR Equity	15.64%	Excelente retorno al inversionista
Payback	9,28 años	Recuperación aceptable para proyecto térmico
LCOE	104.5083	Costo nivelado de generación favorable
LROE	164.6775	Los ingresos superan los costos de generación

Nota. Elaboración propia (2026).

4.3.9. Proyecto autofinanciado (100% fondos propios)

Tabla 36

Resultados de indicadores financieros con fondos propios

Indicador	Resultado	Interpretación
VAN	\$ 3,961.55	Genera valor económico
TIR	13.42%	Rentabilidad positiva y atractiva
TIR Equity	13.42%	Excelente retorno al inversionista
Payback	9.28 años	Recuperación aceptable para proyecto térmico
LCOE	121.36 \$/Mwh	Costo nivelado de generación favorable
LROE	150.07 \$/MWH	Los ingresos superan los costos de generación

Nota. Elaboración propia (2026).

5. CAPITULO CONCLUSIONES Y APLICACIONES

5.1. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

El sistema fotovoltaico diseñado logró cubrir adecuadamente los requerimientos energéticos de la caseta administrativa incluso durante el mes más crítico de irradiación. La potencia instalada fue de 1.500 Wp frente a una demanda calculada de 1.491,2 Wp, lo que demuestra que el dimensionamiento realizado fue adecuado y conservador.

Durante el diseño se consideraron pérdidas por conversión, almacenamiento y operación, así como factores de seguridad que permitieron garantizar estabilidad y continuidad del suministro energético. Esto resulta importante debido a que muchos proyectos solares sobreestiman su producción teórica y no consideran condiciones reales de funcionamiento.

Los resultados financieros obtenidos muestran que el proyecto fotovoltaico presenta una rentabilidad bastante favorable. La TIR obtenida fue superior al 20%, mientras que el periodo de recuperación se ubicó alrededor de los 5,6 años, valores que reflejan una recuperación relativamente rápida considerando la vida útil del sistema.

El análisis económico también permitió observar que el ingreso generado por la energía producida supera los costos nivelados de generación, lo cual garantiza sostenibilidad financiera durante la operación del proyecto.

En escenarios autofinanciados, el proyecto presenta mejores condiciones financieras debido a que se eliminan costos asociados a endeudamiento bancario y pago de intereses, reduciendo el riesgo financiero general del sistema.

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

El análisis de demanda térmica permitió identificar que las áreas con mayor consumo de agua caliente sanitaria dentro de la UIDE corresponden principalmente a la Escuela de Deportes con aproximadamente el 30% de participación, seguida de la Residencia Erasmus con un 20%. Esto permitió enfocar el diseño en las zonas con mayor requerimiento energético.

El sistema de acumulación térmica tuvo un papel fundamental dentro del diseño, ya que permitió compensar las diferencias entre horarios de producción solar y horarios reales de consumo de agua caliente. Esto mejora considerablemente la estabilidad operativa del sistema.

Desde el punto de vista financiero, el sistema solar térmico obtuvo resultados positivos bajo el esquema de financiamiento 70/30, alcanzando un VAN cercano a USD 40.723, una TIR de 13,42% y un periodo de recuperación aproximado de 9,28 años.

En el escenario autofinanciado, aunque el VAN disminuye a aproximadamente USD 3.961, el proyecto continúa siendo viable económicamente y mantiene indicadores financieros positivos durante toda su vida útil.

El análisis comparativo demostró que el mejor escenario económico para implementación del sistema térmico ocurre cuando se sustituye consumo eléctrico o GLP industrial no subsidiado. En cambio, cuando se compara contra GLP doméstico subsidiado, la rentabilidad disminuye considerablemente.

Los ahorros energéticos anuales estimados para el sistema térmico se encuentran entre USD 2.000 y USD 3.300 dependiendo del tipo de energía reemplazada y del comportamiento de consumo de cada edificio.

También se identificó que el subsidio al GLP existente en el Ecuador afecta directamente la competitividad económica de proyectos solares térmicos, ya que reduce artificialmente el costo del combustible convencional frente a alternativas renovables.

Los costos operativos anuales del sistema se mantuvieron relativamente bajos en comparación con los beneficios energéticos obtenidos. Entre los principales rubros considerados estuvieron mantenimiento, repuestos, seguros e imprevistos operativos.

Dentro de las hipótesis del proyecto se consideró una degradación anual de planta del 0,50% y una disponibilidad operativa del 98%, parámetros que permiten trabajar con escenarios más realistas y técnicamente conservadores.

Finalmente, el estudio demuestra que la implementación de sistemas solares térmicos dentro de instituciones académicas no solo genera beneficios económicos y energéticos, sino que también fortalece el compromiso institucional con sostenibilidad, eficiencia energética y reducción de impacto ambiental.

6. Bibliografía

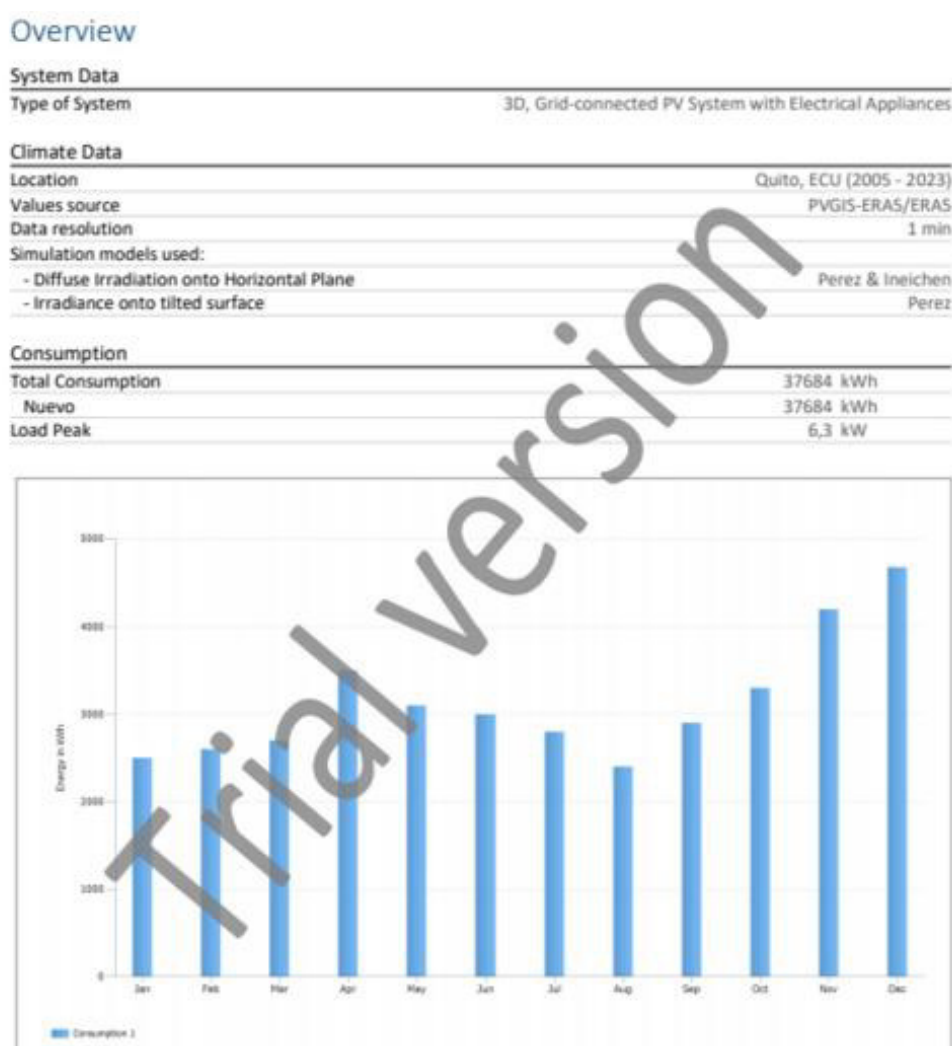
- Jinko Solar. (2023). Tiger Neo N-Type 570W Technical Datasheet. Jinko Solar Co., Ltd.
- Huawei Technologies Co., Ltd. (2023). SUN2000-17K-M5 User Manual. Huawei Digital Power.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable Power Generation Costs in 2022. Abu Dhabi.
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables del Ecuador. (2023). Regulación de generación distribuida en el Ecuador.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). Solar engineering of thermal processes (4th ed.). Wiley.
- Masters, G. M. (2013). Renewable and efficient electric power systems (2nd ed.). Wiley.
- Brigham, E. F., & Houston, J. F. (2021). *Fundamentals of Financial Management*. Cengage.
- Brealey, R., Myers, S., & Allen, F. (2020). *Principles of Corporate Finance*. McGraw-Hill.
- Damodaran, A. (2021). *Applied Corporate Finance*. Wiley.
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*.
- Ross, S., Westerfield, R., & Jaffe, J. (2022). *Corporate Finance*. McGraw-Hill.
- IRENA. (2023). *Renewable Power Generation Costs in 2022*. International Renewable Energy Agency.
- Messenger, R., & Ventre, J. (2017). *Photovoltaic Systems Engineering* (4th ed.). CRC Press.
- National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). *Battery Storage for Renewable Energy Systems*. U.S. Department of Energy.
- Victron Energy. (2023). *Smart LiFePO₄ Battery Technical Documentation*.
- ASHRAE. (2020). *ASHRAE handbook: HVAC applications*. American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes* (4th ed.). Wiley.
- IDAE. (2011). *Guía técnica de instalaciones solares térmicas*. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

- Kalogirou, S. (2014). *Solar energy engineering: Processes and systems* (2nd ed.). Academic Press.
- Ministerio de Fomento. (2019). *Código técnico de la edificación: Documento básico HE4 contribución solar mínima de ACS*. Gobierno de España.

7. ANEXOS

Anexo 1

Consumo mensual durante el año Bloque 9 UIDE



Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 2

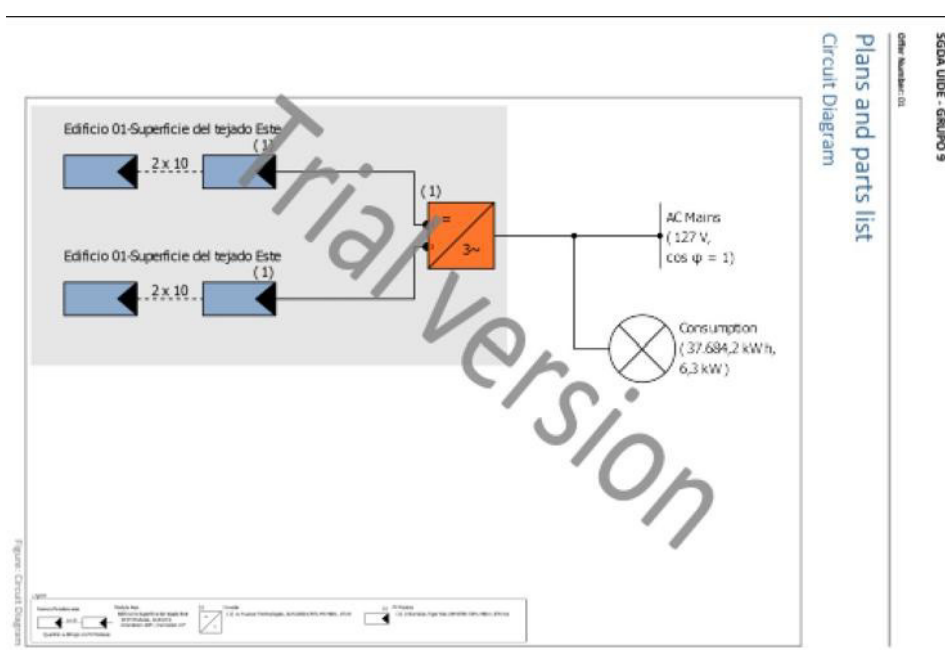
Dato preliminar del SGDA Bloque 9



Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 3

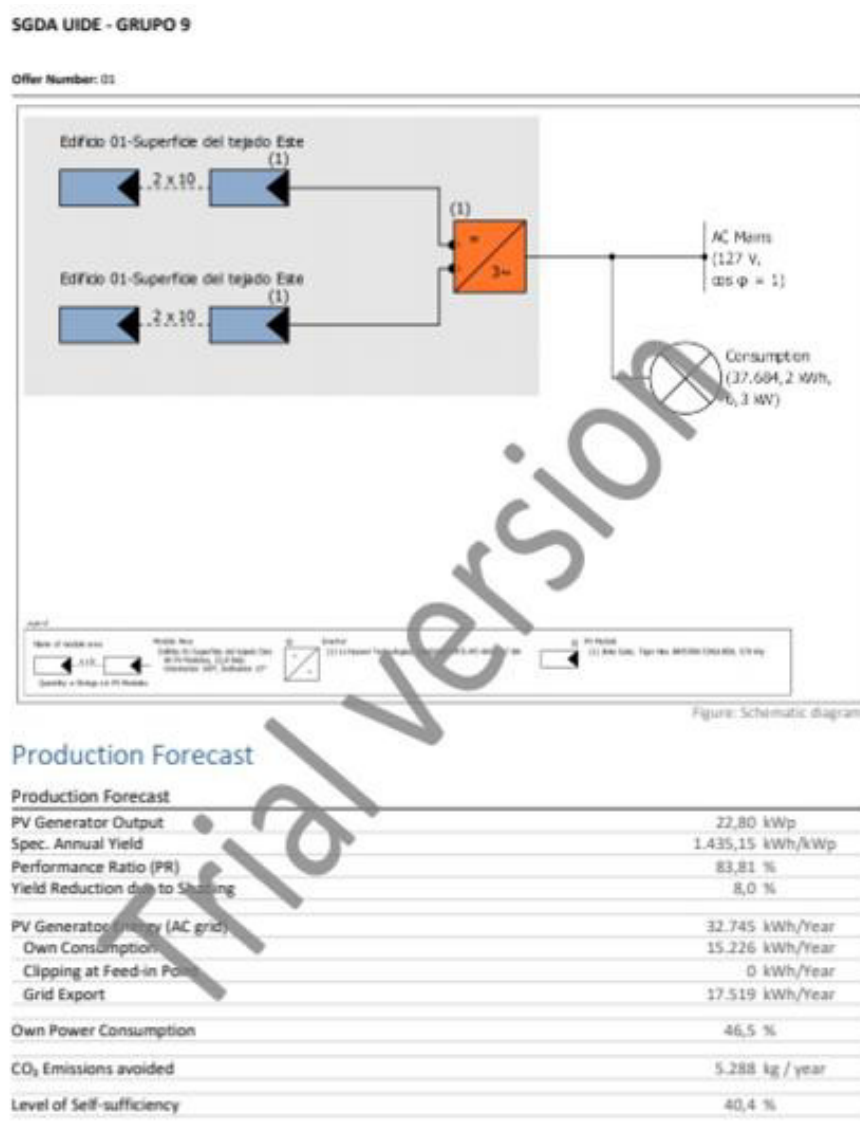
Diagrama unifilar Sistema Fotovoltaico



Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 4

Resultados de la simulación



Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 5

Resultados de la simulación

SGDA UIDE - GRUPO 9

Offer Number: 01

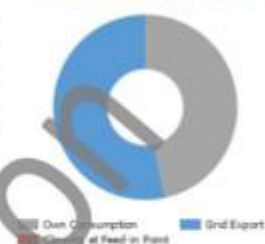
Simulation Results

Results Total System

PV System

PV Generator Output	22,80 kWp
Spec. Annual Yield	1.435,15 kWh/kWp
Performance Ratio (PR)	83,81 %
Yield Reduction due to Shading	8,0 %
PV Generator Energy (AC grid)	32.745 kWh/Year
Own Consumption	15.226 kWh/Year
Clipping at Feed-in Point	0 kWh/Year
Grid Export	17.519 kWh/Year
Own Power Consumption	46,5 %
CO ₂ Emissions avoided	5.288 kg / year

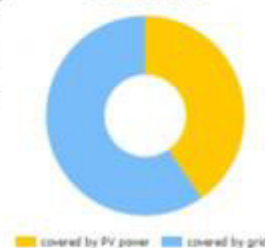
PV Generator Energy (AC grid)



Appliances

Appliances	37.684 kWh/Year
Standby Consumption (Inverter)	24 kWh/Year
Total Consumption	37.708 kWh/Year
covered by PV power	15.226 kWh/Year
covered by grid	22.482 kWh/Year
Solar Fraction	40,4 %

Total Consumption



Level of Self-sufficiency

Total Consumption	37.708 kWh/Year
covered by grid	22.482 kWh/Year
Level of Self-sufficiency	40,4 %

Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 6

Simulación de 40 paneles solares instalados en cubierta

SGDA UIDE - GRUPO 9

Offer Number: 01

Module Areas

1. Module Area - Edificio 01-Superficie del tejado Este

PV Generator, 1. Module Area - Edificio 01-Superficie del tejado Este

Name	Edificio 01-Superficie del tejado Este
PV Modules	40 x Tiger Neo JKM570N-72HL4-BDV (v1)
Manufacturer	Jinko Solar
Inclination	15 °
Orientation	East 109 °
Installation Type	Mounted - Roof
PV Generator Surface	103,3 m²



Figure: 1. Module Area - Edificio 01-Superficie del tejado Este

Overview plan

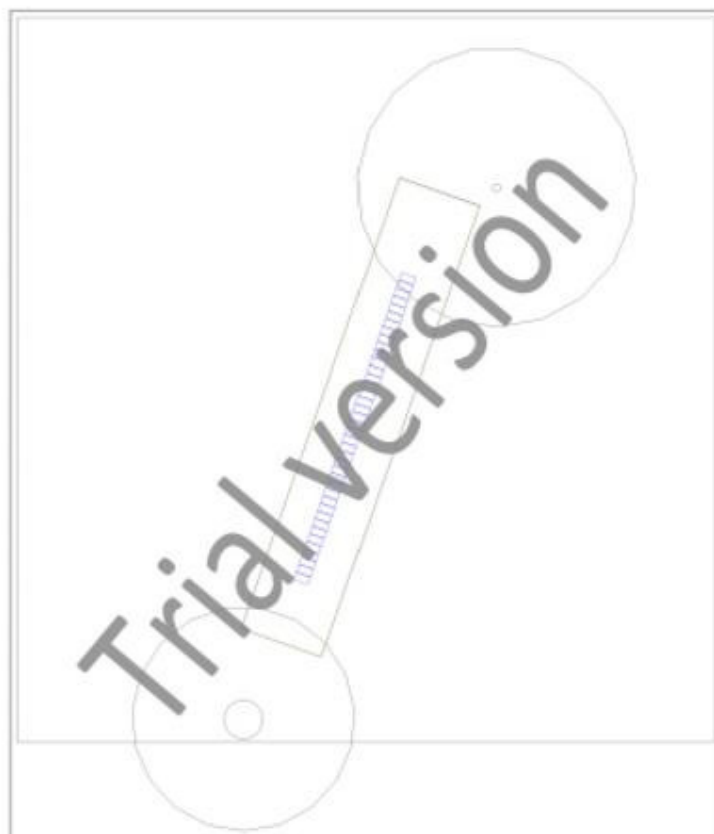


Figure: Overview plan

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Offer Number: 01

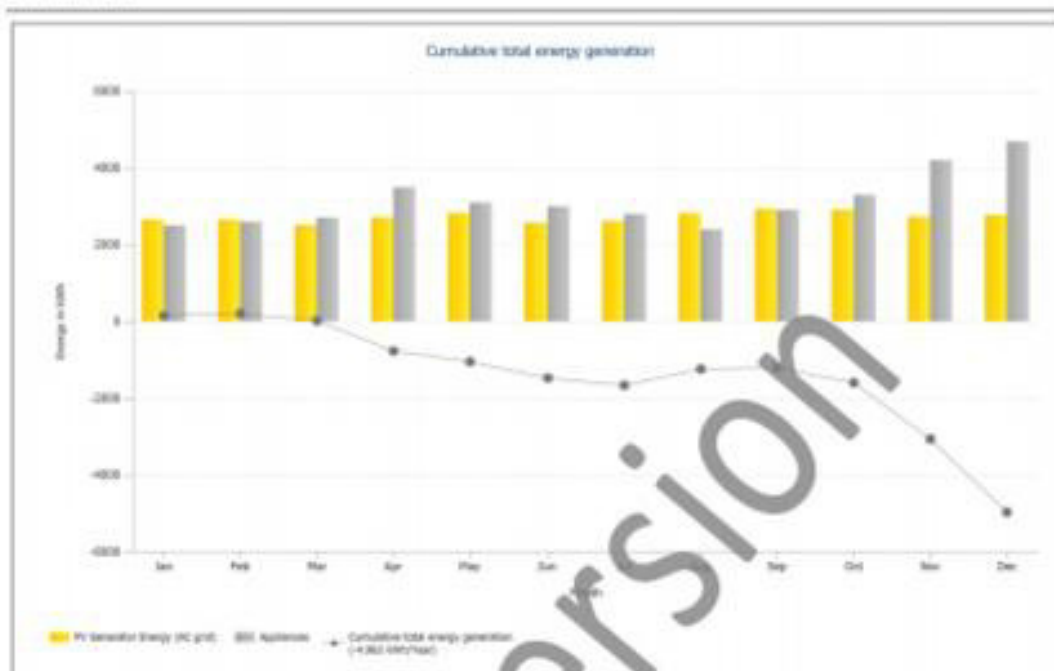
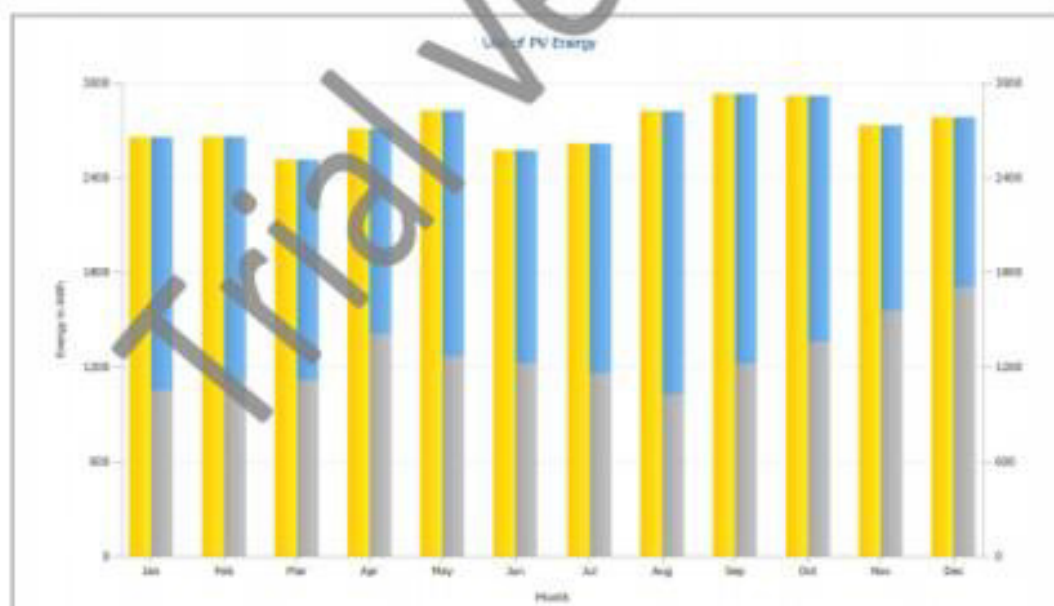


Figure: Cumulative total energy generation



Horizon Line, 3D Design

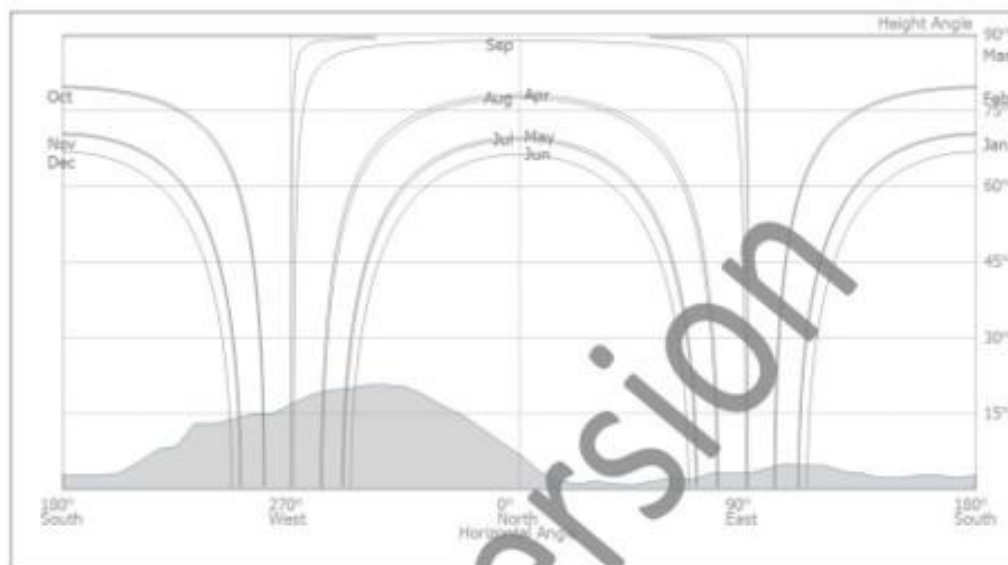


Figure: Horizon (3D Design)

Inverter configuration

Configuration 1

Module Area	Edificio 01-Superficie del tejado Este
Inverter 1	
Model	SUN2000-17KTL-M5-400V (v2)
Manufacturer	Huawei Technologies
Quantity	1
Sizing Factor	134,1 %
Configuration	MPP 1: 2 x 10 MPP 2: 2 x 10

AC Mains

AC Mains

Number of Phases	3
Mains voltage between phase and neutral	127 V
Displacement Power Factor (cos phi)	+/- 1

SGDA UIDE - GRUPO 9

Offer Number: 01

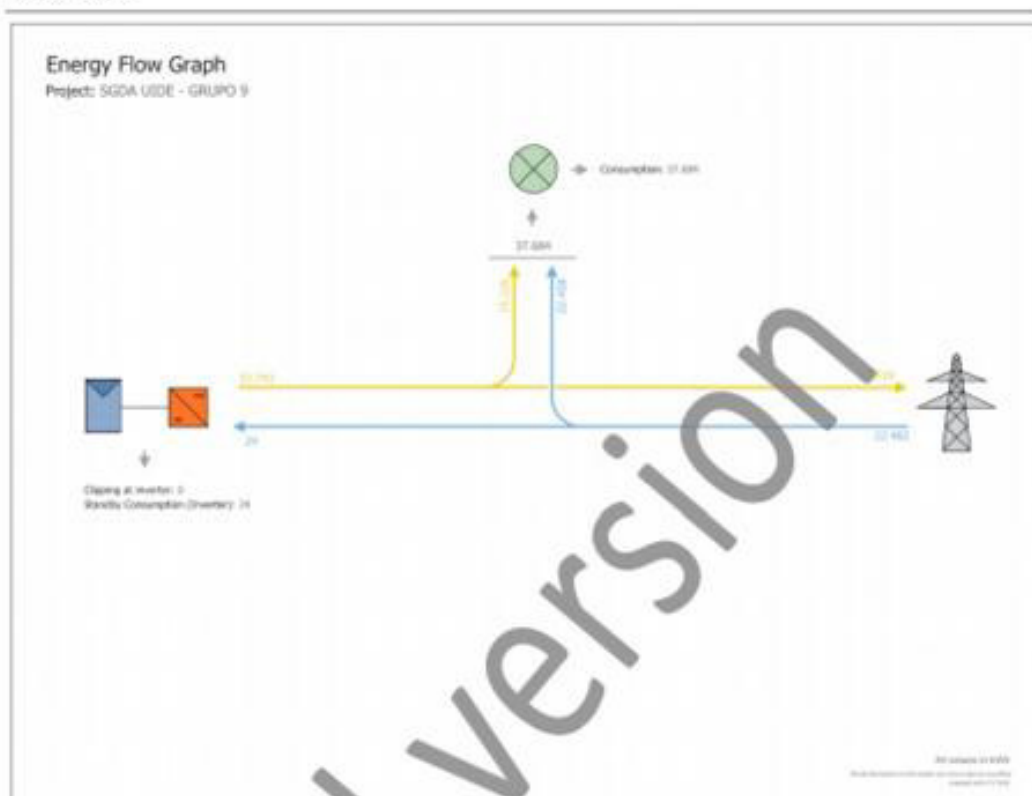


Figure: Energy Flow

Nota. Imagen tomada de PVSOL premium (2026).

Anexo 7

Iterando hasta año 25

Año	Fc descontados
1	\$2,215.14
2	\$2,032.24
3	\$1,864.44
4	\$1,710.49
5	\$1,569.26
6	\$1,439.69
7	\$1,320.81
8	\$1,211.76
9	\$1,111.70
10	\$1,019.91
11	\$935.70
12	\$858.44
13	\$787.56

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

14	\$722.53
15	\$662.87
16	\$608.14
17	\$557.93
18	\$511.86
19	\$469.60
20	\$ 430.82
21	\$ 395.25
22	\$ 362.61
23	\$ 332.67
24	\$ 305.20
25	\$ 280.00
Total FC	\$ 23,716.62

Nota. Elaboración propia (2026).

Anexo 8

Cálculo de TIR

TIR 9.766%

Año	SUPERIOR	INFERIOR	
1	2414.5	1.09766	2199.67932
2	2402.4275	1.20485748	1993.95161
3	2390.41536	1.32252386	1807.46483
4	2378.46329	1.45168154	1638.41946
5	2366.57097	1.59345276	1485.18427
6	2354.73811	1.74906935	1346.28059
7	2342.96442	1.91988346	1220.36804
8	2331.2496	2.10737928	1106.23162
9	2319.59335	2.31318594	1002.76995
10	2307.99539	2.53909168	908.984659
11	2296.45541	2.78705938	823.970752
12	2284.97313	3.0592436	746.907875

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

13	2273.54827	3.35800933	677.052398
14	2262.18053	3.68595252	613.730241
15	2250.86962	4.04592264	556.330366
16	2239.61528	4.44104744	504.298885
17	2228.4172	4.87476014	457.133712
18	2217.27511	5.35082921	414.37972
19	2206.18874	5.87339119	375.624348
20	2195.15779	6.44698658	340.493619
21	2184.182	7.07659929	308.648535
22	2173.26109	7.76769997	279.781802
23	2162.39479	8.52629355	253.614865
24	2151.58282	9.35897138	229.895223
25	2140.8249	10.2729685	208.39399
TOTAL FC			\$ 21,499.59

Nota. Elaboración propia (2026).

Anexo 9

Payback Descontado

Año		Payback	ACUMULADO
1	1.08	\$2,633.80	\$ 2,633.80
2	1.1664	\$2,783.16	\$ 5,416.95
3	1.259712	\$2,755.85	\$ 8,172.80
4	1.36048896	\$2,730.56	\$ 10,903.36
5	1.46932808	\$2,707.15	\$ 13,610.51
6	1.58687432	\$2,685.47	\$ 16,295.99
7	1.71382427	\$2,665.40	\$ 18,961.39
8	1.85093021	\$2,646.82	\$ 21,608.20
9	1.99900463	\$2,629.61	\$ 24,237.81
10	2.158925	\$2,613.67	\$ 26,851.48
11	2.331639	\$2,598.92	\$ 29,450.40
12	2.51817012	\$2,585.26	\$ 32,035.66
13	2.71962373	\$2,572.61	\$ 34,608.27

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

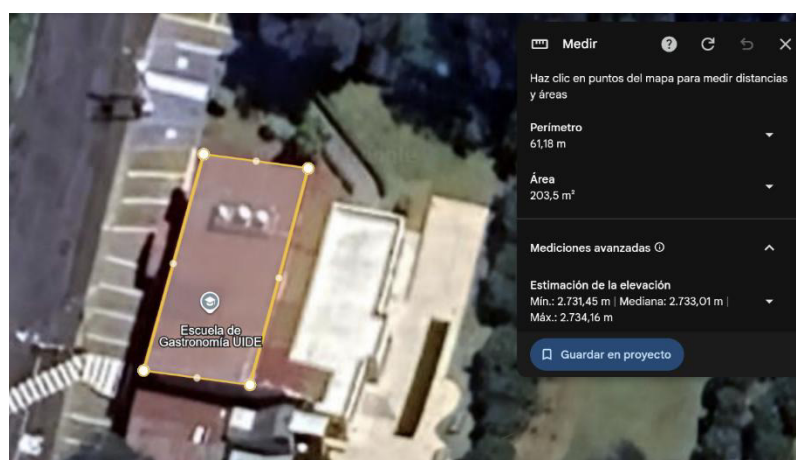
14	2.93719362	\$2,560.90	\$ 37,169.17
15	3.17216911	\$2,550.05	\$ 39,719.22
16	3.42594264	\$2,540.01	\$ 42,259.24
17	3.70001805	\$2,530.72	\$ 44,789.95
18	3.9960195	\$2,522.11	\$ 47,312.06
19	4.31570106	\$2,514.14	\$ 49,826.20
20	4.66095714	\$2,506.76	\$ 52,332.95
21	5.03383372	\$2,499.92	\$ 54,832.87
22	5.43654041	\$2,493.59	\$ 57,326.47
23	5.87146365	\$2,487.74	\$ 59,814.20
24	6.34118074	\$2,482.31	\$ 62,296.51
25	6.8484752	\$2,477.29	\$ 64,773.80

Nota. Elaboración propia (2026)

Anexo 10

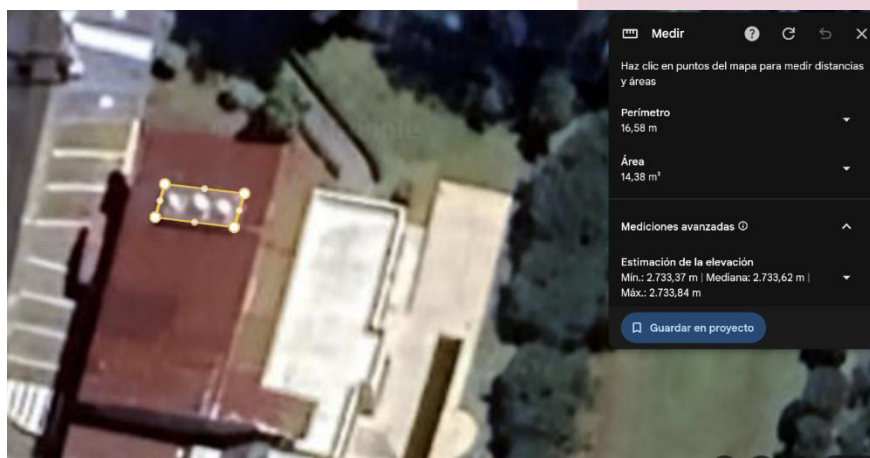
Residencias

Residencia ERASMUS (nº 4 en plano UIDE): 20% del consumo total de la UIDE 1



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

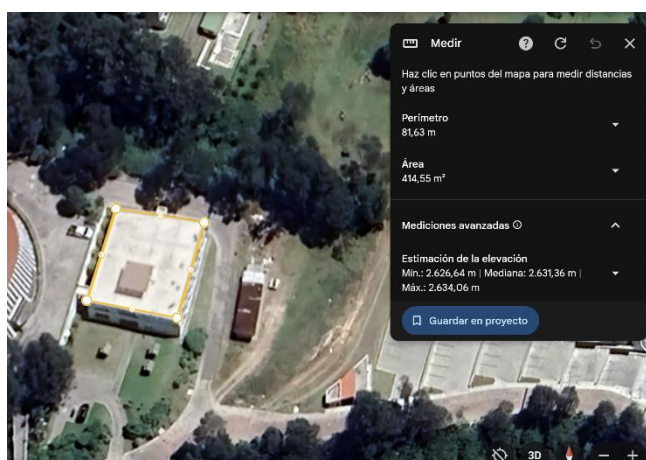
Residencia ERASMUS (nº 4 en plano UIDE): 20% del consumo total de la UIDE 1



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

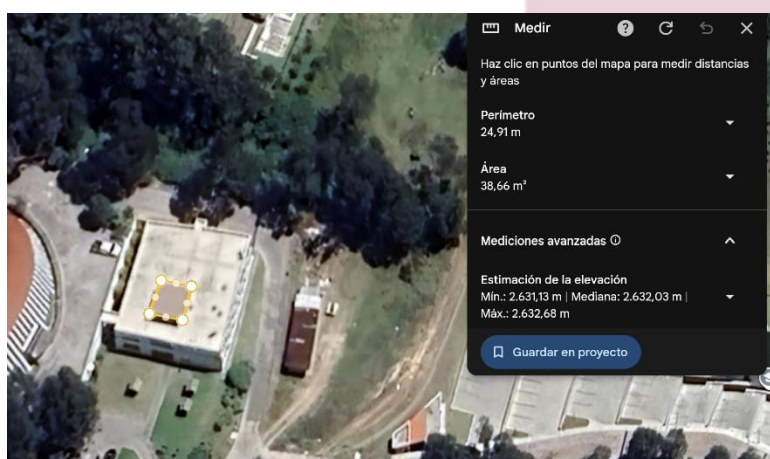
Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Residencia ERASMUS (nº 5 en plano UIDE): 20% del consumo total de la UIDE 1



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

Residencia ERASMUS (nº 5 en plano UIDE): 20% del consumo total de la UIDE 2



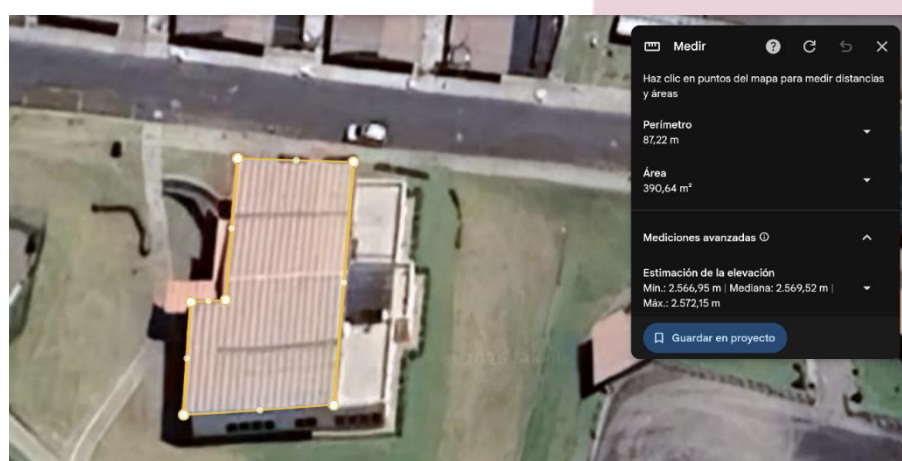
Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

Nuevas residencias (nº 6ª en plano UIDE): 10% del consumo total de la UIDE



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

Escuela de deportes (nº 11 en plano UIDE): 30% del consumo total de la UIDE



Nota. Imagen tomada de material académico de la Universidad (2026).

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Anexo 11

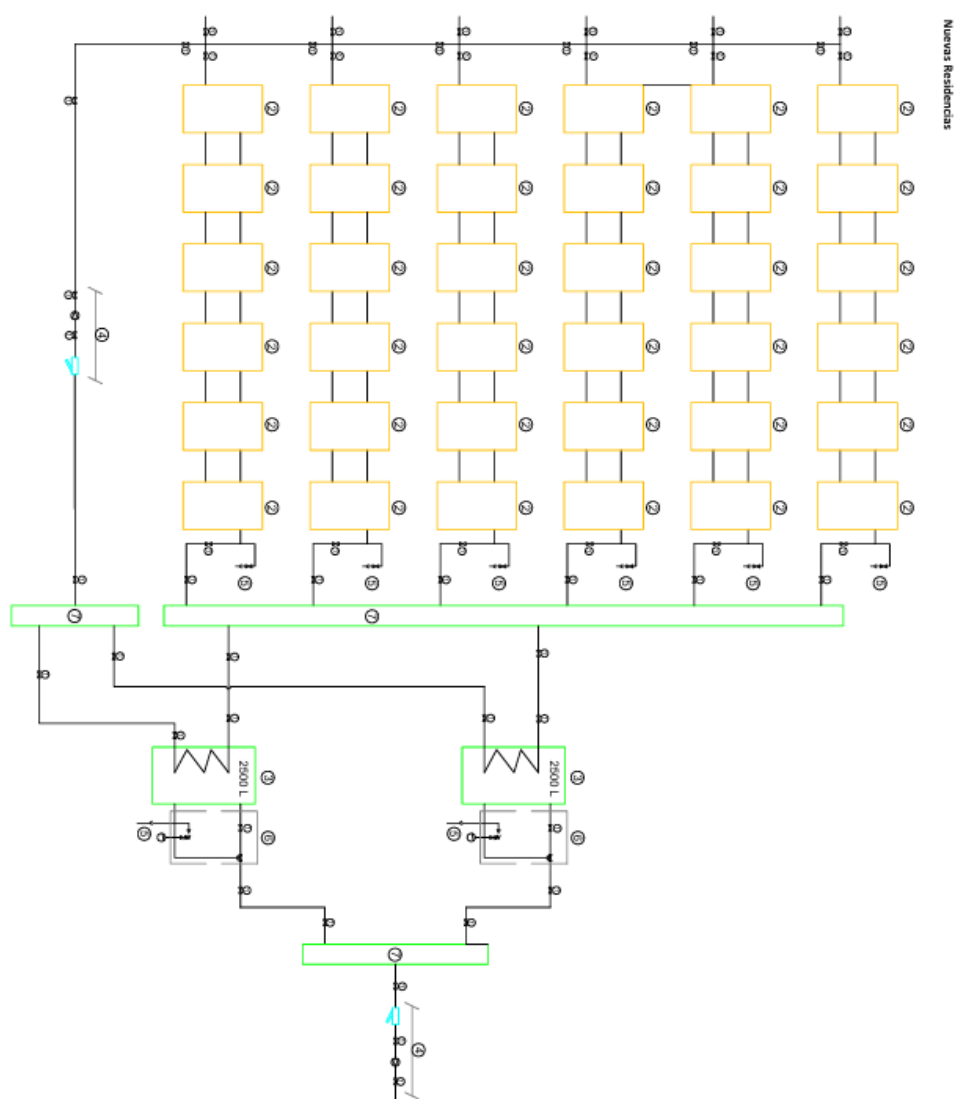
Diagrama de instalación

Leyendas

1. VÁLVULA DE CONTROL DE SISTEMAS Y EQUIPOS
2. COLECTORES SOLARES
3. INTERACUMULADOR
4. GRUPO DE BOMBEO
5. PURGA DEL SISTEMA
6. SISTEMA DE CONTROL DE TEMPERATURA
7. MANIFOLD

Nota. Elaboración propia (2026).

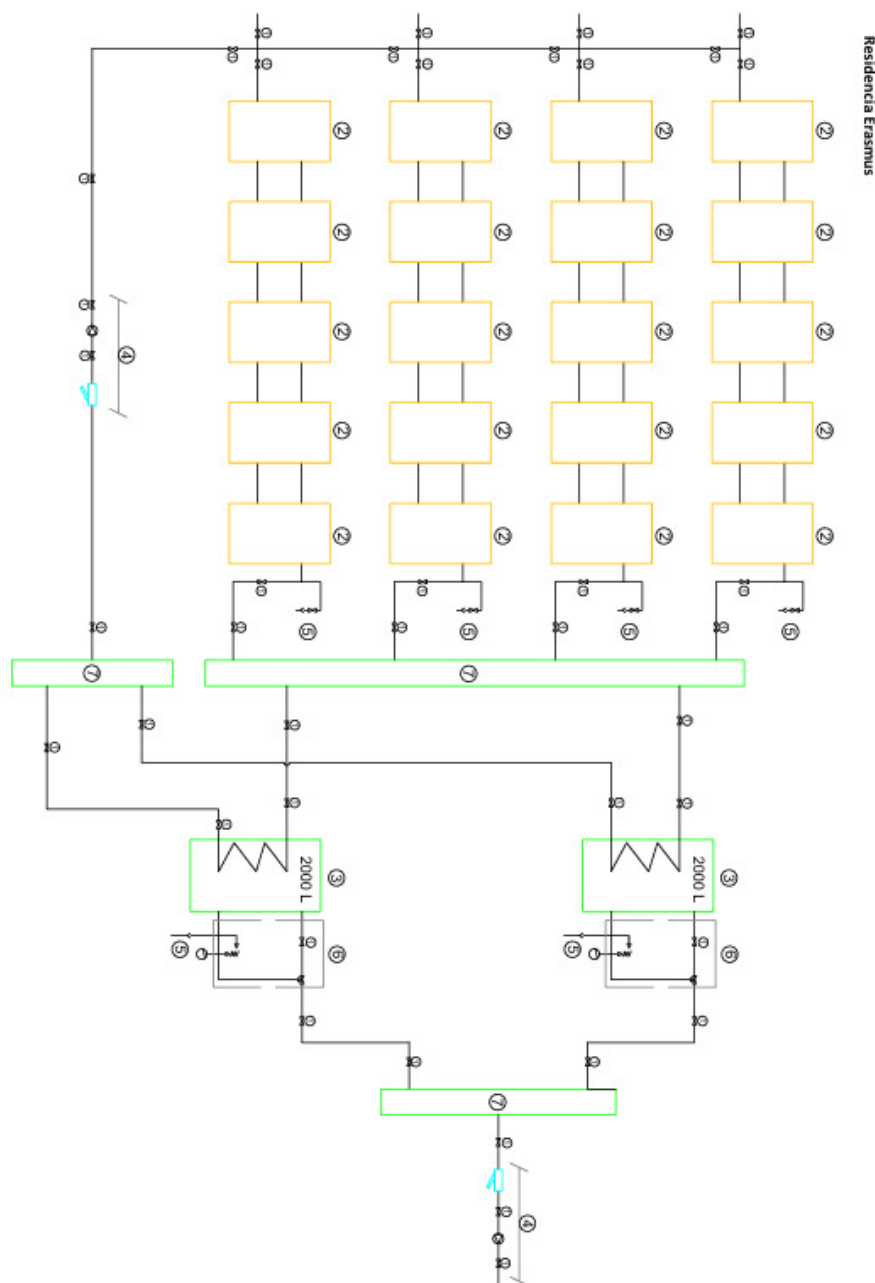
Diagrama nuevas residencias



Nota. Elaboración propia (2026).

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

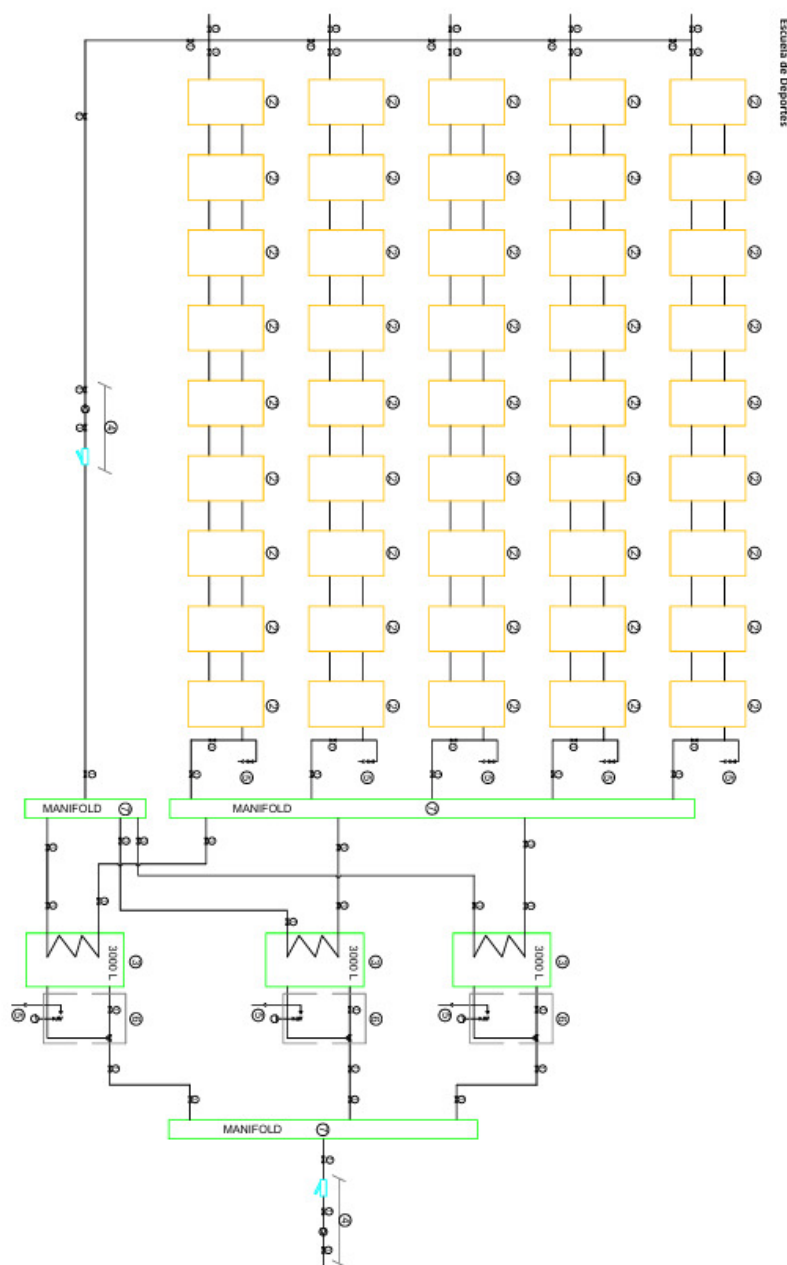
Diagrama Residencia Erasmus



Nota. Elaboración propia (2026).

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

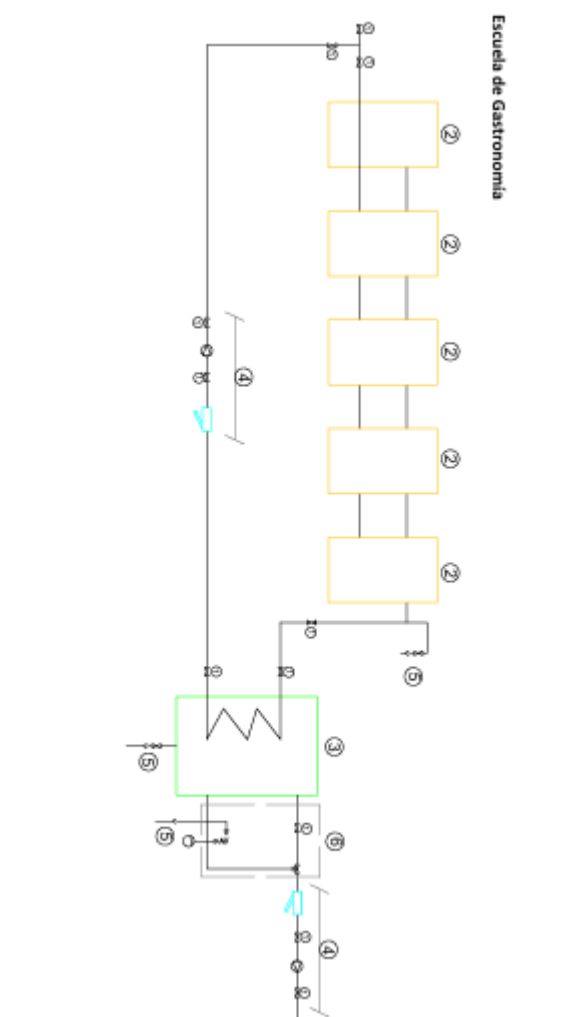
Diagrama Escuela de deportes



Nota. Elaboración propia (2026).

Nota sobre derechos de autor: Este trabajo y lo que a continuación se expone solo tiene una validez académica, quedando copia de éste en la biblioteca digital de UIDE y EIG. La distribución y uso de este trabajo por parte de alguno de sus autores con otros fines deberá ser informada a ambas Instituciones, a los directores del Máster y resto de autores, siendo responsable aquel que se atribuya dicha distribución.

Diagrama Escuela de Gastronomía



Nota. Elaboración propia (2026).