



Universidad Católica de Santa María

**Facultad de Ciencias e Ingenierías Físicas y Formales
Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica – Eléctrica**

**Propuesta de abastecimiento eléctrico sostenible mediante energía solar
fotovoltaica en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa - 2025**

Tesis presentada por:

Gonzales Delgado, Gustavo Raul

ORCID: 0009-0007-8000-566X

para optar el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista

Asesor (a):

Dr. Arevalo Daza, Jorge Luis

ORCID: 0000-0001-5516-8642

Arequipa - Perú

2026

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA

INGENIERIA MECANICA-ELECTRICA

TITULACIÓN CON TESIS

DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR

Arequipa, 20 de Abril del 2026

Dictamen: 015971-C-EPIMMEM-2026

Visto el borrador del expediente 015971, presentado por:

2017222281 - GONZALES DELGADO GUSTAVO RAUL

Titulado:

**PROPUESTA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO SOSTENIBLE MEDIANTE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE TIABAYA, AREQUIPA - 2025**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

Título Profesional/Título de Segunda Especialidad/Grado Académico a optar:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

**29479140 - VALENCIA SALAS MARIO JOSE
DICTAMINADOR**



**29685318 - CASTRO VALDIVIA JORGE LUIS
DICTAMINADOR**



**29529560 - CACERES NUÑEZ AUGUSTO EMILIO CARLOS
DICTAMINADOR**



PROPUESTA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO SOSTENIBLE MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE TIABAYA, AREQUIPA - 2025

INFORME DE ORIGINALIDAD

15%	14%	4%	6%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.utc.edu.ec	1 %
	Fuente de Internet	
2	Submitted to Universidad Católica de Santa María	1 %
	Trabajo del estudiante	
3	www.coursehero.com	1 %
	Fuente de Internet	
4	repositorio.upsc.edu.pe	<1 %
	Fuente de Internet	
5	dspace.ups.edu.ec	<1 %
	Fuente de Internet	
6	repositorio.ucsm.edu.pe	<1 %
	Fuente de Internet	
7	Submitted to UNIBA	<1 %
	Trabajo del estudiante	
8	revistaenergia.cenace.gob.ec	<1 %
	Fuente de Internet	

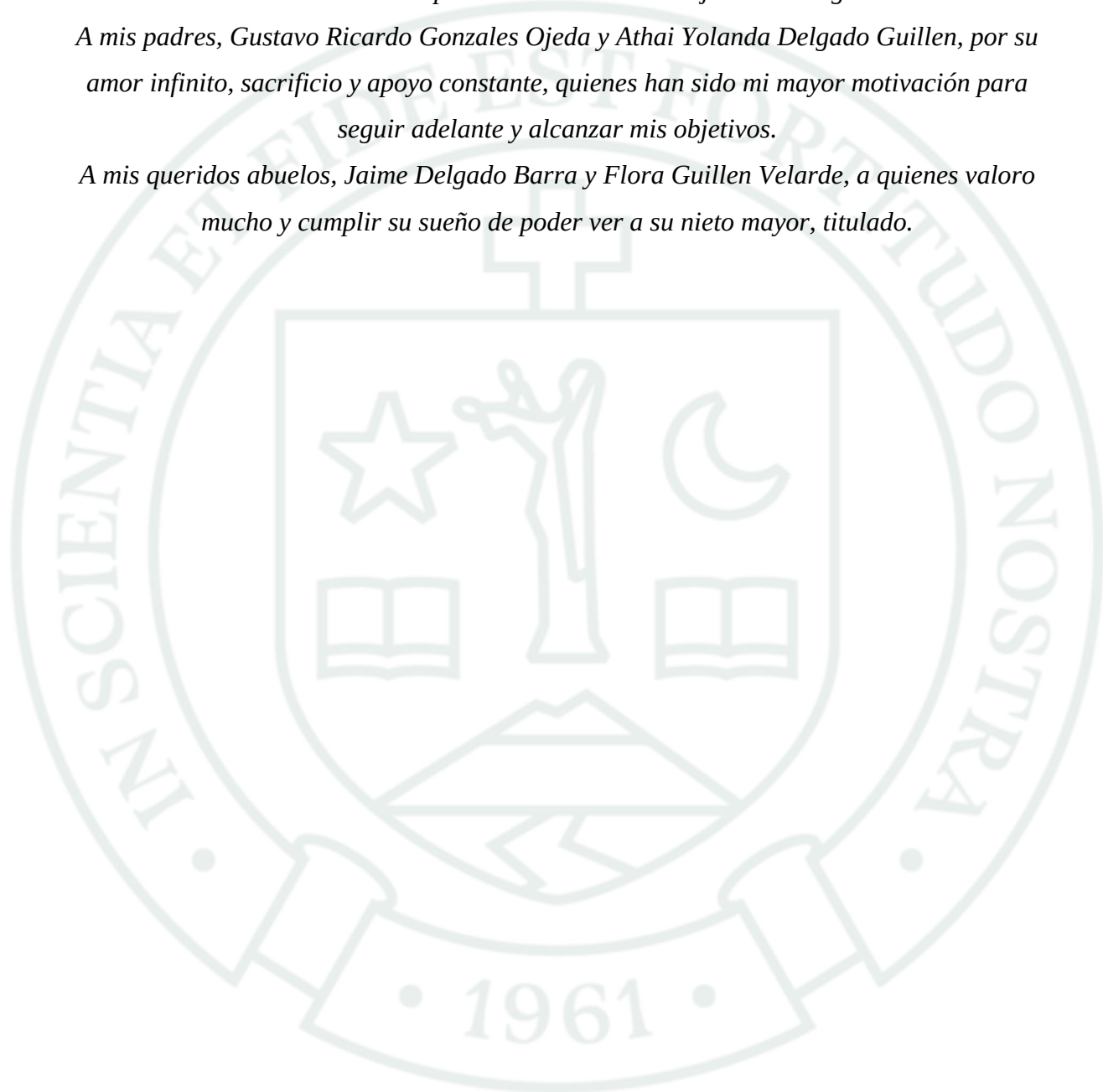
Dedicatoria

“Los sueños se alcanzan cuando se camina acompañado de quienes creen en ti.”

Dedico la presente tesis, en primer lugar, a Dios, por concederme la vida, la salud y la sabiduría necesarias para culminar este trabajo de investigación.

A mis padres, Gustavo Ricardo Gonzales Ojeda y Athai Yolanda Delgado Guillen, por su amor infinito, sacrificio y apoyo constante, quienes han sido mi mayor motivación para seguir adelante y alcanzar mis objetivos.

A mis queridos abuelos, Jaime Delgado Barra y Flora Guillen Velarde, a quienes valoro mucho y cumplir su sueño de poder ver a su nieto mayor, titulado.



Agradecimientos

Asimismo, agradezco a la Universidad Católica de Santa María, por brindarme la formación académica y los conocimientos necesarios para mi desarrollo profesional, así como a los docentes que contribuyeron con su enseñanza y orientación a lo largo de mi carrera. Agradezco a los miembros del jurado por su tiempo y por las observaciones brindadas durante la evaluación de mi tesis. Sus comentarios han sido de gran ayuda para mejorar este trabajo.

Asimismo, también agradezco a mi asesor de tesis por su orientación, apoyo y acompañamiento durante el desarrollo de esta investigación.

Muchas gracias a todos por su apoyo.



RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo determinar el aporte técnico de un sistema de generación solar fotovoltaica como alternativa de autoconsumo complementario para la reducción del consumo de energía eléctrica convencional en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa. El estudio se desarrolló bajo un enfoque cuantitativo, de tipo aplicado, con un diseño no experimental y de nivel descriptivo-evaluativo, empleando técnicas de análisis de datos, simulación energética y evaluación económica. La caracterización de la demanda energética se realizó sobre una muestra de 23 viviendas residenciales, determinándose un consumo promedio de 147.0 kWh/mes por vivienda (4.90 kWh/día), con una alta variabilidad (coeficiente de variación de 54.1%). Asimismo, se identificó que el consumo está influenciado por la tipología residencial, con predominio del nivel bajo (43.5%), seguido del nivel medio (34.8%) y alto (21.7%). A partir de datos de radiación solar promedio de 6.0 kWh/m²·día y un factor de desempeño del 80%, se estimó el potencial de generación fotovoltaica, permitiendo dimensionar un sistema de 7.20 kWp compuesto por 18 paneles de 400 Wp. El sistema propuesto genera aproximadamente 34.560 kWh/día, logrando una cobertura energética del 30.7% respecto a una demanda diaria de 112.700 kWh, lo que evidencia una reducción significativa del consumo proveniente de la red convencional. En términos económicos, el sistema presenta viabilidad, con un ahorro anual estimado de 2409.42 USD, un Valor Actual Neto (VAN) positivo de 14,440.26 USD, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 26.10% y un periodo de recuperación de 4 años. Asimismo, se estimó una reducción de emisiones de aproximadamente 6.46 toneladas de CO₂ por año. Se concluye que la implementación de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo parcial en zonas urbanas como Tiabaya permite mejorar la eficiencia energética, reducir la dependencia de la red eléctrica y generar beneficios económicos y ambientales, constituyéndose como una alternativa viable de abastecimiento eléctrico sostenible.

Palabras clave: Energía solar fotovoltaica, demanda energética, eficiencia energética.

ABSTRACT

The objective of this research is to determine the technical contribution of a solar photovoltaic generation system as a complementary self-consumption alternative for reducing conventional electricity consumption in the urban center of Tiabaya, Arequipa. The study was conducted using a quantitative, applied approach, with a non-experimental design and a descriptive-evaluative scope, employing data analysis, energy simulation, and economic evaluation techniques. Energy demand was characterized based on a sample of 23 residential homes, revealing an average consumption of 147.0 kWh/month per home (4.90 kWh/day), with high variability (coefficient of variation of 54.1%). Likewise, it was found that consumption is influenced by residential type, with a predominance of low-level homes (43.5%), followed by medium-level (34.8%) and high-level (21.7%) homes. Based on average solar radiation data of 6.0 kWh/m²·day and a performance factor of 80%, the photovoltaic generation potential was estimated, allowing for the design of a 7.20 kWp system consisting of 18 400 Wp panels. The proposed system generates approximately 34,560 kWh/day, covering 30.7% of the daily demand of 112,700 kWh, which demonstrates a significant reduction in consumption from the conventional grid. In economic terms, the system is viable, with estimated annual savings of \$2,409.42, a positive Net Present Value (NPV) of \$14,440.26, an Internal Rate of Return (IRR) of 26.10%, and a payback period of 4 years. Additionally, a reduction in emissions of approximately 6.46 tons of CO₂ per year was estimated. It is concluded that the implementation of photovoltaic systems for partial self-consumption in urban areas such as Tiabaya improves energy efficiency, reduces dependence on the power grid, and generates economic and environmental benefits, establishing itself as a viable alternative for sustainable electricity supply.

Keywords: Photovoltaic solar energy, energy demand, energy efficiency.

ÍNDICE

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

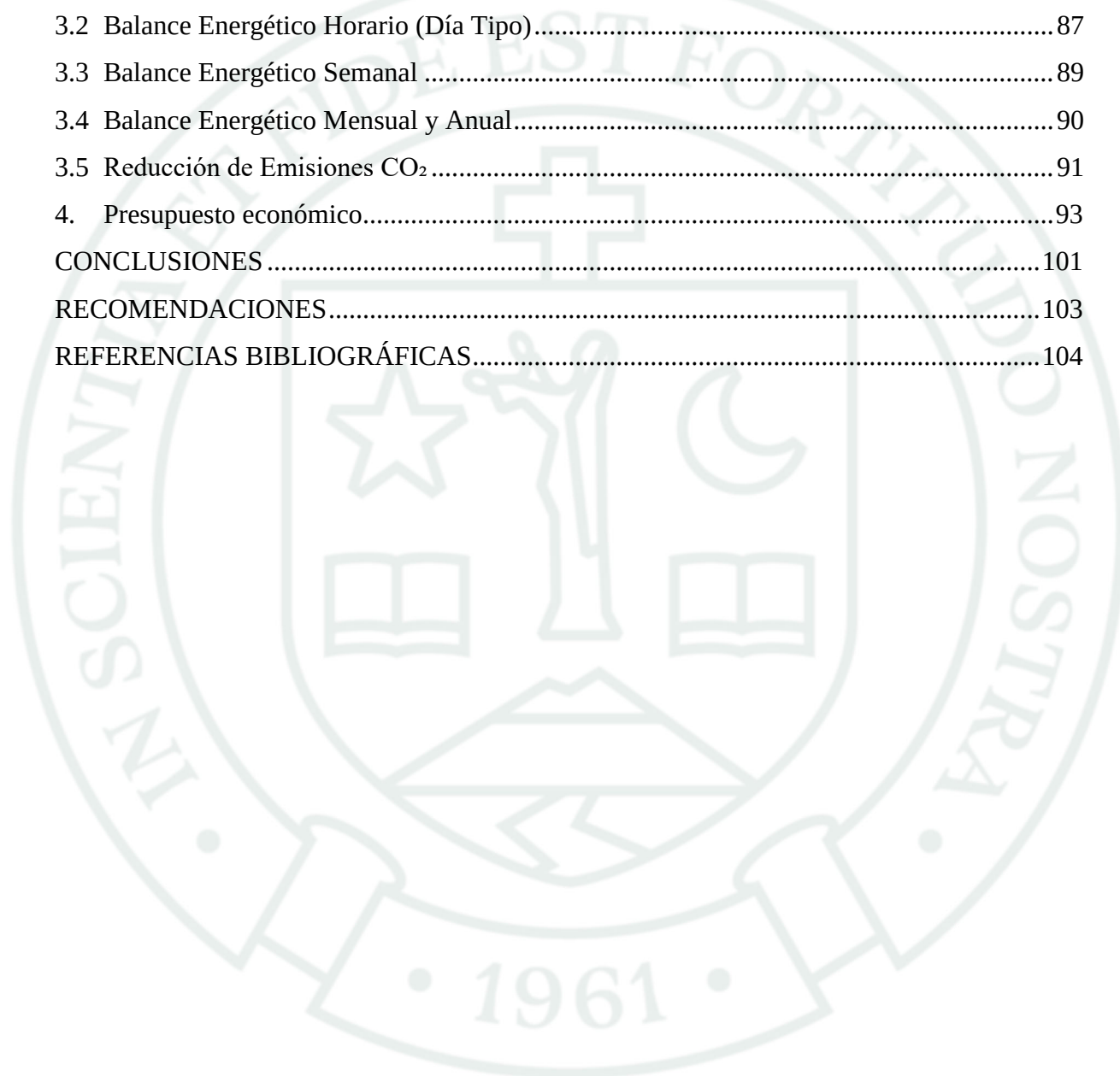
RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO	3
1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	3
1.1 Descripción del Problema	3
1.2 Enunciado del problema	4
1.3 Justificación de la investigación	4
1.3.1 Justificación Técnica	4
1.3.2 Justificación Económica	4
1.3.3 Justificación Académica	5
2. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	5
2.1 Antecedentes Internacionales	5
2.2 Antecedentes Nacionales	8
3. OBJETIVOS	10
3.1 Objetivo General.....	10
3.2 Objetivos Específicos	10
4. ALCANCES	10
5. MARCO TEÓRICO	11
5.1 Sistema solar fotovoltaico.....	11
5.1.1 Componentes	11
5.1.2 Tipos de Sistemas Fotovoltáicos: On-Grid y Off-Grid.....	14
5.1.3 Beneficios del Uso de Energías Renovables	16
5.2 Consumo de energía eléctrica	16
5.2.1 Factores que influyen en el consumo eléctrico.....	20
5.2.2 Impacto del consumo convencional en el sistema eléctrico y el medio ambiente.....	21
6. MARCO CONCEPTUAL	22
CAPÍTULO II.....	24
PLANTEAMIENTO OPERACIONAL.....	25

1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	25
1.1 Tipo de investigación.....	25
1.2 Nivel de investigación	25
1.3 Diseño de investigación	26
2. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS.....	28
2.1 Técnicas de análisis de datos	28
2.2 Instrumentos.....	30
3. CAMPO DE VERIFICACIÓN.....	30
4. VARIABLES	31
4.1 Variable Independiente	31
4.2 Variables Dependiente	31
5. HIPÓTESIS	33
5.1 Hipótesis General.....	33
5.2 Hipótesis Específicas	33
6. ESTRATEGIAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	33
7. LIMITACIONES	34
CAPÍTULO III.....	35
DEMANDA ENERGÉTICA DEL CASCO URBANO DE TIABAYA.....	36
1. Demanda energética.....	36
2. Datos Primarios de energía eléctrica	37
2.1 Evaluación del modelo: Coeficiente de Determinación (R^2).....	39
3. Inventario y tipología de usuarios.....	40
3.1 Clasificación por tipología de consumo.....	42
3.2 Análisis estadístico del consumo mensual.....	43
4. Perfiles de carga horaria – análisis de 7 días	44
4.1 Análisis del perfil de carga horario del Día 1: Lunes	46
4.2 Análisis del perfil de carga horario - Día 2: Martes	52
4.3 Análisis del perfil de carga horario - Día 3: Miércoles.....	55
4.4 Análisis del perfil de carga horario - Día 4: Jueves.....	58
4.5 Análisis del perfil de carga horario - Día 5: Viernes	61
4.6 Análisis del perfil de carga horario - Día 6: Sábado.....	64
4.7 Análisis del perfil de carga horario - Día 7: Domingo	67
5. Indicadores globales de demanda energética.....	71

CAPÍTULO IV.....	74
RESULTADOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	75
1. Potencial de generación solar FV	75
2. Dimensionamiento SFV - autoconsumo parcial	79
3. Viabilidad técnica y económica.....	86
3.1 Balance Energético Diario (Autoconsumo Real).....	86
3.2 Balance Energético Horario (Día Tipo).....	87
3.3 Balance Energético Semanal	89
3.4 Balance Energético Mensual y Anual.....	90
3.5 Reducción de Emisiones CO ₂	91
4. Presupuesto económico.....	93
CONCLUSIONES	101
RECOMENDACIONES.....	103
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	104



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Paneles fotovoltaicos.....	12
Figura 2 Inversor solar	12
Figura 3 Instalación solar autónoma con inversor.....	14
Figura 4 Sistema fotovoltaico On-Grid.....	15
Figura 5 Sistema fotovoltaico Off-Grid.....	15
Figura 6 Perfil de Demanda Diaria vs Generación FV (Lunes base)	51
Figura 7 Demanda Semanal vs Generación FV.....	71
Figura 8 Demanda 23 viviendas vs generación FV (7.2 kWp) - 7 días	75
Figura 9 Recurso Solar en Tiabaya	78
Figura 10 Caracterización Eléctrica Panel FV 400 Wp.....	79
Figura 11 Balance energético diario	85
Figura 12 Balance anual	92
Figura 13 Viabilidad económica.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

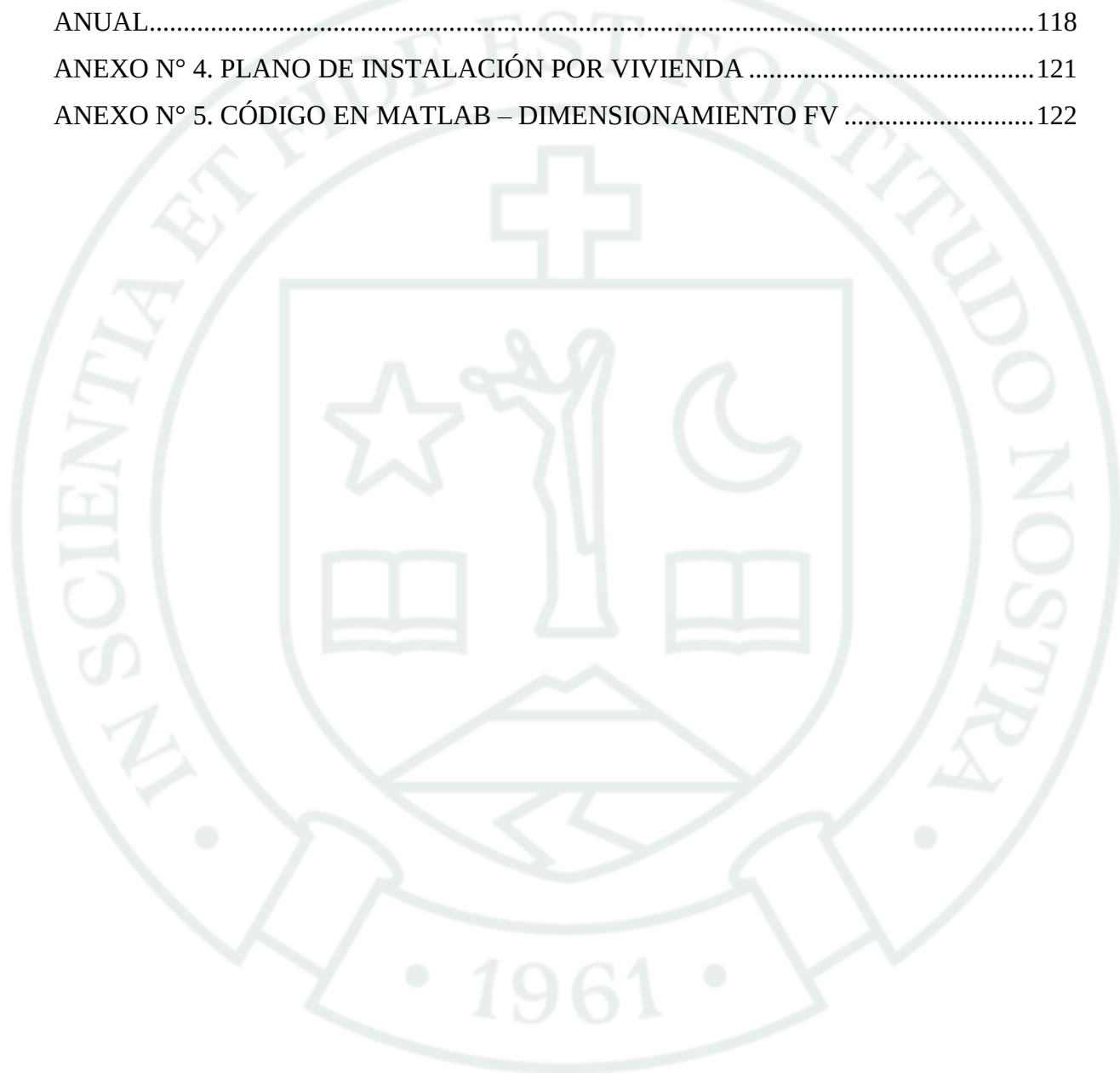
Tabla 1 Cuadro operacional de variables	32
Tabla 2 Ubicación y datos del Sistema Eléctrico	36
Tabla 3 Datos utilizados para la calibración del modelo.....	38
Tabla 4 Comparación con Benchmarks Nacionales	40
Tabla 5 Datos bases de las 23 Viviendas.....	41
Tabla 6 Distribución de la muestra por tipología	42
Tabla 7 Comportamiento del consumo a lo largo de la semana	45
Tabla 8 Factores de Fracción Horaria.....	46
Tabla 9 Resumen de indicadores del lunes	51
Tabla 10 Resumen de indicadores del día martes	55
Tabla 11 Resumen de indicadores del día miércoles.....	58
Tabla 12 Resumen de indicadores del jueves	61
Tabla 13 Resumen de indicadores del viernes	64
Tabla 14 Resumen de indicadores del sábado.....	67
Tabla 15 Resumen de indicadores del sábado.....	70
Tabla 16 Resumen de la Semana Simulada	71
Tabla 17 Indicadores de Consumo por Vivienda.....	72
Tabla 18 Recurso de generación solar en Tiabaya	76
Tabla 19 Dimensionamiento al 30% de Cobertura	81
Tabla 20 Tabla Comparativa de Coberturas FV.....	82
Tabla 21 Configuración Eléctrica del Generador FV	83
Tabla 22 Caída de Tensión en Cableado DC	84
Tabla 23 Indicadores de Desempeño del Generador FV.....	85
Tabla 24 Balance diario energético.....	87
Tabla 25 Balance Energético Horario.....	88
Tabla 26 Balance Energético Semanal	89
Tabla 27 Balance Energético Mensual y Anual.....	90
Tabla 28 Parámetros en la reducción de Emisiones CO ₂	92
Tabla 29 Presupuesto de Inversión (CAPEX).....	93
Tabla 30 Parámetros Económicos Operativos	94
Tabla 31 Indicadores Financieros	95
Tabla 32 Análisis de Sensibilidad Económica	96

Tabla 33 <i>Flujo de Caja Anual</i>	97
Tabla 34 <i>Resumen del Sistema FV</i>	99



ÍNDICE DE ANEXOS

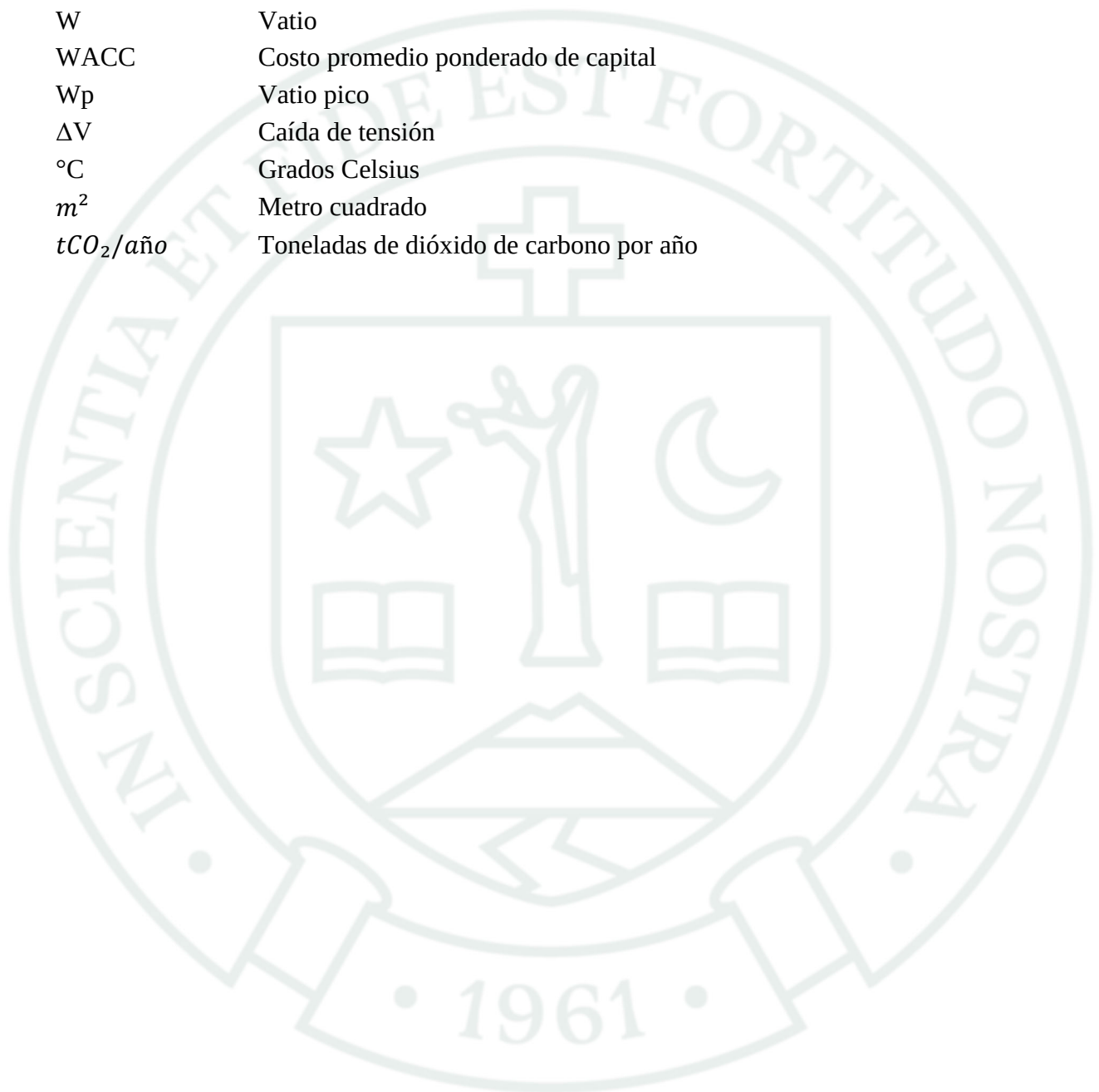
ANEXO N° 1. MATRIZ DE CONSISTENCIA	109
ANEXO N° 2. UBICACIÓN Y DATA UTILIZADA EN LA DEMANDA ENERGÉTICA DE TIABAYA	111
ANEXO N° 3. DIAGRAMAS DE DEMANDA DIARIA, SEMANAL, MENSUAL Y ANUAL.....	118
ANEXO N° 4. PLANO DE INSTALACIÓN POR VIVIENDA	121
ANEXO N° 5. CÓDIGO EN MATLAB – DIMENSIONAMIENTO FV	122



ÍNDICE DE ABREVIATURAS

A	Amperio
BT5B	Tarifa eléctrica de baja tensión residencial
CA	Corriente alterna
CAPEX	Inversión inicial o gasto de capital
CC	Corriente continua
CNE	Código Nacional de Electricidad
CO ₂	Dióxido de carbono
DC	Corriente continua
DPS	Dispositivo de protección contra sobretensiones
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de efecto invernadero
GWh	Gigavatio-hora
HOMER Pro	Software de optimización y simulación energética
HSP	Horas solares pico
Imp _p	Corriente en el punto de máxima potencia
IRENA	Agencia Internacional de Energías Renovables
I _{sc}	Corriente de cortocircuito
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
kWh/día	Kilovatio-hora por día
kWh/mes	Kilovatio-hora por mes
kWh/m ² ·día	Kilovatio-hora por metro cuadrado por día
kW _p	Kilovatio pico
LCOE	Costo nivelado de energía
MATLAB	Software de cálculo numérico y simulación
MC4	Conector estándar para sistemas fotovoltaicos
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia
MWh	Megavatio-hora
O&M	Operación y mantenimiento
OPEX	Gasto operativo
On-grid	Sistema conectado a la red eléctrica
Off-grid	Sistema aislado de la red eléctrica
PR	Factor de desempeño del sistema fotovoltaico
PRI	Periodo de recuperación de la inversión
PWM	Modulación por ancho de pulso
R ²	Coeficiente de determinación
ROI	Retorno de la inversión
SEAL	Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A.
SFV	Sistema fotovoltaico

TIR	Tasa Interna de Retorno
USD	Dólar estadounidense
V	Voltio
VAN	Valor Actual Neto
V _{mpp}	Voltaje en el punto de máxima potencia
V _{oc}	Voltaje en circuito abierto
W	Vatio
WACC	Costo promedio ponderado de capital
W _p	Vatio pico
ΔV	Caída de tensión
°C	Grados Celsius
m ²	Metro cuadrado
tCO ₂ /año	Toneladas de dióxido de carbono por año



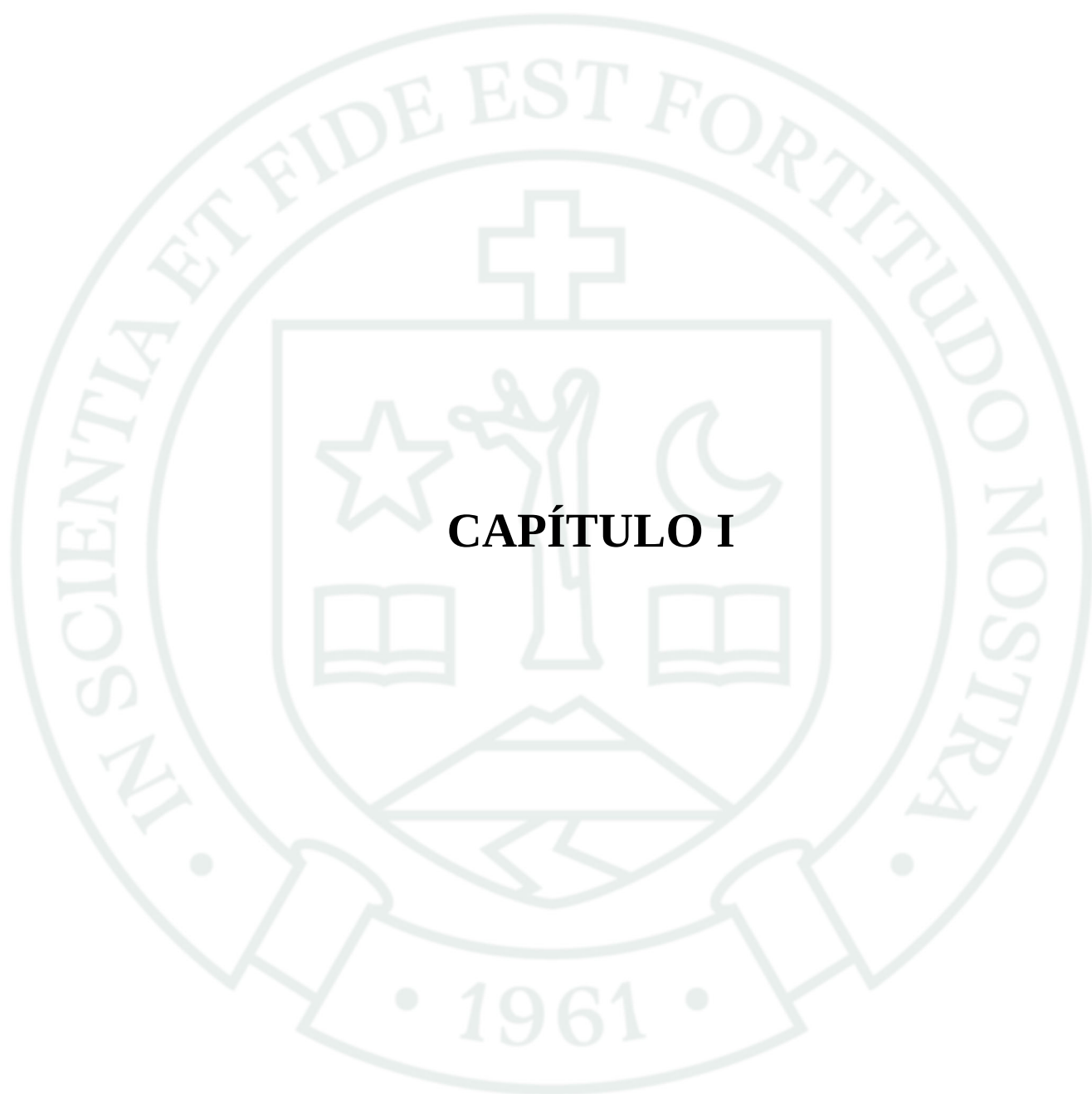
INTRODUCCIÓN

El crecimiento sostenido de la demanda energética, asociado al desarrollo urbano y al incremento del consumo eléctrico en los centros poblados, ha generado una mayor dependencia de los sistemas de generación convencionales, los cuales se basan principalmente en el uso de combustibles fósiles y en la interconexión a redes eléctricas centralizadas. Esta situación no solo incrementa los costos asociados al suministro eléctrico, sino que también contribuye a impactos ambientales negativos, tales como la emisión de gases de efecto invernadero y la degradación de los recursos naturales, lo que plantea la necesidad de incorporar alternativas energéticas sostenibles y eficientes.

En el contexto peruano, y particularmente en la región de Arequipa, se dispone de condiciones geográficas y climáticas favorables para el aprovechamiento de la energía solar, caracterizadas por altos niveles de irradiancia durante gran parte del año. No obstante, en distritos como Tiabaya, el abastecimiento eléctrico continúa dependiendo mayoritariamente de la red convencional, sin una integración significativa de fuentes de energía renovable que permitan optimizar el consumo energético y reducir la presión sobre el sistema eléctrico existente. Esta dependencia limita el aprovechamiento del potencial solar disponible y restringe la implementación de soluciones energéticas sostenibles a nivel urbano.

Frente a esta problemática, la energía solar fotovoltaica se presenta como una alternativa técnica viable para complementar el suministro eléctrico convencional, permitiendo generar energía limpia a partir de un recurso renovable y abundante. La implementación de sistemas fotovoltaicos correctamente dimensionados puede contribuir a disminuir el consumo de energía proveniente de la red, mejorar la eficiencia energética y fortalecer la seguridad del abastecimiento eléctrico, especialmente en entornos urbanos con demandas energéticas moderadas.

En este marco, la presente investigación propone el diseño y evaluación de un sistema solar fotovoltaico orientado a optimizar el consumo de energía eléctrica en el casco urbano del distrito de Tiabaya, Arequipa. A través del dimensionamiento técnico del sistema y la simulación energética mediante herramientas computacionales especializadas, se analiza el impacto de la incorporación de la generación fotovoltaica en el consumo de energía convencional, así como el porcentaje de cobertura alcanzado.



CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE ESTUDIO

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1 Descripción del Problema

En el distrito de Tiabaya, específicamente en su casco urbano, el abastecimiento de energía eléctrica se realiza principalmente mediante un sistema centralizado dependiente de la red convencional. Esta condición genera limitaciones operativas relacionadas con la capacidad de suministro, incremento progresivo de la demanda y vulnerabilidad ante interrupciones del servicio, lo cual afecta la continuidad y calidad del abastecimiento eléctrico en la zona.

El casco urbano de Tiabaya presenta aproximadamente 4 343 viviendas, con una estructura de consumo dominada por el sector residencial (85%), seguido del sector comercial (12%) y de servicios (3%). El consumo promedio por vivienda es de 3,5 kWh/día (210 kWh/mes), lo que representa una demanda eléctrica mensual estimada de 912 030 kWh/mes y una demanda anual cercana a 10,9 GWh/año. Este nivel de consumo evidencia una carga significativa sobre la infraestructura eléctrica existente, la cual no cuenta con mecanismos locales de generación que permitan aliviar dicha demanda. A pesar de que la región de Arequipa presenta condiciones favorables para la generación de energía solar fotovoltaica, con niveles de radiación entre 5 y 7,5 kWh/m² · día, no se dispone de un sistema implementado ni de un estudio técnico que evalúe la integración de esta fuente renovable como alternativa de abastecimiento eléctrico en el casco urbano de Tiabaya. Esta situación evidencia una brecha técnica entre el potencial energético disponible y su aprovechamiento real.

El problema central radica en la ausencia de una propuesta técnica de abastecimiento eléctrico sostenible basada en energía solar fotovoltaica, que permita cubrir de manera parcial o total la demanda energética del casco urbano, optimizar el consumo eléctrico y reducir la dependencia de la red convencional. En este contexto, la literatura señala que los sistemas fotovoltaicos representan una alternativa viable para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de sistemas centralizados, especialmente en zonas con alto recurso solar (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2023).

Asimismo, no se cuenta con un dimensionamiento energético que relacione la demanda real de consumo con la capacidad de generación fotovoltaica requerida, ni con un análisis que

permita determinar la viabilidad técnica de implementar un sistema solar en el contexto urbano de Tiabaya. En este sentido, la problemática se delimita en la necesidad de diseñar una solución energética sostenible que responda a las condiciones reales de consumo eléctrico del casco urbano de Tiabaya, considerando su perfil de demanda, su potencial solar disponible y las limitaciones del sistema eléctrico actual, con el propósito de mejorar la eficiencia del abastecimiento energético y reducir la dependencia de fuentes convencionales.

1.2 Enunciado del problema

¿De qué manera una propuesta de abastecimiento eléctrico sostenible mediante energía solar fotovoltaica puede cubrir la demanda energética del casco urbano de Tiabaya, Arequipa, reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional y optimizando el consumo energético?

1.3 Justificación de la investigación

1.3.1 Justificación Técnica

La investigación se justifica técnicamente en la necesidad de analizar y reducir la dependencia del suministro eléctrico convencional en el casco urbano de Tiabaya, mediante el aprovechamiento del recurso solar disponible. El estudio permite caracterizar la demanda energética real, estimar el potencial de generación fotovoltaica y dimensionar un sistema orientado al autoconsumo parcial. Asimismo, contribuye a establecer una relación cuantificable entre la demanda eléctrica y la generación renovable, incorporando criterios técnicos como radiación solar, capacidad instalada y cobertura energética, lo que permite evaluar el aporte del sistema fotovoltaico en la reducción del consumo de energía convencional.

1.3.2 Justificación Económica

Desde el enfoque económico, la investigación permite analizar el impacto de la implementación de un sistema fotovoltaico en la reducción del gasto por consumo eléctrico en el casco urbano de Tiabaya. A través del dimensionamiento propuesto, se evalúa la disminución del consumo proveniente de la red convencional y su efecto en los costos energéticos. Además, el estudio incorpora indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa

Interna de Retorno (TIR), lo que permite determinar la viabilidad económica del sistema y su conveniencia como alternativa de inversión en el contexto urbano.

1.3.3 Justificación Académica

La investigación aporta al desarrollo académico en el campo de la ingeniería energética al aplicar metodologías de evaluación de demanda, estimación de generación fotovoltaica y análisis de viabilidad técnica y económica en un contexto urbano específico. Asimismo, contribuye a la generación de conocimiento aplicado sobre sistemas de autoconsumo solar en zonas urbanas de Arequipa, estableciendo un marco de referencia para futuras investigaciones relacionadas con energías renovables, eficiencia energética y planificación energética sostenible.

2. ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

2.1 Antecedentes Internacionales

En el estudio desarrollado por Villareal y Cuji (2024), titulado “Diseño y evaluación de un sistema fotovoltaico aislado para iluminación en vías rurales y carga de vehículos eléctricos basado en un enfoque multipropósito”, se tuvo como objetivo principal el diseño de un sistema fotovoltaico autónomo orientado a cubrir simultáneamente las necesidades de iluminación en vías rurales y la carga de vehículos eléctricos, integrando ambos servicios bajo un enfoque multipropósito. La investigación se desarrolló bajo un enfoque aplicado, empleando una metodología basada en simulaciones técnicas realizadas mediante software especializado, lo que permitió analizar el comportamiento y desempeño del sistema propuesto en condiciones operativas simuladas. Los resultados obtenidos evidenciaron que la implementación de sistemas fotovoltaicos en infraestructuras viales, tales como alumbrado público y estaciones de carga, constituye una alternativa eficiente para fomentar la movilidad sostenible y disminuir la dependencia de fuentes energéticas convencionales basadas en combustibles fósiles. Asimismo, se determinó que el aprovechamiento de la energía solar para alimentar tanto la iluminación como la carga de vehículos eléctricos contribuye de manera significativa a la reducción de emisiones contaminantes y a la mejora de la eficiencia energética del sistema. El estudio destacó que la incorporación de sistemas fotovoltaicos a lo largo de carreteras representa una solución técnica viable frente al crecimiento futuro del parque automotor eléctrico, al evitar sobrecargas en el sistema eléctrico nacional interconectado y ofrecer mayor

confiabilidad en el suministro energético. Adicionalmente, se resaltó la ventaja de utilizar espacios ya existentes en la infraestructura vial, sin requerir la ocupación de terrenos adicionales, optimizando así el uso del espacio disponible. Finalmente, se concluyó que una adecuada planificación y un diseño técnico riguroso son factores determinantes para garantizar la eficiencia y rentabilidad de estos sistemas, siendo fundamental considerar aspectos como la ubicación de los postes, la selección del tipo de iluminación y el cálculo preciso de distancias y pérdidas energéticas para asegurar un funcionamiento óptimo de las infraestructuras viales que integran energía solar fotovoltaica.

En la investigación desarrollada por Figueroa et al. (2022), titulada “Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar en HOMER Pro”, se estableció como objetivo principal el modelado de un sistema solar fotovoltaico interconectado a la red eléctrica, incorporando el análisis de la variabilidad de la irradiancia solar mediante el uso del software HOMER Pro. El estudio se llevó a cabo bajo una metodología de tipo aplicada, utilizando simulaciones computacionales y un diseño experimental que permitió evaluar el comportamiento del sistema en función de las condiciones reales de irradiación y demanda eléctrica. Como parte de los resultados, se determinó la irradiancia solar de la zona mediante el uso de un piranómetro SMP-10 clase A, registrándose un valor máximo de $7,28 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{día}$ durante el mes de abril y un valor mínimo de $4,05 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{día}$ en el mes de julio, información que fue analizada a través de curvas de frecuencia absoluta y acumulada. Asimismo, a partir de la medición realizada con un analizador de carga, se obtuvo la curva de consumo eléctrico de la empresa bananera “PRODUFRU S.A.”, ubicada en el cantón Ventanas, durante un periodo de siete días, identificándose los intervalos de demanda máxima y mínima, con valores de $1,980 \text{ kW}$ y 600 W respectivamente, y un consumo diario aproximado de $21,61 \text{ kWh}$. Mediante la aplicación del software HOMER Pro, se identificó la configuración óptima para el sistema fotovoltaico conectado a la red, determinándose como alternativa más eficiente una potencia instalada de 6 kW en generación fotovoltaica y un inversor de 4 kW , capaz de cubrir una proporción significativa de la demanda energética, considerando factores económicos como el costo de los equipos, operación y mantenimiento, reposición y mano de obra. Finalmente, se concluyó que los niveles de irradiancia solar registrados en la zona de estudio resultan adecuados para la implementación de un sistema fotovoltaico destinado al suministro de energía eléctrica.

En el estudio desarrollado por Álvarez (2024), titulado “Propuesta de instalación de un sistema fotovoltaico en la Empresa de Productos Lácteos Villa Clara, UEB pasteurizadora

Sagua la Grande”, se estableció como objetivo principal la implementación de un sistema solar fotovoltaico destinado al abastecimiento energético de la Empresa de Productos Lácteos Villa Clara, específicamente en la unidad empresarial de base pasteurizadora Sagua la Grande. La investigación se abordó mediante una metodología de tipo aplicada, bajo un diseño experimental, orientada a evaluar la viabilidad técnica y energética de la propuesta. Como parte de los resultados, se empleó el software gratuito PVGIS, desarrollado por la Comisión Europea, con el fin de analizar el recurso solar disponible y estimar el potencial fotovoltaico del sitio de estudio, herramienta que permitió realizar un análisis preliminar de factibilidad del sistema propuesto. A partir del estudio de rendimiento energético, se estimó una generación anual aproximada de 648,5 MWh, evidenciando un desempeño energético significativo. Asimismo, se determinó que la implementación del sistema fotovoltaico permitiría evitar la emisión de aproximadamente 9453 toneladas de CO₂, 53 toneladas de SO₂ y 18 toneladas de NO₂, además de contribuir al ahorro de alrededor de 2882 toneladas de combustible a nivel nacional. Estos resultados ponen de manifiesto el impacto positivo de las energías renovables, tanto en la reducción de la dependencia de fuentes fósiles como en la mitigación de los efectos ambientales asociados a las emisiones contaminantes. Finalmente, se concluyó que la incorporación del sistema fotovoltaico permite disminuir el uso de combustible necesario para la operación del grupo electrógeno, debido a la capacidad del sistema de sincronizarse con este, incrementando así la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico ante eventuales interrupciones del servicio.

En la investigación desarrollada por Naranjo (2022), titulada “Guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos para el autoabastecimiento de unidades habitacionales”, se planteó como objetivo principal la elaboración de una guía metodológica orientada al diseño de sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, destinados a apoyar el autoconsumo energético en unidades habitacionales, en concordancia con la normativa vigente. El estudio se abordó mediante una metodología de tipo descriptiva, bajo un diseño no experimental, permitiendo sistematizar criterios técnicos, normativos y económicos aplicables al diseño de este tipo de instalaciones. Como resultados, la guía desarrollada se aplicó a los distintos estratos de consumo residencial dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, incorporando el marco regulatorio vigente relacionado con las energías renovables y la generación fotovoltaica. Para la obtención de los datos de irradiancia solar global horizontal, se empleó la base de datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL), utilizada como referencia en la elaboración del Mapa Solar del Ecuador 2019; dichos datos fueron

posteriormente ajustados según la orientación e inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos. A partir de esta información, se estimó el rendimiento global del sistema, determinándose el factor de planta, la potencia nominal requerida y la configuración del arreglo fotovoltaico. Asimismo, con base en la cantidad de módulos, inversores, conductores eléctricos y dispositivos de protección definidos en el diseño, se elaboró un presupuesto estimado para la implementación del sistema. Complementariamente, se evaluó la viabilidad económica mediante el análisis de un esquema de financiamiento a través de microcréditos bancarios, considerando las tasas pasivas establecidas por el Banco Central del Ecuador y calculando el Valor Actual Neto del proyecto. Finalmente, se concluyó que, siguiendo de manera estructurada los procedimientos establecidos en la guía propuesta, es factible la implementación de microcentrales fotovoltaicas en los distintos niveles de consumo residencial, contribuyendo al autoabastecimiento energético de las unidades habitacionales.

2.2 Antecedentes Nacionales

En la investigación desarrollada por Ciriaco (2025), titulada “Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro energético de un desalinizador y equipo VHF en un bote salvavidas modelo NPT60F”, se planteó como objetivo principal el diseño e implementación de un sistema solar fotovoltaico autónomo destinado a garantizar el abastecimiento eléctrico de un desalinizador y de un equipo de comunicación VHF instalados en botes salvavidas del modelo NPT60F, especialmente en situaciones de emergencia. La investigación se abordó desde un enfoque aplicado y cuantitativo, contemplando el análisis de los consumos energéticos de los equipos existentes en el bote, la evaluación de los requerimientos energéticos de los dispositivos a incorporar, el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico y la estimación de los costos asociados a su implementación. Como resultado del estudio, se obtuvo una propuesta técnica viable consistente en un sistema fotovoltaico con una potencia instalada de 630 Wp, conformado por siete paneles solares de 90 W, capaz de generar aproximadamente 2126,52 Wh diarios, lo que permite cubrir una demanda energética total de 1735,95 Wh por día correspondiente a los equipos del bote. El sistema incorpora dos baterías de 12 V y 120 Ah conectadas en paralelo, proporcionando una autonomía estimada de 0,83 días al 50 % de profundidad de descarga y de 1,33 días al 80 %, asegurando, con el apoyo de la recarga diaria del campo fotovoltaico, la operación continua del desalinizador con una capacidad de producción de 90 litros de agua por día y del equipo VHF durante eventos de emergencia. Finalmente, se concluyó que el sistema fotovoltaico autónomo

diseñado para el bote salvavidas modelo NPT60F cumple con el objetivo general de la investigación, al ofrecer una solución técnica eficiente y confiable para garantizar el suministro eléctrico del sistema interno del bote, del desalinizador y del equipo de comunicación VHF en condiciones de mar abierto.

Salazar (2025) en su tesis *“Desarrollo de un modelo sostenible para el suministro eléctrico en el sistema aislado de Iquitos”*, tuvo como objetivo proponer un modelo sostenible para el suministro eléctrico en el Sistema Eléctrico Aislado de Iquitos, evaluando diversas alternativas energéticas que permitan reducir la dependencia de combustibles fósiles y mejorar la confiabilidad del sistema. La metodología utilizada fue de enfoque cuantitativo, aplicando un método deductivo-hipotético, basado en análisis técnico-económico, simulaciones, modelado energético y evaluación de escenarios. Asimismo, se empleó análisis documental de datos históricos y proyecciones de demanda. Los resultados determinaron que la mejor alternativa es la implementación de un sistema híbrido con generación solar fotovoltaica, el cual presenta menores costos de energía, alta rentabilidad (TIR de 76.8%) y reducción significativa de emisiones de CO₂, evidenciando su viabilidad técnica, económica y ambiental.

Almanza et al. (2025) en su artículo *“Evaluación de un Sistema Solar Fotovoltaico (SFV) para suministrar energía eléctrica en los exteriores de la Biblioteca Central de la Universidad Privada de Tacna”*, tuvieron como objetivo evaluar la viabilidad técnica de un sistema solar fotovoltaico (SFV) para suministrar energía eléctrica en los exteriores de la Biblioteca Central de la Universidad Privada de Tacna. La metodología empleada fue de tipo aplicada y se desarrolló en tres etapas: estimación de la demanda energética mediante observación del uso de equipos, diseño y dimensionamiento del sistema considerando variables técnicas y climáticas, e implementación y evaluación de su funcionamiento con análisis estadístico de la energía generada. Los resultados evidenciaron que el sistema produjo en promedio 1536.67 Wh/día, cubriendo satisfactoriamente la demanda estimada (980 Wh/día) y demostrando su viabilidad. Además, se proyectó una reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero del 0.13%, confirmando su impacto ambiental positivo.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Determinar el aporte técnico de un sistema de generación solar fotovoltaica como alternativa de autoconsumo complementario para la reducción del consumo de energía eléctrica convencional en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa.

3.2 Objetivos Específicos

- a) Caracterizar la demanda energética del casco urbano de Tiabaya, considerando número de viviendas, tipología de usuarios y niveles de consumo eléctrico.
- b) Cuantificar la brecha energética entre la demanda eléctrica actual y la capacidad de generación fotovoltaica estimada.
- c) Estimar el potencial de generación solar fotovoltaica en función de las condiciones de radiación solar de la zona.
- d) Dimensionar un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial, en función de la demanda real y condiciones técnicas.
- e) Evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema fotovoltaico mediante indicadores de desempeño y análisis financiero.

4. ALCANCES

La presente investigación se enfoca en el análisis y evaluación del consumo de energía eléctrica en el casco urbano de Tiabaya, considerando la caracterización de la demanda energética en función del número de viviendas, tipología de usuarios y niveles de consumo promedio. El estudio comprende la estimación del potencial de generación de energía solar fotovoltaica a partir de datos de radiación solar disponibles para la región de Arequipa, así como el dimensionamiento técnico de un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial, con el propósito de reducir el consumo de energía proveniente de la red convencional.

Asimismo, se evalúa el aporte del sistema propuesto en términos de cobertura energética, reducción del consumo eléctrico y análisis de viabilidad económica mediante indicadores financieros como VAN y TIR. La investigación se desarrolla a nivel de simulación y modelamiento, por lo que no contempla la implementación física del sistema fotovoltaico. Del mismo modo, el análisis se limita al contexto urbano del distrito de Tiabaya, sin considerar

otras zonas rurales o distritos aledaños. Finalmente, el estudio no incluye el análisis detallado de la operación de la red eléctrica a nivel de distribución ni la evaluación de impactos en la estabilidad del sistema eléctrico general.

5. MARCO TEÓRICO

5.1 Sistema solar fotovoltaico

El sistema solar fotovoltaico es una tecnología de generación eléctrica que transforma directamente la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, fenómeno físico por el cual ciertos materiales semiconductores generan una corriente eléctrica al recibir radiación solar. Esta conversión es posible gracias a las celdas fotovoltaicas, comúnmente elaboradas de silicio, que al ser ensambladas forman los módulos solares. Este tipo de sistemas se considera una fuente de energía renovable, limpia y sostenible, al no requerir combustibles fósiles ni emitir contaminantes durante su operación. Su aplicación se ha extendido ampliamente tanto en instalaciones autónomas como en sistemas conectados a redes eléctricas convencionales (Valencia, 2021).0

5.1.1 Componentes

Un sistema solar fotovoltaico está compuesto por varios elementos técnicos que, integrados de forma adecuada, permiten la conversión eficiente de la energía solar en energía eléctrica utilizable (Rúa et al., 2021). La correcta selección, dimensionamiento y configuración de estos componentes es esencial para garantizar el rendimiento, la confiabilidad y la durabilidad del sistema. A continuación, se describen los principales componentes que conforman un sistema fotovoltaico típico:

- **Módulos o Paneles Fotovoltaicos:** Son dispositivos formados por celdas solares que capturan la radiación solar y la transforman en electricidad en forma de corriente continua (CC), mediante el efecto fotovoltaico. Los materiales más comunes en la fabricación de celdas son el silicio monocristalino, policristalino y amorfo, cada uno con diferentes niveles de eficiencia y costos. La potencia de salida de un módulo se mide en vatios pico (Wp), y su rendimiento depende de factores como la irradiancia solar, temperatura ambiente, suciedad acumulada y orientación respecto al sol.

Figura 1

Paneles fotovoltaicos



Nota. Tomado de BBVA (2025)

- Inversor: El inversor es el componente responsable de transformar la corriente continua generada por los paneles solares en corriente alterna (CA), adecuada para ser utilizada por equipos eléctricos convencionales o para ser inyectada a la red eléctrica. Existen diversos tipos de inversores, como los inversores centrales, inversores string y microinversores, cuya elección dependerá del tamaño y configuración del sistema. Además, algunos modelos incorporan funciones de monitoreo, protección contra fallos y control inteligente del flujo de energía.

Figura 2

Inversor solar



Nota. Tomado de Área Tecnología (2025)

- **Estructura de Montaje o Soporte:** La estructura de montaje es el sistema mecánico que sostiene los módulos fotovoltaicos y garantiza su fijación y estabilidad. Puede ser instalada sobre techos, superficies terrestres u otras estructuras urbanas. Su diseño debe permitir la inclinación adecuada para maximizar la captación solar según la latitud geográfica, además de resistir condiciones climáticas adversas como viento, lluvia o nieve. En algunos casos, se emplean estructuras con seguimiento solar (trackers) que ajustan automáticamente el ángulo de los paneles para incrementar la captación de radiación durante el día.
- **Controlador de Carga (en sistemas aislados o híbridos):** Es un dispositivo electrónico que regula la corriente proveniente de los módulos solares hacia las baterías, protegiéndolas de sobrecargas o descargas profundas, lo cual prolonga su vida útil. Existen dos tipos principales: PWM (Pulse Width Modulation) y MPPT (Maximum Power Point Tracking), siendo este último más eficiente ya que optimiza constantemente el punto de máxima potencia de los paneles.
- **Sistema de Almacenamiento (banco de baterías):** En los sistemas autónomos (off-grid) o híbridos, las baterías son esenciales para almacenar la energía generada durante el día y abastecer la demanda durante la noche o en periodos sin radiación solar. Las baterías más comunes son de plomo-ácido, gel y de ion-litio, diferenciándose por su profundidad de descarga, densidad energética, vida útil y mantenimiento requerido. Su dimensionamiento se realiza en función de la demanda energética diaria, los días de autonomía deseados y el régimen de carga/descarga.
- **Sistema de Protecciones Eléctricas:** Para garantizar la seguridad del sistema y de los usuarios, se incluyen dispositivos de protección tanto en corriente continua como en corriente alterna. Entre estos se encuentran fusibles, interruptores termomagnéticos, seccionadores, varistores y dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS). Estas protecciones previenen daños provocados por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas o fallos de conexión.
- **Cableado y Conectores:** El cableado conecta los distintos componentes del sistema y debe estar dimensionado adecuadamente para soportar la corriente máxima, minimizar

pérdidas por caída de tensión y resistir condiciones ambientales extremas. Se emplean conductores específicos para corriente continua y alterna, con aislamiento UV y resistentes a la humedad. Asimismo, se utilizan conectores estandarizados, como los MC4, que garantizan uniones seguras, estancas y de bajo contacto resistivo.

Figura 3

Instalación solar autónoma con inversor



Nota. Tomado de Área Tecnología (2025)

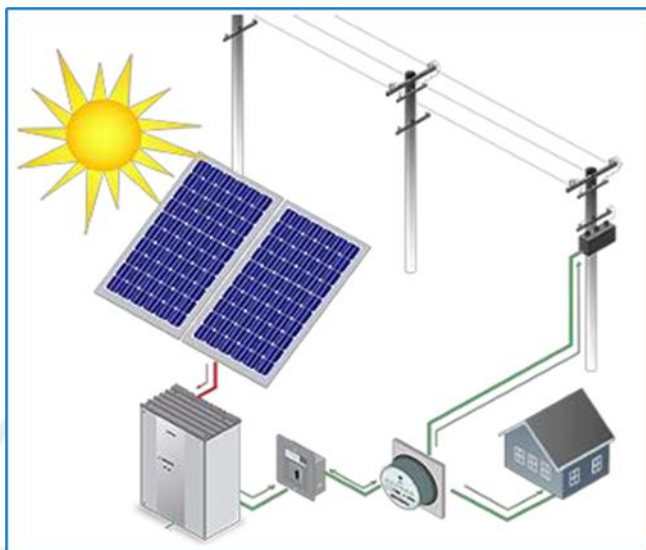
5.1.2 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos: On-Grid y Off-Grid

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse, según su relación con la red eléctrica pública, en dos tipos principales:

- **Sistemas On-Grid (conectados a red):** están integrados al sistema eléctrico convencional. Su principal característica es que la energía generada por los paneles puede ser consumida directamente por el usuario y el excedente puede ser inyectado a la red eléctrica, generando un ahorro económico a través de mecanismos como la medición neta. Estos sistemas no requieren baterías, ya que cuando la generación fotovoltaica no cubre la demanda, el suministro se complementa automáticamente con energía de la red (López y López, 2022).

Figura 4

Sistema fotovoltaico On-Grid

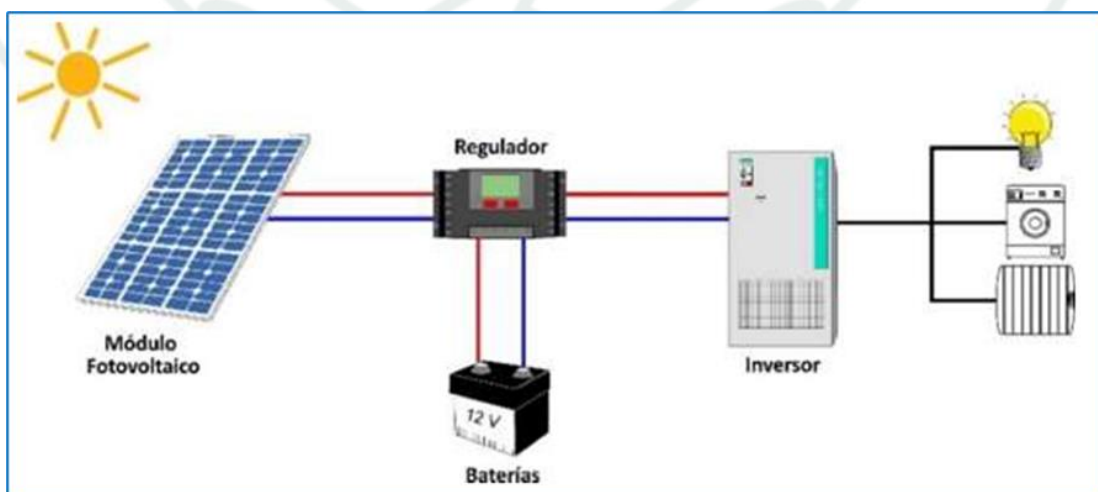


Nota. Tomado de (López y López, 2022).

- Sistemas Off-Grid (aislados de red): funcionan de manera independiente, sin conexión a la red eléctrica pública. Están diseñados para abastecer energía en zonas remotas donde no existe acceso a la red. Debido a su autonomía, estos sistemas requieren bancos de baterías para almacenar la energía generada durante el día y abastecer durante la noche o en condiciones de baja radiación. También pueden incluir generadores auxiliares de respaldo, como los basados en diésel (López y López, 2022).

Figura 5

Sistema fotovoltaico Off-Grid



Nota. Tomado de (López y López, 2022).

5.1.3 Beneficios del Uso de Energías Renovables

El uso de sistemas fotovoltaicos como fuente de energía renovable presenta una serie de beneficios sustanciales desde el punto de vista ambiental, técnico y económico. En primer lugar, al tratarse de una fuente limpia, su operación no emite gases de efecto invernadero ni genera residuos contaminantes, lo que contribuye significativamente a la mitigación del cambio climático y a la mejora de la calidad ambiental. En segundo lugar, los sistemas solares permiten reducir la dependencia de combustibles fósiles y aumentar la seguridad energética mediante la diversificación de fuentes de generación (Quirama et al., 2022).

Desde una perspectiva técnica, los sistemas fotovoltaicos son modulares, escalables y de bajo mantenimiento, lo que facilita su implementación tanto en pequeñas viviendas como en aplicaciones de mayor escala, como en el suministro urbano descentralizado. Además, al generar energía en el punto de consumo, disminuyen las pérdidas por transmisión y distribución que son comunes en los sistemas eléctricos centralizados (Hernández, 2025).

Finalmente, desde el punto de vista económico, si bien la inversión inicial puede ser considerable, los costos operativos son mínimos, y la vida útil de los componentes clave, como los paneles, puede superar los 25 años. En un contexto de aumento sostenido de las tarifas eléctricas y de incentivos gubernamentales a la transición energética, la adopción de sistemas fotovoltaicos representa una alternativa viable para lograr una mayor eficiencia, autonomía y sostenibilidad en el consumo energético.

5.2 Consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica se define como la cantidad de energía utilizada por los distintos dispositivos, sistemas o instalaciones eléctricas durante un período de tiempo determinado. Este consumo se expresa comúnmente en kilovatios hora (kWh) y representa la demanda energética requerida para realizar actividades como iluminación, climatización, operación de equipos electrónicos, procesos industriales, entre otros. El análisis del consumo eléctrico es fundamental tanto desde el punto de vista técnico como económico, ya que permite dimensionar la infraestructura eléctrica necesaria, planificar la operación de los sistemas de generación, establecer tarifas y diseñar políticas de eficiencia energética (Vaca y Kido, 2021). En contextos urbanos y residenciales, este consumo está estrechamente vinculado al número de habitantes, al uso horario de la energía, a los tipos de artefactos empleados y al nivel de electrificación alcanzado en la zona.

Para el análisis de la demanda energética, la estimación del potencial solar y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, se emplean relaciones matemáticas que permiten cuantificar el comportamiento energético del sistema. Estas expresiones permiten sustentar técnicamente los resultados obtenidos en los capítulos de desarrollo y evaluación de la propuesta.

a) **Energía eléctrica consumida**

La energía eléctrica consumida se determina mediante la relación entre la potencia de los equipos y el tiempo de funcionamiento:

$$E = P \cdot t \quad (1)$$

Donde:

E : energía consumida (Wh) o (kWh)

P : potencia eléctrica del equipo (W) o (kW)

t : tiempo de funcionamiento (h)

Esta expresión permite estimar el consumo energético de cargas residenciales y construir la demanda diaria o mensual de una vivienda.

b) **Consumo promedio de energía**

El consumo promedio se utiliza para representar el comportamiento medio de un conjunto de usuarios:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} \quad (2)$$

Donde:

$\bar{X}$: consumo promedio (kWh/mes) o ($kWh/día$)

X_i : consumo energético de cada vivienda (kWh/mes)

n : número de viviendas analizadas

Esta fórmula permite caracterizar la demanda energética promedio del área de estudio.

c) **Coefficiente de determinación**

Para evaluar el ajuste del modelo de estimación de consumos se emplea el coeficiente de determinación:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum (y_i - \bar{y})^2} \quad (3)$$

Donde:

R^2 : coeficiente de determinación (*adimensional*)

y_i : valor real observado

$\hat{y}_i$: valor estimado por el modelo

$\bar{y}$: media de los valores observados

El valor de R^2 permite medir qué tan bien los datos estimados representan el comportamiento de los datos reales.

d) Energía generada por el sistema fotovoltaico

La energía diaria generada por un sistema fotovoltaico puede estimarse mediante:

$$E_{FV} = P_{inst} \cdot HSP \cdot PR \quad (4)$$

Donde:

E_{FV} : energía generada por el sistema fotovoltaico ($kWh/día$)

P_{inst} : potencia instalada del sistema (kWp)

HSP : horas sol pico o radiación solar equivalente ($h/día$)

PR : factor de desempeño del sistema (*adimensional*)

Esta ecuación permite estimar la producción energética diaria del arreglo fotovoltaico a partir del recurso solar disponible y del desempeño global del sistema.

e) Potencia instalada requerida

La potencia instalada necesaria para cubrir una determinada demanda energética se calcula mediante:

$$P_{inst} = \frac{E_d}{HSP \cdot PR} \quad (5)$$

Donde:

P_{inst} : potencia instalada requerida (kWp)

E_d : demanda energética diaria a cubrir ($kWh/día$)

HSP : horas sol pico ($h/día$)

PR : factor de desempeño del sistema (*adimensional*)

Esta expresión permite dimensionar técnicamente la capacidad del sistema fotovoltaico en función de la demanda y del recurso solar del lugar.

f) Número de paneles fotovoltaicos

El número de módulos requeridos se obtiene mediante:

$$N_p = \frac{P_{inst}}{P_m} \quad (6)$$

Donde:

N_p : número de paneles fotovoltaicos

P_{inst} : potencia total instalada requerida (Wp) o (kWp)

P_m : potencia nominal de cada módulo fotovoltaico (Wp)

Esta ecuación permite definir la cantidad de paneles necesarios para alcanzar la potencia de diseño.

g) Eficiencia del sistema fotovoltaico

La eficiencia del sistema puede expresarse como:

$$\eta = \frac{E_{salida}}{E_{entrada}} \times 100 \quad (7)$$

Donde:

η : eficiencia del sistema (%)

E_{salida} : energía útil entregada (kWh)

$E_{entrada}$: energía solar incidente aprovechable (kWh)

La eficiencia representa el nivel de aprovechamiento de la energía disponible por parte del sistema fotovoltaico.

h) Porcentaje de cobertura energética

La cobertura energética indica qué proporción de la demanda es satisfecha por el sistema fotovoltaico:

$$C_E = \frac{E_{FV}}{E_D} \times 100 \quad (8)$$

Donde:

C_E : cobertura energética (%)

E_{FV} : energía generada por el sistema fotovoltaico (kWh)

E_D : demanda energética total (kWh)

Este indicador permite evaluar el aporte real del sistema respecto al consumo eléctrico del área estudiada.

i) Reducción del consumo de energía convencional

La reducción del consumo proveniente de la red puede determinarse mediante:

$$R_{conv} = E_D - E_{red} \quad (9)$$

o de manera equivalente, cuando la energía fotovoltaica cubre parte de la demanda:

$$R_{conv} = E_{FV} \quad (10)$$

Donde:

R_{conv} : reducción del consumo de energía convencional (kWh)

E_D : demanda energética total (kWh)

E_{red} : energía demandada a la red después de incorporar el sistema FV (kWh)

E_{FV} : energía suministrada por el sistema fotovoltaico (kWh)

j) **Demanda no cubierta**

La demanda no cubierta corresponde a la parte del consumo que no es satisfecha por el sistema fotovoltaico:

$$D_{nc} = E_D - E_{FV} \quad (11)$$

Donde:

D_{nc} : demanda no cubierta (kWh)

E_D : demanda total (kWh)

E_{FV} : energía generada por el sistema fotovoltaico (kWh)

5.2.1 **Factores que influyen en el consumo eléctrico**

El consumo de energía eléctrica no es uniforme ni constante, sino que está condicionado por diversos factores técnicos, climáticos, sociales y económicos (Curi y Diaz, 2024). Entre los más relevantes se encuentran:

- Características de la demanda: el tipo de usuario (residencial, comercial o industrial) influye significativamente, ya que cada sector tiene diferentes patrones de uso, intensidades de carga y horarios de mayor demanda.
- Eficiencia de los equipos: la calidad y antigüedad de los equipos eléctricos determina su nivel de eficiencia. Equipos obsoletos o mal mantenidos consumen más energía que aquellos diseñados bajo estándares modernos de eficiencia energética.
- Condiciones climáticas: en climas fríos o cálidos extremos, el uso intensivo de calefacción o aire acondicionado puede disparar el consumo eléctrico, especialmente durante ciertas estaciones del año.

- Hábitos y comportamiento del usuario: el uso racional o irracional de la energía, la conciencia ambiental, los horarios de uso y la cultura energética influyen en la cantidad de electricidad consumida.
- Crecimiento poblacional y urbanización: el aumento de la densidad poblacional y el desarrollo urbano incrementan la demanda eléctrica general, tanto por el uso de infraestructura como por la expansión de servicios.
- Tarifas eléctricas: el costo de la energía eléctrica también tiene un efecto regulador sobre el consumo; tarifas elevadas tienden a incentivar el ahorro o la búsqueda de fuentes alternativas, mientras que tarifas subsidiadas pueden fomentar el consumo excesivo (Chiroque, Ricaldi y Romero, 2022).

5.2.2 Impacto del consumo convencional en el sistema eléctrico y el medio ambiente

El consumo energético convencional, basado principalmente en fuentes no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón, genera una serie de impactos negativos tanto en el sistema eléctrico como en el entorno ambiental. A nivel técnico, una alta dependencia de la red centralizada puede conducir a sobrecargas, pérdida de eficiencia por transmisión y distribución, y una baja resiliencia ante contingencias o fallas del sistema (Alvarado y Awa, 2021). Asimismo, las variaciones abruptas en la demanda pueden provocar desequilibrios en el sistema de generación y distribución, incrementando la necesidad de contar con reservas operativas costosas.

Desde el punto de vista ambiental, el uso de fuentes fósiles para la generación eléctrica produce emisiones significativas de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente dióxido de carbono (CO_2), contribuyendo al calentamiento global y al cambio climático (Lamprea y Peña, 2022). Además, implica la explotación intensiva de recursos naturales no renovables, la generación de residuos peligrosos y la alteración de ecosistemas sensibles. En este contexto, la transición hacia fuentes limpias, como la energía solar fotovoltaica, constituye una respuesta técnica y ética ante los desafíos ambientales actuales, ya que permite reducir la huella ecológica, mejorar la eficiencia energética y descentralizar la producción eléctrica, generando beneficios tanto locales como globales.

6. MARCO CONCEPTUAL

- a) **Energía solar fotovoltaica:** Se entiende como la tecnología que permite transformar la radiación solar en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico, empleando celdas semiconductoras que generan corriente continua al ser expuestas a la luz solar. Su aplicación permite generar electricidad de manera descentralizada y sin emisiones contaminantes.
- b) **Sistema fotovoltaico:** Conjunto de componentes eléctricos y electrónicos diseñados para captar, convertir y utilizar la energía solar. Está conformado por paneles solares, inversores, estructuras de soporte, cableado, protecciones eléctricas y, en algunos casos, sistemas de almacenamiento energético.
- c) **Autoconsumo energético:** Modalidad de uso de energía en la cual el usuario genera su propia electricidad, consumiéndola directamente en el punto de generación, reduciendo la dependencia de la red eléctrica convencional.
- d) **Demanda energética:** Cantidad de energía eléctrica requerida por un conjunto de usuarios en un periodo determinado, expresada en kWh. Está influenciada por factores como número de usuarios, tipo de consumo, equipos eléctricos y hábitos de uso.
- e) **Consumo eléctrico residencial:** Corresponde al uso de energía eléctrica en viviendas para actividades domésticas como iluminación, cocción, refrigeración y climatización. Se mide en kWh y varía según el número de ocupantes y el equipamiento del hogar.
- f) **Radiación solar:** Cantidad de energía proveniente del sol que incide sobre una superficie en un tiempo determinado, generalmente expresada en $kWh/m^2 \cdot día$. Es el principal recurso para la generación fotovoltaica.
- g) **Potencia instalada:** Capacidad nominal del sistema fotovoltaico para generar energía eléctrica bajo condiciones estándar, expresada en kilovatios pico (kWp).
- h) **Energía generada:** Cantidad de energía producida por el sistema fotovoltaico en un periodo determinado, generalmente expresada en kWh/día, kWh/mes o kWh/año.
- i) **Cobertura energética:** Porcentaje de la demanda eléctrica que es cubierta por el sistema fotovoltaico. Permite evaluar el aporte del sistema en la reducción del consumo de la red.
- j) **Factor de desempeño (PR):** Indicador que mide la eficiencia global del sistema fotovoltaico considerando pérdidas por temperatura, suciedad, inversor y cableado. Se expresa como un porcentaje.

- k) Abastecimiento eléctrico sostenible:** Capacidad de suministrar energía eléctrica de forma continua utilizando fuentes renovables, reduciendo el impacto ambiental y la dependencia de fuentes convencionales.
- l) Red eléctrica convencional:** Sistema centralizado de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado principalmente en fuentes no renovables y del cual dependen la mayoría de los usuarios.
- m) Viabilidad técnica:** Evaluación que determina si un sistema puede operar correctamente bajo condiciones reales, considerando parámetros como generación, demanda, eficiencia y confiabilidad.
- n) Viabilidad económica:** Análisis que permite determinar la rentabilidad de un proyecto mediante indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de recuperación.
- o) Generación distribuida:** Modelo de producción de energía eléctrica en el mismo lugar o cerca del punto de consumo, reduciendo pérdidas en transmisión y mejorando la eficiencia del sistema energético.



CAPÍTULO II

PLANTEAMIENTO OPERACIONAL

1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Tipo de investigación

La presente investigación corresponde al tipo aplicada, debido a que se orienta al empleo de conocimientos científicos, técnicos y metodológicos propios de la ingeniería energética para atender una situación concreta identificada en el casco urbano de Tiabaya, relacionada con el consumo de energía eléctrica y la necesidad de incorporar alternativas de abastecimiento más sostenibles. Este tipo de investigación se caracteriza por buscar la utilización práctica del conocimiento existente con el propósito de plantear soluciones viables frente a problemas reales del entorno.

En ese marco, el estudio no se centra únicamente en la descripción conceptual de la energía solar fotovoltaica, sino en su aplicación a una realidad específica, mediante el análisis de la demanda energética, la estimación del potencial solar disponible, el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico y la evaluación de su aporte técnico y económico como alternativa de autoconsumo parcial. Por ello, la investigación toma como base fundamentos teóricos y criterios técnicos previamente desarrollados en el campo de las energías renovables, pero los adapta al contexto particular de la zona de estudio. Asimismo, la naturaleza aplicada de la investigación se sustenta en que los resultados obtenidos tienen una orientación práctica, ya que permiten formular una propuesta técnica de abastecimiento eléctrico sostenible que podría servir como referencia para futuras decisiones de planificación energética en contextos urbanos con características similares. En este sentido, el estudio busca aportar una respuesta técnica frente a la dependencia de la red eléctrica convencional, considerando variables reales de consumo, generación y viabilidad.

1.2 Nivel de investigación

El nivel de la presente investigación es descriptivo-evaluativo, debido a que comprende, por una parte, la caracterización detallada de las condiciones energéticas del área de estudio y, por otra, la valoración técnica y económica de una alternativa de solución basada en energía solar fotovoltaica. Este nivel resulta coherente con la naturaleza del estudio, puesto que no busca demostrar relaciones causales mediante manipulación de variables, sino examinar una

realidad energética específica y valorar el comportamiento de una propuesta técnica bajo determinadas condiciones de análisis.

Se considera descriptivo porque la investigación se orienta a identificar, organizar y exponer las características de la demanda energética existente en el casco urbano de Tiabaya. Para ello, se toman en cuenta aspectos como el número de viviendas, la tipología de usuarios residenciales, los niveles de consumo eléctrico, los perfiles de carga y los requerimientos energéticos observados en la zona de estudio. A través de este nivel, se obtiene una representación ordenada y cuantificable del comportamiento del consumo eléctrico, lo que permite conocer cómo se distribuye la demanda y cuáles son las condiciones reales sobre las que se plantea la propuesta fotovoltaica. Del mismo modo, el estudio adquiere un carácter evaluativo porque, a partir de la información descrita, se analiza el desempeño de un sistema fotovoltaico propuesto en función de criterios técnicos, energéticos y económicos. Esta evaluación comprende la estimación del potencial de generación solar, el dimensionamiento del sistema, la cobertura de la demanda, la reducción del consumo proveniente de la red convencional y la determinación de indicadores de viabilidad, como el rendimiento energético y los beneficios económicos esperados. En consecuencia, no solo se describe una situación existente, sino que también se valora el alcance y la conveniencia de una solución técnica frente a dicha situación.

Asimismo, el nivel descriptivo-evaluativo se justifica porque la investigación se desarrolla principalmente mediante análisis de datos, cálculos de dimensionamiento y simulaciones técnicas, sin intervenir directamente sobre el entorno mediante pruebas experimentales o implementación física del sistema. Por ello, los resultados permiten examinar el comportamiento esperado de la propuesta fotovoltaica en un escenario técnicamente modelado, lo cual facilita emitir juicios sustentados sobre su aporte potencial al abastecimiento eléctrico sostenible del casco urbano de Tiabaya.

1.3 Diseño de investigación

El diseño de la presente investigación es no experimental, transversal y de enfoque cuantitativo, debido a que el estudio se desarrolla a partir del análisis de una realidad energética existente, sin intervención directa sobre las variables ni modificación deliberada de las condiciones del entorno. Esta estructura metodológica resulta adecuada para investigaciones

orientadas al análisis técnico y a la evaluación de propuestas de solución sustentadas en datos reales y procedimientos de simulación.

Se considera no experimental porque la investigación no implica la manipulación intencional de la variable de estudio ni la aplicación controlada de tratamientos sobre una población o muestra determinada. En lugar de ello, se observa, analiza e interpreta el comportamiento del consumo eléctrico y el potencial de generación solar a partir de información existente, registros de demanda, parámetros técnicos y condiciones propias del casco urbano de Tiabaya. En este tipo de diseño, el investigador estudia los fenómenos tal como se presentan en su contexto natural, lo cual se ajusta al propósito del trabajo, ya que no se busca alterar el sistema eléctrico real ni implementar físicamente el sistema fotovoltaico durante el desarrollo del estudio, sino formular y evaluar una propuesta técnica sustentada en cálculos y simulaciones.

Asimismo, el diseño es transversal porque la investigación recoge, organiza y analiza la información correspondiente a un periodo específico, con el fin de representar las condiciones energéticas del área de estudio en un momento determinado. Esto significa que la caracterización de la demanda eléctrica, la estimación del potencial solar y el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizan con base en datos disponibles para una etapa concreta del análisis, sin efectuar un seguimiento longitudinal de varios periodos sucesivos. El carácter transversal permite obtener una visión técnica del estado energético actual del casco urbano de Tiabaya y, sobre esa base, proyectar el comportamiento esperado de la propuesta fotovoltaica.

Del mismo modo, la investigación adopta un enfoque cuantitativo, ya que se apoya en el uso de datos numéricos, procedimientos matemáticos, indicadores técnicos y criterios de evaluación económica para desarrollar el estudio. Este enfoque permite medir y expresar de manera objetiva variables como la demanda energética, el consumo promedio, la radiación solar disponible, la potencia instalada requerida, la energía generada, la cobertura del sistema y la reducción del consumo proveniente de la red convencional. Además, incorpora herramientas de simulación y análisis financiero para estimar indicadores como el rendimiento del sistema, el ahorro económico, el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno, lo que permite sustentar los resultados con base en valores cuantificables y verificables.

2. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

2.1 Técnicas de análisis de datos

Para el desarrollo de la presente investigación se emplearán técnicas de análisis de datos de naturaleza cuantitativa, orientadas al procesamiento, organización, estimación e interpretación de información energética residencial, con el propósito de caracterizar la demanda eléctrica del área de estudio y sustentar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto. Estas técnicas se aplican en correspondencia con el contenido analítico desarrollado en el Capítulo III, donde se estudia la demanda energética del casco urbano de Tiabaya a partir de información real y datos estimados calibrados.

- En primer lugar, se empleará el análisis descriptivo, el cual permitirá ordenar, resumir e interpretar la información obtenida de las viviendas analizadas. Esta técnica se aplicará para caracterizar variables como el consumo mensual de energía eléctrica, número de usuarios, tipología de consumo, demanda promedio y comportamiento general de la carga residencial. Su uso permitirá representar de forma cuantificable la estructura de consumo del sector estudiado, identificando diferencias entre viviendas y estableciendo indicadores representativos de la demanda energética del casco urbano de Tiabaya. En este marco, el análisis descriptivo también comprende la elaboración de tablas de distribución, clasificación por tipologías de consumo y resumen de indicadores energéticos.
- Asimismo, se utilizará una técnica de estimación y calibración de datos, debido a que una parte de la información de consumo proviene de registros reales de recibos eléctricos y otra parte ha sido estimada a partir de dichos datos base. Para ello, se recurrirá al ajuste de valores mediante procedimientos estadísticos que permitan aproximar el comportamiento de las viviendas sin registro directo, tomando como referencia las viviendas con información real. Dentro de esta técnica se incluye la evaluación del ajuste del modelo mediante el coeficiente de determinación (R^2), con la finalidad de verificar el nivel de representatividad y consistencia de los valores estimados respecto de los datos observados. Esta técnica resulta pertinente porque el Capítulo III contempla expresamente la calibración del modelo y su validación estadística antes de continuar con el análisis energético.

- De igual manera, se aplicará el análisis estadístico del consumo eléctrico, orientado a examinar el comportamiento mensual de la demanda residencial mediante indicadores de tendencia central y dispersión. Esta técnica permitirá identificar consumos promedio, variabilidad entre viviendas y patrones asociados a la tipología de usuarios, contribuyendo a definir una base técnica para el posterior dimensionamiento del sistema fotovoltaico. A través de este análisis se busca comprender la magnitud y distribución de la demanda, evitando que la propuesta energética se fundamente únicamente en valores generales no representativos de la realidad del área de estudio.
- También se empleará el análisis de perfiles de carga horaria, que consiste en la construcción y evaluación del comportamiento del consumo eléctrico durante un periodo representativo de siete días consecutivos. Esta técnica permite identificar la distribución temporal de la demanda, los intervalos de mayor consumo y la evolución diaria de la carga eléctrica, aspectos necesarios para comprender la dinámica real del consumo residencial. A partir de ello, será posible estimar indicadores como demanda máxima, factor de carga, factor de diversidad y comportamiento semanal del consumo, los cuales constituyen parámetros de entrada para la evaluación del aporte energético del sistema fotovoltaico propuesto.
- Por otro lado, se utilizará el análisis de simulación energética, orientado a estimar la generación eléctrica del sistema fotovoltaico a partir de variables técnicas y climáticas, tales como la radiación solar disponible, la eficiencia del sistema, la potencia instalada y el factor de desempeño. Esta técnica permitirá proyectar la energía generada y relacionarla con la demanda previamente caracterizada, de modo que se pueda cuantificar la cobertura energética esperada y la reducción del consumo proveniente de la red convencional. Su aplicación resulta coherente con los objetivos de la investigación, ya que el estudio no contempla implementación física, sino evaluación a nivel de modelamiento y simulación.
- Complementariamente, se aplicará el análisis comparativo energético, mediante el cual se contrastará la demanda eléctrica actual del área de estudio con la capacidad de generación del sistema fotovoltaico propuesto. Esta técnica permitirá identificar la brecha entre consumo y generación, así como valorar el grado de aporte del sistema en términos de autoconsumo parcial, cobertura diaria, semanal, mensual y anual. De esta

manera, el análisis comparativo facilitará la interpretación del efecto técnico de la propuesta sobre la reducción de la dependencia de la red eléctrica convencional.

- Finalmente, se empleará el análisis económico-financiero, utilizando indicadores como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión y otros parámetros asociados a costos e ingresos energéticos. Esta técnica permitirá determinar si la propuesta fotovoltaica resulta conveniente desde el punto de vista económico, complementando la evaluación técnica del sistema con criterios de rentabilidad y recuperación de inversión.

2.2 Instrumentos

Los instrumentos que se emplearán en la investigación son los siguientes:

- **Software MATLAB:** utilizado para el modelamiento, simulación y análisis de la demanda energética, así como para la estimación de la generación fotovoltaica y evaluación de indicadores técnicos.
- **Bases de datos de radiación solar:** empleadas para obtener información climática de la región de Arequipa, necesaria para la estimación del potencial de generación fotovoltaica.
- **Hojas de cálculo (Excel):** utilizadas para el procesamiento de datos, organización de resultados y cálculo de indicadores energéticos y económicos.
- **Fichas de registro de datos:** empleadas para sistematizar la información relacionada con consumo energético, parámetros técnicos y resultados de simulación.

3. CAMPO DE VERIFICACIÓN

A. Ubicación Temporal

La investigación se desarrollará durante el año 2025.

B. Ubicación espacial

La investigación se llevará a cabo en el distrito de Tiabaya, ubicado en la provincia y región de Arequipa. Específicamente, el estudio se delimita a las calles Las Palmeras y Los Jazmines, consideradas como zona representativa del casco urbano del distrito, donde se

evaluarán las condiciones de consumo eléctrico y el potencial de implementación de sistemas fotovoltaicos.

C. Unidades de Estudio

Las unidades de estudio están conformadas por 23 viviendas ubicadas en las calles Las Palmeras y Los Jazmines del distrito de Tiabaya. Estas viviendas representan el conjunto de usuarios residenciales sobre los cuales se analizará el consumo de energía eléctrica y se evaluará el aporte de un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial.

4. VARIABLES

4.1 Variable Independiente

Energía solar fotovoltaica

Indicadores:

- Potencia instalada del sistema (kW)
- Energía generada (kWh/día, kWh/mes)
- Radiación solar disponible (kWh/m²·día)
- Eficiencia del sistema (%)
- Factor de desempeño (PR)

4.2 Variables Dependiente

Abastecimiento eléctrico sostenible

Indicadores:

- Porcentaje de cobertura energética (%)
- Reducción del consumo de energía convencional (kWh/mes)
- Aporte energético del sistema fotovoltaico (%)
- Demanda eléctrica cubierta (kWh)
- Demanda eléctrica no cubierta (kWh)

Tabla 1

Cuadro operacional de variables

Variables	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Unidad de medida	Técnica	Instrumento
Variable independiente: Energía solar fotovoltaica	Es la energía obtenida a partir de la radiación solar mediante módulos fotovoltaicos, la cual es transformada en energía eléctrica utilizable para abastecer una determinada demanda.	Se evaluará mediante el análisis del recurso solar disponible y el dimensionamiento técnico del sistema fotovoltaico propuesto para el casco urbano de Tiabaya, considerando su capacidad de generación y rendimiento.	Recurso solar	Radiación solar disponible	kWh/m ² ·día	Análisis de datos	Ficha de registro de datos solares
			Capacidad de generación	Potencia instalada del sistema	kW	Análisis técnico	Hoja de cálculo de dimensionamiento
			Producción energética	Energía generada	kWh/día, kWh/mes	Simulación energética	Matriz de cálculo energético
			Rendimiento del sistema	Eficiencia del sistema	%	Análisis técnico	Ficha de evaluación técnica
			Desempeño global	Factor de desempeño (PR)	% o valor adimensional	Simulación y cálculo	Hoja de cálculo de desempeño
			Cobertura energética	Porcentaje de cobertura energética	%	Análisis comparativo	Matriz de balance energético
Variable dependiente: Abastecimiento eléctrico sostenible	Es la capacidad de cubrir la demanda eléctrica de manera eficiente, continua y con menor dependencia de fuentes convencionales, mediante el uso de una alternativa energética renovable.	Se medirá a partir del aporte del sistema fotovoltaico sobre la demanda eléctrica del casco urbano de Tiabaya, valorando el nivel de cobertura, la reducción del consumo convencional y la energía satisfecha o no satisfecha.	Reducción del consumo convencional	Reducción del consumo de energía convencional	kWh/mes	Análisis comparativo	Hoja de cálculo de consumo y generación
			Contribución del sistema FV	Aporte energético del sistema fotovoltaico	%	Simulación energética	Matriz de evaluación energética
			Atención de la demanda	Demanda eléctrica cubierta	kWh	Balance energético	Cuadro de demanda y generación
			Déficit energético	Demanda eléctrica no cubierta	kWh	Balance energético	Cuadro de demanda y generación

Nota. Elaboración propia

5. HIPÓTESIS

5.1 Hipótesis General

El aporte técnico de un sistema de generación solar fotovoltaica como alternativa de autoconsumo complementario permite reducir el consumo de energía eléctrica convencional en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa.

5.2 Hipótesis Específicas

- a) La caracterización de la demanda energética permite identificar el nivel real de consumo eléctrico en el casco urbano de Tiabaya.
- b) Existe una brecha energética entre la demanda eléctrica actual y la capacidad de generación fotovoltaica estimada en la zona.
- c) El potencial de generación solar fotovoltaica en el casco urbano de Tiabaya es suficiente para cubrir parcialmente la demanda energética.
- d) El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial permite generar un aporte energético que reduce el consumo de la red convencional.
- e) El sistema fotovoltaico propuesto presenta viabilidad técnica y económica en función de indicadores de desempeño y análisis financiero.

6. ESTRATEGIAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

La recolección de datos se desarrollará mediante la consistencia técnica de la información utilizada en el modelamiento energético del sistema fotovoltaico.

1. En primer lugar, se realizará la recopilación de información del consumo eléctrico residencial de las 56 viviendas ubicadas en las calles Las Palmeras y Los Jazmines del distrito de Tiabaya. Esta información se basará en consumos promedio referenciales por vivienda, complementados con parámetros técnicos establecidos en estudios del sector eléctrico peruano, lo cual permitirá caracterizar la demanda energética en términos de kWh/día y kWh/mes.
2. En segundo lugar, se obtendrán datos de radiación solar y condiciones climáticas de la región Arequipa a partir de fuentes secundarias confiables, tales como bases de datos energéticas y meteorológicas. Estos datos constituyen el insumo principal para estimar

el potencial de generación del sistema fotovoltaico, considerando variables como irradiancia solar promedio y horas pico solares.

3. Posteriormente, se realizará la sistematización y procesamiento de datos mediante hojas de cálculo, permitiendo organizar la información de consumo y generación, así como calcular indicadores energéticos relevantes, tales como demanda total, energía generada y porcentaje de cobertura.
4. Finalmente, se empleará el software MATLAB como herramienta de simulación, el cual permitirá modelar el comportamiento del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales de operación, evaluar su desempeño energético y estimar su impacto en la reducción del consumo de energía eléctrica convencional. Este enfoque basado en simulación permite obtener resultados cuantitativos confiables sin necesidad de implementación física, manteniendo coherencia con el alcance de la investigación.

7. LIMITACIONES

La presente investigación presenta las siguientes limitaciones:

- El estudio se desarrolla a nivel de simulación, por lo que no incluye la implementación física del sistema fotovoltaico ni la validación experimental en campo.
- La demanda energética considerada se basa en consumos promedio referenciales, debido a la ausencia de mediciones directas por vivienda, lo que puede generar variaciones respecto al consumo real.
- No se dispone de un perfil horario detallado de carga, por lo que el análisis se realiza con valores promedio diarios y mensuales.
- Los datos de radiación solar utilizados corresponden a fuentes secundarias, lo cual puede no reflejar con exactitud las condiciones específicas de las viviendas analizadas.
- El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realiza bajo un enfoque de autoconsumo parcial, sin considerar la interacción detallada con la red eléctrica (inyección de excedentes o regulación).
- El análisis económico se basa en supuestos de costos y parámetros estándar, por lo que los resultados pueden variar frente a condiciones reales de mercado.
- El estudio se limita a 23 viviendas ubicadas en las calles Las Palmeras y Los Jazmines, por lo que los resultados no pueden generalizarse a todo el casco urbano de Tiabaya.



CAPÍTULO III

DEMANDA ENERGÉTICA DEL CASCO URBANO DE TIABAYA

1. Demanda energética

El presente apartado como propósito desarrollar la caracterización de la demanda energética eléctrica en un sector representativo del casco urbano del distrito de Tiabaya, específicamente en las calles Las Palmeras y Los Jazmines, pertenecientes al circuito AMT El Cural del Sistema Eléctrico de Transmisión (SET) Tiabaya, operado por la empresa Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL) (Ver Anexo N°3).

El área de estudio comprende un total de 23 viviendas de uso residencial, de las cuales 5 cuentan con información real obtenida de recibos eléctricos emitidos por SEAL (periodo septiembre-octubre 2025), mientras que las 18 viviendas restantes han sido estimadas mediante métodos estadísticos, calibrados a partir de los datos reales disponibles (Ver Anexo N°3).

Tabla 2

Ubicación y datos del Sistema Eléctrico

Parámetro	Valor
Distrito	Tiabaya
Provincia / Región	Arequipa / Arequipa
Latitud (ϕ)	-16.44°
Longitud (λ)	-71.61°
Altitud	~2360 m.s.n.m.
Calles del estudio	Las Palmeras y Los Jazmines
Viviendas totales	56
Viviendas analizadas	23
Empresa distribuidora	SEAL
SET	[19] SET Tiabaya
Circuito MT	[1903] AMT El Cural
Subestaciones	SE 1389 y SE 5151
Tensión	220 V monofásico
Tarifa	BT5B Residencial

Nota. Elaboración propia a partir del Anexo N°3.

La caracterización energética incluye el análisis de variables técnicas relevantes como: inventario de usuarios, tipología de consumo, construcción de perfiles de carga horarios

durante siete días consecutivos, estimación de la demanda máxima, cálculo del factor de carga y factor de diversidad, así como la evaluación del potencial de generación solar fotovoltaica considerando las condiciones climáticas favorables de la región de Arequipa, caracterizada por valores de radiación solar promedio entre 5 y 7,5 kWh/m²·día.

2. Datos Primarios de energía eléctrica

Para el desarrollo de la presente investigación se emplearon como fuente primaria recibos de consumo de energía eléctrica emitidos por la empresa distribuidora Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL), correspondientes al periodo comprendido entre septiembre y octubre del año 2025.

Estos registros constituyen la base empírica del estudio, ya que reflejan el comportamiento real del consumo eléctrico residencial en el área de análisis. A partir de dichos documentos, se procedió a la extracción y sistematización de variables técnicas relevantes, las cuales permiten caracterizar la demanda energética y establecer modelos de estimación para las viviendas sin información directa.

Los parámetros considerados fueron los siguientes:

- Consumo mensual facturado [*kWh/mes*]
- Potencia contratada [*kW*]
- Número de ocupantes por vivienda
- Tipo de tarifa aplicada (BT5B – Residencial)
- Historial de consumo (representado en gráficos incluidos en el recibo)
- Datos de conexión: número de suministro (NSM), número de medidor (NIM), contrato, ruta y estrato tarifario

La selección de estas variables responde a su incidencia directa en la demanda energética, permitiendo establecer relaciones funcionales entre el consumo eléctrico y factores socio-demográficos, como el número de personas por vivienda. Con el propósito de estimar el consumo eléctrico de las viviendas que no cuentan con recibos, se implementó un modelo de regresión lineal simple, basado en el método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO), el cual permite determinar la relación estadística entre el consumo energético mensual C y el número de personas por vivienda N .

El modelo propuesto se expresa como:

$$C = a + bN \quad (12)$$

Donde:

- C : Consumo mensual de energía eléctrica [kWh/mes]
- N : Número de personas en el hogar
- a : Término independiente (intercepto)
- b : Pendiente del modelo (consumo adicional por persona)

Tabla 3

Datos utilizados para la calibración del modelo

Vivienda	N (personas)	C (kWh/mes)	N^2	$N \cdot C$
V1	7	215	49	1505
V2	3	118	9	354
V3	7	215	49	1505
V4	5	114	25	570
V5	6	91	36	546
Σ	29	908	183	5935

Nota. Elaboración propia

• **Cálculo de los coeficientes del modelo**

El coeficiente de pendiente b se determina mediante la siguiente expresión:

$$b = \frac{n\sum(NC) - \sum N \sum C}{n\sum N^2 - (\sum N)^2} \quad (13)$$

Sustituyendo valores:

$$b = \frac{5(5935) - (29)(908)}{5(183) - (29)^2} \quad (14)$$

$$b = \frac{29675 - 26332}{915 - 841} = \frac{3343}{74} = 45.18 \text{ kWh/mes} \quad (15)$$

El coeficiente indica que cada persona adicional incrementa el consumo mensual en aproximadamente 45.18 kWh.

El intercepto a se calcula como:

$$a = \frac{\sum C - b \sum N}{n} \quad (16)$$

$$a = \frac{908 - (45.18)(29)}{5} = -80.44 \text{ kWh/mes} \quad (17)$$

- **Modelo matemático obtenido**

$$C_{est} = -80.44 + 45.18N \quad (18)$$

Este modelo permite estimar el consumo energético en función del número de ocupantes.

2.1 Evaluación del modelo: Coeficiente de Determinación (R^2)

El coeficiente de determinación permite medir el grado de ajuste del modelo a los datos observados.

- **Paso 1: Cálculo del promedio**

$$\bar{C} = \frac{908}{5} = 181.6 \text{ kWh/mes} \quad (19)$$

- **Paso 2: Suma total de cuadrados (SST)**

$$SST = \sum (C_i - \bar{C})^2 = 53437.0 \quad (20)$$

- **Paso 3: Cálculo de errores (residuos)**

Ejemplo:

$$C_{est}(7) = -80.44 + 45.18(7) = 235.82e_1 = 215 - 235.82 = -20.82 \quad (21)$$

Se repite el procedimiento para todas las viviendas.

- **Paso 4: Suma de errores cuadrados (SSE)**

$$SSE = 23355.3 \quad (22)$$

- **Paso 5: Cálculo de R^2**

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (23)$$

$$R^2 = 1 - \frac{23355.3}{53437.0} = 0.563 \quad (24)$$

El valor obtenido $R^2 = 0.56$ indica que el modelo explica aproximadamente el 56% de la variabilidad del consumo eléctrico, lo cual es aceptable en estudios residenciales, donde intervienen múltiples variables no consideradas explícitamente, tales como:

- Tipo y cantidad de electrodomésticos
- Uso de termas eléctricas
- Hábitos de consumo
- Condiciones climáticas

Con el fin de representar la variabilidad real, se incorpora un margen de dispersión del $\pm 15\%$ en las estimaciones. Como mecanismo de validación del modelo, se emplea el método de consumo per cápita:

$$c_{pc} = \frac{\sum C}{\sum N} = \frac{908}{29} = 31.31 \text{ kWh/persona} \quad (25)$$

$$C_{est} = c_{pc} \cdot N \quad (26)$$

Este método se utiliza como referencia complementaria, especialmente en viviendas con baja ocupación, donde la regresión lineal puede generar valores subestimados.

Tabla 4

Comparación con Benchmarks Nacionales

Fuente / Referencia	Consumo Residencial	Equivalente Diario
MINEM / Aceros Arequipa, Guía EE 2025	93 kWh/mes	3.1 kWh/día
Encuentro.pe - Familia prom. Arequipa	98 kWh/mes	3.3 kWh/día
OSINERGMIN, ERCUE 2014-2015 (mediana nac.)	106 kWh/mes	3.5 kWh/día
AutoSolar.pe - Zona urbano-rural Peru	90-120 kWh/mes	3.0-4.0 kWh/día
MUESTRA REAL TIABAYA (5 recibos, prom.)	181.6 kWh/mes	6.05 kWh/día
MUESTRA ESTIMADA 23 VIVIENDAS (prom.)	147.0 kWh/mes	4.90 kWh/día

Nota. consumo promedio real de Tiabaya (147.0 kWh/mes) supera los benchmarks nacionales. Esto se explica por: (a) mayor número de personas por vivienda (prom. 4.9 vs ~4 nacional), (b) uso de termas eléctricas y duchas eléctricas en el clima frío de Arequipa (~14 °C anual), (c) posible uso de calefactores eléctricos en invierno.

3. Inventario y tipología de usuarios

El análisis de la demanda energética se desarrolló sobre una muestra representativa de 23 viviendas residenciales ubicadas en las calles Las Palmeras y Los Jazmines del distrito de Tiabaya. Estas viviendas fueron seleccionadas considerando su ubicación dentro del circuito eléctrico AMT El Cural y su representatividad del consumo urbano residencial.

De las 23 viviendas evaluadas, 5 corresponden a datos reales obtenidos a partir de recibos de consumo eléctrico emitidos por SEAL, mientras que los 18 restantes fueron

estimados mediante el modelo de regresión lineal previamente desarrollado, incorporando un factor de variabilidad del $\pm 15\%$ con el fin de representar la dispersión real del consumo energético residencial. El inventario incluye variables relevantes como número de ocupantes por vivienda (Pax), consumo mensual de energía eléctrica, potencia contratada, tipología de consumo y tipo de dato (real o estimado), lo cual permite estructurar una base de datos consistente para el análisis energético.

Tabla 5

Datos bases de las 23 Viviendas

Nº	Titular / Vivienda	Calle	Pax	C_mes (kWh)	Pot (kW)	Tipo	Dato
1	Mendoza de Valdivia N.	Los Jazmines S/N	7	215	1.1	R.Alta	Real
2	Diaz Ojeda R.P.	Av. V. Belaunde MZ.A	3	118	0.6	R.Baja	Real
3	Loaiza Zenobia V.	Andres Belaunde S/N	7	215	2.3	R.Alta	Real
4	Loayza Valdivia F.T.	Las Palmeras 101B	5	114	4	R.Media	Real
5	Cartagena Calderon I.	Los Jazmines MZ.B L.3	6	91	0.6	R.Baja	Real
6	Vivienda 06	Las Palmeras Mz.C	4	98	1.1	R.Baja	Est.
7	Vivienda 07	Las Palmeras Mz.D	5	115	1.1	R.Media	Est.
8	Vivienda 08	Los Jazmines Mz.A	3	96	0.6	R.Baja	Est.
9	Vivienda 09	Los Jazmines Mz.B	6	178	1.1	R.Media	Est.
10	Vivienda 10	Los Jazmines Mz.C	2	72	0.6	R.Baja	Est.
11	Vivienda 11	Las Palmeras Mz.E	7	205	1.1	R.Alta	Est.
12	Vivienda 12	Las Palmeras Mz.F	4	102	1.1	R.Baja	Est.
13	Vivienda 13	Av. Belaunde Lt.5	5	120	1.1	R.Media	Est.
14	Vivienda 14	Los Jazmines Mz.D	7	213	2.3	R.Alta	Est.
15	Vivienda 15	Las Palmeras Mz.G	3	88	0.6	R.Baja	Est.
16	Vivienda 16	Las Palmeras Mz.H	6	160	1.1	R.Media	Est.
17	Vivienda 17	Los Jazmines Lt.7	4	110	1.1	R.Media	Est.
18	Vivienda 18	Los Jazmines Lt.9	5	128	1.1	R.Media	Est.
19	Vivienda 19	Las Palmeras Lt.11	2	68	0.6	R.Baja	Est.
20	Vivienda 20	Los Jazmines Lt.12	7	218	2.3	R.Alta	Est.
21	Vivienda 21	Av. Belaunde MZ.B	3	95	0.6	R.Baja	Est.
22	Vivienda 22	Los Jazmines Lt.14	6	170	1.1	R.Media	Est.
23	Vivienda 23	Las Palmeras Lt.15	4	105	1.1	R.Baja	Est.

Nota. Extraído de recibos SEAL originales. Dato 'Est.': estimado por modelo de regresión $C = -80.44 + 45.18 \cdot N$ con variabilidad $\pm 15\%$ para simular dispersión real.

3.1 Clasificación por tipología de consumo

Con base en los niveles de consumo mensual obtenidos, se realizó una clasificación de las viviendas en tres categorías energéticas, con el objetivo de identificar patrones de uso y comportamiento del consumo eléctrico.

Criterios de clasificación

- **Residencial Baja ($C < 120$ kWh/mes):** Corresponde a viviendas con consumo reducido, caracterizadas por el uso de equipos básicos como iluminación LED, televisor, refrigeradora de baja capacidad y dispositivos electrónicos de bajo consumo. Estas viviendas presentan una potencia contratada entre 0.60 y 1.10 kW.
- **Residencial Media ($120 \leq C < 200$ kWh/mes):** Incluye viviendas con mayor diversidad de equipos eléctricos, tales como lavadora, plancha, microondas y ventiladores, lo cual incrementa la demanda energética. La potencia contratada típica es de 1.10 kW.
- **Residencial Alta ($C \geq 200$ kWh/mes):** Comprende viviendas con consumo elevado debido al uso de equipos de alta potencia, como termas eléctricas, duchas eléctricas, cocinas eléctricas y calefactores. Estas viviendas presentan potencias contratadas entre 1.10 y 2.30 kW.

Tabla 6

Distribución de la muestra por tipología

Tipología	Nº Viviendas	%	Rango (kWh/mes)	Consumo promedio (kWh/día)	Potencia típica (kW)
Residencial Baja	10	43.5%	68 – 118	3.0	0.60 – 1.10
Residencial Media	8	34.8%	110 – 178	4.5	1.10
Residencial Alta	5	21.7%	205 – 370	9.7	1.10 – 2.30
Total	23	100%	68 – 370	4.90	1.23

Nota. Elaboración propia

Se observa que la mayor proporción de viviendas (43.5%) corresponde a la categoría de bajo consumo, mientras que un 21.7% presenta consumos elevados, lo cual evidencia la presencia de cargas térmicas significativas en el sector.

3.2 Análisis estadístico del consumo mensual

Con el fin de evaluar la dispersión y comportamiento del consumo eléctrico, se calcularon los principales estadísticos descriptivos de la muestra.

- **Media aritmética**

$$\bar{x} = \frac{\sum C_i}{n} = \frac{3381}{23} = 147.00 \text{ kWh/mes} \quad (27)$$

Este valor representa el consumo promedio de una vivienda en el área de estudio.

- **Desviación estándar**

$$s = \sqrt{\frac{\sum (C_i - \bar{x})^2}{n-1}} = 79.49 \text{ kWh/mes} \quad (28)$$

La desviación estándar cuantifica la dispersión de los datos respecto al promedio.

- **Coefficiente de variación**

$$CV = \frac{s}{\bar{x}} \times 100 = \frac{79.49}{147.00} \times 100 = 54.1\% \quad (29)$$

Este valor indica una alta variabilidad relativa, lo que confirma la heterogeneidad del consumo en el sector analizado.

- **Medidas de posición**

- Mediana (Q2): 115 kWh/mes
- Primer cuartil (Q1): 96 kWh/mes
- Tercer cuartil (Q3): 178 kWh/mes
- Rango intercuartílico (IQR):

$$IQR = Q3 - Q1 = 178 - 96 = 82 \text{ kWh/mes} \quad (30)$$

- **Valores extremos**

- Mínimo: 68 kWh/mes
- Máximo: 370 kWh/mes
- Rango total:

$$R = 370 - 68 = 302 \text{ kWh/mes} \quad (31)$$

El coeficiente de variación obtenido (54.1%) evidencia una dispersión significativa en el consumo energético, lo cual es característico de sistemas residenciales donde el uso de equipos eléctricos de alta potencia, como termas o calefactores, puede incrementar considerablemente la demanda. Asimismo, la diferencia entre el primer y tercer cuartil refleja la existencia de grupos diferenciados de consumo, lo cual valida la clasificación en tipologías baja, media y alta.

4. Perfiles de carga horaria – análisis de 7 días

Con el objetivo de representar el comportamiento temporal del consumo eléctrico residencial, se procedió a la construcción de perfiles de carga horarios para un periodo de siete días consecutivos (lunes a domingo), considerando la variabilidad diaria y los patrones típicos de uso energético en viviendas urbanas. La metodología se basa en el uso de una curva de carga residencial normalizada, sustentada en estudios del consumo eléctrico peruano desarrollados por OSINERGMIN (ERCUE 2014-2015), la cual distribuye el consumo diario total en fracciones horarias.

Se define un vector de distribución horaria f_h , tal que:

$$\sum_{h=0}^{23} f_h = 1 \quad (32)$$

Este vector representa la proporción de energía consumida en cada hora del día.

La potencia eléctrica instantánea para cada vivienda i , en la hora h del día d , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_i(h, d) = E_{dia,i} \cdot F_d \cdot f_h^{(i)} \quad (33)$$

Donde:

- $P_i(h, d)$: Potencia en la vivienda i [kW]
- $E_{dia,i}$: Consumo diario de la vivienda i
- F_d : Factor de variación diaria
- $f_h^{(i)}$: Fracción horaria según tipología

• Cálculo del consumo diario

El consumo diario por vivienda se obtiene a partir del consumo mensual:

$$E_{dia,i} = \frac{C_{mes,i}}{30} \quad (34)$$

Ejemplo:

Para una vivienda con $C_{mes} = 147 \text{ kWh}$:

$$E_{dia} = \frac{147}{30} = 4.90 \text{ kWh/día} \quad (35)$$

- **Potencia total del sistema**

La demanda total del sistema (23 viviendas) se calcula como:

$$P_{total}(h, d) = \sum_{i=1}^{23} P_i(h, d) \quad (36)$$

Este valor representa la carga agregada del sistema eléctrico en cada hora.

- **Factores de variación diaria**

Para incorporar el comportamiento real del consumo a lo largo de la semana, se introducen factores de corrección diaria F_d :

Tabla 7

Comportamiento del consumo a lo largo de la semana

Día	Factor F_d	Interpretación
Lunes	1.00	Día laboral base - cocina y ducha mañana y noche
Martes	0.98	Menor actividad relativa entre semana
Miércoles	0.99	Día laboral normal
Jueves	1.00	Día laboral base
Viernes	1.05	Fin de semana social - mayor consumo nocturno
Sábado	1.10	Día en casa: lavadora, planchado, TV, cocina prolongada
Domingo	1.08	Actividades familiares - mayor ocupación del hogar

Nota. Elaboración propia

Estos factores afectan directamente la energía diaria:

$$E_{dia,d} = E_{dia,base} \cdot F_d \quad (37)$$

- **Distribución horaria del consumo**

Las fracciones horarias f_h reflejan el comportamiento típico residencial:

- **Mínimos:** 02:00 – 05:00 h (carga base)
- **Picos:** 18:00 – 21:00 h (cocina, iluminación, TV, ducha)

Estas curvas se ajustan según la tipología (baja, media, alta), lo cual permite representar diferentes niveles de consumo.

Tabla 8

Factores de Fracción Horaria

Tipología Residencial Baja												
Hor a	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h
f_h (%)	1.16 %	0.93 %	0.81 %	0.70 %	0.70 %	0.81 %	1.74 %	3.49 %	4.65 %	4.88 %	4.42 %	4.07 %
Hor a	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
f_h (%)	4.65 %	4.42 %	4.07 %	4.42 %	4.65 %	6.40 %	8.72 %	9.88 %	9.30 %	7.56 %	5.23 %	2.33 %
Tipología Residencial Media												
Hor a	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h
f_h (%)	1.28 %	0.96 %	0.85 %	0.74 %	0.74 %	1.06 %	2.13 %	4.04 %	5.11 %	5.32 %	4.57 %	4.04 %
Hor a	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
f_h (%)	4.47 %	4.26 %	4.04 %	4.26 %	4.47 %	6.38 %	8.51 %	9.57 %	9.04 %	7.23 %	5.11 %	1.81 %
Tipología Residencial Alta												
Hor a	00h	01h	02h	03h	04h	05h	06h	07h	08h	09h	10h	11h
f_h (%)	1.46 %	0.98 %	0.88 %	0.78 %	0.78 %	1.17 %	2.15 %	4.10 %	5.07 %	5.37 %	4.68 %	4.10 %
Hor a	12h	13h	14h	15h	16h	17h	18h	19h	20h	21h	22h	23h
f_h (%)	4.49 %	4.29 %	4.10 %	4.29 %	4.49 %	6.34 %	8.29 %	9.27 %	8.78 %	7.32 %	5.07 %	1.76 %

Nota. Elaboración propia

A continuación, se presentan las tablas de potencia total del sistema (23 viviendas) hora a hora para cada día de la semana simulada. Además, se incluyen indicadores de demanda máxima, mínima, factor de carga y energía diaria.

4.1 Análisis del perfil de carga horario del Día 1: Lunes

Para el primer día de análisis, correspondiente al lunes, se adoptó un factor de variación diaria igual a:

$$F_d = 1.00 \quad (38)$$

Este valor representa el día base de referencia, ya que corresponde a una jornada laboral típica, en la que el comportamiento del consumo residencial se distribuye entre cargas de baja demanda durante la madrugada, incrementos progresivos en la mañana y una punta de consumo concentrada en horas de la noche.

- **Energía diaria del sistema**

La energía diaria total del sistema se obtuvo a partir de la suma de los consumos horarios de las 23 viviendas consideradas en el estudio. El resultado fue:

$$E_{\text{día}} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t = 112.700 \text{ kWh/día} \quad (39)$$

Dado que el intervalo de análisis es horario, se considera:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (40)$$

Por tanto, la energía diaria equivale a la suma directa de las 24 potencias horarias:

$$E_{\text{día}} = 1.488 + 1.079 + 0.960 + \dots + 2.175 = 112.700 \text{ kWh/día} \quad (41)$$

Este valor representa la demanda energética agregada diaria del conjunto de viviendas durante un día típico laborable.

- **Determinación de la demanda máxima**

La demanda máxima corresponde al mayor valor de potencia registrado a lo largo de las 24 horas del día. A partir de la tabla horaria, se identifica que el valor máximo ocurre a las 19:00 h:

$$P_{\text{max}} = 10.7485 \text{ kW} \quad (42)$$

La hora de máxima demanda coincide con el periodo nocturno, cuando en las viviendas se produce el uso simultáneo de iluminación, cocina, televisión, equipos de entretenimiento y, en algunos casos, duchas o termas eléctricas. Este comportamiento es característico de redes residenciales urbanas.

- **Determinación de la demanda mínima**

La demanda mínima corresponde al menor valor de potencia observado en la curva diaria. En este caso, se presenta a las 03:00 h:

$$P_{\text{min}} = 0.8408 \text{ kW} \quad (43)$$

Este valor representa la carga base del sistema, asociada principalmente al funcionamiento continuo de algunos equipos como refrigeradoras, cargadores, routers u otros consumos residuales permanentes.

- **Cálculo de la potencia media**

La potencia media diaria se calcula dividiendo la energía total del día entre las 24 horas:

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} \quad (44)$$

Reemplazando:

$$P_{avg} = \frac{112.700}{24} = 4.6958 \text{ kW} \quad (45)$$

La potencia media expresa el valor uniforme equivalente que habría tenido la carga si el consumo se hubiese distribuido de manera constante durante todo el día.

- **Cálculo del factor de carga**

El factor de carga (FC) es un indicador técnico que permite evaluar qué tan uniforme es el consumo eléctrico a lo largo del tiempo. Se obtiene como la relación entre la potencia media y la potencia máxima:

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (46)$$

Sustituyendo valores:

$$FC = \frac{4.6958}{10.7485} = 0.4369 \quad (47)$$

Un factor de carga de 0.4369 indica que la demanda promedio equivale al 43.69 % de la demanda máxima. Este resultado muestra que el sistema presenta una marcada concentración del consumo en ciertas horas del día, especialmente en el periodo nocturno.

Otro indicador útil para interpretar el comportamiento de la curva es la relación entre la demanda máxima y la demanda mínima:

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{10.7485}{0.8408} = 12.78 \quad (48)$$

Este resultado significa que la potencia máxima registrada durante el día es 12.78 veces mayor que la mínima, lo cual evidencia una importante variación horaria del consumo.

a) Periodo de madrugada (00:00 h – 05:00 h)

Durante este intervalo se presentan los menores niveles de carga del sistema. Por ejemplo:

- 00:00 h → 1.488 kW
- 01:00 h → 1.079 kW
- 02:00 h → 0.960 kW
- 03:00 h → 0.841 kW
- 04:00 h → 0.841 kW

Este comportamiento corresponde al periodo de menor actividad doméstica, donde predominan únicamente cargas residuales.

b) Periodo de mañana (06:00 h – 11:00 h)

A partir de las 06:00 h se observa un incremento progresivo de la demanda:

- 06:00 h → 2.287 kW
- 07:00 h → 4.408 kW
- 08:00 h → 5.598 kW
- 09:00 h → 5.880 kW

Este crecimiento está asociado al inicio de actividades cotidianas como iluminación matutina, preparación de alimentos, uso de electrodomésticos y equipos personales.

c) Periodo de tarde (12:00 h – 17:00 h)

Durante la tarde la demanda se mantiene en niveles intermedios:

- 12:00 h → 5.101 kW
- 13:00 h → 4.863 kW
- 14:00 h → 4.589 kW
- 15:00 h → 4.863 kW
- 16:00 h → 5.101 kW
- 17:00 h → 7.179 kW

En este tramo se aprecia una relativa estabilidad, seguida de un incremento progresivo hacia la noche.

d) Periodo de punta nocturna (18:00 h - 22:00 h)

Este es el tramo de mayor exigencia para el sistema:

- 18:00 h → 9.559 kW
- 19:00 h → 10.749 kW
- 20:00 h → 10.154 kW
- 21:00 h → 8.291 kW
- 22:00 h → 5.779 kW

Se confirma que la hora crítica del sistema es las 19:00 h, donde se registra la máxima demanda. Este comportamiento es típico del sector residencial, dado que coincide con el retorno de los ocupantes al hogar y la operación simultánea de múltiples cargas.

- **Porcentaje de utilización respecto a la demanda máxima**

Para cada hora del día también se calculó el porcentaje que representa la demanda horaria respecto a la máxima:

$$\%P_{max} = \frac{P_h}{P_{max}} \times 100 \quad (49)$$

Por ejemplo, para las 18:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{9.559}{10.7485} \times 100 = 88.9\% \quad (50)$$

Para las 20:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{10.154}{10.7485} \times 100 = 94.5\% \quad (51)$$

Esto permite observar qué tan cerca se encuentra cada hora del valor máximo del sistema y facilita la identificación del bloque horario más exigente.

Los resultados obtenidos para el lunes muestran que el sistema de 23 viviendas presenta una curva de carga residencial típica, con las siguientes características:

- Consumo reducido en horas de madrugada, asociado a cargas permanentes.
- Incremento gradual en la mañana, producto del inicio de actividades domésticas.
- Estabilidad relativa durante la tarde, con valores intermedios de demanda.
- Punta máxima en horario nocturno, principalmente entre las 18:00 h y 20:00 h.

Tabla 9

Resumen de indicadores del lunes

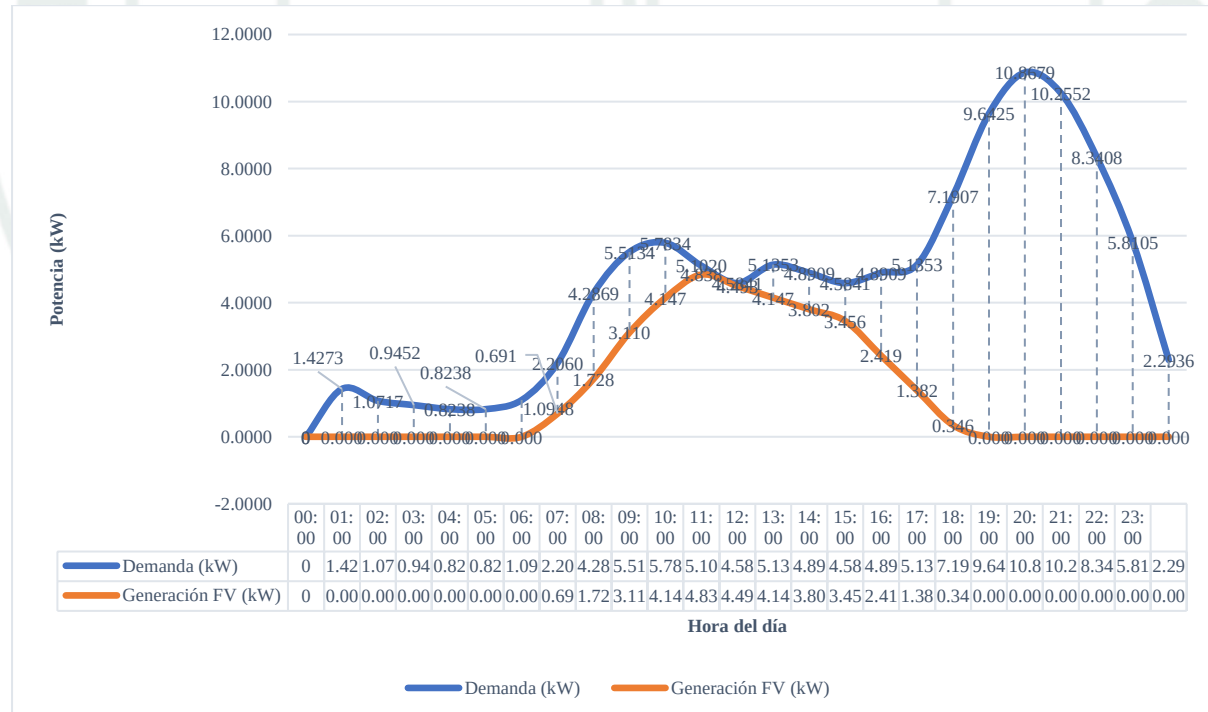
Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria total	112.700 kWh/día	Consumo agregado del sistema
Demanda máxima	10.7485 kW	Ocurre a las 19:00 h
Demanda mínima	0.8408 kW	Ocurre a las 03:00 h
Potencia media	4.6958 kW	Energía diaria / 24 h
Factor de carga	0.4369	Demanda media equivalente al 43.69 % de la máxima
Relación punta/valle	12.78	Alta variación horaria

Nota. Elaboración propia

La figura 6 muestra el perfil diario por 24 horas, esto se puede apreciar mejor en el Anexo N° 3.

Figura 6

Perfil de Demanda Diaria vs Generación FV (Lunes base)



Nota. Elaboración propia

4.2 Análisis del perfil de carga horario - Día 2: Martes

Para el segundo día de evaluación, correspondiente al martes, se considera un factor de variación diaria:

$$F_d = 0.98 \quad (52)$$

Este factor refleja una ligera disminución del consumo energético respecto al día base (lunes), atribuida a una menor actividad doméstica relativa durante la semana laboral.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total del sistema para el día martes se obtiene mediante la suma de las potencias horarias:

$$E_{día} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (53)$$

Dado que:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (54)$$

Se tiene:

$$E_{día} = 1.458 + 1.057 + 0.941 + 0.824 + \dots + 2.132 = 110.446 \text{ kWh/día} \quad (55)$$

Este valor es menor que el del lunes (112.700 kWh/día), lo cual es coherente con el factor de reducción aplicado:

$$E_{martes} \approx 0.98 \cdot E_{lunes} \quad 110.446 \approx 0.98 \cdot 112.700 \quad (56)$$

- **Determinación de la demanda máxima**

El valor máximo de potencia se identifica en la hora de mayor carga:

$$P_{max} = 10.5335 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (57)$$

Este comportamiento confirma que la punta nocturna se mantiene constante, independientemente del día, lo cual es característico del consumo residencial.

- **Determinación de la demanda mínima**

La demanda mínima ocurre en el periodo de menor actividad:

$$P_{min} = 0.8240 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (58)$$

Este valor representa la carga base del sistema.

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} \quad (59)$$

$$P_{avg} = \frac{110.446}{24} = 4.6019 \text{ kW} \quad (60)$$

Este valor representa el consumo promedio distribuido uniformemente en el tiempo.

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (61)$$

$$FC = \frac{4.6019}{10.5335} = 0.4369 \quad (62)$$

Este resultado indica que la forma de la curva de carga se mantiene prácticamente constante respecto al día lunes.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{10.5335}{0.8240} = 12.78 \quad (63)$$

Este indicador evidencia una marcada variación entre las horas de menor y mayor consumo.

- **Verificación de consistencia del modelo**

Se verifica que los valores obtenidos para el martes corresponden a una reducción proporcional respecto al lunes:

Ejemplo para las 19:00 h:

$$P_{martes} = 0.98 \cdot P_{lunes} \quad P_{martes} = 0.98 \cdot 10.7485 = 10.5335 \text{ kW} \quad (64)$$

De igual forma, para la energía:

$$E_{martes} = 0.98 \cdot 112.700 = 110.446 \text{ kWh} \quad (65)$$

Esto demuestra que el modelo mantiene la forma de la curva y ajusta únicamente su magnitud.

Análisis de la curva horaria

a) Periodo de baja demanda (00:00 – 05:00 h)

- 00:00 h → 1.458 kW
- 03:00 h → 0.824 kW

Se observa una reducción del consumo respecto al lunes, manteniendo la misma tendencia.

b) Periodo de incremento matutino (06:00 – 11:00 h)

- 06:00 h → 2.241 kW
- 08:00 h → 5.486 kW
- 09:00 h → 5.763 kW

El comportamiento sigue el mismo patrón, con menor magnitud.

c) Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)

- 12:00 h → 4.999 kW
- 17:00 h → 7.035 kW

Se mantiene una demanda estable con incremento progresivo.

d) Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)

- 18:00 h → 9.367 kW
- 19:00 h → 10.534 kW
- 20:00 h → 9.950 kW

Se confirma que el máximo consumo sigue concentrado en este periodo.

- **Análisis porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo para 20:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{9.950}{10.5335} \times 100 = 94.5\% \quad (66)$$

Esto indica que esta hora se encuentra muy próxima a la máxima demanda del sistema.

El análisis del martes muestra que:

- La estructura del perfil de carga se mantiene constante, evidenciando estabilidad en el comportamiento del sistema.
- La variación entre días se refleja únicamente en la magnitud del consumo, no en la forma de la curva.
- El sistema presenta una dependencia marcada del consumo nocturno, lo cual es relevante para el diseño de sistemas energéticos.

Desde el punto de vista energético, este comportamiento refuerza que:

- La generación fotovoltaica cubrirá principalmente el consumo diurno.

La punta nocturna requerirá respaldo de la red o almacenamiento energético

Tabla 10

Resumen de indicadores del día martes

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	110.446 kWh	Consumo total del sistema
Demanda máxima	10.5335 kW	Punta nocturna (19:00 h)
Demanda mínima	0.8240 kW	Madrugada
Potencia media	4.6019 kW	Energía promedio
Factor de carga	0.4369	Consumo concentrado
Relación punta/valle	12.78	Alta variabilidad

Nota. Elaboración propia

4.3 Análisis del perfil de carga horario - Día 3: Miércoles

Para el tercer día de análisis, correspondiente al miércoles, se considera un factor de variación diaria:

$$F_d = 0.99 \quad (67)$$

Este valor representa un comportamiento energético muy cercano al día base (lunes), con una ligera reducción del consumo atribuida a variaciones normales dentro de la semana laboral.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total del sistema se obtiene mediante la sumatoria de las potencias horarias:

$$E_{día} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (68)$$

Dado que:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (69)$$

Se tiene:

$$E_{día} = 1.473 + 1.068 + 0.950 + 0.832 + \dots + 2.154 = 111.573 \text{ kWh/día} \quad (70)$$

Verificación respecto al día base:

$$E_{miércoles} \approx 0.99 \cdot E_{lunes} \quad 111.573 \approx 0.99 \cdot 112.700 \quad (71)$$

Esto confirma la consistencia del modelo aplicado.

- **Determinación de la demanda máxima**

La demanda máxima del sistema se presenta en:

$$P_{max} = 10.6410 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (72)$$

Se mantiene el patrón característico de punta nocturna, lo que indica estabilidad en el comportamiento del consumo residencial.

- **Determinación de la demanda mínima**

La demanda mínima ocurre en:

$$P_{min} = 0.8324 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (73)$$

Este valor corresponde a la carga base del sistema.

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} \quad (74)$$

$$P_{avg} = \frac{111.573}{24} = 4.6489 \text{ kW} \quad (75)$$

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (76)$$

$$FC = \frac{4.6489}{10.6410} = 0.4369 \quad (77)$$

Este valor indica que la relación entre la demanda media y la máxima se mantiene constante respecto a los días anteriores.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{10.6410}{0.8324} = 12.78 \quad (78)$$

Este resultado confirma una alta variabilidad en la curva de carga.

- **Verificación de proporcionalidad del modelo**

Ejemplo para la hora de máxima demanda:

$$P_{miércoles} = 0.99 \cdot P_{lunes} P_{miércoles} = 0.99 \cdot 10.7485 = 10.6410 \text{ kW} \quad (79)$$

Esto demuestra que el modelo conserva la forma de la curva y ajusta únicamente su magnitud.

- **Análisis de la curva horaria**

a) Periodo de baja demanda (00:00 – 05:00 h)

- 00:00 h → 1.473 kW
- 03:00 h → 0.832 kW

Se observa un comportamiento estable respecto a días anteriores.

b) Periodo de incremento matutino (06:00 – 11:00 h)

- 06:00 h → 2.264 kW
- 08:00 h → 5.542 kW
- 09:00 h → 5.822 kW

El consumo crece progresivamente.

c) Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)

- 12:00 h → 5.050 kW
- 17:00 h → 7.107 kW

Se mantiene estabilidad con incremento gradual.

d) Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)

- 18:00 h → 9.463 kW
- 19:00 h → 10.641 kW
- 20:00 h → 10.052 kW

Se confirma nuevamente la hora crítica del sistema.

- **Análisis porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo para 20:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{10.052}{10.6410} \times 100 = 94.5\% \quad (80)$$

Este valor indica que esta hora está muy próxima al máximo del sistema.

El análisis del miércoles permite concluir que:

- El sistema presenta un comportamiento altamente estable durante los días laborales.
- La forma de la curva de carga se mantiene constante, variando únicamente la magnitud.

- La demanda continúa concentrándose en horas nocturnas.
Desde el punto de vista energético:
- Existe un desfase entre generación solar (día) y demanda máxima (noche).
- Esto es relevante para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

Tabla 11

Resumen de indicadores del día miércoles

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	111.573 kWh	Consumo total
Demanda máxima	10.6410 kW	19:00 h
Demanda mínima	0.8324 kW	03:00 h
Potencia media	4.6489 kW	Promedio
Factor de carga	0.4369	Estabilidad
Relación punta/valle	12.78	Variabilidad alta

Nota. Elaboración propia

4.4 Análisis del perfil de carga horario - Día 4: Jueves

Para el cuarto día de análisis, correspondiente al jueves, se adopta un factor de variación diaria:

$$F_d = 1.00 \quad (81)$$

Este valor indica que el jueves se comporta como un día base, equivalente al lunes, representando un patrón típico de consumo residencial en días laborales sin variaciones significativas.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total del sistema se obtiene mediante la sumatoria de las potencias horarias:

$$E_{\text{día}} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (82)$$

Dado que el intervalo es horario:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (83)$$

Entonces:

$$E_{\text{día}} = 112.700 \text{ kWh/día} \quad (84)$$

Verificación:

$$E_{jueves} = E_{lunes} \quad (85)$$

Esto confirma que el comportamiento energético del jueves replica exactamente el del día base.

- **Determinación de la demanda máxima**

$$P_{max} = 10.7485 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (86)$$

Este valor coincide con el observado el lunes, lo cual indica que la punta de carga del sistema es consistente en días laborales.

- **Determinación de la demanda mínima**

$$P_{min} = 0.8408 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (87)$$

Este valor representa la carga base del sistema.

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} P_{avg} = \frac{112.700}{24} = 4.6958 \text{ kW} \quad (88)$$

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} FC = \frac{4.6958}{10.7485} = 0.4369 \quad (89)$$

El factor de carga indica que el consumo medio representa el 43.69% del valor máximo, reflejando una distribución no uniforme del consumo.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{10.7485}{0.8408} = 12.78 \quad (90)$$

Este valor evidencia una alta variabilidad horaria del consumo.

- **Verificación del comportamiento del modelo**

Dado que:

$$F_d = 1.00 \quad (91)$$

Se cumple:

$$P_{jueves}(h) = P_{lunes}(h) \quad (92)$$

Ejemplo:

$$P_{19h} = 10.7485 \text{ kW} \quad P_{03h} = 0.8408 \text{ kW} \quad (93)$$

Esto confirma que el modelo mantiene tanto la forma como la magnitud de la curva.

- **Análisis de la curva horaria**

- a) **Periodo de mínima demanda (00:00 – 05:00 h)**

- Valores entre 0.841 kW y 1.488 kW
- Representa carga base del sistema

- b) **Incremento matutino (06:00 – 11:00 h)**

- 06:00 h → 2.287 kW
- 08:00 h → 5.598 kW
- 09:00 h → 5.880 kW

Se evidencia un crecimiento progresivo.

- c) **Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)**

- Valores entre 4.589 kW y 7.179 kW
- Consumo relativamente estable

- d) **Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)**

- 18:00 h → 9.559 kW
- 19:00 h → 10.749 kW
- 20:00 h → 10.154 kW

Se presenta la mayor demanda del sistema.

- **Cálculo porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo para 18:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{9.559}{10.7485} \times 100 = 88.9\% \quad (94)$$

Ejemplo para 20:00 h:

$$\%P_{max} = \frac{10.154}{10.7485} \times 100 = 94.5\% \quad (95)$$

Esto permite identificar las horas críticas del sistema.

El jueves presenta un comportamiento energético idéntico al lunes, lo que permite concluir que:

- Existe una alta repetitividad en el patrón de consumo en días laborales.
- La demanda está claramente concentrada en horario nocturno.
- El sistema presenta estabilidad en su perfil de carga.

Desde el punto de vista energético:

- La generación solar tendrá mayor impacto durante el día.
- La demanda máxima no coincide con la generación solar.
- Se requiere evaluar almacenamiento o respaldo de red.

Tabla 12

Resumen de indicadores del jueves

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	112.700 kWh	Consumo total
Demanda máxima	10.7485 kW	Punta nocturna
Demanda mínima	0.8408 kW	Madrugada
Potencia media	4.6958 kW	Promedio
Factor de carga	0.4369	Distribución
Relación punta/valle	12.78	Variabilidad

Nota. Elaboración propia

4.5 Análisis del perfil de carga horario - Día 5: Viernes

Para el quinto día de análisis, correspondiente al viernes, se adopta un factor de variación diaria:

$$F_d = 1.05 \quad (96)$$

Este valor representa un incremento del 5% en el consumo energético respecto al día base, asociado al inicio del fin de semana, donde se incrementan las actividades domésticas, el uso de equipos eléctricos y el tiempo de permanencia en el hogar durante la noche.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total del sistema se determina mediante la sumatoria de las potencias horarias:

$$E_{\text{día}} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (97)$$

Considerando:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (98)$$

Se obtiene:

$$E_{\text{día}} = 118.335 \text{ kWh/día} \quad (99)$$

- **Verificación respecto al día base (lunes)**

$$E_{\text{viernes}} \approx 1.05 \cdot E_{\text{lunes}} \quad 118.335 \approx 1.05 \cdot 112.700 \quad (100)$$

Esto confirma la coherencia del modelo.

- **Determinación de la demanda máxima**

$$P_{\text{max}} = 11.2859 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (101)$$

Este valor representa un incremento respecto al lunes:

$$\Delta P_{\text{max}} = 11.2859 - 10.7485 = 0.5374 \text{ kW} \quad (102)$$

Lo que equivale a:

$$\frac{0.5374}{10.7485} \times 100 = 5\% \quad (103)$$

Confirmando la influencia del factor F_d .

- **Determinación de la demanda mínima**

$$P_{\text{min}} = 0.8828 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (104)$$

Comparando con el lunes:

$$P_{\text{min}} = 1.05 \cdot 0.8408 = 0.8828 \text{ kW} \quad (105)$$

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{\text{avg}} = \frac{E_{\text{día}}}{24} \quad (106)$$

$$P_{\text{avg}} = \frac{118.335}{24} = 4.9306 \text{ kW} \quad (107)$$

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{\text{avg}}}{P_{\text{max}}} \quad (108)$$

$$FC = \frac{4.9306}{11.2859} = 0.4369 \quad (109)$$

El factor de carga se mantiene constante, indicando que la forma de la curva no cambia.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{11.2859}{0.8828} = 12.78 \quad (110)$$

- **Verificación del modelo (proporcionalidad)**

Ejemplo para una hora específica:

$$P_{viernes}(19h) = 1.05 \cdot P_{lunes}(19h) \quad P_{viernes} = 1.05 \cdot 10.7485 = 11.2859 \text{ kW} \quad (111)$$

Esto demuestra que:

- La forma de la curva se mantiene
- Solo cambia la magnitud

- **Análisis de la curva horaria**

a) Periodo de baja demanda (00:00 – 05:00 h)

- 00:00 h → 1.562 kW
- 03:00 h → 0.883 kW

Se mantiene el comportamiento típico nocturno con valores ligeramente superiores.

b) Periodo matutino (06:00 – 11:00 h)

- 06:00 h → 2.401 kW
- 08:00 h → 5.878 kW
- 09:00 h → 6.174 kW

Se observa un incremento general del consumo.

c) Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)

- 12:00 h → 5.356 kW
- 17:00 h → 7.538 kW

Mayor actividad doméstica respecto a días anteriores.

d) Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)

- 18:00 h → 10.037 kW
- 19:00 h → 11.286 kW
- 20:00 h → 10.661 kW

Se alcanza el valor máximo del sistema.

- **Análisis porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo:

$$\%P_{max}(20h) = \frac{10.661}{11.2859} \times 100 = 94.5\% \quad (112)$$

Esto indica alta proximidad al valor máximo.

El análisis del viernes evidencia un cambio relevante en el comportamiento del sistema:

- Incremento general del consumo energético
- Mayor intensidad en la punta nocturna
- Aumento en el uso de cargas domésticas

Desde el punto de vista energético:

- El sistema experimenta una mayor exigencia operativa
- La demanda máxima se incrementa, pero mantiene su ubicación temporal

El desfase entre generación solar y demanda nocturna se mantiene

Tabla 13

Resumen de indicadores del viernes

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	118.335 kWh	Incremento del 5%
Demanda máxima	11.2859 kW	Punta nocturna
Demanda mínima	0.8828 kW	Madrugada
Potencia media	4.9306 kW	Mayor consumo
Factor de carga	0.4369	Curva estable
Relación punta/valle	12.78	Variabilidad

Nota. Elaboración propia

4.6 Análisis del perfil de carga horario - Día 6: Sábado

Para el sexto día de análisis, correspondiente al sábado, se adopta un factor de variación diaria:

$$F_d = 1.10 \quad (113)$$

Este valor representa un incremento del 10% en el consumo energético respecto al día base, debido a una mayor permanencia de los usuarios en sus viviendas, incremento de actividades domésticas (lavado, planchado, cocina prolongada) y uso intensivo de equipos eléctricos.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total del sistema se calcula mediante:

$$E_{día} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (114)$$

Considerando:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (115)$$

Se obtiene:

$$E_{día} = 123.970 \text{ kWh/día} \quad (116)$$

- **Verificación respecto al día base**

$$E_{sábado} \approx 1.10 \cdot E_{lunes} \quad 123.970 \approx 1.10 \cdot 112.700 \quad (117)$$

Esto confirma la correcta aplicación del factor de variación.

- **Determinación de la demanda máxima**

$$P_{max} = 11.8234 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (118)$$

- **Incremento respecto al lunes**

$$\Delta P = 11.8234 - 10.7485 = 1.0749 \text{ kW} \quad \% \Delta = \frac{1.0749}{10.7485} \times 100 = 10\% \quad (119)$$

- **Determinación de la demanda mínima**

$$P_{min} = 0.9249 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (120)$$

Verificación:

$$P_{min} = 1.10 \cdot 0.8408 = 0.9249 \text{ kW} \quad (121)$$

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} \quad (122)$$

$$P_{avg} = \frac{123.970}{24} = 5.1654 \text{ kW} \quad (123)$$

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (124)$$

$$FC = \frac{5.1654}{11.8234} = 0.4369 \quad (125)$$

El valor constante del factor de carga indica que la forma de la curva se mantiene.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{11.8234}{0.9249} = 12.78 \quad (126)$$

- **Verificación del modelo**

Ejemplo:

$$P_{sábado}(19h) = 1.10 \cdot P_{lunes}(19h)P = 1.10 \cdot 10.7485 = 11.8234 \text{ kW} \quad (127)$$

- **Análisis de la curva horaria**

a) Madrugada (00:00 – 05:00 h)

- 00:00 h → 1.636 kW
- 03:00 h → 0.925 kW

Incremento leve respecto a días anteriores.

b) Periodo matutino (06:00 – 11:00 h)

- 06:00 h → 2.516 kW
- 08:00 h → 6.158 kW
- 09:00 h → 6.468 kW

Mayor uso de electrodomésticos.

c) Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)

- 12:00 h → 5.611 kW
- 17:00 h → 7.897 kW

Se observa un consumo más alto que en días laborales.

d) Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)

- 18:00 h → 10.514 kW

- 19:00 h → 11.823 kW
- 20:00 h → 11.169 kW

Se alcanza la máxima demanda del sistema.

- **Análisis porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo:

$$\%P_{max}(20h) = \frac{11.169}{11.8234} \times 100 = 94.5\% \quad (128)$$

El sábado representa el día de mayor demanda energética del sistema, lo cual implica:

- Mayor exigencia operativa de la red
- Incremento significativo en todas las horas
- Máxima carga en horario nocturno

Desde el punto de vista energético:

- El sistema fotovoltaico tendrá mayor aporte absoluto
- Sin embargo, la punta nocturna sigue sin ser cubierta directamente

Se evidencia la necesidad de almacenamiento o respaldo

Tabla 14

Resumen de indicadores del sábado

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	123.970 kWh	Máximo consumo semanal
Demanda máxima	11.8234 kW	Punta nocturna
Demanda mínima	0.9249 kW	Madrugada
Potencia media	5.1654 kW	Mayor consumo
Factor de carga	0.4369	Curva estable
Relación punta/valle	12.78	Alta variabilidad

Nota. Elaboración propia

4.7 Análisis del perfil de carga horario - Día 7: Domingo

Para el séptimo día de análisis, correspondiente al domingo, se adopta un factor de variación diaria:

$$F_d = 1.08 \quad (129)$$

Este valor representa un incremento del 8% respecto al día base, asociado a un mayor tiempo de permanencia en el hogar, actividades familiares y uso continuo de equipos eléctricos durante el día.

- **Cálculo de la energía diaria del sistema**

La energía total diaria se obtiene mediante la sumatoria de las potencias horarias:

$$E_{\text{día}} = \sum_{h=0}^{23} P_h \cdot \Delta t \quad (130)$$

Considerando:

$$\Delta t = 1 \text{ h} \quad (131)$$

Se obtiene:

$$E_{\text{día}} = 121.716 \text{ kWh/día} \quad (132)$$

- **Verificación respecto al día base**

$$E_{\text{domingo}} \approx 1.08 \cdot E_{\text{lunes}} \quad 121.716 \approx 1.08 \cdot 112.700 \quad (133)$$

Esto confirma la correcta aplicación del modelo.

- **Determinación de la demanda máxima**

$$P_{\text{max}} = 11.6084 \text{ kW} \quad (\text{a las 19:00 h}) \quad (134)$$

- **Comparación con otros días**

- Lunes: 10.7485 kW
- Viernes: 11.2859 kW
- Sábado: 11.8234 kW
- **Domingo: 11.6084 kW**

Se observa que el domingo presenta una demanda elevada, ligeramente inferior al sábado.

- **Determinación de la demanda mínima**

$$P_{\text{min}} = 0.9080 \text{ kW} \quad (\text{a las 03:00 h}) \quad (135)$$

Verificación:

$$P_{\text{min}} = 1.08 \cdot 0.8408 = 0.9080 \text{ kW} \quad (136)$$

- **Cálculo de la potencia media**

$$P_{avg} = \frac{E_{día}}{24} \quad (137)$$

$$P_{avg} = \frac{121.716}{24} = 5.0715 \text{ kW} \quad (138)$$

- **Cálculo del factor de carga**

$$FC = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (139)$$

$$FC = \frac{5.0715}{11.6084} = 0.4369 \quad (140)$$

El valor constante del factor de carga indica que la forma de la curva se mantiene invariable.

- **Relación punta-valle**

$$\frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{11.6084}{0.9080} = 12.78 \quad (141)$$

- **Verificación del modelo**

Ejemplo:

$$P_{domingo}(19h) = 1.08 \cdot P_{lunes}(19h)P = 1.08 \cdot 10.7485 = 11.6084 \text{ kW} \quad (142)$$

- **Análisis de la curva horaria**

- Periodo de baja demanda (00:00 – 05:00 h)**

- 00:00 h → 1.607 kW
- 03:00 h → 0.908 kW

Consumo ligeramente superior al de días laborales.

- Periodo matutino (06:00 – 11:00 h)**

- 06:00 h → 2.470 kW
- 08:00 h → 6.046 kW
- 09:00 h → 6.351 kW

Se observa mayor actividad doméstica desde temprano.

- Periodo intermedio (12:00 – 17:00 h)**

- 12:00 h → 5.509 kW
- 17:00 h → 7.753 kW

El consumo se mantiene elevado durante el día.

d) Punta nocturna (18:00 – 21:00 h)

- 18:00 h → 10.323 kW
- 19:00 h → 11.608 kW
- 20:00 h → 10.966 kW

Se presenta la máxima demanda del sistema.

- **Análisis porcentual respecto a la demanda máxima**

Ejemplo:

$$\%P_{max}(20h) = \frac{10.966}{11.6084} \times 100 = 94.5\% \quad (143)$$

El domingo presenta un comportamiento energético caracterizado por:

- Consumo elevado durante todo el día
- Mayor continuidad en la demanda (menos variaciones bruscas)
- Alta actividad doméstica

Desde el punto de vista energético:

- El sistema presenta alta demanda tanto diurna como nocturna
- Existe mayor coincidencia entre generación solar y consumo diurno

La punta nocturna sigue siendo el principal desafío energético

Tabla 15

Resumen de indicadores del domingo

Indicador	Valor	Interpretación
Energía diaria	121.716 kWh	Alto consumo
Demanda máxima	11.6084 kW	Punta nocturna
Demanda mínima	0.9080 kW	Madrugada
Potencia media	5.0715 kW	Elevada
Factor de carga	0.4369	Estabilidad
Relación punta/valle	12.78	Alta variabilidad

Nota. Elaboración propia

5. Indicadores globales de demanda energética

El análisis de la semana simulada permite evaluar la variabilidad temporal del consumo energético del sistema compuesto por 23 viviendas. A partir de los resultados obtenidos, se determinan los principales indicadores energéticos

Tabla 16

Resumen de la Semana Simulada

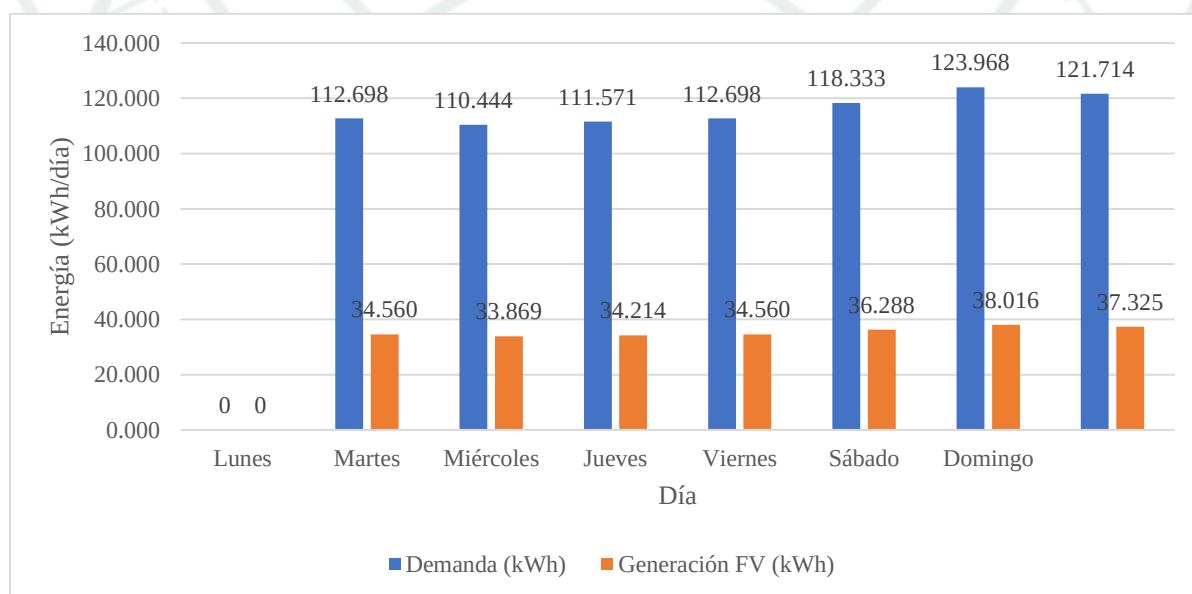
Día	$E_{\text{día}}$ (kWh)	P_{max} (kW)	P_{avg} (kW)	Hora Punta	FC	Razon $P_{\text{max}}/$ P_{min}
Lunes	112.7	10.749	4.6958	19:00 h	0.437	12.78
Martes	110.45	10.534	4.6019	19:00 h	0.437	12.78
Miercoles	111.57	10.641	4.6489	19:00 h	0.437	12.78
Jueves	112.7	10.749	4.6958	19:00 h	0.437	12.78
Viernes	118.34	11.286	4.9306	19:00 h	0.437	12.78
Sabado	123.97	11.823	5.1654	19:00 h	0.437	12.78
Domingo	121.72	11.608	5.0715	19:00 h	0.437	12.78
PROMEDIO SEM.	115.92	11.056	4.83	19:00-20:00 h	0.437	-

Nota. Elaboración propia

A continuación, se muestra la comparación entre demanda y generación FV.

Figura 7

Demanda Semanal vs Generación FV



Nota. Elaboración propia

El $FC = 0.437$ significa que el sistema opera en promedio al 43.7% de su capacidad máxima instalada. Este valor es típico de redes residenciales con pronunciada punta nocturna, indicando subutilización durante el día (oportunidad para integración solar FV).

Tabla 17

Indicadores de Consumo por Vivienda

N°	Titular/Vivienda	C_{mes} (kWh)	C_{dia} (kWh/d)	P_{avg} (W)	$P_{max_{ind}}$ (W)	Tipología
1	Mendoza de Valdivia N.	215	7.17	298.6	664.2	R.Alta
2	Díaz Ojeda R.P.	118	3.93	163.9	388.8	R.Baja
3	Loaiza Zenobia V.	215	7.18	299.9	666.1	R.Alta
4	Loayza Valdivia F.T.	114	3.8	158.3	363.8	R.Media
5	Cartagena Calderon I.	91	3.03	126.4	299.8	R.Baja
6	Vivienda 06	98	3.27	136.1	322.9	R.Baja
7	Vivienda 07	115	3.83	159.7	367	R.Media
8	Vivienda 08	96	3.2	133.3	316.3	R.Baja
9	Vivienda 09	178	5.93	247.2	568.1	R.Media
10	Vivienda 10	72	2.4	100	237.2	R.Baja
11	Vivienda 11	205	6.83	284.7	633.3	R.Alta
12	Vivienda 12	102	3.4	141.7	336	R.Baja
13	Vivienda 13	120	4	166.7	383	R.Media
14	Vivienda 14	213	7.15	295.2	660.9	R.Alta
15	Vivienda 15	88	2.93	122.2	289.9	R.Baja
16	Vivienda 16	160	5.33	222.2	510.6	R.Media
17	Vivienda 17	110	3.67	152.8	351.1	R.Media
18	Vivienda 18	128	4.27	177.8	408.5	R.Media
19	Vivienda 19	68	2.27	94.4	224	R.Baja
20	Vivienda 20	218	7.27	302.8	673.5	R.Alta
21	Vivienda 21	95	3.17	131.9	313	R.Baja
22	Vivienda 22	170	5.67	236.1	542.6	R.Media
23	Vivienda 23	105	3.5	145.8	345.9	R.Baja

Nota. Elaboración propia

La brecha energética (BE) se define como la diferencia entre la energía eléctrica demandada por las 23 viviendas del área de estudio determinada a partir de datos reales de consumo (recibos SEAL) y valores estimados mediante modelos calibrados y la energía que puede ser generada por un sistema fotovoltaico dimensionado para dicho sector. El análisis de

la brecha energética se desarrolla en diferentes escalas temporales: horaria, diaria, mensual y anual, con el propósito de identificar los periodos de déficit energético, cuando la demanda supera la generación fotovoltaica, y los periodos de superávit energético, cuando la generación excede la demanda.

El balance energético del sistema se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$BE(h, d) = P_{dem}(h, d) - P_{fv}(h, d) \quad [kW] \quad (144)$$

Donde:

- $BE(h, d)$: Brecha energética en la hora h del día d
- $P_{dem}(h, d)$: Potencia demandada
- $P_{fv}(h, d)$: Potencia generada por el sistema fotovoltaico
- $BE(h, d) > 0$: Existe déficit energético, por lo que la diferencia debe ser suministrada por la red eléctrica o un sistema de almacenamiento.
- $BE(h, d) < 0$: Existe superávit energético, lo que implica que la generación fotovoltaica excede la demanda local, pudiendo ser inyectada a la red o almacenada.
- $BE(h, d) = 0$: Se presenta un estado de equilibrio entre generación y demanda.

La cuantificación del balance energético se realiza mediante las siguientes expresiones:

$$E_{deficit}(d) = \sum_{h=0}^{23} \max(0, BE(h, d)) \cdot 1h \quad [kWh/día] \quad (145)$$

$$E_{superavit}(d) = \sum_{h=0}^{23} \max(0, -BE(h, d)) \cdot 1h \quad [kWh/día] \quad (146)$$

$$E_{dem}(d) = \sum_{h=0}^{23} P_{dem}(h, d) \cdot 1h \quad [kWh/día] \quad (147)$$

$$E_{gen}(d) = \sum_{h=0}^{23} P_{fv}(h, d) \cdot 1h \quad [kWh/día] \quad (148)$$

Indicadores de desempeño energético

$$TC(d) = \frac{E_{gen}(d)}{E_{dem}(d)} \times 100 \quad [\%] \quad (149)$$

$$TAC(d) = \frac{\min(E_{dem}, E_{gen})}{E_{gen}} \times 100 \quad [\%] \quad (150)$$

$$IBN = \frac{E_{deficit} - E_{superavit}}{E_{dem}} \times 100 \quad [\%] \quad (151)$$



CAPÍTULO IV

RESULTADOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

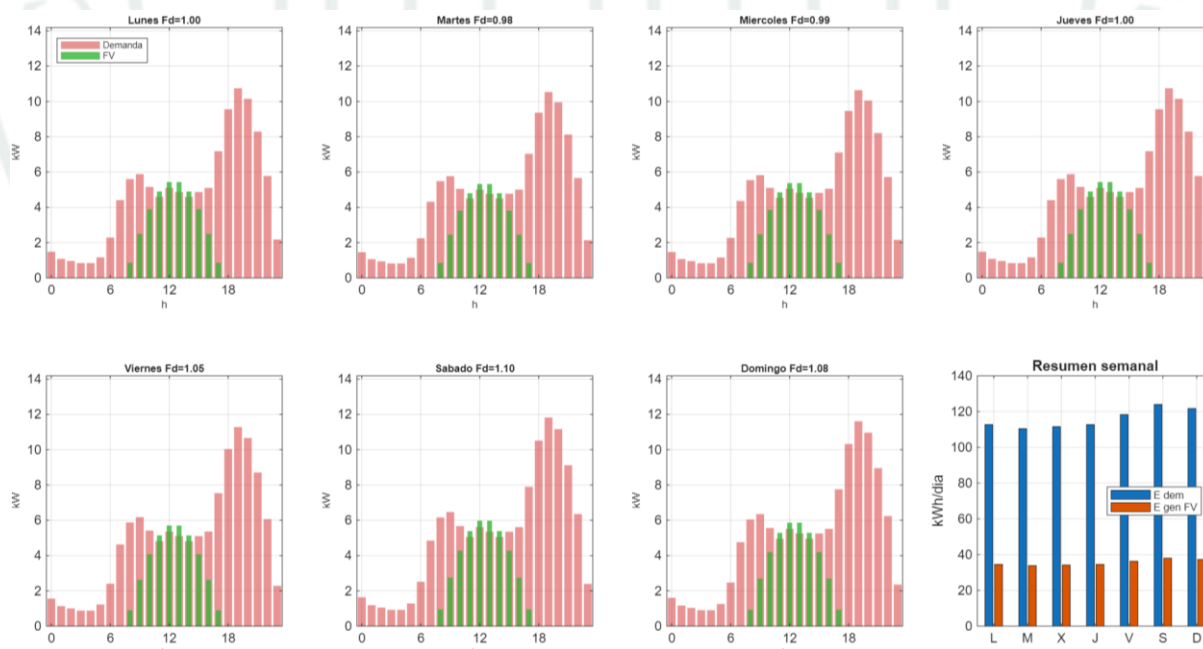
1. Potencial de generación solar FV

El análisis del potencial de generación solar fotovoltaica en el distrito de Tiabaya se desarrolla con el propósito de cuantificar la capacidad de aprovechamiento del recurso solar disponible y su relación con la demanda energética residencial previamente caracterizada. Este apartado permite establecer una base técnica para evaluar la viabilidad del sistema fotovoltaico propuesto como alternativa de autoconsumo energético en el sector urbano analizado.

En la Figura 6 se presenta la comparación entre la demanda eléctrica agregada de las 23 viviendas y la generación de un sistema fotovoltaico con una potencia instalada de 7.2 kWp, evaluada durante un periodo de siete días consecutivos. Esta representación permite visualizar el comportamiento dinámico entre la generación solar y el consumo eléctrico, evidenciando la capacidad del sistema fotovoltaico para cubrir parcialmente la demanda durante las horas de radiación solar, especialmente en el intervalo comprendido entre las 07:00 h y 18:00 h.

Figura 8

Demanda 23 viviendas vs generación FV (7.2 kWp) - 7 días



Nota. Elaboración propia

El análisis del recurso solar en Tiabaya, mostrado en la Tabla 18, indica condiciones favorables para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

Tabla 18

Recurso de generación solar en Tiabaya

>> C.1 RECURSO SOLAR - TIABAYA, AREQUIPA				
Latitud	-16.44 deg			
Inclinación optima (beta)	16.4 deg Norte			
GHI promedio anual	6.223	kWh/m2/dia		
H_inclinado prom. anual	6.242	kWh/m2/dia		
Rango GHI mensual	5.0 - 7.2	kWh/m2/dia		
Mes	GHI	Rb	H_incl	HSP
Ene	6.80	0.960	6.528	6.528
Feb	6.50	0.970	6.305	6.305
Mar	6.30	0.990	6.237	6.237
Abr	6.10	1.020	6.222	6.222
May	5.50	1.060	5.830	5.830
Jun	5.00	1.080	5.400	5.400
Jul	5.20	1.070	5.564	5.564
Ago	5.80	1.040	6.032	6.032
Sep	6.40	1.010	6.464	6.464
Oct	6.90	0.980	6.762	6.762
Nov	7.20	0.960	6.912	6.912
Dic	7.00	0.950	6.650	6.650
>> C.2 MODELO IRRADIANCIA HORARIA (H_d = 6.0 kWh/m2/dia)				
G_max solar (hora 12)	954.2	W/m2		
Energía integrada	6.100	kWh/m2/dia (verificación OK)		
Horas con generación	07:00 - 18:00 h (12 horas)			
>> C.3 CORRECCIÓN POR TEMPERATURA DE CÉLULA				
T_amb media Arequipa	14.0	C		
NOCT del panel	45.0	C		
T_celula hora pico (12h)	43.5	C		
Factor temp. hora pico FT	0.9262	(perdida: 7.38%)		
Perdida promedio por temp.	3.22%			

Nota. Elaboración propia

La ubicación geográfica del distrito, con una latitud de -16.44°, permite una inclinación óptima de los módulos de aproximadamente 16.4° orientados hacia el norte, lo que maximiza

la captación de irradiancia solar. El valor promedio anual de irradiancia global horizontal (GHI) es de 6.223 kWh/m²·día, mientras que la irradiancia sobre el plano inclinado alcanza 6.242 kWh/m²·día, lo que evidencia un aprovechamiento eficiente del recurso solar.

Asimismo, se observa una variación mensual del recurso solar entre 5.0 y 7.2 kWh/m²·día, con valores máximos durante los meses de primavera y verano (octubre a diciembre) y mínimos en invierno (junio y julio). Esta variabilidad estacional influye directamente en la producción energética del sistema fotovoltaico, condicionando su desempeño a lo largo del año. A partir del modelo de irradiancia horaria, se determinó una irradiancia máxima de 954.2 W/m² al mediodía, con una generación efectiva distribuida en un intervalo aproximado de 12 horas diarias. Este comportamiento confirma la disponibilidad sostenida del recurso solar durante el día, permitiendo una producción energética continua.

Finalmente, se consideró el efecto de la temperatura en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Para una temperatura ambiente promedio de 14°C, se estimó una temperatura de célula de 43.5°C en condiciones de máxima irradiancia, lo que genera una pérdida de eficiencia del 7.38% en la hora pico y una pérdida promedio diaria de 3.22%. Este factor es relevante en el dimensionamiento del sistema, ya que influye directamente en la energía neta generada.

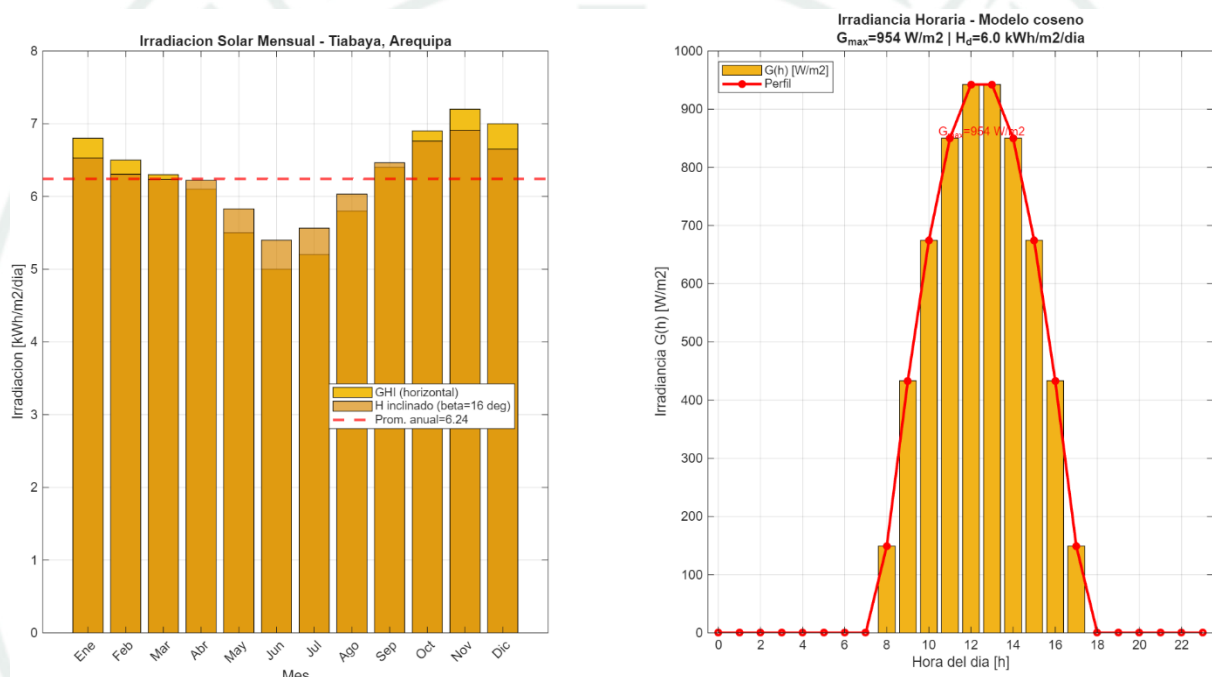
La Figura 7 presenta el comportamiento del recurso solar en el distrito de Tiabaya a partir de dos representaciones complementarias: la variación mensual de la irradiancia solar y el modelo de irradiancia horaria durante un día típico. Esta información permite comprender la disponibilidad energética del recurso solar y su influencia en la generación fotovoltaica del sistema propuesto.

En la gráfica de irradiación solar mensual se observa que los valores de irradiancia global horizontal (GHI) presentan una variación a lo largo del año, con un rango aproximado entre 5.0 y 7.2 kWh/m²·día. Los valores más elevados se registran en los meses de octubre, noviembre y diciembre, superando los 6.8 kWh/m²·día, mientras que los valores más bajos se presentan en los meses de invierno, especialmente en junio, con valores cercanos a 5.0 kWh/m²·día. No obstante, el promedio anual se mantiene alrededor de 6.24 kWh/m²·día, lo que evidencia una alta disponibilidad del recurso solar durante todo el año.

Por otro lado, el modelo de irradiancia horaria muestra la distribución de la radiación solar a lo largo del día, siguiendo una tendencia tipo campana, característica del comportamiento solar. Se identifica que la generación solar inicia aproximadamente a las 07:00 h, alcanza su valor máximo cercano a los 954 W/m² alrededor del mediodía (12:00 h), y disminuye progresivamente hasta aproximadamente las 18:00 h. Este patrón permite definir una ventana efectiva de generación de aproximadamente 12 horas diarias.

Figura 9

Recurso Solar en Tiabaya



Nota. Elaboración propia

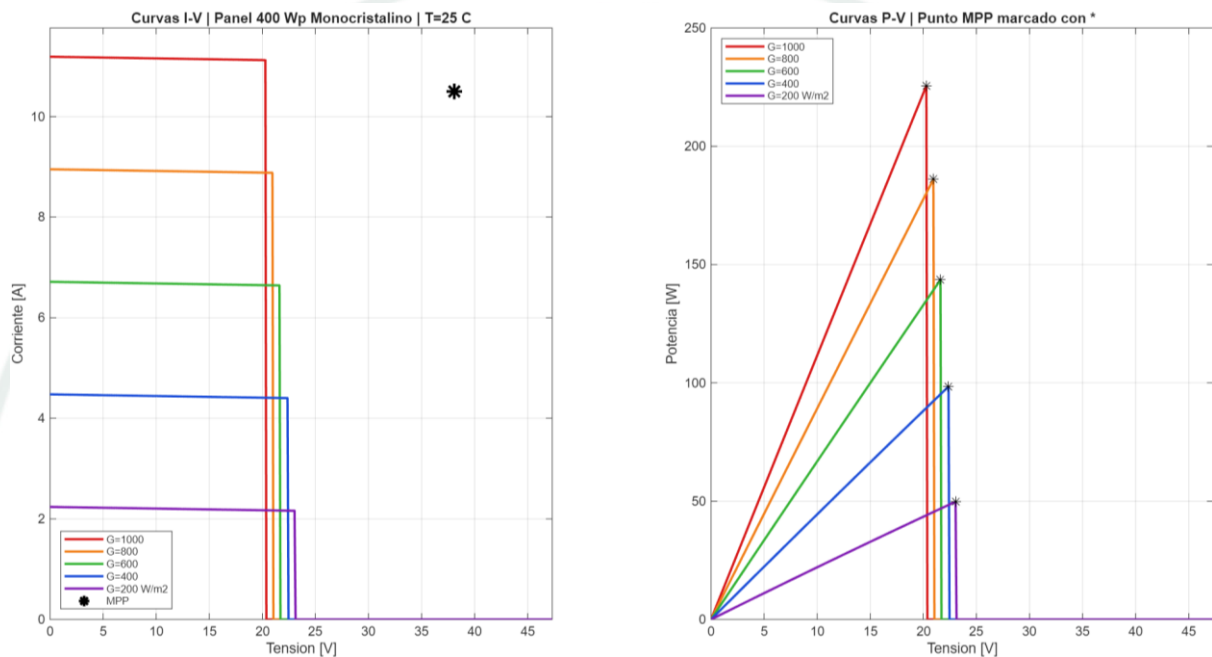
La Figura 8 presenta la caracterización eléctrica de un panel fotovoltaico monocristalino de 400 Wp a una temperatura de operación de 25 °C, mediante el análisis de las curvas corriente-tensión (I-V) y potencia-tensión (P-V) bajo diferentes niveles de irradiancia solar. Este análisis permite comprender el comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico y su desempeño en condiciones variables de radiación.

En la gráfica de curvas I-V se observa la relación entre la corriente generada y la tensión del panel para distintos niveles de irradiancia (200, 400, 600, 800 y 1000 W/m²). Se identifica que la corriente es directamente proporcional a la irradiancia solar, aumentando progresivamente conforme se incrementa la radiación incidente. En contraste, la tensión

presenta una variación relativamente menor, manteniéndose en un rango cercano a los 20–22 V en condiciones nominales. Este comportamiento es característico de los módulos fotovoltaicos, donde la irradiancia influye principalmente en la corriente de salida.

Figura 10

Caracterización Eléctrica Panel FV 400 Wp



Nota. Elaboración propia

Por otro lado, las curvas P–V muestran la potencia generada en función de la tensión, destacando el punto de máxima potencia (MPP) para cada nivel de irradiancia. Se observa que la potencia máxima aumenta significativamente con la irradiancia, alcanzando valores cercanos a los 220–230 W en condiciones de 1000 W/m². Asimismo, el voltaje en el punto MPP se mantiene relativamente constante, lo que permite optimizar la operación del sistema mediante dispositivos de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

2. Dimensionamiento SFV - autoconsumo parcial

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realiza bajo el criterio de autoconsumo parcial, considerando una cobertura equivalente al 30% de la demanda energética total del bloque de viviendas analizado. Este enfoque responde a condiciones técnicas, operativas y regulatorias propias del contexto residencial peruano, así como al comportamiento real del consumo eléctrico y la generación solar.

Desde el punto de vista regulatorio, el sistema eléctrico de distribución en baja tensión (tarifa BT5B - residencial) no contempla actualmente un esquema activo de medición neta (net metering) para pequeños generadores. En este escenario, la energía excedente generada por el sistema fotovoltaico que no es consumida instantáneamente no produce un beneficio económico directo, lo que limita la conveniencia de sobredimensionar la capacidad instalada.

Asimismo, el análisis del perfil de carga de las 23 viviendas evidenció que la mayor demanda eléctrica se concentra en el periodo nocturno, especialmente entre las 18:00 h y 21:00 h, mientras que la generación fotovoltaica se produce únicamente durante las horas de radiación solar, aproximadamente entre las 07:00 h y 18:00 h. Esta desalineación entre generación y consumo reduce el nivel de aprovechamiento directo de la energía generada. En este contexto, el autoconsumo efectivo del sistema fotovoltaico se sitúa en un rango aproximado entre 30% y 35% de la demanda diaria, lo cual justifica la selección de una cobertura del 30% como criterio de diseño. Este valor permite maximizar el uso directo de la energía generada sin incurrir en pérdidas asociadas a excedentes no aprovechados.

Finalmente, es importante señalar que alcanzar niveles superiores de cobertura energética requeriría la incorporación de sistemas de almacenamiento mediante baterías. Sin embargo, esta alternativa implica un incremento significativo en la inversión inicial (CAPEX), lo que afecta la viabilidad económica del proyecto en el contexto residencial analizado. En consecuencia, el dimensionamiento bajo autoconsumo parcial constituye una solución técnica coherente con las condiciones reales de operación, optimizando la relación entre generación, consumo y rentabilidad del sistema fotovoltaico.

La Tabla 19 presenta el dimensionamiento del sistema fotovoltaico propuesto para el abastecimiento parcial de energía en el conjunto de 23 viviendas analizadas, considerando un nivel de cobertura del 30% de la demanda energética total. La demanda diaria del sistema se ha estimado en 112.700 kWh/día, a partir del análisis del perfil de carga residencial. En función de este valor, se establece un objetivo de cobertura de 33.810 kWh/día, equivalente al 30% del consumo total, coherente con el criterio de autoconsumo parcial adoptado en el estudio.

Tabla 19*Dimensionamiento al 30% de Cobertura*

Parámetro	Valor	Unidad / Descripción
Demanda total diaria	112.700	kWh/día
Objetivo de cobertura	33.810	kWh/día (30%)
Potencia FV calculada	7.0437	$\text{kWp} = \frac{33.81}{6.0 \times 0.80}$
Número de paneles	18	paneles de 400 Wp
Potencia instalada	7.20	kWp
Área total paneles	36.0	m ² (43.2 m ² incluyendo accesos)
Energía generada diaria	34.560	kWh/día
Cobertura energética real	30.7	%
Energía mensual generada	1036.8	kWh/mes

Nota. Elaboración propia

Para satisfacer este requerimiento energético, se determina una potencia fotovoltaica necesaria de 7.0437 kWp, la cual se obtiene considerando la irradiancia promedio del sitio (6.0 kWh/m²·día) y un factor global de desempeño del sistema del 80%. Este cálculo permite estimar la capacidad instalada requerida para generar la energía objetivo bajo condiciones reales de operación.

El sistema está conformado por 18 módulos fotovoltaicos de 400 Wp cada uno, alcanzando una potencia instalada total de 7.20 kWp. Esta configuración garantiza una ligera sobredimensión respecto a la potencia calculada, lo cual permite compensar pérdidas adicionales no consideradas explícitamente en el modelo. En términos de ocupación física, el arreglo fotovoltaico requiere un área aproximada de 36.0 m² para los paneles, incrementándose a 43.2 m² al considerar espacios de acceso y mantenimiento. Este aspecto es relevante para evaluar la factibilidad de instalación en techos residenciales. La energía generada por el sistema se estima en 34.560 kWh/día, lo que representa una cobertura energética real del 30.7%, valor ligeramente superior al objetivo planteado. Asimismo, la producción mensual alcanza los 1036.8 kWh/mes, evidenciando la capacidad del sistema para reducir de manera significativa el consumo de energía proveniente de la red eléctrica convencional.

La Tabla 20 muestra la relación entre distintos niveles de cobertura energética y los requerimientos técnicos asociados al sistema fotovoltaico. Se incluyen parámetros como

potencia instalada, número de paneles, energía generada, área requerida y costo de inversión (CAPEX).

Tabla 20

Tabla Comparativa de Coberturas FV

Cobertura (%)	Potencia FV (kWp)	N° Paneles	Energía (kWh/día)	Área (m²)	CAPEX (USD)
25	5.870	15	28.800	30.0	8,540
30	7.044	18	34.560	36.0	9,308
40	9.392	24	46.080	48.0	10,844
50	11.740	30	57.600	60.0	14,180
75	17.609	45	86.400	90.0	19,820
100	23.479	59	113.280	118.0	25,204

Nota. Elaboración propia

Para una cobertura del 25%, se requiere una potencia de 5.870 kWp, equivalente a 15 paneles, con una generación de 28.800 kWh/día y un área aproximada de 30.0 m². El costo estimado es de 8,540 USD. Al incrementar la cobertura al 30%, la potencia requerida aumenta a 7.044 kWp con 18 paneles, generando 34.560 kWh/día. El área necesaria es de 36.0 m² y el costo asciende a 9,308 USD.

Para una cobertura del 40%, se requieren 24 paneles con una potencia de 9.392 kWp, alcanzando una generación de 46.080 kWh/día y un área de 48.0 m². El CAPEX estimado es de 10,844 USD. En el caso de una cobertura del 50%, el sistema demanda 30 paneles y una potencia de 11.740 kWp, con una generación de 57.600 kWh/día. El área requerida es de 60.0 m² y el costo estimado es de 14,180 USD. Para coberturas mayores, como 75% y 100%, los requerimientos aumentan de manera significativa. A 75%, se requieren 45 paneles (17.609 kWp), con un área de 90.0 m² y un costo de 19,820 USD. Para una cobertura total del 100%, el sistema necesita 59 paneles (23.479 kWp), con un área de 118.0 m² y un CAPEX de 25,204 USD.

La Tabla 21 presenta la configuración eléctrica del generador fotovoltaico propuesto, considerando las características del módulo, la disposición de los paneles y los parámetros de operación del inversor. El sistema utiliza módulos monocristalinos de 400 Wp, con un voltaje en máxima potencia (V_{mpp}) de 38.1 V y una corriente en máxima potencia (I_{mpp}) de 10.5 A.

Asimismo, el voltaje en circuito abierto (V_{oc}) es de 47.3 V y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) de 11.2 A, valores utilizados para el dimensionamiento eléctrico y verificación del sistema.

Tabla 21

Configuración Eléctrica del Generador FV

Parámetro	Valor	Descripción
Tipo de panel	Monocristalino	400 Wp
V_{mpp}	38.1 V	Voltaje en máxima potencia
I_{mpp}	10.5 A	Corriente en máxima potencia
V_{oc}	47.3 V	Voltaje en circuito abierto
I_{sc}	11.2 A	Corriente de cortocircuito
Inversores	2×5 kW	String inverter on-grid
Rango MPPT	100 – 500 V	Operación del inversor
Paneles por string	9	Serie
Voltaje string (V_{mpp})	342.9 V	9×38.1
Strings en paralelo	2	Configuración total
Total paneles	18	Sistema completo
Potencia total	7.20	kWp
Corriente total MPP	21.0 A	2×10.5
Voltaje V_{oc} en frío	425.7 V	Verificación < 500 V

Nota. Elaboración propia

La configuración del generador está compuesta por 18 paneles distribuidos en dos cadenas (strings) en paralelo, cada una conformada por 9 paneles conectados en serie. Esta disposición permite obtener un voltaje por string de 342.9 V, calculado como el producto del número de módulos en serie por el voltaje V_{mpp} de cada panel. El sistema emplea dos inversores tipo string de 5 kW, compatibles con un rango de operación MPPT entre 100 V y 500 V. El voltaje de operación del arreglo (342.9 V) se encuentra dentro de este rango, lo que asegura el correcto seguimiento del punto de máxima potencia.

La corriente total en el punto de máxima potencia es de 21.0 A, resultado de la conexión en paralelo de los dos strings (2×10.5 A). Por otro lado, se verifica el voltaje en condiciones de circuito abierto a baja temperatura, obteniéndose un valor de 425.7 V, el cual se mantiene por debajo del límite máximo del inversor (500 V), cumpliendo con las condiciones de seguridad eléctrica. La potencia total instalada del sistema es de 7.20 kWp, correspondiente a los 18 paneles de 400 Wp. Esta configuración es coherente con el dimensionamiento energético

definido y cumple con los criterios de operación del inversor y del sistema fotovoltaico en su conjunto.

La Tabla 22 presenta el cálculo de la caída de tensión en el tramo de corriente continua (DC) del sistema fotovoltaico, considerando los parámetros eléctricos y geométricos del cableado.

Tabla 22

Caída de Tensión en Cableado DC

Parámetro	Valor	Unidad / Descripción
Longitud media cable DC	15	m
Sección del conductor	4	mm ² Cu
Corriente de diseño	21.0	A
Caída de tensión	2.80	V
Caída porcentual	0.82	%
Verificación normativa (CNE Perú)	Cumple	$\Delta V \leq 3\%$

Nota. Elaboración propia

Se ha considerado una longitud media de conductor de 15 m y una sección de 4 mm² en cobre, con una corriente de diseño de 21.0 A correspondiente a la operación del sistema en el punto de máxima potencia. Bajo estas condiciones, la caída de tensión obtenida es de 2.80 V. Este valor representa una caída porcentual de 0.82% respecto al voltaje de operación del sistema, lo cual se encuentra dentro de los límites aceptables para instalaciones fotovoltaicas. De acuerdo con la normativa del Código Nacional de Electricidad (CNE Perú), la caída de tensión en circuitos DC no debe exceder el 3%. En este caso, el valor calculado cumple con la condición normativa ($\Delta V \leq 3\%$), por lo que la sección del conductor seleccionada es adecuada para garantizar un funcionamiento eficiente del sistema, sin pérdidas significativas por efecto resistivo en el cableado.

La Tabla 23 presenta los principales indicadores de desempeño del generador fotovoltaico, calculados a partir de la energía generada y las condiciones reales de operación del sistema. La energía generada diaria sin considerar pérdidas térmicas es de 35.1351 kWh/día. Al incorporar la corrección por temperatura, la energía efectiva se reduce a 33.4031 kWh/día, lo que representa una pérdida de 4.93%. Este valor es consistente con el comportamiento esperado de los módulos fotovoltaicos bajo condiciones de operación reales.

Tabla 23

Indicadores de Desempeño del Generador FV

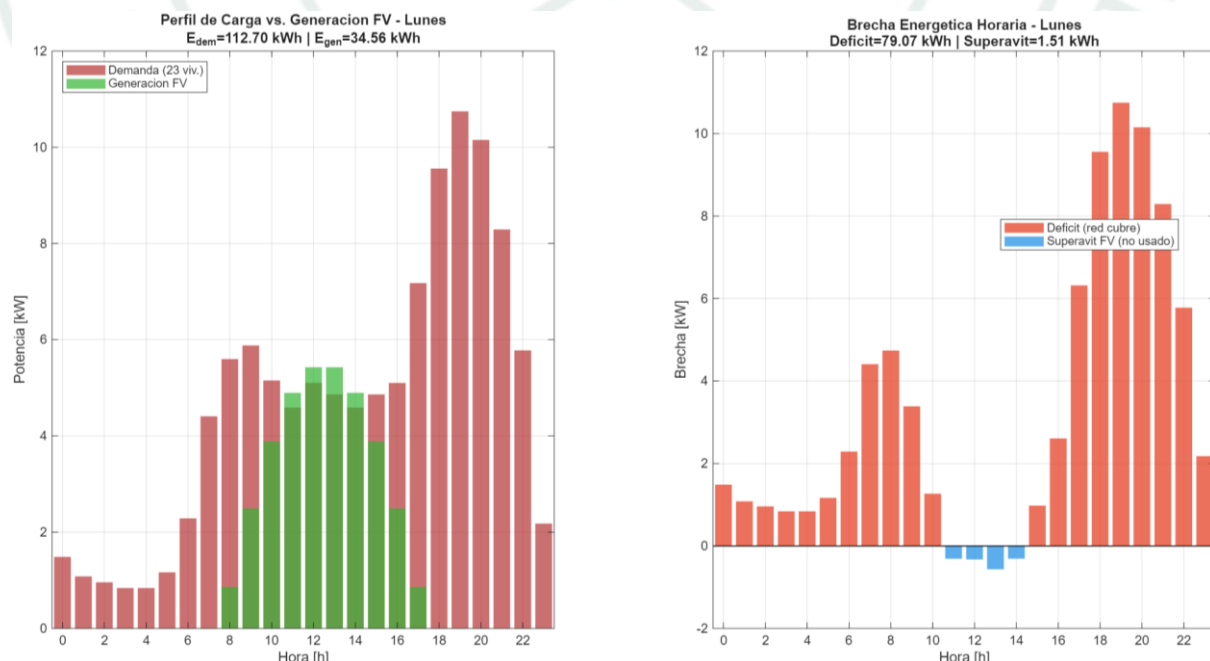
Indicador	Valor	Unidad / Descripción
Energía generada diaria (sin corrección térmica)	35.1351	kWh/día
Energía generada diaria (con corrección térmica)	33.4031	kWh/día
Pérdida por temperatura	4.93	%
Rendimiento final (Yf)	4.8799	kWh/kWp·día
Rendimiento de referencia (Yr)	6.0000	kWh/kWp·día
Performance Ratio (PR)	0.8133	(81.33%)
Rango típico Perú (PR)	0.70 – 0.82	Referencial

Nota. Elaboración propia

El rendimiento final del sistema (Yf) es de 4.8799 kWh/kWp·día, mientras que el rendimiento de referencia (Yr), asociado al recurso solar disponible, es de 6.0000 kWh/kWp·día. Estos indicadores permiten evaluar la eficiencia global del sistema en relación con la irradiancia disponible. El Performance Ratio (PR), definido como la relación entre el rendimiento final y el rendimiento de referencia, es de 0.8133 (81.33%). Este valor se encuentra dentro del rango típico reportado para sistemas fotovoltaicos en el Perú (0.70 - 0.82), lo que indica un desempeño adecuado del sistema bajo las condiciones consideradas.

Figura 11

Balance energético diario



Nota. Elaboración propia

La Figura 9 muestra el balance energético diario del sistema fotovoltaico en comparación con la demanda eléctrica del conjunto de 23 viviendas, considerando un día representativo (lunes). Se presentan dos análisis: el perfil de carga frente a la generación fotovoltaica y la brecha energética horaria.

En la gráfica de perfil de carga, se observa que la demanda eléctrica presenta valores bajos durante la madrugada, incrementándose progresivamente desde las 06:00 h y alcanzando su valor máximo en el periodo nocturno, entre las 18:00 h y 21:00 h. Por otro lado, la generación fotovoltaica se concentra entre las 07:00 h y 18:00 h, con un máximo alrededor del mediodía, siguiendo el comportamiento de la irradiancia solar. Durante las horas diurnas, la generación fotovoltaica cubre parcialmente la demanda, reduciendo el consumo de energía proveniente de la red. En algunos intervalos cercanos al mediodía, la generación supera ligeramente la demanda, generando un pequeño excedente de energía no aprovechado.

La gráfica de brecha energética muestra la diferencia entre la demanda y la generación en cada hora. Se identifican periodos con déficit energético durante la mayor parte del día, especialmente en la noche, donde la generación fotovoltaica es nula y la demanda alcanza sus valores más altos. El déficit total diario es de 79.07 kWh, mientras que el superávit energético es de 1.51 kWh.

3. Viabilidad técnica y económica

3.1 Balance Energético Diario (Autoconsumo Real)

La Tabla 24 presenta el balance energético diario del sistema fotovoltaico en relación con la demanda eléctrica del conjunto de viviendas analizado.

$$E_{dem} = \sum_{h=0}^{23} P_{dem}(h) \cdot 1h \quad (152)$$

$$E_{gen} = P_{FV} \cdot HSP \cdot \eta \quad (153)$$

$$E_{autoc} = \min(E_{dem,diurna}, E_{gen}) \quad (154)$$

$$E_{deficit} = E_{dem} - E_{autoc} \quad (155)$$

$$Cobertura = \frac{E_{autoc}}{E_{dem}} \times 100 \quad (156)$$

La energía demandada total es de 112.700 kWh/día, obtenida a partir de la suma de la curva de carga horaria. De este total, 39.445 kWh/día corresponden al periodo diurno (08:00 h

a 17:00 h), lo que representa aproximadamente el 35% de la demanda diaria. La energía generada por el sistema fotovoltaico es de 34.560 kWh/día, calculada en función de la potencia instalada (7.2 kWp), la irradiancia promedio (6 kWh/m²·día) y un factor de desempeño del 80%. Dado que la generación ocurre en el periodo diurno, la energía autoconsumida corresponde al mínimo entre la energía generada y la demanda diurna, resultando en 34.560 kWh/día. Esto indica que toda la energía generada es utilizada directamente, sin generación de excedentes.

En consecuencia, la energía excedente es igual a 0.000 kWh/día, debido a que no se considera inyección a la red eléctrica. Por otro lado, el déficit energético nocturno asciende a 78.140 kWh/día, el cual es cubierto por la red convencional. Finalmente, la cobertura energética real del sistema es de 30.7%, obtenida como la relación entre la energía generada y la demanda total diaria. Este resultado es consistente con el criterio de diseño basado en autoconsumo parcial.

Tabla 24

Balance diario energético

Parámetro	Valor	Unidad	Procedimiento
Energía demandada total	112.700	kWh/día	Suma de curva horaria
Energía demandada diurna	39.445	kWh/día	08:00–17:00 (~35%)
Energía generada FV	34.560	kWh/día	$7.2 \times 6 \times 0.8$
Energía autoconsumida	34.560	kWh/día	$\min(E_{gen}, E_{dem,diurna})$
Energía excedente	0.000	kWh/día	No hay inyección
Déficit nocturno	78.140	kWh/día	Cubierto por red
Cobertura real	30.7	%	$34.56/112.7 \times 100$

Nota. Elaboración propia

3.2 Balance Energético Horario (Día Tipo)

El balance energético horario se determina a partir de la diferencia entre la potencia demandada y la potencia generada por el sistema fotovoltaico en cada intervalo horario, conforme a la siguiente expresión:

$$BE(h) = P_{dem}(h) - P_{FV}(h) \quad (157)$$

Este análisis permite identificar los periodos de déficit y superávit energético a lo largo del día, considerando el comportamiento simultáneo de la demanda y la generación solar.

Tabla 25*Balance Energético Horario*

Periodo	Condición	Resultado energético
00h – 07h	Sin generación FV	Déficit total (red cubre)
08h – 10h	Generación parcial	Déficit reducido
11h – 14h	Generación > demanda	Superávit FV
15h – 17h	Generación decreciente	Déficit progresivo
18h – 23h	Sin generación	Déficit total

Nota. Elaboración propia

El comportamiento del balance energético horario se resume en la Tabla 25, donde se identifican cinco periodos característicos:

- Durante el intervalo de 00h a 07h no existe generación fotovoltaica, por lo que toda la demanda es cubierta por la red eléctrica, generándose un déficit total.
- Entre las 08h y 10h se inicia la generación solar; sin embargo, esta aún no es suficiente para cubrir completamente la demanda, por lo que se presenta un déficit reducido.
- En el periodo comprendido entre 11h y 14h, la generación fotovoltaica supera la demanda eléctrica, produciéndose un superávit de energía. Este excedente no es aprovechado debido a la ausencia de inyección a la red o almacenamiento.
- Entre las 15h y 17h, la generación disminuye progresivamente, generando nuevamente un déficit que se incrementa conforme se reduce la irradiancia.
- Finalmente, desde las 18h hasta las 23h no existe generación fotovoltaica, mientras que la demanda alcanza sus valores más altos, por lo que se presenta un déficit total cubierto por la red convencional.

$$E_{deficit} = 79.069 \text{ kWh} \quad E_{superavit} = 1.506 \text{ kWh} \quad (158)$$

El análisis energético global del día muestra un déficit total de 79.069 kWh y un superávit de 1.506 kWh. Estos resultados son consistentes con el comportamiento típico de sistemas fotovoltaicos en configuraciones de autoconsumo parcial, donde la generación se concentra en horas diurnas y la demanda máxima ocurre en el periodo nocturno.

3.3 Balance Energético Semanal

El balance energético semanal se determina a partir de la relación entre la energía demandada, la energía generada por el sistema fotovoltaico y el superávit energético, según la siguiente expresión:

$$E_{def} = E_{dem} - E_{gen} + E_{superavit} \quad (159)$$

La Tabla 26 presenta el balance energético para cada día de la semana, incluyendo la energía demandada, la energía generada por el sistema fotovoltaico, el déficit energético, el superávit y el porcentaje de cobertura.

Tabla 26

Balance Energético Semanal

Día	E_{dem} (kWh)	E_{gen} (kWh)	Déficit (kWh)	Superávit (kWh)	Cobertura (%)
Lunes	112.698	34.560	79.069	1.506	30.7
Martes	110.444	33.869	77.198	1.889	30.7
Miércoles	111.571	34.214	78.133	1.697	30.7
Jueves	112.698	34.560	79.069	1.506	30.7
Viernes	118.333	36.288	83.746	0.549	30.7
Sábado	123.968	38.016	88.910	0.078	30.7
Domingo	121.714	37.325	86.754	0.175	30.7

Nota. Elaboración propia

La demanda energética diaria varía entre 110.444 kWh y 123.968 kWh, observándose los valores más altos durante el fin de semana (sábado y domingo), lo cual es consistente con un mayor uso de equipos eléctricos en el hogar. La generación fotovoltaica se mantiene en un rango entre 33.869 kWh y 38.016 kWh, con valores ligeramente superiores en los días de mayor demanda, debido a la aplicación de factores de variación diaria en el perfil de carga.

El déficit energético diario oscila entre 77.198 kWh y 88.910 kWh, siendo mayor durante el fin de semana, en correspondencia con el incremento de la demanda. Por otro lado, el superávit energético es reducido en todos los días, con valores entre 0.078 kWh y 1.889 kWh, lo que indica que la mayor parte de la energía generada es consumida directamente. El

porcentaje de cobertura energética se mantiene constante en 30.7% para todos los días, lo cual es coherente con el criterio de dimensionamiento del sistema basado en autoconsumo parcial.

3.4 Balance Energético Mensual y Anual

El balance energético mensual y anual se determina a partir de la energía diaria promedio, considerando su proyección en periodos mayores. La energía mensual se calcula multiplicando la energía diaria por 30 días, mientras que el porcentaje de cobertura se obtiene como la relación entre la energía generada y la energía demandada.

$$E_{mes} = E_{día} \times 30 \quad (160)$$

$$Cob = \frac{E_{gen}}{E_{dem}} \times 100 \quad (161)$$

La Tabla 27 presenta el balance energético para cada mes del año, incluyendo la energía demandada, la energía generada por el sistema fotovoltaico, la energía autoconsumida y el porcentaje de cobertura.

Tabla 27

Balance Energético Mensual y Anual

Mes	E_{dem} (kWh)	E_{gen} (kWh)	E_{autoc} (kWh)	Cobertura (%)
Ene	3550.1	1165.6	1165.6	32.8
Feb	3448.6	1016.9	1016.9	29.5
Mar	3381.0	1113.7	1113.7	32.9
Abr	3313.4	1075.2	1075.2	32.4
May	3313.4	1041.0	1041.0	31.4
Jun	3550.1	933.1	933.1	26.3
Jul	3651.5	993.5	993.5	27.2
Ago	3651.5	1077.1	1077.1	29.5
Sep	3448.6	1117.0	1117.0	32.4
Oct	3381.0	1207.4	1183.3	35.0
Nov	3313.4	1194.4	1159.7	35.0
Dic	3279.6	1187.4	1147.8	35.0
TOTAL	41282.0	13122.3	13023.9	31.5

Nota. Elaboración propia

La demanda energética mensual varía entre 3279.6 kWh y 3651.5 kWh, mostrando valores más altos en los meses de invierno (junio, julio y agosto), asociados a un mayor uso de

equipos eléctricos. Por otro lado, la generación fotovoltaica se mantiene en un rango entre 933.1 kWh y 1207.4 kWh, con valores más bajos en invierno y mayores en meses con mayor irradiación solar. La energía autoconsumida coincide en la mayoría de los meses con la energía generada, lo que indica que el sistema opera bajo un esquema de autoconsumo sin inyección de excedentes. En los meses de mayor generación (octubre, noviembre y diciembre), se observa una ligera diferencia debido a la presencia de excedentes no aprovechados.

El porcentaje de cobertura energética mensual varía entre 26.3% y 35.0%, alcanzando los valores más altos en los meses con mayor radiación solar. A nivel anual, la demanda total es de 41,282.0 kWh, mientras que la energía generada alcanza 13,122.3 kWh, con una energía autoconsumida de 13,023.9 kWh. La cobertura energética anual resultante es de 31.5%, valor cercano al criterio de diseño del 30%, lo que confirma la coherencia del dimensionamiento del sistema fotovoltaico bajo el enfoque de autoconsumo parcial.

3.5 Reducción de Emisiones CO₂

La reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) se estima a partir de la energía eléctrica autoconsumida por el sistema fotovoltaico, considerando un factor de emisión asociado a la generación convencional de energía eléctrica. La expresión utilizada es la siguiente:

$$CO2_{evitado} = E_{autoc} \times Factor_{emision} \quad (162)$$

$$CO2 = 13023.9 \times 0.4959 = 6.46 \text{ tCO}_2/\text{año} \quad (163)$$

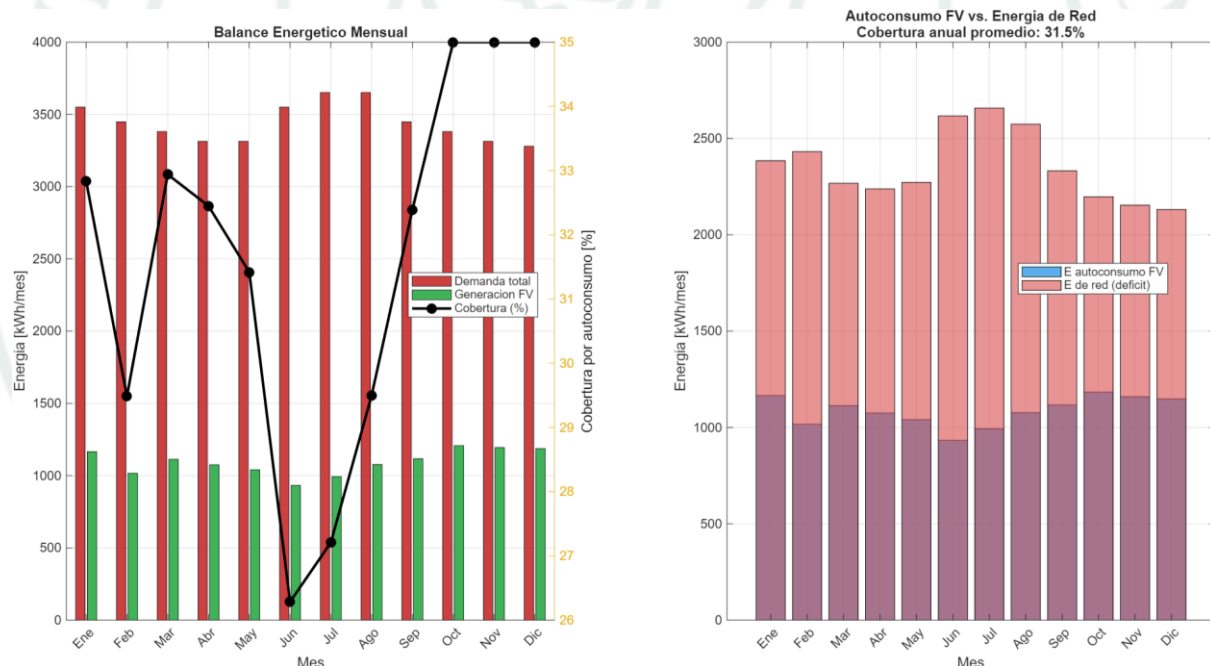
La Tabla 28 presenta los parámetros utilizados en la estimación de la reducción de emisiones. Se considera un factor de emisión de 0.4959 kgCO₂/kWh, valor representativo del sistema eléctrico. El sistema fotovoltaico permite evitar aproximadamente 6.46 toneladas de CO₂ por año. Proyectando este valor a un periodo de 25 años, la reducción acumulada alcanza 161.5 toneladas de CO₂. Como referencia, esta reducción equivale aproximadamente a la acción de 297 árboles en términos de captura de carbono, lo que permite dimensionar el impacto ambiental del sistema.

Tabla 28*Parámetros en la reducción de Emisiones CO₂*

Parámetro	Valor	Unidad
Factor de emisión	0.4959	kgCO ₂ /kWh
CO ₂ evitado anual	6.46	tCO ₂ /año
CO ₂ evitado (25 años)	161.5	tCO ₂
Equivalente árboles	297	árboles

Nota. Elaboración propia

La Figura 10 presenta el comportamiento energético del sistema fotovoltaico a lo largo del año, considerando la relación entre la demanda eléctrica, la generación fotovoltaica y el nivel de cobertura alcanzado.

Figura 12*Balance anual**Nota.* Elaboración propia

En la gráfica de balance energético mensual se observa que la demanda eléctrica se mantiene relativamente estable durante el año, con valores entre aproximadamente 3300 y 3650 kWh/mes. Por otro lado, la generación fotovoltaica presenta variaciones mensuales asociadas a la disponibilidad del recurso solar, con menores valores en los meses de invierno y mayores en los meses de mayor irradiancia.

El porcentaje de cobertura mensual varía entre aproximadamente 26% y 35%, alcanzando sus valores más bajos en junio y julio, y los más altos en los meses de octubre, noviembre y diciembre. Este comportamiento es consistente con la variación estacional de la radiación solar en la zona de estudio. En la segunda gráfica se presenta la relación entre la energía autoconsumida del sistema fotovoltaico y la energía cubierta por la red eléctrica. Se observa que el autoconsumo se mantiene en un rango cercano a 1000–1200 kWh/mes, mientras que la mayor parte de la demanda continúa siendo cubierta por la red, especialmente en los meses de menor generación solar.

4. Presupuesto económico

La Tabla 29 presenta el presupuesto de inversión requerido para la implementación del sistema fotovoltaico, considerando los principales componentes y costos asociados.

Tabla 29

Presupuesto de Inversión (CAPEX)

Concepto	Cantidad / Descripción	Costo (USD)
Paneles FV	18 × 400 Wp (@180 USD/u)	3240
Inversores	2 × 5 kW (@1800 USD/u)	3600
Estructura + montaje	80 USD/kWp	576
Cables + conectores	50 USD/kWp	360
Protecciones + cuadro DC/AC	-	600
Instalación + ingeniería	60 USD/kWp	432
Otros (transporte, varios)	-	500
CAPEX TOTAL		9308
Costo específico		1293 USD/kWp
Rango mercado Perú 2024		900 – 1200 USD/kWp

Nota. Elaboración propia

El costo de los módulos fotovoltaicos asciende a 3240 USD, correspondiente a 18 paneles de 400 Wp con un costo unitario de 180 USD. Los inversores representan un costo de 3600 USD, considerando dos equipos de 5 kW cada uno. Los costos asociados a la estructura de soporte y montaje se estiman en 576 USD, mientras que los cables y conectores alcanzan un valor de 360 USD. Las protecciones eléctricas y el tablero DC/AC tienen un costo de 600 USD.

Por otro lado, la instalación e ingeniería del sistema se estiman en 432 USD, y se consideran 500 USD adicionales para gastos varios como transporte y materiales complementarios. El costo total de inversión (CAPEX) es de 9308 USD para un sistema de 7.2 kWp, lo que equivale a un costo específico de 1293 USD/kWp. Este valor se encuentra ligeramente por encima del rango de referencia del mercado peruano para el año 2024 (900 – 1200 USD/kWp).

La Tabla 30 presenta los parámetros económicos considerados para la evaluación financiera del sistema fotovoltaico.

Tabla 30
Parámetros Económicos Operativos

Parámetro	Valor	Unidad
Tarifa SEAL BT5B	0.1850	USD/kWh
Incremento anual tarifa	3.0	%
OPEX anual	140	USD/año
Degradación panel	0.7	%/año
Reposición inversor	Año 12 (~2880 USD)	-
WACC	10	%
Energía autoconsumo año 1	13023.9	kWh/año
Ahorro año 1	2409.42	USD/año

Nota. Elaboración propia

Se ha utilizado una tarifa eléctrica de 0.1850 USD/kWh correspondiente al servicio residencial BT5B de SEAL. Asimismo, se considera un incremento anual de la tarifa del 3.0%, lo cual permite incorporar la variación esperada del costo de la energía en el tiempo. El costo de operación y mantenimiento (OPEX) se estima en 140 USD/año, incluyendo actividades básicas de mantenimiento preventivo. Se considera una tasa de degradación de los paneles del 0.7% anual, lo que afecta progresivamente la generación energética del sistema.

Se incorpora la reposición de inversores en el año 12, con un costo estimado de 2880 USD, correspondiente al reemplazo de los equipos principales del sistema. Para la evaluación financiera se adopta una tasa de descuento (WACC) del 10%, utilizada para actualizar los flujos de caja del proyecto. La energía autoconsumida en el primer año es de 13023.9 kWh/año, lo

que genera un ahorro económico de 2409.42 USD/año, calculado en función de la tarifa eléctrica vigente.

La Tabla 31 presenta los principales indicadores financieros obtenidos a partir de la evaluación económica del sistema fotovoltaico.

Tabla 31

Indicadores Financieros

Indicador	Valor	Resultado
VAN	14440.26 USD	VIABLE
TIR	26.10 %	VIABLE
LCOE	0.1042 USD/kWh	< Tarifa
Periodo recuperación (PRI)	4.0 años	-
ROI (25 años)	680.3 %	-
Ahorro total 25 años	72633 USD	-
Beneficio neto 25 años	63325 USD	-

Nota. Elaboración propia

El Valor Actual Neto (VAN) es de 14,440.26 USD, lo que indica que el proyecto genera beneficios económicos superiores a la inversión inicial, siendo económicamente viable. La Tasa Interna de Retorno (TIR) alcanza un valor de 26.10%, superior al costo de capital considerado (WACC = 10%), lo que confirma la rentabilidad del proyecto. El costo nivelado de energía (LCOE) es de 0.1042 USD/kWh, valor inferior a la tarifa eléctrica vigente (0.1850 USD/kWh), lo que evidencia que la energía generada por el sistema es económicamente competitiva frente a la red. El periodo de recuperación de la inversión (PRI) es de 4.0 años, lo que indica el tiempo requerido para recuperar el capital invertido mediante los ahorros generados.

En un horizonte de 25 años, el retorno sobre la inversión (ROI) alcanza 680.3%, con un ahorro total acumulado de 72,633 USD y un beneficio neto de 63,325 USD. Los resultados muestran que el sistema fotovoltaico presenta viabilidad económica, con indicadores que evidencian recuperación de inversión en el corto plazo y beneficios sostenidos en el tiempo.

La Tabla 32 presenta el análisis de sensibilidad del proyecto fotovoltaico frente a variaciones en los principales parámetros económicos, evaluando su impacto en los indicadores financieros como VAN, TIR, LCOE y periodo de recuperación (PRI).

Tabla 32

Análisis de Sensibilidad Económica

Escenario	VAN (USD)	TIR (%)	LCOE (USD/kWh)	PRI (años)
CAPEX +20%	12282	21.6	0.1235	4.8
CAPEX -20%	16598	32.7	0.0850	3.2
Tarifa +30%	22284	34.1	0.1042	3.0
Tarifa -20%	9211	20.6	0.1042	5.0
WACC 8%	19092	26.1	0.0930	4.0
WACC 12%	10916	26.1	0.1160	4.0
Degradación 1%	13789	25.8	0.1065	4.0

Nota. Elaboración propia

Ante un incremento del CAPEX en 20%, el VAN se reduce a 12,282 USD y la TIR a 21.6%, mientras que el PRI aumenta a 4.8 años. En contraste, una reducción del CAPEX en 20% mejora significativamente los resultados, elevando el VAN a 16,598 USD, la TIR a 32.7% y reduciendo el PRI a 3.2 años. En el caso de la tarifa eléctrica, una reducción del 30% incrementa el VAN a 22,284 USD y la TIR a 34.1%, con un PRI de 3.0 años. Por otro lado, una disminución del 20% en la tarifa reduce el VAN a 9,211 USD y la TIR a 20.6%, incrementando el PRI a 5.0 años.

Respecto a la tasa de descuento, una reducción del WACC al 8% incrementa el VAN a 19,092 USD, mientras que un aumento al 12% lo reduce a 10,916 USD. En ambos casos, la TIR se mantiene en 26.1% y el PRI en 4.0 años, debido a que estos indicadores no dependen directamente del WACC. Finalmente, al considerar una degradación del panel del 1% anual, el VAN se reduce a 13,789 USD y la TIR a 25.8%, con un LCOE de 0.1065 USD/kWh, manteniéndose el PRI en 4.0 años.

La Tabla 33 presenta el flujo de caja proyectado del sistema fotovoltaico para un horizonte de 25 años, considerando los ingresos por ahorro energético, los costos de operación (OPEX) y la reposición de equipos.

Tabla 33*Flujo de Caja Anual*

Año	Ahorro (USD)	OPEX (USD)	Reposición (USD)	Flujo Neto (USD)	Flujo Acum. (USD)
0	-	-	-	-9308	-9308
1	2409	140	0	2270	-7038
2	2464	142	0	2322	-4716
3	2520	145	0	2375	-2341
4	2578	148	0	2430	89
5	2637	151	0	2486	2574
6	2697	154	0	2543	5117
7	2758	157	0	2601	7718
8	2821	160	0	2661	10379
9	2885	164	0	2722	13100
10	2951	167	0	2784	15885
11	3018	170	0	2848	18733
12	3087	174	2880	34	18767
13	3158	177	0	2980	21747
14	3230	181	0	3049	24796
15	3303	184	0	3119	27915
16	3378	188	0	3190	31105
17	3455	192	0	3264	34369
18	3534	196	0	3339	37708
19	3615	199	0	3415	41123
20	3697	203	0	3494	44617
21	3781	207	0	3574	48190
22	3867	212	0	3656	51846
23	3956	216	0	3740	55586
24	4046	220	0	3826	59412
25	4138	225	0	3913	63325

Nota. Elaboración propia

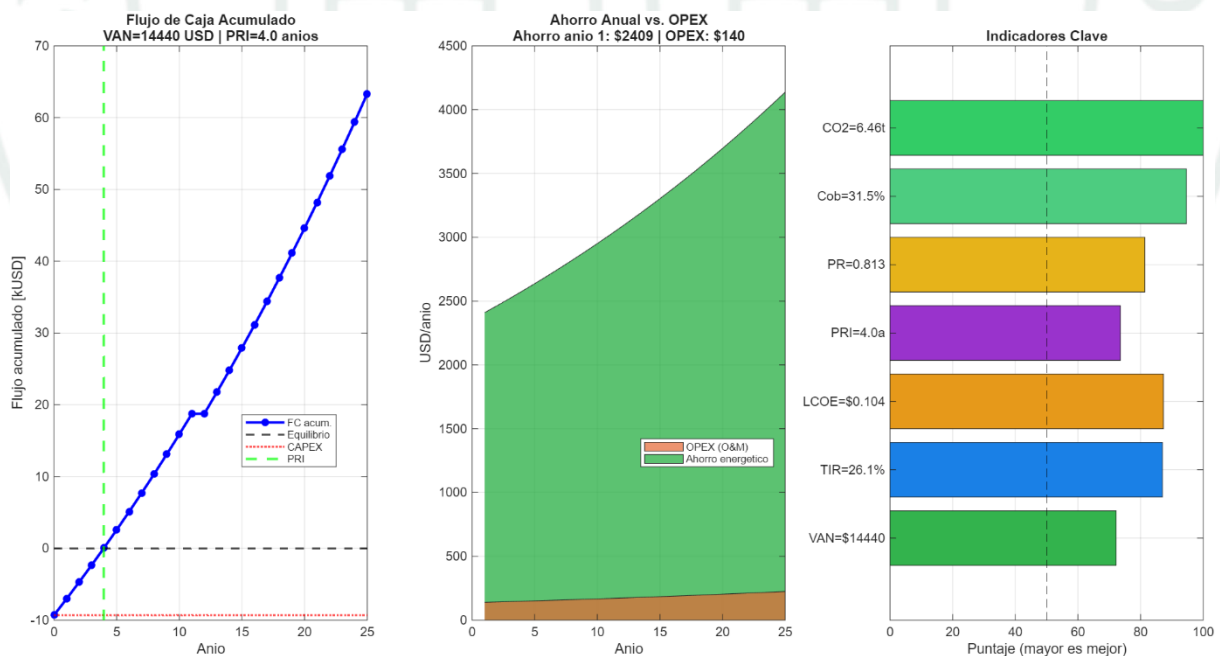
- En el año 0 se registra la inversión inicial del sistema, equivalente a -9308 USD. A partir del año 1, se generan flujos positivos debido al ahorro en consumo eléctrico, con un valor inicial de 2409 USD, descontando un OPEX de 140 USD, lo que resulta en un flujo neto de 2270 USD.

- Los ahorros anuales presentan un incremento progresivo, asociado al aumento de la tarifa eléctrica, mientras que los costos operativos también aumentan ligeramente en el tiempo. Esto genera un crecimiento sostenido del flujo neto anual.
- El flujo acumulado se vuelve positivo en el año 4, alcanzando un valor de 89 USD, lo que indica el periodo de recuperación de la inversión. A partir de este punto, el proyecto genera beneficios económicos netos.
- En el año 12 se considera la reposición de inversores, con un costo de 2880 USD, lo que reduce significativamente el flujo neto de ese año a 34 USD. Sin embargo, el flujo acumulado continúa siendo positivo, lo que no afecta la viabilidad del proyecto.
- Desde el año 13 en adelante, los flujos netos continúan incrementándose de manera progresiva, alcanzando un flujo acumulado de 63,325 USD al final del año 25.

La Figura 11 presenta la evaluación económica del sistema fotovoltaico mediante tres representaciones: flujo de caja acumulado, comparación entre ahorro anual y costos operativos, e indicadores financieros.

Figura 13

Viabilidad económica



Nota. Elaboración propia

- En la primera gráfica se muestra el flujo de caja acumulado a lo largo de 25 años. Se observa que la inversión inicial se recupera aproximadamente en el año 4, punto en el

cual el flujo acumulado se vuelve positivo. A partir de ese momento, el sistema genera beneficios económicos crecientes, alcanzando un valor acumulado cercano a 63,000 USD al final del periodo evaluado.

- La segunda gráfica presenta la relación entre el ahorro anual generado por el sistema y los costos operativos (OPEX). Se observa que el ahorro es significativamente mayor que los costos de operación durante todo el horizonte del proyecto, lo que permite mantener flujos netos positivos. Asimismo, el ahorro presenta una tendencia creciente debido al incremento de la tarifa eléctrica.
- En la tercera gráfica se resumen los principales indicadores del sistema. Se observa un VAN de 14,440 USD, una TIR de 26.1%, un LCOE de 0.104 USD/kWh, un periodo de recuperación de 4.0 años, un Performance Ratio de 0.813 y una cobertura de 31.5%. Además, se indica una reducción anual de emisiones de 6.46 tCO₂.

La Tabla 34 presenta el resumen de los principales parámetros técnicos, energéticos y económicos del sistema fotovoltaico propuesto.

Tabla 34

Resumen del Sistema FV

Parámetro	Valor
Tipología	On-grid, autoconsumo parcial
Potencia instalada	7.20 kWp
Número de paneles	18 × 400 Wp
Inversores	2 × 5 kW
Configuración	2 strings × 9 paneles
Área ocupada	36.0 m ²
HSP	6.0 h/día
Inclinación	16°
Generación diaria	34.560 kWh/día
Autoconsumo anual	13023.9 kWh
Cobertura	31.5 %
PR	0.8133
CO ₂ evitado	6.46 tCO ₂ /año
CAPEX	9308 USD
Ahorro anual	2409 USD
VAN	14440 USD
TIR	26.1 %

LCOE	0.1042 USD/kWh
PRI	4.0 años
ROI	680.3 %

Nota. Elaboración propia

El sistema corresponde a una configuración on-grid orientada al autoconsumo parcial, con una potencia instalada de 7.20 kWp, compuesta por 18 paneles de 400 Wp y dos inversores de 5 kW. La disposición del arreglo considera dos strings de 9 paneles en serie. El área requerida para la instalación es de 36.0 m², con una inclinación de 16° y una irradiancia promedio equivalente a 6.0 horas solares pico por día. Bajo estas condiciones, el sistema genera aproximadamente 34.560 kWh/día.

La energía autoconsumida anual es de 13,023.9 kWh, lo que permite alcanzar una cobertura energética de 31.5%. El desempeño del sistema se refleja en un Performance Ratio (PR) de 0.8133. En términos ambientales, el sistema permite evitar aproximadamente 6.46 toneladas de CO₂ por año. Desde el punto de vista económico, la inversión inicial (CAPEX) es de 9308 USD, con un ahorro anual estimado de 2409 USD. Los indicadores financieros muestran un VAN de 14,440 USD, una TIR de 26.1%, un LCOE de 0.1042 USD/kWh, un periodo de recuperación de 4.0 años y un ROI de 680.3%.

Los resultados resumen el comportamiento del sistema y confirman su coherencia técnica y económica bajo el enfoque de autoconsumo parcial.

CONCLUSIONES

PRIMERA: Se determinó que el sistema de generación solar fotovoltaica propuesto constituye una alternativa técnicamente favorable de autoconsumo complementario para reducir el consumo de energía eléctrica convencional en el sector analizado de Tiabaya. Para una demanda total de 112.700 kWh/día, el sistema dimensionado con 7.20 kWp de potencia instalada genera 34.560 kWh/día, alcanzando una cobertura energética real de 30.7%. A nivel anual, la demanda total asciende a 41,282.0 kWh, mientras que la energía generada alcanza 13,122.3 kWh y la energía efectivamente autoconsumida 13,023.9 kWh, con una cobertura anual de 31.5%, lo que confirma que el aporte técnico del sistema reduce de manera parcial, pero significativa, la dependencia de la red convencional.

SEGUNDA: Se caracterizó la demanda energética del sector de estudio conformado por 23 viviendas ubicadas en las calles Las Palmeras y Los Jazmines, de las cuales 5 viviendas cuentan con datos reales de recibos SEAL y 18 viviendas fueron estimadas mediante un modelo de regresión lineal. El consumo promedio de la muestra estimada fue de 147.0 kWh/mes por vivienda (4.90 kWh/día), valor superior a varios referentes nacionales. La distribución por tipología mostró que 10 viviendas (43.5%) pertenecen al nivel de consumo residencial bajo, 8 viviendas (34.8%) al nivel medio y 5 viviendas (21.7%) al nivel alto. Además, el análisis estadístico evidenció una mediana de 115 kWh/mes, $Q1 = 96$ kWh/mes, $Q3 = 178$ kWh/mes, un consumo mínimo de 68 kWh/mes, un máximo de 370 kWh/mes y un coeficiente de variación de 54.1%, lo que confirma una alta heterogeneidad del consumo residencial.

TERCERA: Se cuantificó la brecha energética entre la demanda eléctrica actual y la generación fotovoltaica estimada, verificándose que el sistema propuesto no cubre la totalidad de la demanda, pero sí reduce una fracción importante del consumo convencional. En el balance energético diario, la demanda total fue de 112.700 kWh/día, mientras que la energía generada alcanzó 34.560 kWh/día; por tanto, la energía no cubierta por el sistema fue de 78.140 kWh/día, valor que debe seguir siendo abastecido por la red. Asimismo, el análisis horario mostró un déficit total diario de 79.069 kWh y un superávit de 1.506 kWh, lo que evidencia que la principal brecha energética se concentra en horas nocturnas, cuando no existe generación solar y la demanda residencial alcanza sus valores más altos.

CUARTA: Se estimó el potencial de generación solar fotovoltaica del sector a partir de una irradiancia promedio de $6.0 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$ y un factor de desempeño del 80%, condiciones que permitieron sustentar técnicamente la generación esperada del sistema. Con estos parámetros, el sistema fotovoltaico propuesto genera 34.560 kWh/día y 1036.8 kWh/mes para el escenario de diseño al 30% de cobertura. A nivel mensual, la generación varía entre 933.1 kWh y 1207.4 kWh , mientras que el porcentaje de cobertura mensual fluctúa entre 26.3% y 35.0%, siendo mayor en los meses con mayor irradiancia. Estos resultados confirman que el recurso solar disponible en Tiabaya permite un aprovechamiento energético suficiente para abastecer parcialmente la demanda del sector estudiado

QUINTA: Se dimensionó un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial, estableciéndose como configuración óptima para el criterio de diseño adoptado una potencia fotovoltaica calculada de 7.0437 kWp , implementada mediante 18 paneles monocristalinos de 400 Wp , con una potencia instalada total de 7.20 kWp . El sistema requiere un área de 36.0 m^2 para paneles y 43.2 m^2 considerando accesos y mantenimiento. La configuración eléctrica definida contempla 2 inversores de 5 kW , 9 paneles por string, un voltaje string de 342.9 V , 2 strings en paralelo y una corriente total en punto de máxima potencia de 21.0 A . El análisis comparativo mostró además que, para coberturas de 25%, 30%, 40% y 50%, los requerimientos aumentan desde 5.870 kWp hasta 11.740 kWp , con costos entre $8,540 \text{ USD}$ y $14,180 \text{ USD}$, lo que demuestra la coherencia técnica del dimensionamiento propuesto para el nivel de autoconsumo seleccionado.

SEXTA: Se evaluó la viabilidad técnica y económica del sistema mediante indicadores de desempeño energético y financiero, concluyéndose que la propuesta es viable. En el primer año, la energía autoconsumida fue de $13,023.9 \text{ kWh/año}$, lo que genera un ahorro económico de 2409.42 USD/año , bajo una tarifa de 0.1850 USD/kWh . El análisis financiero reportó un VAN de $14,440.26 \text{ USD}$, una TIR de 26.10%, un LCOE de 0.1042 USD/kWh , un periodo de recuperación de 4.0 años, un ROI a 25 años de 680.3%, un ahorro total de $72,633 \text{ USD}$ y un beneficio neto acumulado de $63,325 \text{ USD}$. Desde el enfoque ambiental, el sistema evita aproximadamente 6.46 toneladas de CO_2 por año y 161.5 toneladas de CO_2 en 25 años, lo que reafirma su conveniencia técnica, económica y ambiental.

RECOMENDACIONES

Se recomienda considerar la implementación progresiva de sistemas fotovoltaicos en el casco urbano de Tiabaya, iniciando con esquemas de autoconsumo parcial similares al propuesto ($\approx 30\%$ de cobertura), ya que estos permiten reducir aproximadamente un tercio del consumo convencional sin requerir sobredimensionamientos del sistema, optimizando la inversión inicial.

Se sugiere ampliar el análisis a un número mayor de viviendas dentro del casco urbano, dado que el estudio se desarrolló sobre una muestra de 23 viviendas, lo cual permitiría obtener resultados más representativos del distrito y mejorar la precisión en la estimación de la demanda energética total.

Se recomienda implementar sistemas de medición directa (smart meters o registradores de datos) para obtener perfiles de carga horarios reales, ya que el estudio utilizó valores promedio y modelos estimados. Esto permitiría mejorar el dimensionamiento del sistema y optimizar la coincidencia entre generación solar y consumo eléctrico.

Se propone evaluar la incorporación de sistemas de almacenamiento (baterías), especialmente para cubrir la demanda en horas nocturnas, donde se identificó la mayor brecha energética debido a la ausencia de generación solar, lo cual permitiría aumentar el porcentaje de cobertura y reducir aún más la dependencia de la red eléctrica.

Se recomienda desarrollar estudios complementarios que incluyan la inyección de excedentes a la red eléctrica (medición neta), ya que el presente estudio se limitó al autoconsumo parcial. Esto permitiría aprovechar la energía excedente generada durante el día y mejorar la rentabilidad del sistema.

Se sugiere actualizar periódicamente los costos de equipos, tarifas eléctricas y parámetros financieros utilizados en el análisis (VAN, TIR), debido a la variabilidad del mercado energético, lo que permitirá obtener evaluaciones económicas más precisas y ajustadas a la realidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Almanza, W., Zapata, F., Aguilar, A., y Aycachi, L. (2025). Evaluación de un Sistema Solar Fotovoltaico (SFV) para suministrar energía eléctrica en los exteriores de la Biblioteca Central de la Universidad Privada de Tacna. *TECNIA*, 35(1), 3–12. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=10304450>
- Alvarado, M & Awa, C (2021). *Impacto de la energía eléctrica en el medio ambiente en las regiones del Perú (2003-2016): propuesta para usar energías renovables no convencionales*. [Tesis de licenciatura, Universidad de Lima]. Repositorio Ulima. <https://repositorio.ulima.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12724/15011/Tesis.pdf?sequence=1>
- Álvarez, A. (2024). Propuesta de instalación de sistema fotovoltaico en la Empresa de Productos Lácteos Villa Clara, UEB pasteurizadora Sagua la Grande. *Tecnología Química*, 44(1). http://scielo.sld.cu/scielo.php?pid=S2224-61852024000100197&script=sci_arttext
- Área Tecnología (2025). Inversor Fotovoltaico. <https://www.areatecnologia.com/electricidad/inversor-fotovoltaico.html>
- Arias, J. (2021). *Diseño y Metodología de la Investigación*. 1er Ed. Enfoques Consulting EIRL. ISBN: 978-612-48444-2-3
- AutoSolar. (2026). *Paneles solares Arequipa | Precios, ventajas e instalación*. <https://autosolar.pe/paneles-solares/paneles-solares-arequipa>
- BBVA (2025). Paneles solares: qué son, cómo funcionan y cuál es su futuro. <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-son-los-paneles-solares-como-funcionan-y-cual-es-su-futuro/>
- Camarena, C. & Nahui, J. (2024). Energía solar como agente para la descarbonización de la matriz energética: una propuesta para la región Lambayeque (Perú). *South*

https://sinia.minam.gob.pe/sites/default/files/archivos/public/docs/PB_Camarena.pdf

Chiroque, W; Ricaldi, I & Romero, B (2022). Diseño de un sistema de energía limpia mediante paneles fotovoltaicos para la generación de energía eléctrica en una vivienda rural de Cusco, Perú, 2022. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Callao]. Repositorio UNAC. <https://repositorio.unac.edu.pe/handle/20.500.12952/7552>

Chun-Chih, C. (2024). Comparative impacts of energy sources on environmental quality: A five-decade analysis of Germany's Energiewende. *Energy Reports*, 11(1). <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484724001720>

Ciriaco, J. (2025). *Diseño de un Sistema Fotovoltaico Autónomo para el Suministro Energético de un Desalinizador y equipo VHF en un Bote Salvavidas modelo NPT60F*. [Tesis de licenciatura, Universidad Tecnológica del Perú]. Repositorio UTP. <https://hdl.handle.net/20.500.12867/15106>

Curi, J. & Diaz, D. (2024). *Determinantes socioeconómicos del consumo de electricidad por hogar en la región de Junín, 2017-2019*. [Tesis de licenciatura, Universidad Nacional del Centro del Perú]. Repositorio UNCP. <https://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/12352>

Esenarro, D., Montenegro, L. K., Medina, C., Cairo, J. V., Legua Terry, A. I., Veliz Garagatti, M., Salas Delgado, G. W., & Escate Lira, M. M. (2025). Green Corridor Along the Chili River as an Ecosystem-Based Strategy for Social Connectivity and Ecological Resilience in Arequipa, Arequipa, Peru, 2025. *Urban Science*, 9(11), 488. <https://doi.org/10.3390/urbansci9110488>

- Figuerola, D; Culqui, J; Núñez, M. & Cruz, O. (2022). Modelamiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red considerando la variación de irradiancia solar en Homer Pro. *Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, 22 (1), pp. 60-71.
<https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8648889>
- GPAE-OSINERGMIN. (2018). *Informe de resultados: Consumo y usos de la electricidad* (Informe técnico).
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/ERCUE/ERCUE-Electricidad-Informe-2018-GPAE-OS.pdf
- Hernandez, H. (2025). Beneficios de la energía solar en la conservación del medio ambiente mediante su uso en centros comerciales de Barranquilla. *Sapiendus*, 1(1).
<https://publicaciones-universidadvirtualabiertyadistancia.com/index.php/sapiendus/article/view/1>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2023). Renewable power generation costs in 2022. <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-power-generation-costs-in-2022>
- Lamprea, Y & Peña, J (2022). Eficiencia Energética y su Impacto en la Competitividad. *Repositorio De La Red Internacional De Investigadores En Competitividad*, 16(16). <https://riico.net/index.php/riico/article/view/2139>
- López, L. & López, B. (2022). *Diseño eléctrico de un sistema fotovoltaico on grid para el complejo de concientización y cuidado del mar, Yubarta*. [Tesis de licenciatura, Universidad Politécnica Salesiana]. Repositorio UPS.
<https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/22511>
- Merritt, H. & Vilchis, J. (2024). El liderazgo de China en energía solar fotovoltaica y su impacto en el comercio internacional de paneles solares. *México y la cuenca del*

pacífico, 13(37). https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S2007-53082024000100039&script=sci_arttext

Naranjo, R. (2022). Guía para el diseño de sistemas fotovoltaicos para el autoabastecimiento de unidades habitacionales. [Tesis de licenciatura, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio EPN. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23258>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). (2022). Reporte del mercado eléctrico peruano 2022. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/reportes-mercado-electrico

Quirama, U; Sepúlveda, J; Morelo, M; Mosquera, C & Valle, L. (2022). Beneficios económicos de la energía renovable en Colombia. *Administración & Desarrollo*, 52 (2). <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8768332>

Rúa, E; Mendoza, I; Torres, E; Flórez, E & Serrano, J. (2021). Banco de pruebas didáctico para aprendizaje y medición del rendimiento de paneles solares fotovoltaicos. *Revista UIS Ingenierías* 20(2). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/10851>

Salazar, M. (2025). Desarrollo de un modelo sostenible para el suministro eléctrico en el sistema aislado de Iquitos. Esan.edu.pe; Universidad ESAN. <https://hdl.handle.net/20.500.12640/4566>

Sánchez, D; Paragua, C; Paragua, M. & Paragua, M. (2023). Análisis cualitativo y dimensionamiento del impacto ambiental del uso de la Energía Fotovoltaica: 3 Casos de estudio en el Perú. *Tecnia* 33(1). http://www.scielo.org.pe/scielo.php?pid=S2309-04132023000100034&script=sci_abstract&tlng=en

- Vaca, J & Kido, A. (2021). Estrategia de eficiencia en el consumo de energía eléctrica y mitigación en la estructura productiva de México. *Contaduría y Administración*, 66(2). https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S0186-10422021000200008&script=sci_arttext
- Valencia, Y. (2021). *Prácticas sociales de consumo de energía eléctrica y alfabetización energética de los estudiantes de secundaria de la institución educativa Liceo del Saber del municipio de Zarzal Valle del Cauca*. [Tesis de maestría, Universidad Católica de Pereira]. Repositorio UCP. <https://repositorio.ucp.edu.co/entities/publication/5a20c195-a1a9-4e24-bcfc-9729e451094c>
- Villareal, J; Cuji, C. (2024). Diseño y Evaluación de un Sistema Fotovoltaico Aislado para Iluminación en Vías Rurales y Carga de Vehículos Eléctricos Basado En Un Enfoque Multipropósito. *Revista Técnica energía*, 20(2). <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v20.n2.2024.614>
- Vizcaíno, P, Cedeño, R & Maldonado, I (2023). Metodología de la investigación científica: guía práctica. *Ciencia Latina Revista Multidisciplinar*, 7(4). <https://www.ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/7658>

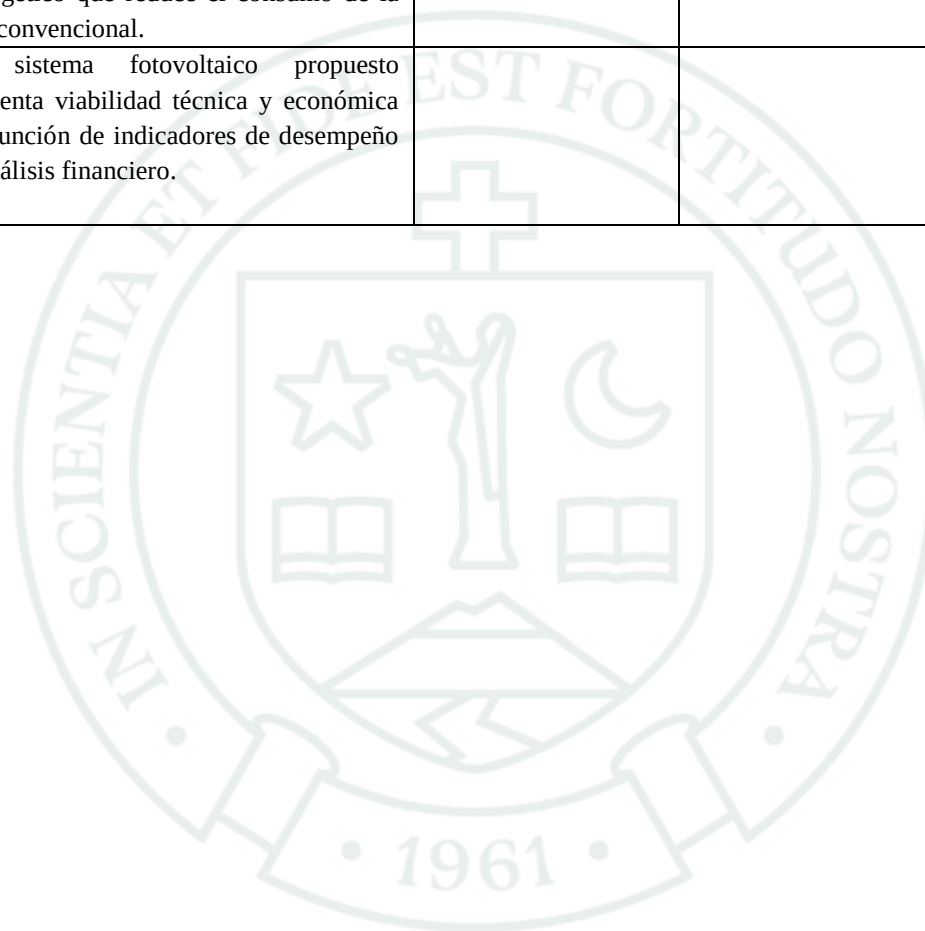
ANEXOS

Anexo N° 1. MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROPUESTA DE ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO SOSTENIBLE MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE TIABAYA, AREQUIPA - 2025				
Objetivos	Hipótesis	Variables	Indicadores	Metodologías
General	General	Variables Independientes		
Determinar el aporte técnico de un sistema de generación solar fotovoltaica como alternativa de autoconsumo complementario para la reducción del consumo de energía eléctrica convencional en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa.	El aporte técnico de un sistema de generación solar fotovoltaica como alternativa de autoconsumo complementario permite reducir el consumo de energía eléctrica convencional en el casco urbano de Tiabaya, Arequipa.	Energía solar fotovoltaica	▪ Potencia instalada del sistema (kW) ▪ Energía generada (kWh/día, kWh/mes) ▪ Radiación solar disponible (kWh/m²·día) ▪ Eficiencia del sistema (%) ▪ Factor de desempeño (PR)	La presente investigación es de tipo aplicada. El nivel de la investigación es descriptivo-evaluativo. El diseño de la investigación es no experimental, transversal y de enfoque cuantitativo.
Específicos	Específicos	Variable Dependiente		
Caracterizar la demanda energética del casco urbano de Tiabaya, considerando número de viviendas, tipología de usuarios y niveles de consumo eléctrico.	La caracterización de la demanda energética permite identificar el nivel real de consumo eléctrico en el casco urbano de Tiabaya.	Abastecimiento eléctrico sostenible		
Cuantificar la brecha energética entre la demanda eléctrica actual y la capacidad de generación fotovoltaica estimada.	Existe una brecha energética entre la demanda eléctrica actual y la capacidad de generación fotovoltaica estimada en la zona.			
Estimar el potencial de generación solar fotovoltaica en función de las condiciones de radiación solar de la zona.	El potencial de generación solar fotovoltaica en el casco urbano de Tiabaya es suficiente para cubrir parcialmente la demanda energética.		• Porcentaje de cobertura energética (%) • Reducción del consumo de energía convencional (kWh/mes) • Aporte energético del sistema fotovoltaico (%) • Demanda eléctrica cubierta (kWh) • Demanda eléctrica no cubierta (kWh)	

Dimensionar un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial, en función de la demanda real y condiciones técnicas.	El dimensionamiento de un sistema fotovoltaico orientado al autoconsumo parcial permite generar un aporte energético que reduce el consumo de la red convencional.			
Evaluar la viabilidad técnica y económica del sistema fotovoltaico mediante indicadores de desempeño y análisis financiero.	El sistema fotovoltaico propuesto presenta viabilidad técnica y económica en función de indicadores de desempeño y análisis financiero.			

Nota. Elaboración propia

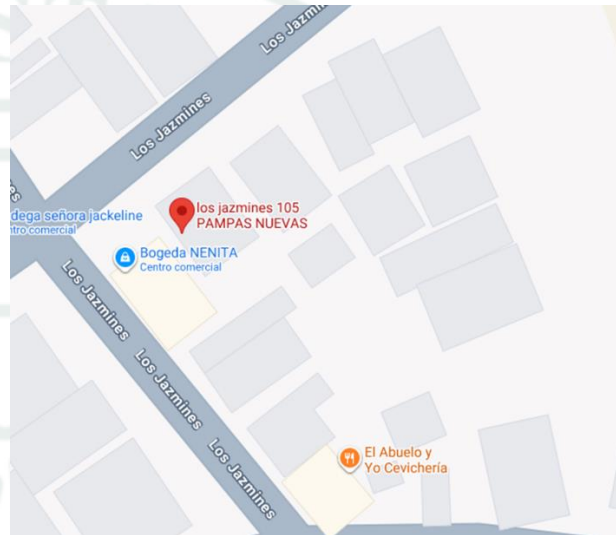


Anexo N° 2. UBICACIÓN Y DATA UTILIZADA EN LA DEMANDA ENERGÉTICA DE TIABAYA

DISTRITO: TIABAYA

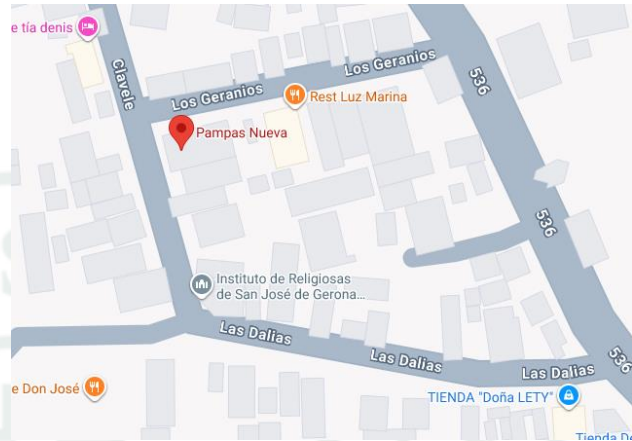
CALLES: LAS PALMERAS Y LOS JAZMINES

CASA1



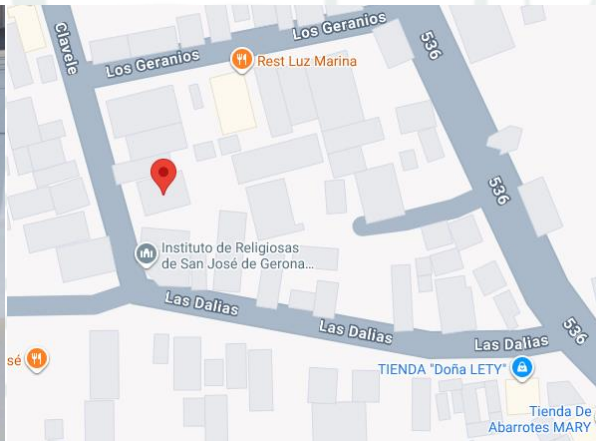
DIRECCIÓN: LOS JAZMINES PAMPAS NUEVAS TIA

CASA 2:



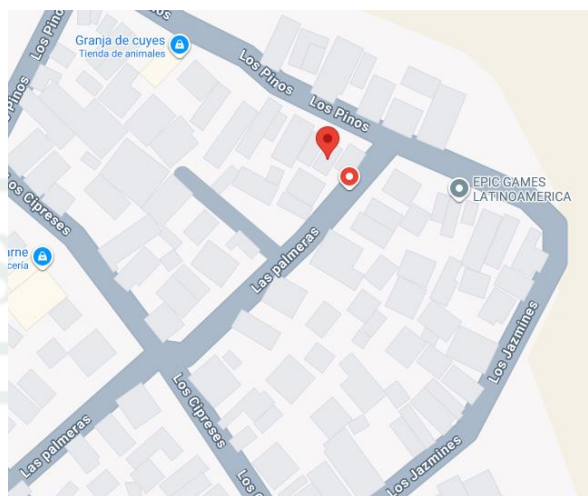
DIRECCIÓN: AMPLIACION PAMPAS NUEVAS AV. VICTOR ANDRES BELAUNDE

CASA 3:



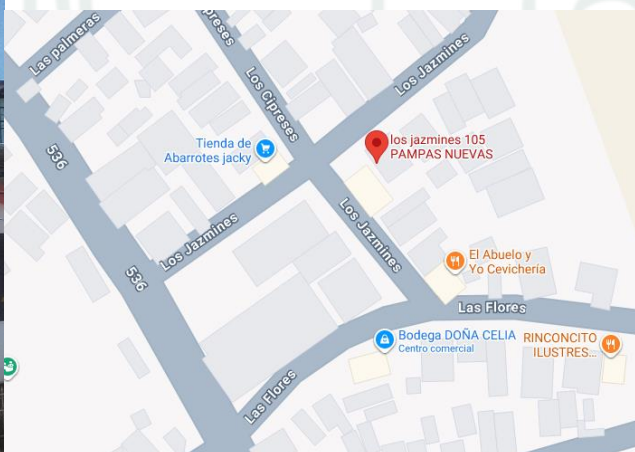
DIRECCIÓN: ANDRES BELAUNDE PAMPAS NUEVAS

CASA 4:



DIRECCIÓN: CALLE LAS PALMERAS 101

CASA 5:



DIRECCIÓN: CALLE LOS JAZMINES PAMPAS NUEVAS

Zona con mayor radiación solar:

Sector San José (zona elevada y abierta)

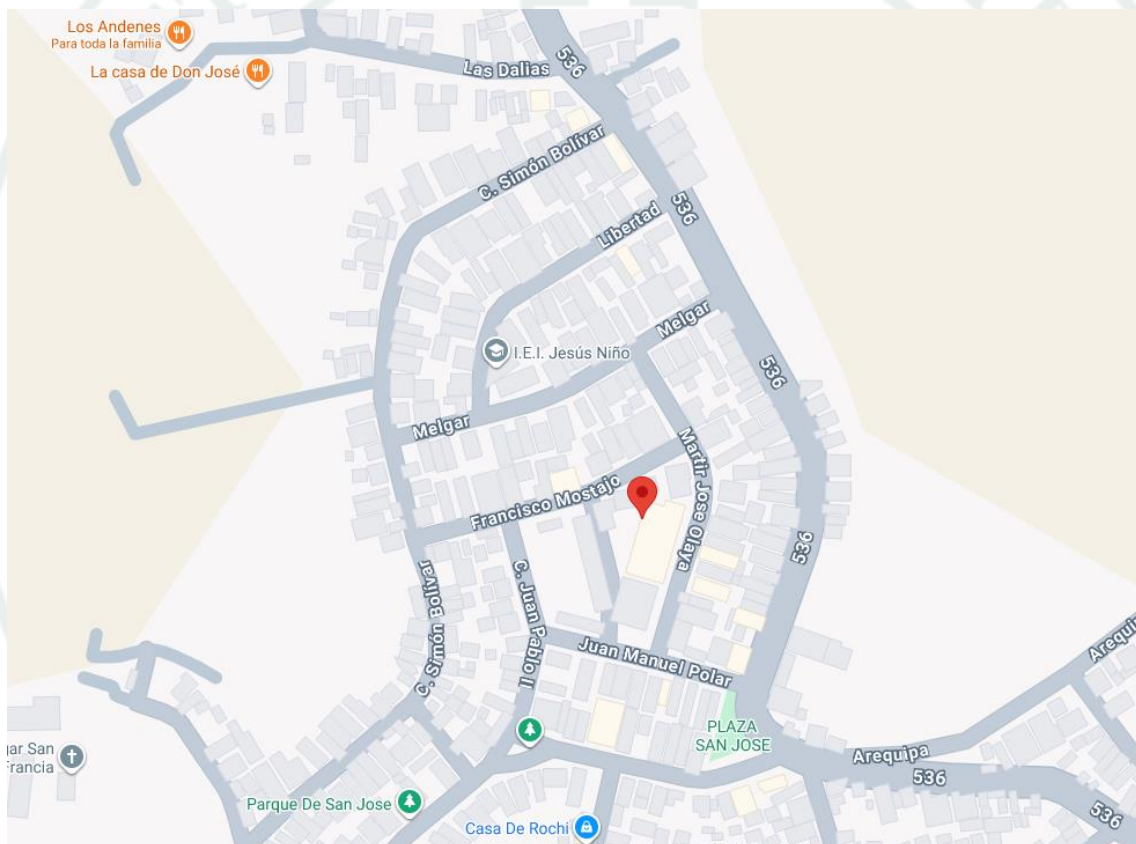
Cerca de Medical Posta De San Jose De Tiabaya

- Coordenadas aproximadas: **-16.4373, -71.5979**

“San José Tiabaya Arequipa”

Características:

- Zona semi-alta
- Menos densidad urbana
- Buena orientación hacia el norte (ideal para sol)



RECIBOS DE LUZ ELÉCTRICA

Ruta: 1-20-20-85-019600	T.N. 220 V	NSM 25447528	SET : [19]-SET TIABAYA
T.C C1.1 MONOFASICO Aerea Simple	Estrato 3	NIM 1230590	Circuito : [1903]-AMT EL CURAL
T.M ELECTRONICO 2 Hilos	T.S. Individual	Sistema Eléctrico: SED134 Arequipa	S.E : 1389
Sector Típico 2-Urbano Meda y Baja Densidad de carga			

LECTURAS Y CONSUMO		DETALLE FACTURACION	IMPORTE S/
Opcion Tarifaria	BT5B RESIDENCIAL	CONCEPTO	
Potencia Contratada	1.10 kW	ALUMBRADO PUBLICO (Alicuota S/ 0.51)	12.81
LECTURA ANTERIOR:	OK_ 1319 29 Sep 2025	CARGO FIJO	3.65
LECTURA ACTUAL:	OK_ 1534 30 Oct 2025	ENERGIA	149.00
Factor	1.00	INTERESES COMPENSATORIOS	1.39
		MANTENIMIENTO Y REPOSICION DE LA CONEXION	1.35

CONSUMO FACTURADO: 215.00 kWh
 EL COSTO DE kWh ES: S/ 0.6930

El total a pagar incluye recargo Fose(Ley 27510 y Modificatorias) S/ 3.85

HISTÓRICO DE CONSUMOS

SON : CUATROCIENTOS VEINTIOCHO CON 90/100 SOLES

TOTAL A PAGAR S/	***428.90
-------------------------	------------------

NÚMERO DE FAMILIAS: 1

CANTIDAD DE PERSONAS DE LA VIVIENDA: 8

Ruta: 1-20-20-85-028900	T.N. 220 V	NSM 2021079596	SET : [19]-SET TIABAYA
T.C C1.1 MONOFASICO Aerea Simple	Estrato 3	NIM 1028686	Circuito : [1903]-AMT EL CURAL
T.M ELECTRONICO 2 Hilos	T.S. Individual	Sistema Eléctrico: SED134 Arequipa	S.E : 5151
Sector Típico 2-Urbano Meda y Baja Densidad de carga			

LECTURAS Y CONSUMO		DETALLE FACTURACION	IMPORTE S/
Opcion Tarifaria	BT5B RESIDENCIAL	CONCEPTO	
Potencia Contratada	0.60 kW	ALUMBRADO PUBLICO (Alicuota S/ 0.51)	6.15
LECTURA ANTERIOR:	OK_ 4402 29 Sep 2025	CARGO FIJO	3.56
LECTURA ACTUAL:	OK_ 4520 30 Oct 2025	ENERGIA	59.44
Factor	1.00	ENERGIA PRIMEROS 30 KWH	14.18
		INTERESES COMPENSATORIOS	0.30
		MANTENIMIENTO Y REPOSICION DE LA CONEXION	1.35

CONSUMO FACTURADO: 118.00 kWh
 Costo de kWh: S/ 0.4728 (Primeros 30 kWh)
 Costo de kWh: S/ 0.6755 (Exceso de 30 kWh)
 El total a pagar incluye descuento Fose(Ley 27510 y Modificatorias) S/ 6.08

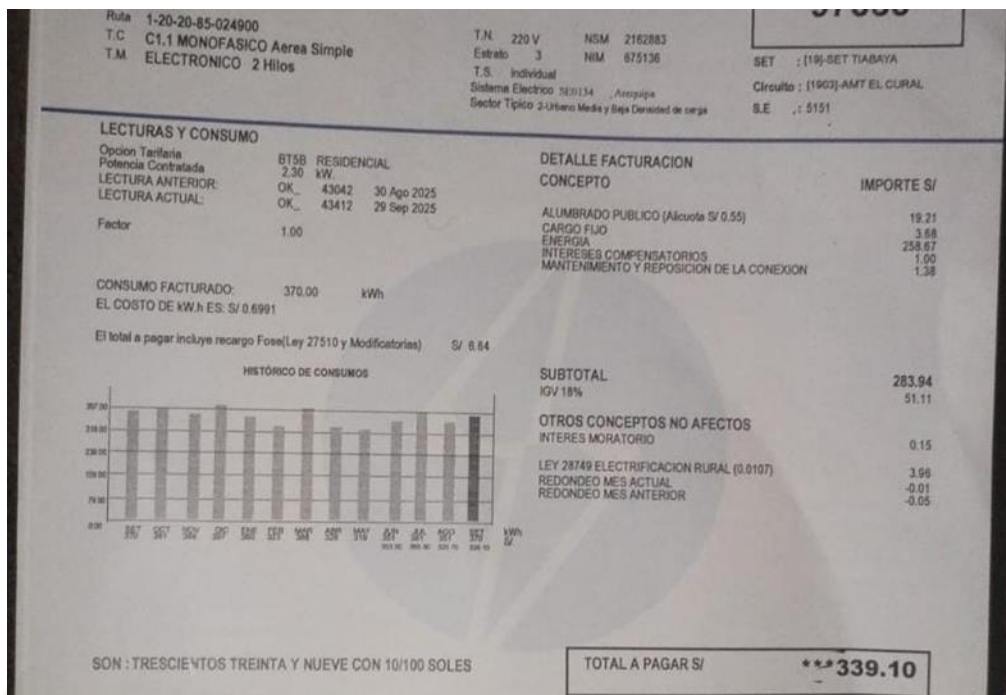
HISTÓRICO DE CONSUMOS

SON : CIENTO UNO CON 50/100 SOLES

TOTAL A PAGAR S/	***101.50
-------------------------	------------------

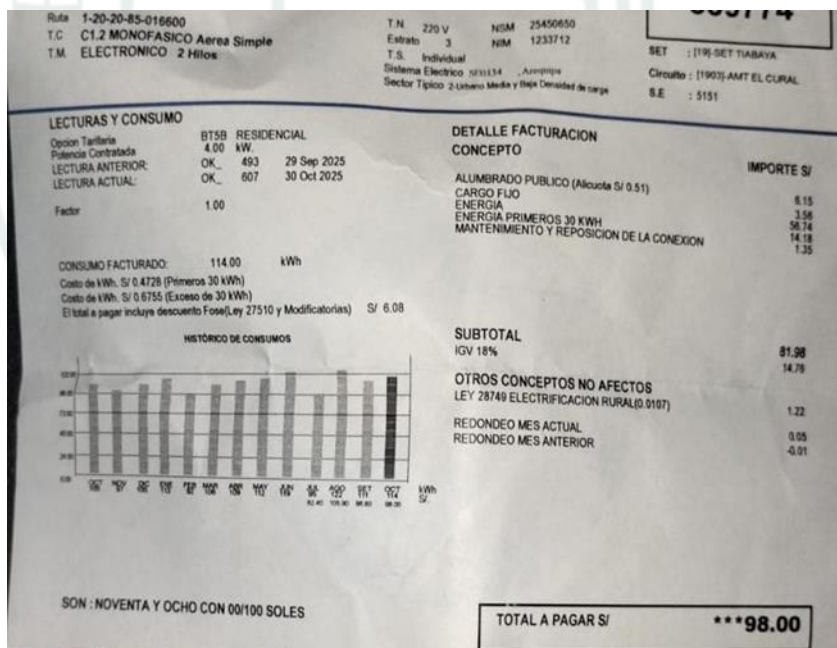
NÚMERO DE FAMILIAS: 1

CANTIDAD DE PERSONAS DE LA VIVIENDA: 3



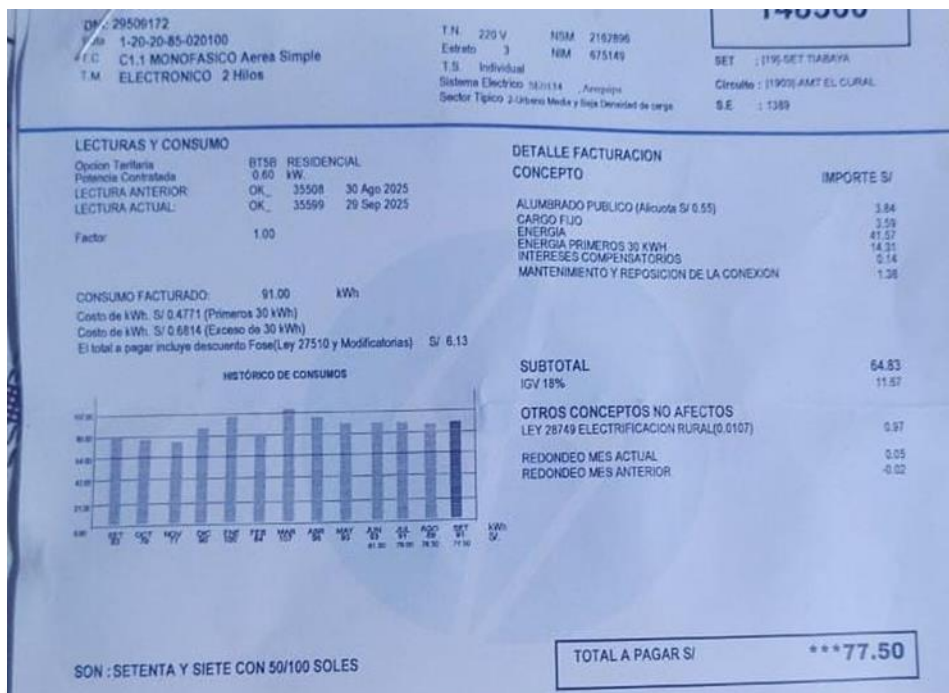
NÚMERO DE FAMILIAS: 1

CANTIDAD DE PERSONAS DE LA VIVIENDA: 6



NÚMERO DE FAMILIAS: 1

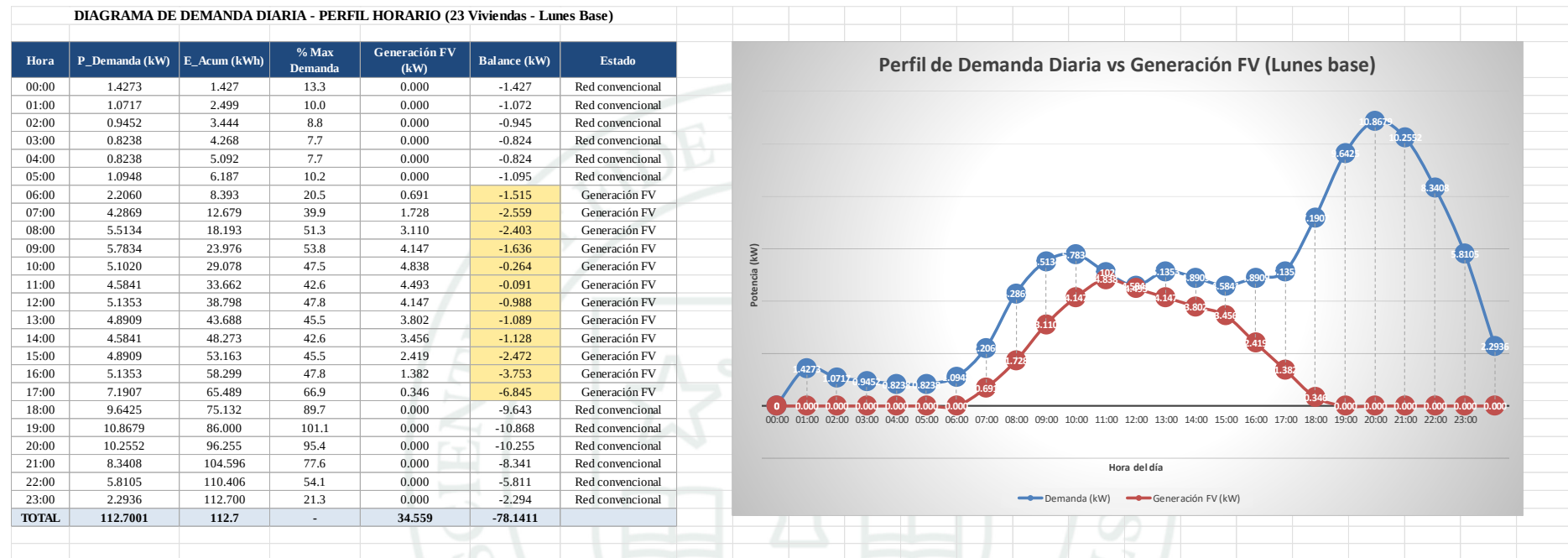
CANTIDAD DE PERSONAS DE LA VIVIENDA: 3

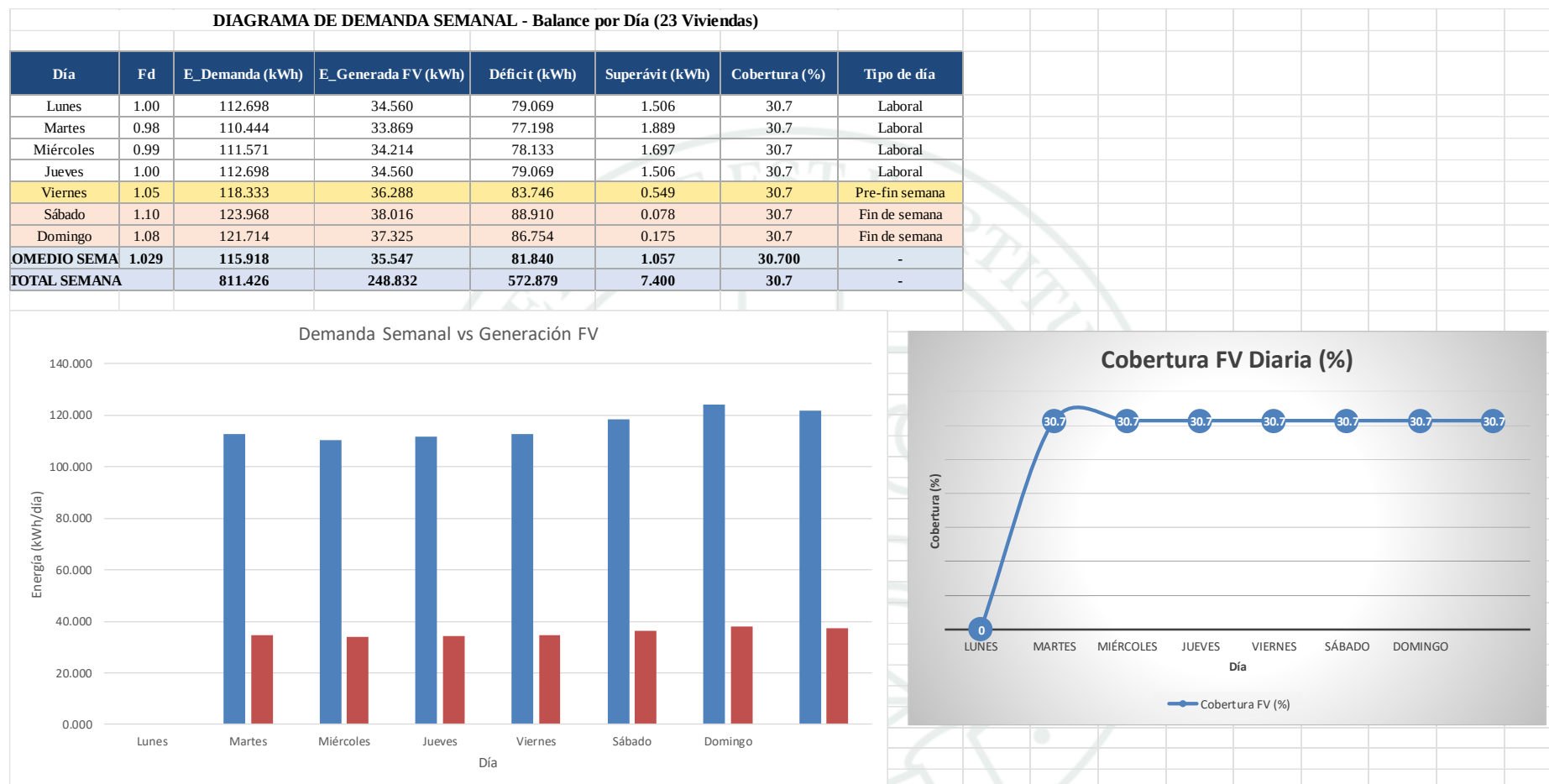


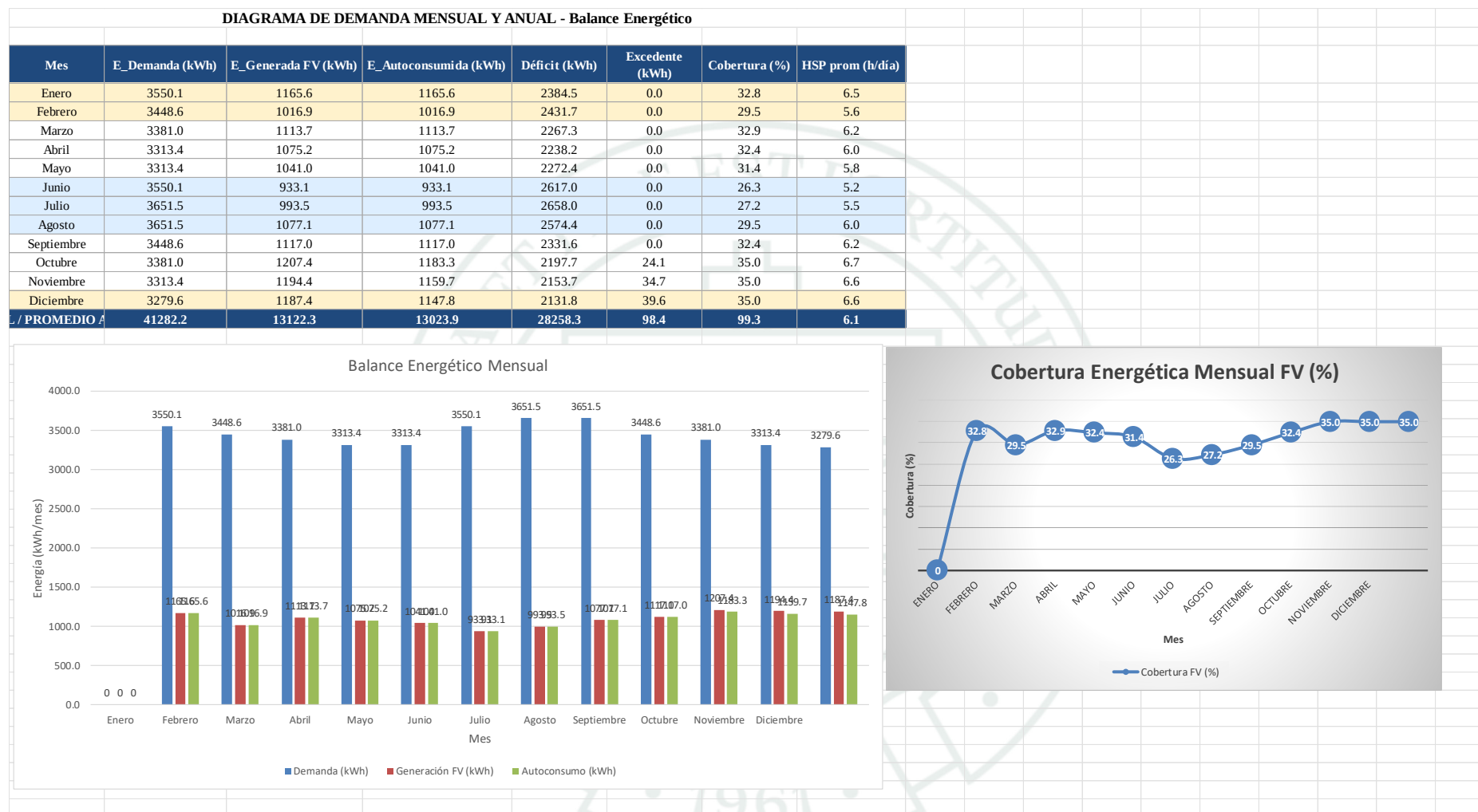
NÚMERO DE FAMILIAS: 1

CANTIDAD DE PERSONAS DE LA VIVIENDA: 3

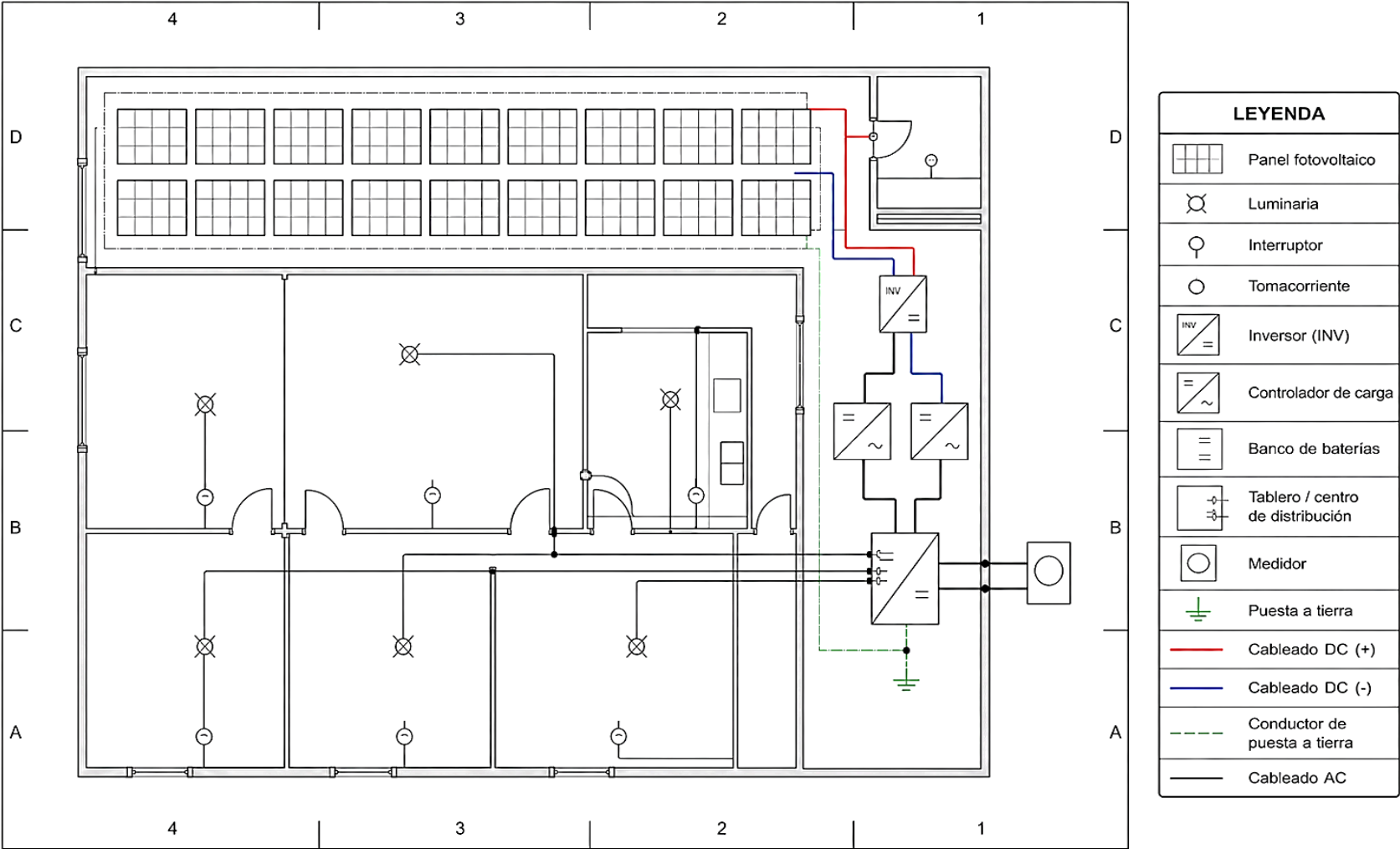
Anexo N° 3. DIAGRAMAS DE DEMANDA DIARIA, SEMANAL, MENSUAL Y ANUAL







Anexo N° 4. PLANO DE INSTALACIÓN POR VIVIENDA



Anexo N° 5. CÓDIGO EN MATLAB – DIMENSIONAMIENTO FV

```
clear; clc; close all;
datos_viv = [
    1, 7, 215, 1.10, 3;
    2, 3, 118, 0.60, 1;
    3, 8, 370, 2.30, 3;
    4, 5, 114, 4.00, 2;
    5, 6, 91, 0.60, 1;
    6, 4, 98, 1.10, 1;
    7, 5, 115, 1.10, 2;
    8, 3, 96, 0.60, 1;
    9, 6, 178, 1.10, 2;
    10, 2, 72, 0.60, 1;
    11, 7, 205, 1.10, 3;
    12, 4, 102, 1.10, 1;
    13, 5, 120, 1.10, 2;
    14, 8, 345, 2.30, 3;
    15, 3, 88, 0.60, 1;
    16, 6, 160, 1.10, 2;
    17, 4, 110, 1.10, 2;
    18, 5, 128, 1.10, 2;
    19, 2, 68, 0.60, 1;
    20, 7, 218, 2.30, 3;
    21, 3, 95, 0.60, 1;
    22, 6, 170, 1.10, 2;
    23, 4, 105, 1.10, 1;
];

N_viv      = size(datos_viv,1);
C_mes      = datos_viv(:,3);
E_dia_viv  = C_mes / 30;
tipologia  = datos_viv(:,5);
E_total_dia = sum(E_dia_viv);
E_total_mes = sum(C_mes);
E_total_anio = E_total_mes * 12;

fprintf('=====\\n');
fprintf(' SFV TIABAYA - ANALISIS COMPLETO (Objetivos c, d, e)\\n');
fprintf(' Tesis: Gonzales Delgado, Gustavo Raul - UCSM 2025\\n');
fprintf('=====\\n\\n');
fprintf('>> DATOS DEL SISTEMA (23 viviendas)\\n');
fprintf(' Consumo total mensual      : %.2f kWh/mes\\n', E_total_mes);
fprintf(' Consumo total diario       : %.3f kWh/dia\\n', E_total_dia);
fprintf(' Consumo total anual        : %.1f kWh/año\\n', E_total_anio);
fprintf(' Consumo promedio/vivienda  : %.2f kWh/mes | %.3f kWh/dia\\n',
mean(C_mes), mean(E_dia_viv));

fh_baja = [1.16,0.93,0.81,0.70,0.70,0.81,1.74,3.49, ...
           4.65,4.88,4.42,4.07,4.65,4.42,4.07,4.42, ...
           4.65,6.40,8.72,9.88,9.30,7.56,5.23,2.33] / 100;
fh_media = [1.28,0.96,0.85,0.74,0.74,1.06,2.13,4.04, ...
            5.11,5.32,4.57,4.04,4.47,4.26,4.04,4.26, ...
            4.47,6.38,8.51,9.57,9.04,7.23,5.11,1.81] / 100;
fh_alta = [1.46,0.98,0.88,0.78,0.78,1.17,2.15,4.10, ...
```

```

        5.07, 5.37, 4.68, 4.10, 4.49, 4.29, 4.10, 4.29, ...
        4.49, 6.34, 8.29, 9.27, 8.78, 7.32, 5.07, 1.76] / 100;

Fd      = [1.00, 0.98, 0.99, 1.00, 1.05, 1.10, 1.08];
dias_nom = {'Lunes', 'Martes', 'Miercoles', 'Jueves', 'Viernes', 'Sabado', 'Domingo'};

P_total = zeros(24,7);
for d = 1:7
    for h = 1:24
        P_h = 0;
        for i = 1:N_viv
            switch tipologia(i)
                case 1; fhi = fh_baja(h);
                case 2; fhi = fh_media(h);
                case 3; fhi = fh_alta(h);
            end
            P_h = P_h + E_dia_viv(i)*Fd(d)*fhi;
        end
        P_total(h,d) = P_h;
    end
end

Pmax_d = max(P_total);
Pmin_d = min(P_total);
Pavg_d = sum(P_total)/24;
Edia_d = sum(P_total);
FC_d    = Pavg_d./Pmax_d;

fprintf('\n>> PERFIL DE CARGA SEMANAL (23 viviendas agregadas)\n');
fprintf('    %-12s %-12s %-10s %-10s %-8s %-8s\n', ...
        'Dia', 'E_dia (kWh)', 'Pmax (kW)', 'Pmin (kW)', 'Pavg (kW)', 'FC');
for d = 1:7
    fprintf('    %-12s %-12.3f %-10.3f %-10.3f %-10.3f %-8.4f\n', ...
            dias_nom{d}, Edia_d(d), Pmax_d(d), Pmin_d(d), Pavg_d(d), FC_d(d));
end
fprintf('    %-12s %-12.3f %-10.3f %-10.3f %-10.3f %-8.4f\n', 'PROMEDIO', ...
        mean(Edia_d), mean(Pmax_d), mean(Pmin_d), mean(Pavg_d), mean(FC_d));

fprintf('\n=====
=\n');
fprintf(' OBJETIVO (c): POTENCIAL DE GENERACION SOLAR FV\n');
fprintf('=====
n');

phi_lat = -16.44;
T_amb   = 14.0;
NOCT    = 45.0;
gamma_T = -0.004;
T_STC   = 25.0;
G_ref   = 1000;
beta_opt = abs(phi_lat);

meses_nom = {'Ene', 'Feb', 'Mar', 'Abr', 'May', 'Jun', 'Jul', 'Ago', 'Sep', 'Oct', 'Nov', 'Dic'};
dias_mes  = [31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30, 31, 30, 31];

```

```

GHI_men = [6.80, 6.50, 6.30, 6.10, 5.50, 5.00, 5.20, 5.80, 6.40, 6.90, 7.20, 7.00];
Rb_men = [0.96, 0.97, 0.99, 1.02, 1.06, 1.08, 1.07, 1.04, 1.01, 0.98, 0.96, 0.95];
H_incl = GHI_men .* Rb_men;
HSP_men = H_incl;
H_d_anual = sum(H_incl .* dias_mes) / 365;
GHI_anual = sum(GHI_men .* dias_mes) / 365;

fprintf('\n>> C.1 RECURSO SOLAR - TIABAYA, AREQUIPA\n');
fprintf('    Latitud                : %.2f deg\n', phi_lat);
fprintf('    Inclination optima (beta) : %.1f deg Norte\n', beta_opt);
fprintf('    GHI promedio anual        : %.3f kWh/m2/dia\n', GHI_anual);
fprintf('    H_inclinado prom. anual    : %.3f kWh/m2/dia\n', H_d_anual);
fprintf('    Rango GHI mensual         : %.1f - %.1f kWh/m2/dia\n',
min(GHI_men), max(GHI_men));
fprintf('\n          %-5s          %-10s          %-6s          %-10s          %-
8s\n', 'Mes', 'GHI', 'Rb', 'H_incl', 'HSP');
for m = 1:12
    fprintf('          %-5s %-10.2f %-6.3f %-10.3f %-8.3f\n', ...
        meses_nom{m}, GHI_men(m), Rb_men(m), H_incl(m), HSP_men(m));
end

H_d_base = 6.0;
integral_norm = (10/pi)*2*sin(0.55*pi);
G_max_base = H_d_base*1000/integral_norm;

G_hora = zeros(1,24);
for h = 1:24
    hh = h-1;
    if hh >= 7 && hh <= 18
        G_hora(h) = max(0, G_max_base * cos(pi*(hh-12.5)/10));
    end
end

fprintf('\n>> C.2 MODELO IRRADIANCIA HORARIA (H_d = %.1f kWh/m2/dia)\n',
H_d_base);
fprintf('    G_max solar (hora 12)      : %.1f W/m2\n', G_max_base);
fprintf('    Energia integrada          : %.3f kWh/m2/dia (verificacion
OK)\n', sum(G_hora)/1000);
fprintf('    Horas con generacion        : 07:00 - 18:00 h (12 horas)\n');

T_cel_h = T_amb + ((NOCT-20)/800)*G_hora;
FT_h = 1 + gamma_T*(T_cel_h - T_STC);
FT_h(G_hora == 0) = 1.0;
perd_temp_media = (1 - mean(FT_h(G_hora>0)))*100;

fprintf('\n>> C.3 CORRECCION POR TEMPERATURA DE CELULA\n');
fprintf('    T_amb media Arequipa       : %.1f C\n', T_amb);
fprintf('    NOCT del panel             : %.1f C\n', NOCT);
fprintf('    T_celula hora pico (12h)   : %.1f C\n', T_cel_h(13));
fprintf('    Factor temp. hora pico FT   : %.4f (perdida: %.2f%%)\n', FT_h(13),
(1-FT_h(13))*100);
fprintf('    Perdida promedio por temp. : %.2f%%\n', perd_temp_media);

fprintf('\n=====
=\n');
fprintf(' OBJETIVO (d): DIMENSIONAMIENTO SFV - AUTOCONSUMO PARCIAL\n');

```

```

fprintf('=====\\
n');

eta_sis      = 0.80;
HSP_dis      = 6.0;
P_panel_kWp  = 0.4;
A_panel      = 2.0;
I_mpp        = 10.5;
V_mpp        = 38.1;
V_oc         = 47.3;
I_sc         = 11.2;

TC_objetivo  = 0.30;
E_obj        = TC_objetivo * E_total_dia;
P_FV_kWp     = E_obj / (HSP_dis * eta_sis);
N_pan        = ceil(P_FV_kWp / P_panel_kWp);
P_FV_inst    = N_pan * P_panel_kWp;
A_total      = N_pan * A_panel;
E_gen_dia    = P_FV_inst * HSP_dis * eta_sis;
TC_real      = E_gen_dia / E_total_dia * 100;
E_gen_mes    = E_gen_dia * 30;

fprintf('\n>> D.1 JUSTIFICACION: AUTOCONSUMO PARCIAL (30%%)\n');
fprintf('    El sistema cubre el 30%% de la demanda del bloque.\n');
fprintf('    Esto es coherente con sistemas residenciales on-grid en Peru:\n');
fprintf('    - BT5B no tiene net metering activo para pequenos productores.\n');
fprintf('    - El excedente no inyectado a red no genera ahorro economico.\n');
fprintf('    - El panel genera energia diurna (07-18h); la demanda pico\n');
fprintf('    es nocturna (18-21h): el autoconsumo real es del orden del\n');
fprintf('    30-35%% del total diario.\n');
fprintf('    - Cobertura mayor requeriria baterias (mayor CAPEX).\n');

fprintf('\n>> D.2 DIMENSIONAMIENTO AL 30%% DE COBERTURA\n');
fprintf('    Demanda total diaria      : %.3f kWh/dia\n', E_total_dia);
fprintf('    Objetivo 30%%            : %.3f kWh/dia a cubrir con FV\n', E_obj);
fprintf('    P_FV = E_obj/(HSP*eta)    : %.3f/(%.1f*%.2f) = %.4f kWp\n', E_obj, HSP_dis, eta_sis, P_FV_kWp);
fprintf('    N_pan = ceil(%.4f/0.4)    : %d paneles de 400 Wp\n', P_FV_kWp, N_pan);
fprintf('    P_FV instalada           : %.2f kWp\n', P_FV_inst);
fprintf('    Area total paneles       : %.1f m2 (%.1f m2 incl. accesos)\n', A_total, A_total*1.2);
fprintf('    E_gen diaria             : %.3f kWh/dia\n', E_gen_dia);
fprintf('    Cobertura energetica real : %.1f%%\n', TC_real);
fprintf('    E_gen mensual estimada   : %.1f kWh/mes\n', E_gen_mes);

fprintf('\n>> D.3 TABLA COMPARATIVA DE COBERTURAS\n');
fprintf('    %-8s %-10s %-8s %-10s %-10s %-10s\n', ...
    'Cob.', 'P_FV(kWp)', 'N_pan', 'E_gen/dia', 'Area(m2)', 'CAPEX aprox');
TC_tabla = [25, 30, 40, 50, 75, 100];
for k = 1:length(TC_tabla)
    tc = TC_tabla(k);
    pfv = (tc/100)*E_total_dia/(HSP_dis*eta_sis);
    npk = ceil(pfv/P_panel_kWp);

```

```

pk    = npk*P_panel_kWp;
cap_k = npk*180 + ceil(pk/5)*1800 + pk*80 + pk*50 + 600 + pk*60 + 500;
fprintf('    %-8d  %-10.3f  %-8d  %-10.3f  %-10.1f  %-10.0f\n', ...
        tc, pfv, npk, pk*HSP_dis*eta_sis, npk*A_panel, cap_k);

end

V_bus_DC    = 48;
N_s          = round(V_bus_DC / V_mpp);
N_s          = max(1, N_s);
N_p          = ceil(N_pan / max(1, N_s));
if N_s == 1
    N_s = 2;
    N_p = ceil(N_pan / N_s);
end
N_pan_total = N_s * N_p;
if N_pan_total < N_pan
    N_p = N_p + 1;
    N_pan_total = N_s * N_p;
end
P_FV_inst_total = N_pan_total * P_panel_kWp;
I_total         = N_p * I_mpp;
V_string        = N_s * V_mpp;
V_oc_string     = N_s * V_oc;

N_inv_units     = ceil(P_FV_inst / 5.0);
V_bus_DC_inv    = 360;
N_s_inv         = round(V_bus_DC_inv / V_mpp);
if N_s_inv < 2; N_s_inv = 2; end
N_p_inv         = ceil(N_pan / N_s_inv);
N_pan_conf      = N_s_inv * N_p_inv;
V_str_inv       = N_s_inv * V_mpp;
I_tot_inv       = N_p_inv * I_mpp;
V_oc_str_inv    = N_s_inv * V_oc;

fprintf('\n>> D.4 CONFIGURACION ELECTRICA DEL GENERADOR FV\n');
fprintf('    Panel seleccionado          : Monocristalino 400 Wp\n');
fprintf('    Vmpp = %.1f V | Impp = %.1f A | Voc = %.1f V | Isc = %.1f A\n',
V_mpp, I_mpp, V_oc, I_sc);
fprintf('    Inversores: %d unidad(es) de 5 kW (string inverter on-grid)\n',
N_inv_units);
fprintf('    Rango MPPT inversor            : 100 - 500 V\n');
fprintf('    Paneles en serie por string : %d -> V_string_mpp = %.1f V\n',
N_s_inv, V_str_inv);
fprintf('    Strings en paralelo           : %d\n', N_p_inv);
fprintf('    Total paneles configuracion : %d\n', N_pan_conf);
fprintf('    Potencia instalada config.    :    %.2f    kWp\n',
N_pan_conf*P_panel_kWp);
fprintf('    Corriente total MPP           : %.1f A\n', I_tot_inv);
fprintf('    V_OC de string (fria)         : %.1f V (< 500 V max inv: %s)\n',
...
    V_oc_str_inv, ternario(V_oc_str_inv < 500, 'OK', 'REVISAR'));

rho_cu    = 0.0178;
A_cond    = 4;
L_cable   = 15;
dV_dc     = (2*rho_cu*L_cable*I_tot_inv)/A_cond;
dV_dc_pct = dV_dc/V_str_inv*100;

```

```

fprintf('\n>> D.5 CAIDA DE TENSION EN CABLEADO DC\n');
fprintf('    Longitud media cable DC      : %.0f m\n', L_cable);
fprintf('    Seccion conductor                : %.0f mm2 Cu\n', A_cond);
fprintf('    Corriente de diseno              : %.1f A\n', I_tot_inv);
fprintf('    Caída de tension                  : %.2f V (%.2f%%)\n', dV_dc,
dV_dc_pct);
if dV_dc_pct <= 3
    fprintf('    Verificacion CNE Peru          : OK (dV <= 3%%)\n');
else
    fprintf('    Verificacion CNE Peru          : REVISAR (dV > 3%%)\n');
end

P_fv_h_nocorr = P_FV_inst*(G_hora/G_ref)*eta_sis;
P_fv_h_corr   = P_FV_inst*(G_hora/G_ref).*FT_h*eta_sis;
E_fv_nocorr   = sum(P_fv_h_nocorr);
E_fv_corr     = sum(P_fv_h_corr);
perd_temp_tot = (E_fv_nocorr - E_fv_corr)/E_fv_nocorr*100;
Yr            = HSP_dis;
Yf_nocorr     = E_fv_nocorr/P_FV_inst;
PR_nocorr     = Yf_nocorr/Yr;
Yf_corr       = E_fv_corr/P_FV_inst;
PR_corr       = Yf_corr/Yr;

fprintf('\n>> D.6 INDICADORES DE DESEMPEÑO DEL GENERADOR\n');
fprintf('    E_gen/dia sin corr. temp.      : %.4f kWh/dia\n', E_fv_nocorr);
fprintf('    E_gen/dia con corr. temp.      : %.4f kWh/dia\n', E_fv_corr);
fprintf('    Perdida total por temp.        : %.2f%%\n', perd_temp_tot);
fprintf('    Yf (rendim. final)             : %.4f kWh/kWp/dia\n', Yf_nocorr);
fprintf('    Yr (rendim. referencia)        : %.4f h/dia\n', Yr);
fprintf('    Performance Ratio (PR)         : %.4f (%.1f%%)\n', PR_nocorr,
PR_nocorr*100);
fprintf('    [Referencia tipica Peru        : PR = 0.70 - 0.82]\n');

fprintf('\n=====
=\n');
fprintf(' OBJETIVO (e): VIABILIDAD TECNICA Y ECONOMICA\n');
fprintf('=====
n');

E_dem_diurna_dia = E_total_dia * 0.35;
E_autoconsumo_dia = min(E_gen_dia, E_dem_diurna_dia);
E_excedente_dia   = max(0, E_gen_dia - E_dem_diurna_dia);
frac_ac = E_autoconsumo_dia/E_gen_dia;

fprintf('\n>> E.1 BALANCE ENERGETICO DIARIO (autoconsumo real)\n');
fprintf('    E_dem total/dia                : %.3f kWh/dia\n', E_total_dia);
fprintf('    E_dem diurna (08-17h ~35%%)    : %.3f kWh/dia\n', E_dem_diurna_dia);
fprintf('    E_gen FV/dia                   : %.3f kWh/dia\n', E_gen_dia);
fprintf('    E_autoconsumo/dia              : %.3f kWh/dia (%.1f%% de gen.)\n',
E_autoconsumo_dia, frac_ac*100);
fprintf('    E_excedente/dia (no usada)     : %.3f kWh/dia\n', E_excedente_dia);
fprintf('    E_deficit nocturno/dia         : %.3f kWh/dia (cubierto por SEAL)\n',
E_total_dia - E_autoconsumo_dia);
fprintf('    Cobertura real de demanda      : %.1f%%\n',
E_autoconsumo_dia/E_total_dia*100);

```

```

BE_lunes = P_total(:,1)' - P_fv_h_nocorr;
E_deficit_lunes = sum(max(0, BE_lunes));
E_superavit_lunes = sum(max(0, -BE_lunes));

fprintf('\n>> E.2 BALANCE HORARIO DIA TIPICO (Lunes, F_d=1.00)\n');
fprintf('          %-6s          %-10s          %-10s          %-12s          %-'
10s\n', 'Hora', 'P_dem(kW)', 'P_FV(kW)', 'BE(kW)', 'Estado');
for h = 1:24
    be = BE_lunes(h);
    if be > 0.01
        est = 'Red cubre';
    elseif be < -0.01
        est = 'FV excede';
    else
        est = 'Equilibrio';
    end
    fprintf('    %02dh    %-10.3f %-10.3f %-12.3f %-10s\n', ...
        h-1, P_total(h,1), P_fv_h_nocorr(h), be, est);
end
fprintf('    E_deficit (red cubre) = %.3f kWh | E_superavit = %.3f kWh\n',
...
    E_deficit_lunes, E_superavit_lunes);

E_deficit_d = zeros(1,7);
E_superavit_d = zeros(1,7);
TC_cob_d = zeros(1,7);
for d = 1:7
    BE_d = P_total(:,d)' - P_fv_h_nocorr;
    E_deficit_d(d) = sum(max(0, BE_d));
    E_superavit_d(d) = sum(max(0, -BE_d));
    TC_cob_d(d) = E_autoconsumo_dia*Fd(d) / (Edia_d(d)) * 100;
end

fprintf('\n>> E.3 BALANCE ENERGETICO SEMANAL\n');
fprintf('    %-12s %-10s %-10s %-10s %-10s %-8s\n', ...
    'Dia', 'E_dem', 'E_gen_FV', 'Deficit', 'Superavit', 'Cob.%%');
for d = 1:7
    fprintf('    %-12s %-10.3f %-10.3f %-10.3f %-10.3f %-8.1f\n', ...
        dias_nom{d}, Edia_d(d), E_gen_dia*Fd(d), E_deficit_d(d),
        E_superavit_d(d), TC_cob_d(d));
end

Fd_mes = [1.05,1.02,1.00,0.98,0.98,1.05,1.08,1.08,1.02,1.00,0.98,0.97];
E_dem_mes_m = E_total_mes * Fd_mes;
E_gen_mes_m = zeros(1,12);
for m = 1:12
    E_gen_mes_m(m) = P_FV_inst * HSP_men(m) * eta_sis * dias_mes(m);
end
E_ac_mes_m = min(E_gen_mes_m, E_dem_mes_m*0.35);
Cob_mes = E_ac_mes_m ./ E_dem_mes_m * 100;
E_dem_anio_est = sum(E_dem_mes_m);
E_gen_anio_est = sum(E_gen_mes_m);
E_ac_anio_est = sum(E_ac_mes_m);
Cob_anual = E_ac_anio_est / E_dem_anio_est * 100;

fprintf('\n>> E.4 BALANCE MENSUAL ANUAL\n');

```

```

fprintf('          %-5s          %-12s          %-12s          %-12s          %-'
8s\n', 'Mes', 'E_dem(kWh)', 'E_gen(kWh)', 'E_ac(kWh)', 'Cob.%%');
for m = 1:12
    fprintf('          %-5s %-12.1f %-12.1f %-12.1f %-8.1f\n', ...
        meses_nom{m}, E_dem_mes_m(m), E_gen_mes_m(m), E_ac_mes_m(m),
        Cob_mes(m));
end
fprintf('          TOTAL %-12.1f %-12.1f %-12.1f %-8.1f\n', ...
        E_dem_anio_est, E_gen_anio_est, E_ac_anio_est, Cob_anual);

FE_CO2 = 0.4959;
CO2_evitado = E_ac_anio_est * FE_CO2 / 1000;
fprintf('\n>> E.5 REDUCCION DE EMISIONES CO2\n');
fprintf('          Factor emision SEIN          : %.4f kgCO2/kWh (MINEM 2023)\n',
FE_CO2);
fprintf('          CO2 evitado por autoconsumo : %.2f tCO2/anio\n', CO2_evitado);
fprintf('          CO2 evitado en 25 anios      : %.1f tCO2\n', CO2_evitado*25);
fprintf('          Equiv. arboles plantados/a      : %.0f arboles\n',
CO2_evitado*1000/21.77);

fprintf('\n>> E.6 ANALISIS ECONOMICO (mercado Peru 2024-2025)\n');

costo_pan_unit = 180;
costo_inv_unit = 1800;
costo_struct = 80;
costo_cab = 50;
costo_protect = 600;
costo_install = 60;
costo_otros = 500;

CAPEX_pan = N_pan * costo_pan_unit;
CAPEX_inv = N_inv_units * costo_inv_unit;
CAPEX_str = P_FV_inst * costo_struct;
CAPEX_cab = P_FV_inst * costo_cab;
CAPEX_pro = costo_protect;
CAPEX_inst = P_FV_inst * costo_install;
CAPEX_ot = costo_otros;
CAPEX_tot = CAPEX_pan + CAPEX_inv + CAPEX_str + CAPEX_cab + CAPEX_pro +
CAPEX_inst + CAPEX_ot;

CAPEX_por_kWp = CAPEX_tot / P_FV_inst;

tarifa_USD = 0.185;
tarifa_inc = 0.03;
deg_anual = 0.007;
n_anios = 25;
WACC = 0.10;
opex_frac = 0.015;
opex_y1 = opex_frac * CAPEX_tot;
rep_inv_cost = CAPEX_inv * 0.80;
rep_inv_year = 12;

E_ac_anio_y1 = E_ac_anio_est;

fprintf('\n          -- PRESUPUESTO DE INVERSION (CAPEX) --\n');

```

```

fprintf('    Paneles FV (%d x 400Wp @ $%.0f/u) : %8.0f USD\n', N_pan,
costo_pan_unit, CAPEX_pan);
fprintf('    Inversor(es) (%d x 5kW @ $%.0f/u) : %8.0f USD\n', N_inv_units,
costo_inv_unit, CAPEX_inv);
fprintf('    Estructura + montaje : %8.0f USD (%.0f USD/kWp)\n',
P_FV_inst*costo_struct, costo_struct);
fprintf('    Cables + conectores : %8.0f USD (%.0f USD/kWp)\n',
P_FV_inst*costo_cab, costo_cab);
fprintf('    Protecciones + cuadro DC/AC : %8.0f USD\n', CAPEX_pro);
fprintf('    Instalacion + ingenieria : %8.0f USD (%.0f USD/kWp)\n',
P_FV_inst*costo_install, costo_install);
fprintf('    Otros (transporte, varios) : %8.0f USD\n', CAPEX_ot);
fprintf('    -----\n');
fprintf('    CAPEX TOTAL : %8.0f USD\n', CAPEX_tot);
fprintf('    Costo especifico : %8.0f USD/kWp\n',
CAPEX_por_kWp);
fprintf('    [Rango de mercado Peru 2024 : 900 - 1200 USD/kWp]\n');

fprintf('\n -- PARAMETROS ECONOMICOS OPERATIVOS --\n');
fprintf('    Tarifa SEAL BT5B (S/0.6930/kWh) : %.4f USD/kWh\n', tarifa_USD);
fprintf('    Incremento anual tarifa : %.1f%%/anio\n',
tarifa_inc*100);
fprintf('    OPEX anual (O&M limpieza, revisin): %.0f USD/anio (%.1f%%
CAPEX)\n', opex_y1, opex_frac*100);
fprintf('    Degradacion panel : %.1f%%/anio\n', deg_anual*100);
fprintf('    Reposicion inversor : anio %d (~USD %.0f)\n',
rep_inv_year, rep_inv_cost);
fprintf('    Tasa de descuento WACC : %.0f%%\n', WACC*100);
fprintf('    E_autoconsumo anio 1 : %.1f kWh/anio\n', E_ac_anio_y1);
fprintf('    Ahorro anio 1 : %.2f USD/anio\n',
E_ac_anio_y1*tarifa_USD);

flujo_caja = zeros(1, n_anios+1);
flujo_caja(1) = -CAPEX_tot;
VAN_acum = -CAPEX_tot;

for t = 1:n_anios
    E_ac_t = E_ac_anio_y1 * (1 - deg_anual)^(t-1);
    tarifa_t = tarifa_USD * (1 + tarifa_inc)^(t-1);
    ahorro_t = E_ac_t * tarifa_t;
    opex_t = opex_y1 * (1.02)^(t-1);
    rep_t = 0;
    if t == rep_inv_year
        rep_t = rep_inv_cost;
    end
    F_t = ahorro_t - opex_t - rep_t;
    flujo_caja(t+1) = F_t;
    VAN_acum = VAN_acum + F_t/(1+WACC)^t;
end
VAN = VAN_acum;

f_tir = @(r) sum(flujo_caja ./ (1+r).^(0:n_anios));
TIR = NaN;
r_lo = 0.001; r_hi = 2.0;
f_lo = f_tir(r_lo); f_hi = f_tir(r_hi);
if sign(f_lo) ~= sign(f_hi)
    for it = 1:300

```

```

        r_mid = (r_lo+r_hi)/2; f_mid = f_tir(r_mid);
        if abs(f_mid)<1e-7 || (r_hi-r_lo)<1e-10; TIR=r_mid; break; end
        if sign(f_mid)==sign(f_lo); r_lo=r_mid; f_lo=f_mid; else;
r_hi=r_mid; end
    end
    if isnan(TIR); TIR=(r_lo+r_hi)/2; end
else
    if f_lo > 0 && f_hi > 0
        TIR = NaN;
        fprintf(' AVISO: VAN>0 para todo r en [0,200%]. TIR > 200%.\n');
    else
        TIR = NaN;
        fprintf(' AVISO: VAN<0 para todo r. Proyecto no recupera
inversion.\n');
    end
end

sum_VA_c = CAPEX_tot; sum_VA_e = 0;
for t = 1:n_anios
    E_t = E_ac_anio_y1*(1-deg_anual)^(t-1);
    op_t = opex_y1*(1.02)^(t-1);
    rp_t = (t==rep_inv_year)*rep_inv_cost;
    sum_VA_c = sum_VA_c + (op_t+rp_t)/(1+WACC)^t;
    sum_VA_e = sum_VA_e + E_t/(1+WACC)^t;
end
LCOE = sum_VA_c / sum_VA_e;

FC_acum = zeros(1,n_anios+1);
FC_acum(1) = flujo_caja(1);
PRI = NaN;
for t = 1:n_anios
    FC_acum(t+1) = FC_acum(t) + flujo_caja(t+1);
    if isnan(PRI) && FC_acum(t+1) >= 0
        PRI = t-1 + abs(FC_acum(t))/flujo_caja(t+1);
    end
end

ahorro_tot25 = sum(flujo_caja(2:end));
beneficio_net = sum(flujo_caja);
ROI = (ahorro_tot25 - CAPEX_tot)/CAPEX_tot*100;

fprintf('\n -- INDICADORES FINANCIEROS (n=25 años, WACC=10%) --\n');
fprintf(' VAN : %.2f USD\n', VAN);
if VAN > 0
    fprintf(' Decision VAN : VIABLE (VAN > 0)\n');
else
    fprintf(' Decision VAN : NO VIABLE (VAN < 0)\n');
end
if ~isnan(TIR)
    fprintf(' TIR : %.2f%%\n', TIR*100);
    if TIR > WACC
        fprintf(' Decision TIR : VIABLE (TIR=%.1f%% >
WACC=%.0f%%)\n', TIR*100, WACC*100);
    else
        fprintf(' Decision TIR : NO VIABLE (TIR <
WACC)\n');
    end
end

```

```

else
    fprintf('    TIR                                : No determinada en rango\n');
end
fprintf('    LCOE                                : %.4f USD/kWh\n', LCOE);
fprintf('    Tarifa SEAL                            : %.4f USD/kWh\n', tarifa_USD);
if LCOE < tarifa_USD
    fprintf('    Decision LCOE                        : VIABLE (LCOE < tarifa)\n');
else
    fprintf('    Decision LCOE                        : REVISAR (LCOE > tarifa)\n');
end
fprintf('    Periodo Recuperacion (PRI)           : %.1f anios\n', PRI);
fprintf('    ROI en 25 anios                       : %.1f%%\n', ROI);
fprintf('    Ahorro total 25 anios                 : %.0f USD\n', ahorro_tot25);
fprintf('    Beneficio neto 25 anios               : %.0f USD\n', beneficio_net);

fprintf('\n>> E.7 ANALISIS DE SENSIBILIDAD ECONOMICA\n');
fprintf('          %-16s          %-10s          %-8s          %-10s          %-8s\n', 'Escenario', 'VAN(USD)', 'TIR(%)', 'LCOE', 'PRI(a)');
params_sens = {
    'CAPEX +20%',    CAPEX_tot*1.20, tarifa_USD,    WACC;
    'CAPEX -20%',    CAPEX_tot*0.80, tarifa_USD,    WACC;
    'Tarifa +30%',    CAPEX_tot,    tarifa_USD*1.30, WACC;
    'Tarifa -20%',    CAPEX_tot,    tarifa_USD*0.80, WACC;
    'WACC=8%',        CAPEX_tot,    tarifa_USD,    0.08;
    'WACC=12%',       CAPEX_tot,    tarifa_USD,    0.12;
    'deg=1%/anio',    CAPEX_tot,    tarifa_USD,    WACC;
};
deg_sens =
[deg_anual,deg_anual,deg_anual,deg_anual,deg_anual,deg_anual,0.01];
for s = 1:size(params_sens,1)
    cap_s = params_sens{s,2};
    tar_s = params_sens{s,3};
    wac_s = params_sens{s,4};
    deg_s = deg_sens(s);
    fc_s = zeros(1,n_anios+1);
    fc_s(1) = -cap_s;
    opx_s = opex_frac*cap_s;
    for t=1:n_anios
        E_t = E_ac_anio_y1*(1-deg_s)^(t-1);
        ah_t = E_t*tar_s*(1+tarifa_inc)^(t-1);
        op_t = opx_s*(1.02)^(t-1);
        rp_t = (t==rep_inv_year)*rep_inv_cost;
        fc_s(t+1) = ah_t-op_t-rp_t;
    end
    van_s = sum(fc_s./(1+wac_s).^(0:n_anios));
    f_s = @(r) sum(fc_s./(1+r).^(0:n_anios));
    tir_s = NaN;
    rlo=0.001; rhi=2.0; flo=f_s(rlo); fhi=f_s(rhi);
    if sign(flo)~=sign(fhi)
        for it=1:200
            rm=(rlo+rhi)/2; fm=f_s(rm);
            if abs(fm)<1e-7 || (rhi-rlo)<1e-10; tir_s=rm; break; end
            if sign(fm)==sign(flo); rlo=rm; flo=fm; else; rhi=rm; end
        end
        if isnan(tir_s); tir_s=(rlo+rhi)/2; end
    end
    sv_c=cap_s; sv_e=0;

```

```

for t=1:n_anios
    sv_c=sv_c+(opx_s*(1.02)^(t-
1)+(t==rep_inv_year)*rep_inv_cost))/(1+wac_s)^t;
    sv_e=sv_e+(E_ac_anio_y1*(1-deg_s)^(t-1))/(1+wac_s)^t;
end
lcoe_s = sv_c/sv_e;
fca_s=fc_s(1); pri_s=NaN;
for t=1:n_anios
    fca_s=fca_s+fc_s(t+1);
    if isnan(pri_s)&&fca_s>=0
        pri_s=t-1+abs(fca_s-fc_s(t+1))/fc_s(t+1);
    end
end
tir_str = sprintf('%.1f',tir_s*100);
if isnan(tir_s); tir_str='N/D'; end
pri_str = sprintf('%.1f',pri_s);
if isnan(pri_s); pri_str='>25'; end
fprintf('    %-16s    %-10.0f    %-8s    %-10.4f    %-8s\n', ...
    params_sens{s,1}, van_s, tir_str, lcoe_s, pri_str);
end

fprintf('\n>> E.8 FLUJO DE CAJA ANUAL\n');
fprintf('    %-5s    %-12s    %-10s    %-10s    %-12s    %-12s\n', ...
'Anio','Ahorro(USD)','OPEX(USD)','Rep.(USD)','FC_neto(USD)','FC_acum(USD)')
;
for t = 0:n_anios
    if t == 0
        fprintf('    %-5d    %-12s    %-10s    %-10s    %-12.0f    %-12.0f\n', ...
            t,'-', '-', '-', flujo_caja(1), FC_acum(1));
    else
        E_t = E_ac_anio_y1*(1-deg_anual)^(t-1);
        tar_t= tarifa_USD*(1+tarifa_inc)^(t-1);
        ah_t = E_t*tar_t;
        op_t = opex_y1*(1.02)^(t-1);
        rp_t = (t==rep_inv_year)*rep_inv_cost;
        fprintf('    %-5d    %-12.0f    %-10.0f    %-10.0f    %-12.0f    %-12.0f\n',
...
            t, ah_t, op_t, rp_t, flujo_caja(t+1), FC_acum(t+1));
    end
end

figure('Name','Fig1 - Recurso Solar','Position',[50,50,1200,500]);
subplot(1,2,1);
bar(1:12, GHI_men, 'FaceColor',[0.95 0.75 0.1], 'EdgeColor','k');
hold on;
bar(1:12, H_incl, 'FaceColor',[0.85 0.55 0.05],
'EdgeColor','k','FaceAlpha',0.7);
xlabel('Mes'); ylabel('Irradiacion [kWh/m2/dia]');
title('Irradiacion Solar Mensual - Tiabaya, Arequipa');
xticks(1:12); xticklabels(meses_nom); xtickangle(45);
legend({'GHI (horizontal)', sprintf('H inclinado (beta=%.0f
deg)',beta_opt)}, 'Location','best');
yline(H_d_anual,'r--','LineWidth',2,'DisplayName',sprintf('Prom.
anual=%.2f',H_d_anual));
grid on;

```

```

subplot(1,2,2);
bar(0:23, G_hora, 'FaceColor',[0.95 0.7 0.1], 'EdgeColor','k');
hold on;
plot(0:23, G_hora, 'r-o', 'LineWidth',2, 'MarkerSize',4);
xlabel('Hora del dia [h]'); ylabel('Irradiancia G(h) [W/m2]');
title(sprintf('Irradiancia Horaria - Modelo coseno\nG_{max}=%.0f W/m2 | H_d=%.1f kWh/m2/dia', G_max_base, H_d_base));
xlim([-0.5 23.5]); grid on; xticks(0:2:23);
text(12.5, G_max_base*0.9, sprintf('G_{max}=%.0f W/m2', G_max_base), ...
    'HorizontalAlignment','center','FontSize',9,'Color','r');
legend({'G(h) [W/m2]', 'Perfil'}, 'Location','northwest');
sgtitle('OBJETIVO (c): Recurso Solar en Tiabaya | phi=-16.44 deg, beta=16 deg Norte','FontWeight','bold');

figure('Name','Fig2 - Perfil Carga vs FV Lunes','Position',[50,50,1200,500]);
subplot(1,2,1);
bar(0:23, P_total(:,1), 'FaceColor',[0.7 0.2 0.2], 'FaceAlpha',0.7, 'EdgeColor','none');
hold on;
bar(0:23, P_fv_h_nocorr, 'FaceColor',[0.2 0.7 0.2], 'FaceAlpha',0.7, 'EdgeColor','none');
xlabel('Hora [h]'); ylabel('Potencia [kW]');
title(sprintf('Perfil de Carga vs. Generacion FV - Lunes\nE_{dem}=%.2f kWh | E_{gen}=%.2f kWh', Edia_d(1), E_gen_dia));
legend({'Demanda (23 viv.)', 'Generacion FV'}, 'Location','northwest');
xlim([-0.5 23.5]); xticks(0:2:23); grid on;

subplot(1,2,2);
BE_h = P_total(:,1)' - P_fv_h_nocorr;
horas_eje = 0:23;
zona_deficit = max(0, BE_h);
zona_superavit = max(0, -BE_h);
bar(horas_eje, zona_deficit, 'FaceColor',[0.9 0.3 0.2], 'FaceAlpha',0.8, 'EdgeColor','none');
hold on;
bar(horas_eje, -zona_superavit, 'FaceColor',[0.2 0.6 0.9], 'FaceAlpha',0.8, 'EdgeColor','none');
yline(0,'k-', 'LineWidth',1);
xlabel('Hora [h]'); ylabel('Brecha [kW]');
title(sprintf('Brecha Energetica Horaria - Lunes\nDeficit=%.2f kWh | Superavit=%.2f kWh', E_deficit_lunes, E_superavit_lunes));
legend({'Deficit (red cobre)', 'Superavit FV (no usado)'}, 'Location','best');
xlim([-0.5 23.5]); xticks(0:2:23); grid on;
sgtitle('OBJETIVO (d): Balance Energetico Diario | Sistema 7.2 kWp - 18 paneles','FontWeight','bold');

figure('Name','Fig3 - Perfiles 7 Dias','Position',[50,50,1400,650]);
for d = 1:7
    subplot(2,4,d);
    hh = 0:23;
    bar(hh, P_total(:,d), 0.8, 'FaceColor',[0.85 0.3 0.3], 'FaceAlpha',0.6, 'EdgeColor','none');
    hold on;
    bar(hh, P_fv_h_nocorr*Fd(d), 0.5, 'FaceColor',[0.2 0.7 0.2], 'FaceAlpha',0.8, 'EdgeColor','none');

```

```

xlabel('h','FontSize',8); ylabel('kW','FontSize',8);
title(sprintf('%s Fd=%.2f', dias_nom{d}, Fd(d)), 'FontSize',8);
xlim([-0.5 23.5]); ylim([0 max(max(P_total))*1.2]);
xticks(0:6:23); grid on;
if d==1
    legend({'Demanda','FV'},'Location','northwest','FontSize',7);
end
end
subplot(2,4,8);
bar(1:7, [Edia_d; E_gen_dia.*Fd], 'grouped');
xticks(1:7); xticklabels({'L','M','X','J','V','S','D'});
legend({'E dem','E gen FV'},'FontSize',8,'Location','best');
ylabel('kWh/dia'); title('Resumen semanal'); grid on;
sgtitle('Demanda 23 viviendas vs. Generacion FV (7.2 kWp) - 7
Dias','FontWeight','bold');

figure('Name','Fig4 - Balance Mensual','Position',[50,50,1100,480]);
subplot(1,2,1);
bh = bar(1:12, [E_dem_mes_m; E_gen_mes_m], 'grouped');
bh(1).FaceColor=[0.8 0.25 0.25]; bh(2).FaceColor=[0.25 0.7 0.35];
hold on; yyaxis right;
plot(1:12, Cob_mes, 'k-o', 'LineWidth',2, 'MarkerFaceColor','k');
ylabel('Cobertura por autoconsumo [%]', 'Color','k');
yyaxis left; xlabel('Mes'); ylabel('Energia [kWh/mes]');
title('Balance Energetico Mensual'); xticks(1:12);
xticklabels(meses_nom); xtickangle(45);
legend({'Demanda total','Generacion FV','Cobertura (%)'},
'Location','best'); grid on;

subplot(1,2,2);
bar(1:12, E_ac_mes_m, 'FaceColor',[0.2 0.6 0.9], 'EdgeColor','k',
'FaceAlpha',0.8);
hold on;
bar(1:12, E_dem_mes_m - E_ac_mes_m, 'FaceColor',[0.85 0.3 0.3],
'EdgeColor','k', 'FaceAlpha',0.6);
xlabel('Mes'); ylabel('Energia [kWh/mes]');
title(sprintf('Autoconsumo FV vs. Energia de Red\nCobertura anual promedio:
%.1f%%', Cob_anual));
xticks(1:12); xticklabels(meses_nom); xtickangle(45);
legend({'E autoconsumo FV','E de red (deficit)'}, 'Location','best'); grid
on;
sgtitle(sprintf('OBJETIVO (e): Balance Anual | P_{FV}=%.1f kWp | Cob=%.1f%%',
P_FV_inst, Cob_anual),'FontWeight','bold');

figure('Name','Fig5 - Analisis Economico','Position',[50,50,1300,550]);
subplot(1,3,1);
plot(0:n_anios, FC_acum/1000, 'b-o', 'LineWidth',2, 'MarkerSize',4,
'MarkerFaceColor','b');
hold on;
yline(0, 'k--', 'LineWidth',1.5);
yline(-CAPEX_tot/1000, 'r:', 'LineWidth',1.5);
if ~isnan(PRI)
    xline(PRI, 'g--', 'LineWidth',2, 'DisplayName', sprintf('PRI=%.1f a',
PRI));
end
xlabel('Anio'); ylabel('Flujo acumulado [kUSD]');

```

```

title(sprintf('Flujo de Caja Acumulado\nVAN=%.0f USD | PRI=%.1f años', VAN,
PRI));
legend({'FC acum.', 'Equilibrio', 'CAPEX', 'PRI'}, 'Location', 'best',
'FontSize', 8);
grid on;

subplot(1,3,2);
ahorros_v = zeros(1,n_años);
opex_v = zeros(1,n_años);
for t = 1:n_años
    E_t = E_ac_anio_y1*(1-deg_anual)^(t-1);
    ahorros_v(t) = E_t*tarifa_USD*(1+tarifa_inc)^(t-1);
    opex_v(t) = opex_y1*(1.02)^(t-1);
end
area(1:n_años, ahorros_v, 'FaceColor', [0.2 0.7 0.3], 'FaceAlpha', 0.8);
hold on;
area(1:n_años, opex_v, 'FaceColor', [0.9 0.4 0.2], 'FaceAlpha', 0.7);
xlabel('Año'); ylabel('USD/año');
title(sprintf('Ahorro Anual vs. OPEX\nAhorro año 1: $%.0f | OPEX: $%.0f',
ahorros_v(1), opex_v(1)));
legend({'Ahorro energético', 'OPEX (O&M)'}, 'Location', 'best', 'FontSize', 8);
grid on;

subplot(1,3,3);
indicadores_nom = {'VAN', 'TIR', 'LCOE', 'PRI', 'PR', 'Cob.', 'CO2'};
val_VAN = min(100, max(0, VAN/200));
if ~isnan(TIR)
    val_TIR = min(100, TIR/0.30*100);
else
    val_TIR = 0;
end
val_LCOE = min(100, max(0, (tarifa_USD-LCOE)/tarifa_USD*200));
val_PRI = max(0, (15-PRI)/15*100);
val_PR = PR_nocorr*100;
val_Cob = Cob_anual * 3;
val_CO2 = min(100, CO2_evitado*100);
valores_bar = [val_VAN, val_TIR, val_LCOE, val_PRI, val_PR, val_Cob,
val_CO2];
colores_bar = [0.2 0.7 0.3; 0.1 0.5 0.9; 0.9 0.6 0.1; 0.6 0.2 0.8; ...
0.9 0.7 0.1; 0.3 0.8 0.5; 0.2 0.8 0.4];
bh2 = barh(1:7, min(100,max(0,valores_bar)));
for k=1:7; bh2.FaceColor='flat'; bh2.CData(k,:)=colores_bar(k,:); end
yticks(1:7);
if ~isnan(TIR) && ~isnan(PRI)
    etiquetas = {sprintf('VAN=$%.0f',VAN), sprintf('TIR=%.1f%%',TIR*100),
...
sprintf('LCOE=$%.3f',LCOE), sprintf('PRI=%.1fa',PRI), ...
sprintf('PR=%.3f',PR_nocorr),
sprintf('Cob=%.1f%%',Cob_anual), ...
sprintf('CO2=%.2ft',CO2_evitado)};
else
    etiquetas = {sprintf('VAN=$%.0f',VAN), 'TIR=N/D', ...
sprintf('LCOE=$%.3f',LCOE), 'PRI>25a', ...
sprintf('PR=%.3f',PR_nocorr),
sprintf('Cob=%.1f%%',Cob_anual), ...
sprintf('CO2=%.2ft',CO2_evitado)};
end

```

```

yticklabels(etiquetas);
xlabel('Puntaje (mayor es mejor)'); title('Indicadores Clave');
xlim([0 100]); xline(50,'k--'); grid on;
sgtitle('OBJETIVO (e): Viabilidad Economica | SFV 7.2 kWp - 18 paneles -
Tiabaya 2025','FontWeight','bold');

figure('Name','Fig6 - Curvas IV PV Panel','Position',[50,50,1100,450]);
n_ideal = 1.3; k_B = 1.381e-23; q_e = 1.602e-19;
T_K = T_STC+273.15;
V_T = n_ideal*k_B*T_K/q_e;
I_0 = I_sc/(exp(V_oc/V_T)-1);
Rs=0.3; Rsh=300;
niveles_G = [1000,800,600,400,200];
colores_IV = [0.85 0.1 0.1; 0.95 0.5 0.1; 0.2 0.7 0.2; 0.1 0.3 0.85; 0.5 0.1
0.7];

subplot(1,2,1);
for ng = 1:length(niveles_G)
    Gn=niveles_G(ng); I_ph_n=I_sc*Gn/1000;
    V_n=linspace(0,V_oc,500); I_n=zeros(size(V_n));
    for k=1:500
        I_k=I_ph_n;
        for it=1:50
            f_nw=I_ph_n-I_0*(exp((V_n(k)+I_k*Rs)/V_T)-1)-
(V_n(k)+I_k*Rs)/Rsh-I_k;
            df_nw=-I_0*(Rs/V_T)*exp((V_n(k)+I_k*Rs)/V_T)-Rs/Rsh-1;
            In=I_k-f_nw/df_nw;
            if abs(In-I_k)<1e-8; break; end; I_k=In;
        end
        I_n(k)=max(0,I_k);
    end
    plot(V_n,I_n,'Color',colores_IV(ng,:), 'LineWidth',1.8); hold on;
end
plot(V_mpp, I_mpp, 'k*', 'MarkerSize',12, 'LineWidth',2);
xlabel('Tension [V]'); ylabel('Corriente [A]');
title('Curvas I-V | Panel 400 Wp Monocristalino | T=25 C');
legend({'G=1000','G=800','G=600','G=400','G=200' 'W/m2','MPP'},
'Location','southwest','FontSize',8);
grid on; xlim([0 V_oc]); ylim([0 I_sc*1.05]);

subplot(1,2,2);
for ng = 1:length(niveles_G)
    Gn=niveles_G(ng); I_ph_n=I_sc*Gn/1000;
    V_n=linspace(0,V_oc,500); I_n=zeros(size(V_n));
    for k=1:500
        I_k=I_ph_n;
        for it=1:50
            f_nw=I_ph_n-I_0*(exp((V_n(k)+I_k*Rs)/V_T)-1)-
(V_n(k)+I_k*Rs)/Rsh-I_k;
            df_nw=-I_0*(Rs/V_T)*exp((V_n(k)+I_k*Rs)/V_T)-Rs/Rsh-1;
            In=I_k-f_nw/df_nw;
            if abs(In-I_k)<1e-8; break; end; I_k=In;
        end
        I_n(k)=max(0,I_k);
    end
    P_n=V_n.*I_n;
    plot(V_n,P_n,'Color',colores_IV(ng,:), 'LineWidth',1.8); hold on;

```

```

[Pm,im]=max(P_n);
plot(V_n(im),Pm,'k*','MarkerSize',8,'HandleVisibility','off');
end
xlabel('Tension [V]'); ylabel('Potencia [W]');
title('Curvas P-V | Punto MPP marcado con *');
legend({'G=1000','G=800','G=600','G=400','G=200'
W/m2},'Location','northwest','FontSize',8);
grid on; xlim([0 V_oc]);
sgtitle('OBJETIVO (c): Caracterizacion Electrica Panel FV 400 Wp | Modelo un
Diodo','FontWeight','bold');

fprintf('\n=====
\n');
fprintf(' RESUMEN EJECUTIVO FINAL - SFV TIABAYA 2025\n');
fprintf('=====\\
n');
fprintf(' SISTEMA FOTOVOLTAICO\n');
fprintf(' Tipologia : On-grid, autoconsumo parcial\n');
fprintf(' Potencia instalada : %.2f kWp\n', P_FV_inst);
fprintf(' Numero de paneles : %d x 400 Wp monocristalino\n',
N_pan);
fprintf(' Inversores : %d x 5 kW string on-grid\n',
N_inv_units);
fprintf(' Configuracion : %d strings x %d paneles\n', N_p_inv,
N_s_inv);
fprintf(' Area ocupada (paneles) : %.1f m2\n', A_total);
fprintf(' RECURSO SOLAR\n');
fprintf(' HSP diseno : %.1f h/dia\n', HSP_dis);
fprintf(' Inclination optima : %.0f deg Norte\n', beta_opt);
fprintf(' H_d plano inclinado prom. : %.3f kWh/m2/dia\n', H_d_anual);
fprintf(' DESEMPEÑO ENERGETICO\n');
fprintf(' E_gen diaria (diseno) : %.3f kWh/dia\n', E_gen_dia);
fprintf(' E_autoconsumo anual : %.1f kWh/anio\n', E_ac_anio_est);
fprintf(' Cobertura demanda (parcial) : %.1f%% del total diario\n',
Cob_anual);
fprintf(' Performance Ratio (PR) : %.4f\n', PR_nocorr);
fprintf(' CO2 evitado anual : %.2f tCO2/anio\n', CO2_evitado);
fprintf(' VIABILIDAD ECONOMICA\n');
fprintf(' CAPEX total : %.0f USD (%.0f USD/kWp)\n',
CAPEX_tot, CAPEX_por_kWp);
fprintf(' Tarifa electrica SEAL : %.4f USD/kWh\n', tarifa_USD);
fprintf(' Ahorro anio 1 : %.0f USD/anio\n',
E_ac_anio_y1*tarifa_USD);
fprintf(' VAN (WACC=10%%, n=25a) : %.0f USD\n', VAN);
if ~isnan(TIR)
fprintf(' TIR : %.1f%%\n', TIR*100);
end
fprintf(' LCOE : %.4f USD/kWh\n', LCOE);
fprintf(' PRI (Payback) : %.1f anios\n', PRI);
fprintf(' ROI en 25 anios : %.1f%%\n', ROI);
fprintf('=====\\
n');

function s = ternario(cond, a, b)
if cond; s = a; else; s = b; end
end

```