

**Universidad Nacional de Ingeniería**

**Facultad de Ingeniería Mecánica**



**Tesis**

**Estudio de prefactibilidad económica de integrar sistemas  
fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada,  
Tacna.**

Para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

Elaborado por

Alexander Hernan Alvarez Rosales

 [0009-0004-7220-0076](https://orcid.org/0009-0004-7220-0076)

Asesor

MSc. Walter Herbert Galarza Soto

 [0000-0003-3014-9634](https://orcid.org/0000-0003-3014-9634)

LIMA – PERÚ

2025

Citar/How to cite	(Alvarez Rosales, 2025)
Referencia/Reference	Alvarez Rosales, A. H. (2025). <i>Estudio de prefactibilidad económica de integrar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna</i> . [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería]. Repositorio institucional Cybertesis UNI.
Estilo/Style: APA (7ma ed.)	

***Dedicatoria***

*Dedico esta tesis a mis padres por su constante apoyo en toda mi carrera*

*Alvarez Rosales Alexander Hernan.*

## **Agradecimientos**

Expreso mi más sincero agradecimiento a mis padres y a mi hermano, quienes me brindaron su constante motivación y apoyo a lo largo de la Elaboración de esta tesis, siendo una fuente inquebrantable de inspiración y fortaleza. Asimismo, extendo mi gratitud al Ing. Raúl Papuico y al MSc. Walter Galarza Soto, cuyos conocimientos, orientación y asesoramiento fueron fundamentales para la realización de este trabajo, permitiéndome alcanzar el objetivo de obtener mi título profesional.

## Resumen

Este trabajo analiza la prefactibilidad económica de implementar sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica convencional en los pozos de La Yarada, Tacna. La hipótesis plantea que estos sistemas son rentables, generando un retorno positivo en términos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR).

La metodología es aplicada, con enfoque cuantitativo y diseño correlacional no experimental. Se revisó literatura técnica y se obtuvieron datos de irradiancia y temperatura en la zona. Se evaluaron 22 suministros de bombeo con consumos entre 10 kW y 120 kW y perfiles de operación diarios.

Los resultados demostraron que los sistemas fotovoltaicos son rentables alcanzando una TIR superior al 5.5%, un VAN positivo y un periodo de recuperación menor a 10 años para los 22 suministros analizados en condiciones de tarifa eléctrica no subsidiada. Sin embargo, bajo las condiciones actuales, donde la tarifa eléctrica está subsidiada por el gobierno en un 55%, la rentabilidad se ve afectada, con un periodo de recuperación superior a 25 años.

Desde el punto de vista ambiental, los sistemas fotovoltaicos permiten reducir hasta 30 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales para potencias superiores a 80 kW, de 10 a 30 toneladas para potencias entre 30 kW y 80 kW, y hasta 3.84 toneladas para sistemas de 10 kW.

En conclusión, la integración de sistemas fotovoltaicos es económicamente rentable en escenarios donde la tarifa eléctrica no cuenta con subsidios gubernamentales, logrando importantes beneficios ambientales. Sin embargo, bajo las condiciones actuales de subsidio energético, los sistemas pierden rentabilidad debido al bajo costo de la tarifa eléctrica subsidiada.

Palabras clave:

Sistemas fotovoltaicos, prefactibilidad económica, pozos de agua, reducción CO<sub>2</sub>, interconectado a la red.

## **Abstract**

This work analyzes the economic prefeasibility of implementing photovoltaic systems interconnected to the conventional electrical grid in the wells of La Yarada, Tacna. The hypothesis states that these systems are profitable, generating a positive return in terms of Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR).

The methodology is applied, with a quantitative approach and non-experimental correlational design. Technical literature was reviewed and irradiance and temperature data in the area were obtained. 22 pumping supplies with consumption between 10 kW and 120 kW and daily operation profiles were evaluated.

The results showed that photovoltaic systems are profitable, reaching an IRR greater than 5.5%, a positive NPV and a recovery period of less than 10 years for the 22 supplies analyzed under conditions of unsubsidized electricity rates. However, under current conditions, where the electricity rate is subsidized by the government by 55%, profitability is affected, with a recovery period of more than 25 years.

From an environmental point of view, photovoltaic systems can reduce up to 30 tons of CO<sub>2</sub> annually for powers greater than 80 kW, from 10 to 30 tons for powers between 30 kW and 80 kW, and up to 3.84 tons for 10 kW systems.

In conclusion, the integration of photovoltaic systems is economically profitable in scenarios where the electricity rate does not have government subsidies, achieving important environmental benefits. However, under current energy subsidy conditions, the systems lose profitability due to the low cost of the subsidized electricity rate.

**Keywords:**

Photovoltaic systems, economic pre-feasibility, water wells, CO<sub>2</sub> reduction, on grid.

## Tabla de Contenido

	Pág.
Resumen .....	v
Abstract .....	vi
Introducción .....	xix
Capítulo I. Generalidades .....	1
1.1 Antecedentes de esta investigación .....	1
1.2 Identificación y descripción del problema de estudio .....	2
1.3 Formulación del problema .....	4
1.3.1 Problema principal .....	4
1.3.2 Problemas específicos .....	4
1.4 Justificación e importancia de esta investigación .....	4
1.5 Objetivos .....	4
1.5.1 Objetivo general .....	4
1.5.2 Objetivos específicos .....	4
1.6 Hipótesis .....	5
1.6.1 Hipótesis general .....	5
1.6.2 Hipótesis específicas .....	5
1.7 Variables y operacionalización de variables .....	6
1.7.1 Operacionalización de variables .....	6
1.8 Metodología de esta investigación .....	6
1.8.1 Unidad de análisis .....	6
1.8.2 Tipo, Enfoque y nivel de investigación .....	7
1.8.3 Diseño de la investigación .....	7
1.8.4 Fuentes de información .....	7
1.8.5 Población y muestra .....	8
1.8.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	8
1.8.7 Análisis y procesamiento de datos .....	8

1.8.8	Bases y criterios .....	8
Capítulo II. Fundamentos técnicos y de ingeniería .....		10
2.1	Marco teórico .....	10
2.1.1	Energía renovable .....	10
2.1.2	Energía solar .....	10
2.1.3	Radiación solar .....	10
2.1.4	Radiación solar en la Tierra .....	10
2.1.5	Análisis de la irradiancia solar .....	11
2.1.6	Irradiación solar en el Perú .....	12
2.1.7	Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	16
2.1.8	Componentes de los sistemas fotovoltaicos .....	18
2.1.9	Eficiencia de los sistemas fotovoltaico .....	20
2.1.10	Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos .....	25
2.1.11	Orientación y ángulo de inclinación del panel fotovoltaico .....	28
2.1.12	Potencia y energía generada.....	29
2.1.13	Dimensionamiento del inversor.....	31
2.1.14	Dimensionamiento de cables eléctricos .....	32
2.1.15	Tarifas eléctricas utilizadas.....	34
2.1.16	Gases de efecto invernadero.....	35
2.1.17	Factibilidad económica .....	36
2.2	Marco conceptual.....	37
2.2.1	Efecto fotoeléctrico .....	37
2.2.2	Radiación solar.....	37
2.2.3	Irradiación solar .....	37
2.2.4	Corriente alterna.....	37
2.2.5	Corriente continua .....	38
2.2.6	Voltaje .....	38
2.2.7	Potencia eléctrica .....	38

2.2.8	Energía eléctrica.....	38
Capítulo III. Cálculo y análisis del sistema fotovoltaico .....		39
3.1	Flujograma .....	39
3.2	Ubicación geográfica.....	40
3.3	Cálculo de irradiancia e irradiación solar promedio .....	40
3.4	Cálculo de temperatura promedio .....	43
3.5	Consumo energético en La Yarada .....	45
3.6	Análisis de consumo de energía .....	47
3.7	Fichas técnicas de componentes principales .....	49
3.7.1	Paneles fotovoltaicos.....	49
3.7.2	Inversor .....	49
3.7.3	Vatímetro.....	50
3.7.4	Equipos de monitorización.....	51
3.7.5	Estructura de montaje.....	52
3.7.6	Tableros eléctricos.....	53
3.7.7	Cables eléctricos .....	53
3.8	Ubicación del sistema fotovoltaico en relación con el pozo .....	53
3.9	Selección de inversor .....	55
3.10	Cálculo de pérdidas .....	56
3.10.1	Cálculo de pérdidas por temperatura .....	56
3.10.2	Determinación de las otras pérdidas.....	57
3.10.3	Cálculo de pérdidas en el cableado .....	58
3.10.4	Cálculo de pérdidas por sombra .....	58
3.11	Cálculo de eficiencia y número de paneles fotovoltaicos .....	58
3.11.1	Primer cálculo de número de paneles.....	58
3.11.2	Dimensionamiento de cables por capacidad de corriente .....	61
3.11.3	Primer cálculo de la caída de tensión .....	62
3.11.4	Primer cálculo de pérdidas en el cableado .....	66

3.11.5	Segundo cálculo de número de paneles.....	67
3.11.6	Segundo cálculo de la caída de tensión.....	68
3.11.7	Segundo cálculo de pérdidas en el cableado.....	70
3.11.8	Eficiencia total y número de paneles .....	71
3.12	Verificación de parámetros eléctricos de inversor .....	72
3.13	Cálculo de potencia y energía .....	75
3.14	Cálculo de reducción anual de CO2 .....	100
3.15	Costos del sistema fotovoltaico.....	101
3.16	Cálculo de VAN, TIR y Costo del kWh.....	107
Capítulo IV. Análisis de resultados .....		155
4.1	Resultados .....	155
4.2	Contrastación de hipótesis .....	161
4.3	Discusión de resultados .....	163
Conclusiones.....		166
Recomendaciones .....		167
Referencias bibliográficas.....		168
Anexos .....		172

## Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1: Operacionalización de variables.....	6
Tabla 2: Datos de irradiación solar promedio periodo 2020-2022. ....	40
Tabla 3: Datos de irradiancia solar promedio periodo 2020-2024. ....	42
Tabla 4: Datos de temperatura promedio del periodo 2020-2024.....	43
Tabla 5: Registro de consumos promedio de los 77 suministros eléctricos.....	45
Tabla 6: Detalles de suministros con consumos estables. ....	48
Tabla 7: Características técnicas del panel solar. ....	49
Tabla 8: Características técnicas de los inversores.....	50
Tabla 9: Características técnicas del vatímetro.....	51
Tabla 10: Características técnicas de la monitorización.....	52
Tabla 11: Características técnicas de los cables.....	53
Tabla 12: Inversores asignados a cada suministro. ....	55
Tabla 13: Pérdidas por temperatura de cada mes. ....	56
Tabla 14: Determinación de pérdidas. ....	57
Tabla 15: Primer cálculo de eficiencias totales por mes.....	59
Tabla 16: Primer cálculo de número de paneles para cada eficiencia.....	60
Tabla 17: Selección del cable por capacidad de corriente.....	61
Tabla 18: Resistencias eléctricas y cadenas asociadas a cada inversor.....	62
Tabla 19: Primer cálculo de caída de tensión para cada suministro.....	65
Tabla 20: Primer cálculo de pérdidas en el cableado.....	67
Tabla 21: Segundo cálculo de número de paneles. ....	67
Tabla 22: Segundo cálculo de caída de tensión para cada suministro. ....	68
Tabla 23: Segundo cálculo de pérdidas en el cableado. ....	70
Tabla 24: Cálculo de eficiencias totales por mes. ....	71
Tabla 25: Cálculo de número de paneles.....	71
Tabla 26: Cálculo de máxima potencia y voltaje de entrada al inversor. ....	73

Tabla 27: Comparación de potencia y voltaje con fichas técnicas.....	74
Tabla 28: Potencia generada diaria- suministro 119019138.....	76
Tabla 29: Cálculos de reducción de tCO <sub>2</sub> para cada suministro. ....	100
Tabla 30: Costos de materiales y equipos propuestos. ....	101
Tabla 31: Metrado de materiales y equipos para el suministro 119019138. ....	103
Tabla 32: Costos del sistema fotovoltaico para el suministro 119019138.....	105
Tabla 33: Costos de inversión del sistema fotovoltaico para cada suministro. ....	106
Tabla 34: Flujo de caja del primer año para el suministro 119019138.....	109
Tabla 35: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019138.....	110
Tabla 36: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019135.....	113
Tabla 37: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019134.....	115
Tabla 38: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019131.....	117
Tabla 39: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019128.....	119
Tabla 40: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019127.....	121
Tabla 41: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019126.....	123
Tabla 42: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019139.....	125
Tabla 43: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019155.....	127
Tabla 44: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119021425.....	129
Tabla 45: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019196.....	131
Tabla 46: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119021381.....	133
Tabla 47: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019144.....	135
Tabla 48: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019145.....	137
Tabla 49: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019149.....	139
Tabla 50: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019147.....	141
Tabla 51: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019185.....	143
Tabla 52: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019182.....	145
Tabla 53: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019178.....	147
Tabla 54: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019164.....	149

Tabla 55: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019200.....	151
Tabla 56: Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019198.....	153
Tabla 57: Detalles del sistema fotovoltaico para cada suministro.....	155
Tabla 58: Cálculo del VAN por suministro sin subsidio energético.....	156
Tabla 59: Cálculo del TIR por suministro sin subsidio energético.....	157
Tabla 60: Cálculo del VAN del mismo suministro con subsidio energético.....	157
Tabla 61: Cálculo del TIR del mismo suministro con subsidio energético. ....	158
Tabla 62: Cálculo del costo del kWh para cada suministro. ....	159
Tabla 63: Reducción en toneladas de CO2 para cada suministro.....	160

## Lista de Figuras

Figura 1: Delimitación del distrito de la Yarada – Los Palos.....	3
Figura 2: Irradiancia y horas solar pico. ....	12
Figura 3: Energía solar incidente diaria promedio anual del Perú. ....	14
Figura 4: Energía solar incidente diaria en Tacna. ....	15
Figura 5: Esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red.....	16
Figura 6: Esquema de sistema fotovoltaico aislado. ....	17
Figura 7: Esquema de sistema fotovoltaico híbrido.....	18
Figura 8: Arreglo de paneles fotovoltaicos en serie.....	26
Figura 9: Arreglo de paneles fotovoltaicos en paralelo.....	27
Figura 10: Arreglo de paneles fotovoltaicos mixto.....	27
Figura 11: Flujograma utilizado del proceso para obtener el estudio de prefactibilidad. ...	39
Figura 12: Ubicación geográfica del distrito de La Yarada. ....	40
Figura 13: Gráfica de irradiación solar en paneles horizontales en La Yarada. ....	41
Figura 14: Gráfica de irradiancia solar promedio en un día 2020-2024. ....	43
Figura 15: Gráfica de temperatura promedio en un día 2020-2024.....	44
Figura 16: Base de concreto con columna de acero para soporte de paneles. ....	52
Figura 17: Ubicación de 40m respecto al cuarto de máquinas 1. ....	54
Figura 18: Ubicación de 40m respecto al cuarto de máquinas 2. ....	54
Figura 19: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019138.....	77
Figura 20: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019138.....	78
Figura 21: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019135.....	79
Figura 22: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019135.....	79
Figura 23: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019134.....	80
Figura 24: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019134.....	80
Figura 25: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019131.....	81
Figura 26: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019131.....	81
Figura 27: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019128.....	82

Figura 28: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019128.....	82
Figura 29: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019127.....	83
Figura 30: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019127.....	83
Figura 31: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019126.....	84
Figura 32: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019126.....	84
Figura 33: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019139.....	85
Figura 34: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019139.....	85
Figura 35: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019155.....	86
Figura 36: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019155.....	86
Figura 37: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119021425.....	87
Figura 38: Gráfica de energía suministrada – suministro 119021425.....	87
Figura 39: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019196.....	88
Figura 40: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019196.....	88
Figura 41: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119021381.....	89
Figura 42: Gráfica de energía suministrada – suministro 119021381.....	89
Figura 43: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019144.....	90
Figura 44: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019144.....	90
Figura 45: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019145.....	91
Figura 46: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019145.....	91
Figura 47: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019149.....	92
Figura 48: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019149.....	92
Figura 49: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019147.....	93
Figura 50: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019147.....	93
Figura 51: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019185.....	94
Figura 52: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019185.....	94
Figura 53: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019182.....	95
Figura 54: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019182.....	95
Figura 55: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019178.....	96

Figura 56: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019178.....	96
Figura 57: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019164.....	97
Figura 58: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019164.....	97
Figura 59: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019200.....	98
Figura 60: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019200.....	98
Figura 61: Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019198.....	99
Figura 62: Gráfica de energía suministrada – suministro 119019198.....	99
Figura 63: Flujo de caja general del sistema fotovoltaico. ....	107
Figura 64: Gráfica del VAN – Suministro 119019138.....	111
Figura 65: Gráfica de la TIR – Suministro 119019138.....	112
Figura 66: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019138.....	112
Figura 67: Gráfica del VAN – Suministro 119019135.....	113
Figura 68: Gráfica de la TIR – Suministro 119019135.....	114
Figura 69: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019138.....	114
Figura 70: Gráfica del VAN – Suministro 119019134.....	115
Figura 71: Gráfica de la TIR – Suministro 119019134.....	116
Figura 72: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019134.....	116
Figura 73: Gráfica del VAN – Suministro 119019131.....	117
Figura 74: Gráfica de la TIR – Suministro 119019131.....	118
Figura 75: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019131.....	118
Figura 76: Gráfica del VAN – Suministro 119019128.....	119
Figura 77: Gráfica de la TIR – Suministro 119019128.....	120
Figura 78: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019128.....	120
Figura 79: Gráfica del VAN – Suministro 119019127.....	121
Figura 80: Gráfica de la TIR – Suministro 119019127.....	122
Figura 81: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019127.....	122
Figura 82: Gráfica del VAN – Suministro 119019126.....	123
Figura 83: Gráfica de la TIR – Suministro 119019126.....	124

Figura 84: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019126.....	124
Figura 85: Gráfica del VAN – Suministro 119019139.....	125
Figura 86: Gráfica de la TIR – Suministro 119019139.....	126
Figura 87: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019139.....	126
Figura 88: Gráfica del VAN – Suministro 119019155.....	127
Figura 89: Gráfica de la TIR – Suministro 119019155.....	128
Figura 90: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019155.....	128
Figura 91: Gráfica del VAN – Suministro 119021425.....	129
Figura 92: Gráfica de la TIR – Suministro 119021425.....	130
Figura 93: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119021425.....	130
Figura 94: Gráfica del VAN – Suministro 119019196.....	131
Figura 95: Gráfica de la TIR – Suministro 119019196.....	132
Figura 96: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019196.....	132
Figura 97: Gráfica del VAN – Suministro 119021381.....	133
Figura 98: Gráfica de la TIR – Suministro 119021381.....	134
Figura 99: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119021381.....	134
Figura 100: Gráfica del VAN – Suministro 119019144.....	135
Figura 101: Gráfica de la TIR – Suministro 119019144.....	136
Figura 102: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019144.....	136
Figura 103: Gráfica del VAN – Suministro 119019145.....	137
Figura 104: Gráfica de la TIR – Suministro 119019145.....	138
Figura 105: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019145.....	138
Figura 106: Gráfica del VAN – Suministro 119019149.....	139
Figura 107: Gráfica de la TIR – Suministro 119019149.....	140
Figura 108: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019149.....	140
Figura 109: Gráfica del VAN – Suministro 119019147.....	141
Figura 110: Gráfica de la TIR – Suministro 119019147.....	142
Figura 111: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019147.....	142

Figura 112: Gráfica del VAN – Suministro 119019185.....	143
Figura 113: Gráfica de la TIR – Suministro 119019185.....	144
Figura 114: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019185.....	144
Figura 115: Gráfica del VAN – Suministro 11901982.....	145
Figura 116: Gráfica de la TIR – Suministro 119019182.....	146
Figura 117: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019182.....	146
Figura 118: Gráfica del VAN – Suministro 119019178.....	147
Figura 119: Gráfica de la TIR – Suministro 119019178.....	148
Figura 120: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019178.....	148
Figura 121: Gráfica del VAN – Suministro 119019164.....	149
Figura 122: Gráfica de la TIR – Suministro 119019164.....	150
Figura 123: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019164.....	150
Figura 124: Gráfica del VAN – Suministro 119019200.....	151
Figura 125: Gráfica de la TIR – Suministro 119019200.....	152
Figura 126: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019200.....	152
Figura 127: Gráfica del VAN – Suministro 119019198.....	153
Figura 128: Gráfica de la TIR – Suministro 119019198.....	154
Figura 129: Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019198.....	154

## **Introducción**

Este trabajo de investigación tiene como objetivo analizar la prefactibilidad económica de implementar sistemas fotovoltaicos interconectados a la red en los sistemas de bombeo de agua de los pozos de La Yarada, Tacna.

Para ello, en el capítulo I, se realiza una revisión exhaustiva de la literatura relevante, lo que permite identificar y formular el problema de estudio, definir los objetivos y plantear la hipótesis. Asimismo, se establece la metodología de investigación, detallando las fuentes de información y el método de análisis y procesamiento de datos.

A continuación, en el capítulo II, se presentan los fundamentos técnicos y de ingeniería que sustentan el proyecto. En este apartado, se incluyen los conceptos clave, así como la formulación de las ecuaciones que se emplearán en los cálculos y análisis desarrollados a lo largo de la tesis.

Posteriormente, en el capítulo III, se lleva a cabo el desarrollo de los cálculos y análisis del sistema fotovoltaico. En esta sección, se determina el consumo de cada suministro evaluado, se describe la ubicación geográfica de la zona, se seleccionan los componentes del sistema fotovoltaico, y se calculan las pérdidas, la energía y la potencia generada. Además, se detallan los costos asociados al sistema y se realiza un análisis económico, junto con la estimación de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Finalmente, en el capítulo IV, se presenta un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos. En primer lugar, se exponen los resultados del consumo de energía y el análisis económico del capítulo anterior, seguido de los cálculos de reducción de CO<sub>2</sub>. Luego, se realiza una contrastación con la hipótesis planteada y se lleva a cabo una discusión de resultados en comparación con los antecedentes investigativos.

La tesis finaliza con las conclusiones y recomendaciones basadas en los hallazgos de la investigación.

# Capítulo I. Generalidades

## 1 Generalidades

### 1.1 Antecedentes de esta investigación

En la presente tesis se ha tomado como referencia algunos trabajos de investigación realizadas por otras personas.

Salazar Arrayán (2020)<sup>1</sup> investigó el problema del costo del servicio eléctrico en la Clínica Melo y una alternativa medioambiental que pudiera contribuir a su reducción. Como justificación, destaca el aumento del daño ocasionado al medio ambiente. Su objetivo fue determinar la factibilidad de implementar un sistema solar fotovoltaico en la Clínica Melo y evaluar su impacto en el cuidado ambiental. La hipótesis planteada sostiene que el sistema fotovoltaico generaría un impacto positivo económicamente y contribuiría a disminuir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La técnica de recolección de datos utilizada fue el análisis del historial de consumo eléctrico de la clínica. La metodología empleada es de tipo fundamental, con un nivel correlacional y un enfoque cuantitativo, y se basa en un diseño no experimental. Los resultados indican una rentabilidad de S/. 11,126.90 en un periodo de 5 años y una reducción de emisiones de 12.589 tCO<sub>2</sub> al año.

En conclusión, la implementación de un sistema solar fotovoltaico en la Clínica Melo es factible, respaldada por los valores obtenidos de VAN y TIR positivos, con S/. 11,126.90 y 13.87%, respectivamente, en un periodo de 5 años.

Baltazar Jimenez (2020)<sup>2</sup> investigó el problema del abastecimiento de agua de la I.E.P. Apostol San Pedro. Como justificación, destaca que los estudiantes cuenten con un servicio de agua utilizando energía limpia. Su objetivo fue realizar la configuración de un

---

<sup>1</sup> Salazar Arrayán, R. J. (2020). *Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico en la clínica de reproducción Melo para fuente de suministro eléctrico como estrategia medio ambiental y de reducción de costos* [Universidad Católica de Santa María]. <https://repositorio.ucsm.edu.pe/handle/20.500.12920/10452>

<sup>2</sup> Baltazar Jimenez, M. (2020). *Sistema de bombeo solar fotovoltaico para abastecimiento de agua en la I.E.P. Apóstol San Pedro del Distrito Tres de Diciembre* [Universidad Nacional del Centro del Perú]. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6670>

sistema de bombeo solar fotovoltaico. La hipótesis planteada sostiene que se logrará abastecer de agua a la I.E.P. Apóstol San Pedro.

La técnica de recolección de datos utilizada fue revisar normativas y estadísticas sobre la institución educativa. La metodología empleada es de tipo aplicada, con nivel correlacional y un enfoque cuantitativo, y se basa en un diseño experimental. Los resultados presentan la configuración de componentes que pertenecen al sistema de abastecimiento de agua al sistema fotovoltaico. En la discusión de resultado se destaca que la tecnología utilizada tiene como variable el entorno social y las condiciones ambientales.

En conclusión, el sistema de bombeo solar fotovoltaico tiene la siguiente configuración, 6 paneles solares con potencia nominal individual de 300 W, un regulador de energía con una capacidad de corriente máxima de 60 A, el almacenaje de energía está constituido por 4 baterías con capacidad individual de 155 A.h, un inversor para la transformación de corriente que soporte una potencia de 1 000 W y un potencial de 12 V. Finalmente la configuración será aprovechada por una bomba centrífuga superficial con potencia nominal de 1,5 HP.

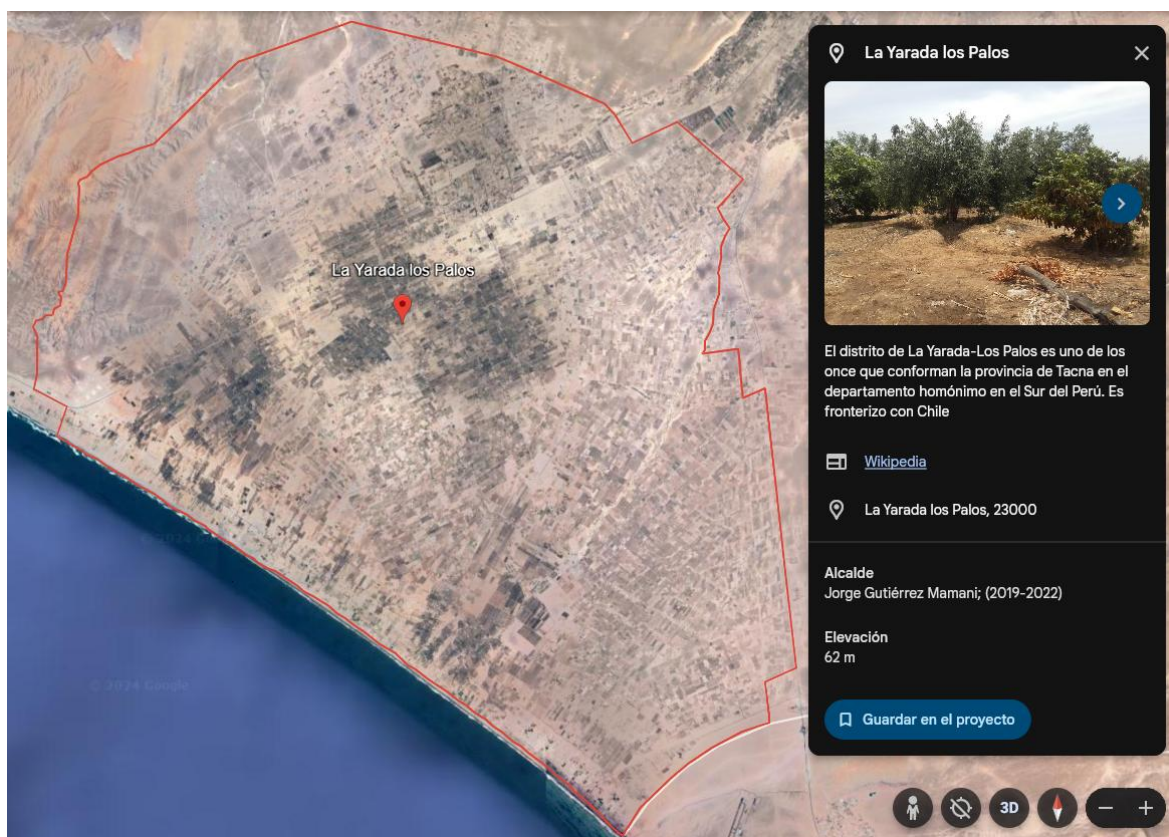
## **1.2 Identificación y descripción del problema de estudio**

La agricultura en el Perú ha desempeñado un papel crucial en la economía nacional, siendo una de las actividades principales que abastece a más de 33 millones de peruanos diariamente con alimentos de primera necesidad. A pesar de la abundancia de recursos naturales, la actividad agraria se enfrenta a desafíos significativos, incluyendo el desorden en la producción y la disminución de su rentabilidad y competitividad.

En el distrito de La Yarada, provincia de Tacna, departamento de Tacna, la agricultura es una parte integral de su economía, siendo la producción de olivo una de las principales fuentes de ingreso. Debido a la ubicación geográfica del distrito de La Yarada como se muestra en la siguiente figura, no cuenta con caudal de agua en los ríos cercanos suficiente para el riego de las plantas por ello obtienen el agua necesaria desde el subsuelo a través de pozos.

## Figura 1

*Delimitación del distrito de la Yarada – Los Palos.*



*Nota:* Fuente Google Earth.

Según datos de la Dirección Regional de Agricultura Tacna (DRAT), el olivo representa más del 50% del Valor Bruto de la Producción Agrícola en la zona. Sin embargo, la producción de olivo ha experimentado una preocupante disminución en los últimos años, especialmente debido a los cambios climáticos observados en la región. Tanto en el año 2023 como en lo que va de los meses de enero a abril del año 2024, se ha registrado una caída en la producción en comparación con años anteriores, lo que plantea serias preocupaciones sobre la sostenibilidad económica de la actividad agrícola en la zona.

Ante esta realidad, es imperativo buscar soluciones que mejoren la rentabilidad y la viabilidad económica de la producción agrícola en La Yarada.

### **1.3 Formulación del problema**

#### **1.3.1 Problema principal**

¿Es factible económicamente incorporar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna?

#### **1.3.2 Problemas específicos**

- ¿Qué características tiene el consumo de energía y de potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua?
- ¿Cuánto es el ahorro energético estimado generado por el uso de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua de los pozos?
- ¿Cuánto es el tiempo estimado de recuperación de la inversión en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos?
- ¿Cuánto es la reducción estimada de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generada por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua de los pozos?

### **1.4 Justificación e importancia de esta investigación**

La incorporación de sistemas fotovoltaicos permitirá a los agricultores mejorar e innovar sus tecnologías de producción y así reducir sus costos de producción y mejorar su rentabilidad. Esto, a su vez, les permitirá crecer y posiblemente reducir los costos de venta al público. Además, fortalecería sus inversiones en cultivos y les ayudaría a evitar una posible quiebra ante fenómenos naturales que puedan perjudicar la producción agrícola por falta de agua.

### **1.5 Objetivos**

#### **1.5.1 Objetivo general**

Analizar la factibilidad económica de sistemas fotovoltaicos con los sistemas convencionales en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna.

#### **1.5.2 Objetivos específicos**

- Analizar el consumo de energía y potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua.

- Determinar el ahorro energético generado por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos.
- Determinar el tiempo estimado de recuperación de la inversión en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos.
- Determinar la reducción estimada de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) generada por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua de los pozos.

## **1.6 Hipótesis**

### **1.6.1 Hipótesis general**

La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna, será económicamente factible, generando un retorno positivo de la inversión en términos de valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR) en condiciones economía real.

### **1.6.2 Hipótesis específicas**

- El mayor consumo de energía y potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua ocurrirá durante el día.
- La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos generará un ahorro energético significativo en comparación con el uso de la red eléctrica convencional.
- La inversión inicial en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos se recuperará en un plazo de menos de cinco años gracias a los ahorros en costos energéticos.
- La implementación de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos reducirá significativamente las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en comparación con los sistemas de bombeo que utilizan energía de fuentes convencionales.

## 1.7 Variables y operacionalización de variables

La variable independiente (V.I.) es “Integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua,” con la dimensión de producción de energía medida en kilovatios hora (kWh). La variable dependiente (V.D.) es “Prefactibilidad económica,” cuya dimensión es el retorno de inversión, medido en soles y porcentaje.

### 1.7.1 Operacionalización de variables

**Tabla 1**

*Operacionalización de variables.*

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Escala de medición
Integrar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua.	Incorporación de tecnología solar para generar electricidad.	Sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua el cual es medido por la cantidad de energía generada.	Producción de energía	Cantidad de energía producida	Kilowatt hora (kWh)
Prefactibilidad económica.	Evaluación preliminar de la viabilidad financiera de un proyecto.	Evaluación mediante el análisis de costos iniciales, ahorros proyectados, tiempo de recuperación de la inversión.	Retorno de inversión	Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR)	Soles (S/.) y porcentaje (%)

*Nota:* Fuente propia

## 1.8 Metodología de esta investigación

### 1.8.1 Unidad de análisis

En la presente investigación, la unidad de análisis estará conformada por pozos de agua formales del distrito de La Yarada que cuentan con suministro eléctrico para sus respectivos sistemas de bombeo, y que tengan una tarifa eléctrica tipo MT2 con un consumo de energía y potencia aproximadamente constante a lo largo de todos los meses del año.

Los sistemas fotovoltaicos propuestos serán del tipo interconectado a la red (on-grid) y estarán diseñados con un ángulo de inclinación fijo, es decir, sin seguidor solar. Además, se considerará que los sistemas fotovoltaicos estarán ubicados junto al sistema de bombeo.

Cabe destacar que no se considerará el reciclaje de paneles solares debido a la ausencia de regulación en el Perú.

### **1.8.2 Tipo, Enfoque y nivel de investigación**

**Tipo de investigación.** El tipo de investigación es aplicada, ya que se utilizarán los conocimientos sobre sistemas fotovoltaicos en un sistema de bombeo para su posterior evaluación de prefactibilidad.

**Enfoque de la investigación.** El enfoque de la investigación es cuantitativo, ya que se compararán valores numéricos para determinar la prefactibilidad de integrar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua.

**Nivel de la investigación.** El nivel de la investigación es correlacional, ya que se estudiará la relación entre dos variables en el presente estudio. La variable independiente es la "integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua" y la variable dependiente es la "prefactibilidad económica".

### **1.8.3 Diseño de la investigación**

El diseño de la investigación es no experimental, ya que no se implementará directamente en el lugar de investigación. En cambio, se dejará como un estudio preliminar que podrá ser utilizado por futuros proyectistas para ejecutar proyectos, siempre y cuando se demuestre su viabilidad económica.

Este diseño de investigación proporcionará una comprensión clara y detallada de la factibilidad económica de la integración parcial de sistemas fotovoltaicos en el sistema de bombeo de agua de los pozos en el distrito de La Yarada. Ofrecerá información relevante para la toma de decisiones en el ámbito energético, permitiendo a los tomadores de decisiones evaluar los beneficios y costos potenciales antes de realizar inversiones significativas.

### **1.8.4 Fuentes de información**

- Registros de los recibos de consumo de energía de los suministros.
- Base de datos de radiación y temperatura de la Nasa (Nasa Power)
- Datos de radiación de Global solar atlas

- Datos de temperatura del SENAMHI
- Informes de la Dirección Regional de Agricultura Tacna
- Estadísticas del Banco Central de Reserva del Perú
- Informes del Ministerio del Ambiente

#### **1.8.5 Población y muestra**

La población del presente trabajo comprende los 77 suministros de pozos de agua formales del distrito de La Yarada, en Tacna. La muestra se selecciona en base al análisis de consumo eléctrico, considerando únicamente aquellos suministros con consumos de energía y potencia similares durante los últimos 12 meses. Bajo este criterio, se identificaron 22 de los 77 suministros que cumplen con los requisitos establecidos.

#### **1.8.6 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

Para la obtención de datos, se realizó primero una revisión exhaustiva de las fuentes disponibles, seleccionando aquellas que proporcionaban información relevante y de alta calidad para el estudio. Posteriormente, se obtuvo acceso a las bases de datos mediante colaboraciones institucionales y acceso público. Los datos fueron descargados en formatos compatibles, facilitando su posterior análisis.

#### **1.8.7 Análisis y procesamiento de datos**

Los datos de los recibos de consumo de energía y la base de datos de radiación y temperatura de la NASA fueron analizados y procesados utilizando Excel. Este software permitió identificar los suministros con consumos similares de energía y potencia. Posteriormente, estos datos se utilizaron para realizar los cálculos necesarios en el diseño del sistema fotovoltaico.

#### **1.8.8 Bases y criterios**

El presente estudio se fundamenta en el diseño e implementación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica, evitando el uso de baterías, siguiendo experiencias previas que evidencian cómo el almacenamiento de energía con baterías incrementa significativamente el costo inicial del sistema, reduciendo así su rentabilidad y aumentando el tiempo de retorno de la inversión. Este enfoque optimiza la inversión y

simplifica el mantenimiento, considerando además la mayor durabilidad y eficiencia que ofrecen los sistemas interconectados.

Para la determinación de la capacidad del sistema fotovoltaico, se tomó en cuenta la potencia de consumo promedio de los pozos de bombeo, asegurando que esta siempre sea superior a la potencia nominal del sistema fotovoltaico instalado. Este criterio permite maximizar el aprovechamiento de la energía generada, evitando el vertido de excedentes hacia la red y asegurando que la totalidad de la producción fotovoltaica se utilice para cubrir la demanda de energía de los equipos de bombeo.

En cuanto a la tarifa eléctrica, se consideró el régimen tarifario MT2, que se caracteriza por ofrecer un costo más bajo en el consumo energético durante las horas no punta. Esta tarifa, regulada por la concesionaria eléctrica, es especialmente ventajosa para sistemas de bombeo de agua que operan en horarios extendidos, ya que permite obtener un mayor ahorro en la factura eléctrica y, por ende, la más usada por los pozos al aprovechar las diferencias tarifarias entre horas punta y horas no punta.

Este enfoque integral considera los aspectos técnicos, económicos y operativos del sistema, garantizando un diseño eficiente y rentable para los pozos de bombeo de agua estudiados en la región.

## **Capítulo II. Fundamentos técnicos y de ingeniería**

### **2 Marco Teórico y Marco Conceptual**

#### **2.1 Marco teórico**

##### **2.1.1 *Energía renovable***

La energía renovable se refiere a la energía obtenida de aquellas fuentes de energía que aprovechan recursos naturales como el sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal, entre otros. Estas fuentes no requieren de combustibles fósiles a diferencia de las energías convencionales así mismo la emisión de contaminantes es mínima.

##### **2.1.2 *Energía solar***

La energía solar es la energía que proviene directamente del sol en forma de luz, calor y rayos ultravioleta. Existen varias formas de aprovecharla y una de las más importantes es mediante paneles fotovoltaicos para generar electricidad.

Con el paso del tiempo, los avances tecnológicos han hecho que aprovechar la energía solar sea de las más eficientes y económicas que de todos otros los tipos de energía de fuentes renovables.

##### **2.1.3 *Radiación solar***

La radiación solar se refiere al conjunto de radiaciones electromagnéticas emanadas por el Sol. Este último se caracteriza por su temperatura media de aproximadamente 6,000 ° K, y en su interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear que resultan en una pérdida de masa, transformándose en energía. Dicha energía liberada se propaga hacia el espacio exterior en forma de radiación solar.(Abad Mariños & Flores Mendo, 2016).

##### **2.1.4 *Radiación solar en la Tierra***

La Tierra absorbe solo una fracción de la radiación total emitida por el Sol. Esta radiación, al llegar a nuestro planeta, atraviesa la atmósfera, donde su incidencia se ve modificada, reflejándose una porción de ella de vuelta al espacio. La radiación remanente

alcanza la superficie terrestre y, según su modo de incidencia, puede clasificarse en tres tipos: radiación reflejada, radiación directa y radiación difusa.

**Radiación directa.** La radiación directa es aquella que alcanza la superficie terrestre sin dispersarse. Su intensidad disminuye en los días nublados y aumenta en los días despejados.

**Radiación difusa.** La radiación difusa es el resultado de la dispersión causada por la atmósfera y las nubes cuando la radiación solar atraviesa la atmósfera. Su intensidad aumenta en los días nublados y disminuye en los días despejados.

**Radiación reflejada.** La radiación reflejada es aquella que alcanza un objeto o superficie debido a la reflexión generada por otro objeto o superficie. Por lo general, las superficies verticales reciben una mayor cantidad de radiación reflejada en comparación con las superficies horizontales.

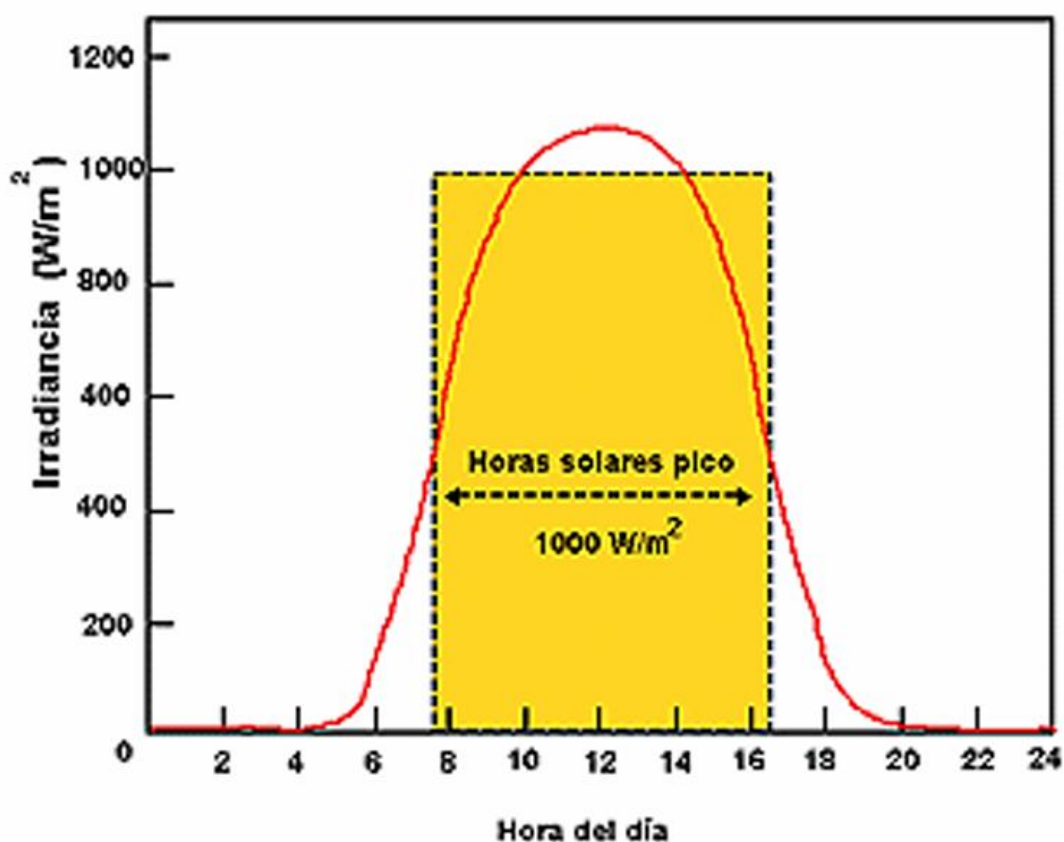
#### **2.1.5 *Análisis de la irradiancia solar***

La irradiancia solar se refiere a la potencia con la cual inciden sobre una superficie la suma de los tres tipos de radiación mencionados anteriormente. Su unidad de medida es el Watt por metro cuadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ). Por otro lado, la irradiación es la cantidad de energía transferida como resultado de la incidencia de la radiación solar sobre una superficie. La irradiación se mide en Watt-hora por metro cuadrado ( $\text{W-hora}/\text{m}^2$ ).

Debido a que la irradiancia solar varía en función a las horas del día es necesario expresar la irradiación solar en unidades de Horas solar pico (HSP). Esta medida se refiere al período de tiempo en horas durante el cual se alcanza una irradiancia de  $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$  necesario para generar la irradiación diaria obtenida al integrar la irradiancia a lo largo de todas las horas del día. A continuación, se muestra una ilustración donde se representa la irradiancia y las horas solar pico.

**Figura 2**

*Irradiancia y horas solar pico.*



*Nota:* Fuente (Leloux, 2005)

### **2.1.6 Irradiación solar en el Perú**

En el Grupo de Apoyo al Sector Rural, 2017 manifiestan que el país cuenta con un alto potencial solar debido a su ubicación geográfica y condiciones climáticas favorables. A pesar de esto, el desarrollo de proyectos solares aún se encuentra en etapas iniciales. Se han realizado avances significativos en la implementación de proyectos fotovoltaicos a pequeña y gran escala, especialmente en zonas remotas donde la electrificación convencional es costosa. Además, el gobierno peruano ha promulgado políticas y regulaciones para incentivar la inversión en energía solar, incluyendo programas de incentivos y subastas de energía renovable.

El Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) y la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP-MEM) han colaborado en la creación de un "Atlas de Energía Solar", recopilando datos

históricos y recientes sobre la irradiación solar en el país. Este recurso proporciona mapas nacionales y departamentales de la energía solar recibida en superficie, junto con gráficos de variación mensual de la irradiación solar incidente. Esta información es fundamental para atraer inversores y público hacia las energías renovables, fomentando el desarrollo de tecnologías para obtener calor y electricidad mediante colectores térmicos y paneles fotovoltaicos.(SENAMHI, 2003).

La energía incidente diaria promedio anual se muestra a continuación. Se observa que, en la zona sur del Perú, la energía incidente es mayor en comparación con otras regiones. Así mismo también se muestra que en la zona sur se alcanza niveles de irradiación desde 6.5 hasta 7.0 kWh/m<sup>2</sup>.

En la figura 3 se muestra la irradiación en la provincia de Tacna así mismo se muestra que en el distrito de la Yarada para el mes de febrero se alcanza niveles de irradiación mayores a 7.5 kWh/m<sup>2</sup> y para el mes de agosto apenas se llega a 4.0kWh/m<sup>2</sup>.

**Figura 3**

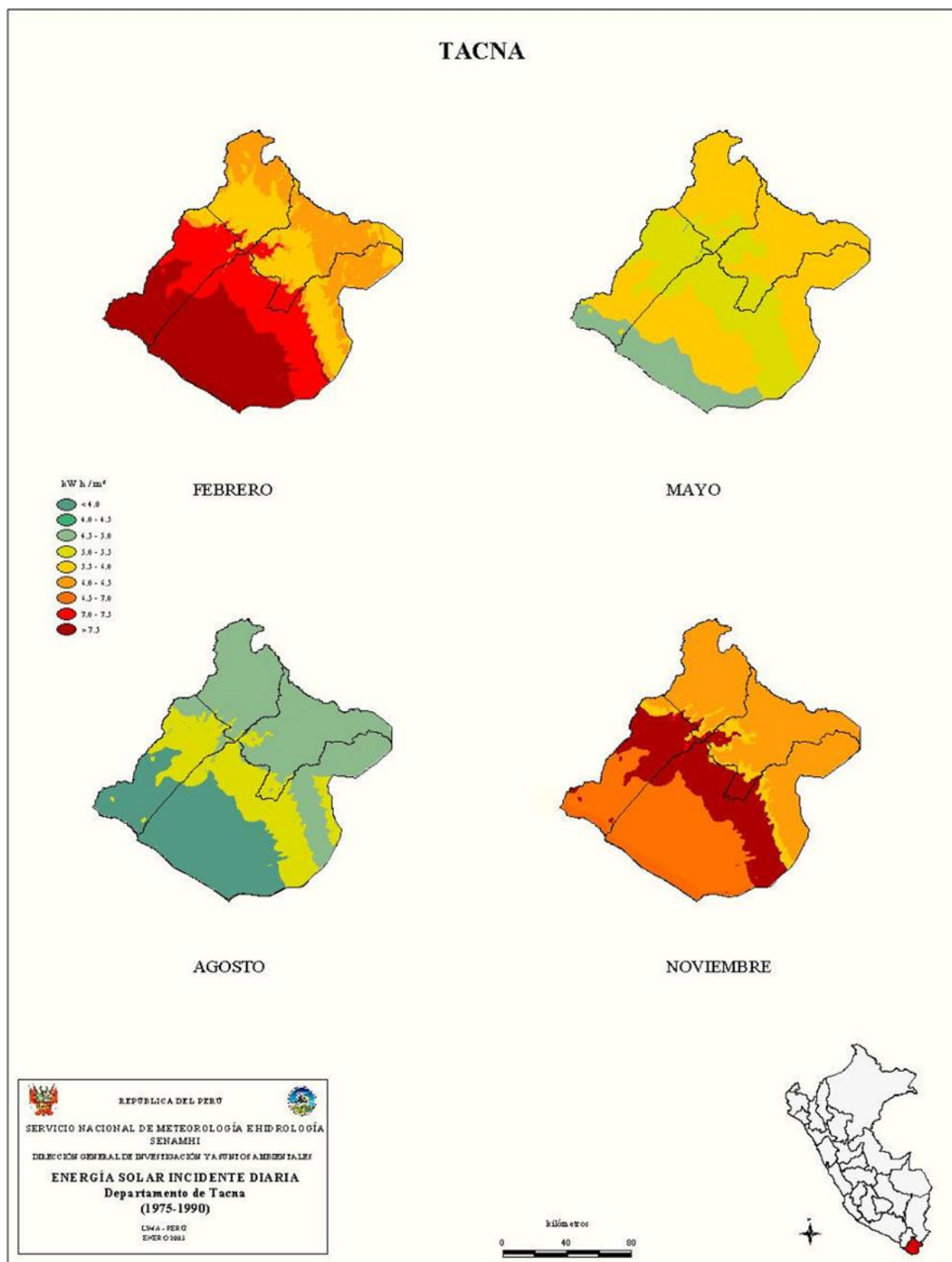
*Energía solar incidente diaria promedio anual del Perú.*



*Nota:* Fuente (SENAMHI, 2003).

**Figura 4**

*Energía solar incidente diaria en Tacna.*



*Nota:* Fuente (SENAMHI, 2003).

### 2.1.7 Tipos de sistemas fotovoltaicos

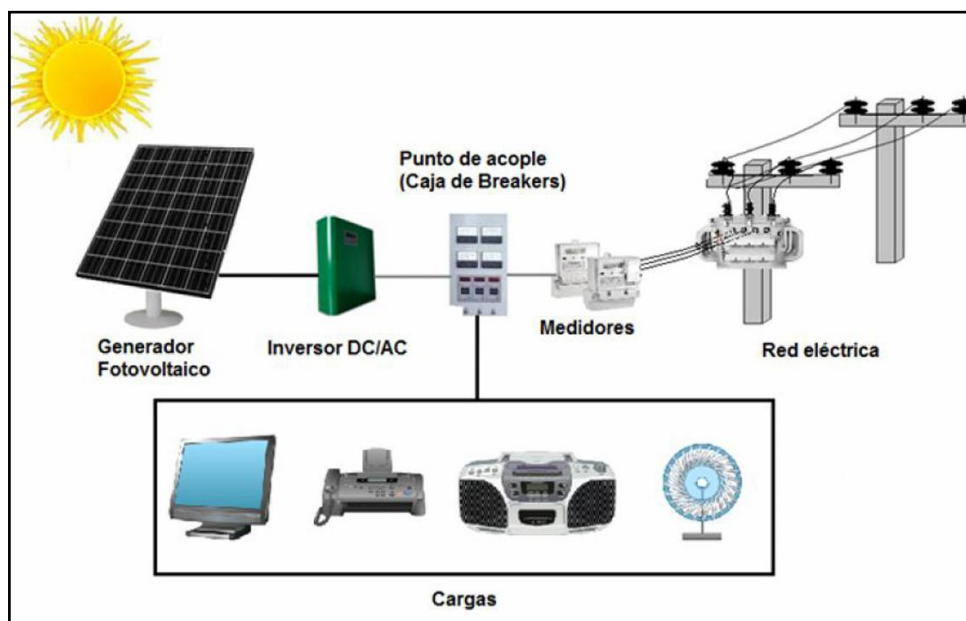
Un sistema fotovoltaico es un conjunto de dispositivos diseñados para capturar la energía solar y convertirla directamente en electricidad utilizable. Los tipos de sistemas fotovoltaicos son: sistemas conectados a la red, sistemas aislados y sistemas híbridos.

**Sistema fotovoltaico conectado a la red.** Estos sistemas están conectados directamente a la red eléctrica convencional. La electricidad generada por estos sistemas se usa en el instante en que se genera y todo excedente se verterá a la red eléctrica si se tiene una configuración adecuada. Estos sistemas son usados principalmente en las zonas donde hay suministro eléctrico.

A continuación, se muestra el esquema de instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

**Figura 5**

*Esquema de sistema fotovoltaico conectado a la red.*



*Nota:* Fuente (Dueñas et al., 2019).

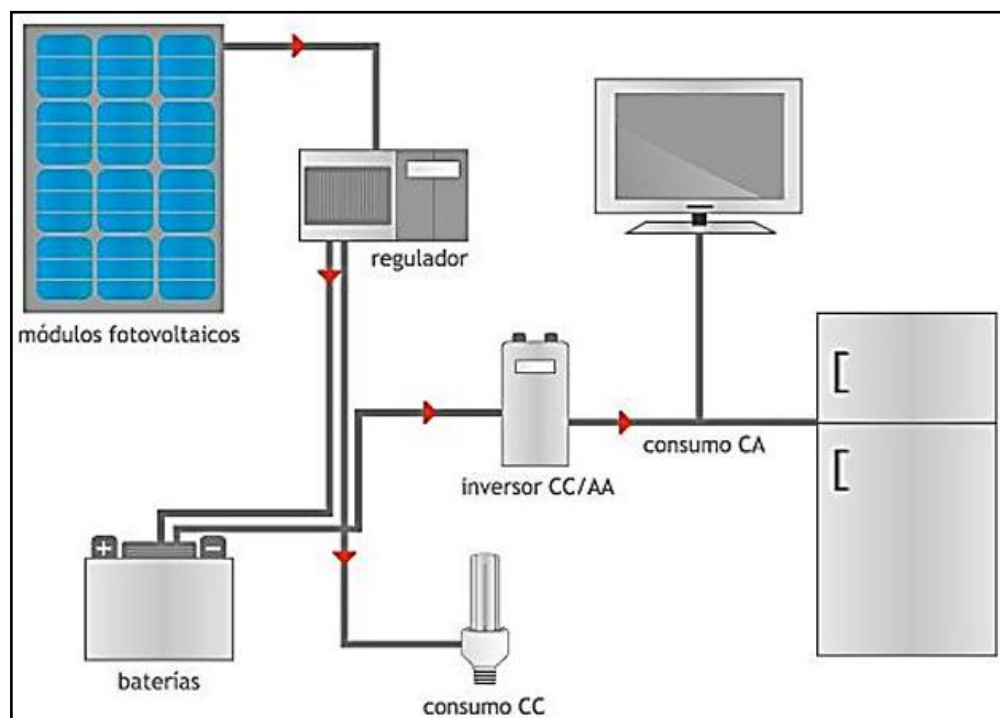
**Sistema fotovoltaico aislado.** Estos sistemas, conocidos como sistemas autónomos o independientes, no están conectados a la red eléctrica convencional. La electricidad generada por estos sistemas se consume inmediatamente para satisfacer la demanda de cargas en ese momento. Cualquier excedente de energía se almacena en

baterías. Durante el día, las baterías se cargan con la energía solar para su uso posterior durante la noche o en días nublados. Estos sistemas son usados principalmente en las zonas donde no hay redes eléctricas como en el ámbito rural.

A continuación, se muestra el esquema de instalación de un sistema fotovoltaico aislado.

**Figura 6**

*Esquema de sistema fotovoltaico aislado.*



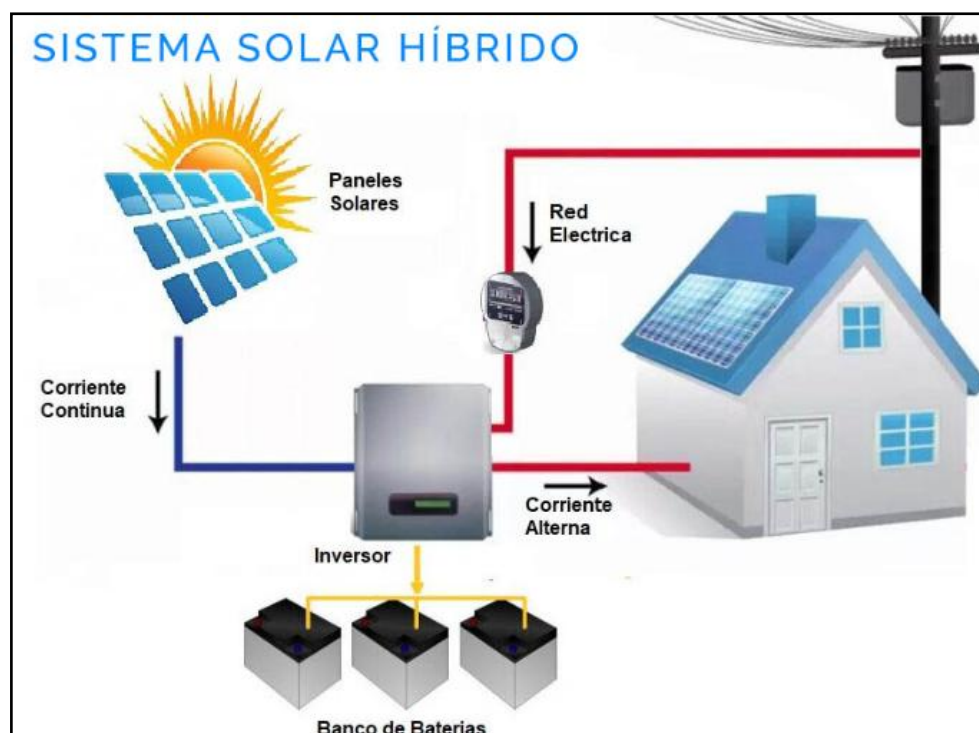
*Nota:* Fuente (Lema Carrera, 2015).

**Sistema fotovoltaico híbrido.** Estos sistemas están conectados directamente a la red eléctrica convencional y cuentan con baterías. La electricidad generada por estos sistemas se usa en el instante en que se genera y todo excedente se almacenará en las baterías para su uso cuando no haya fluido eléctrico. Estos sistemas son usados principalmente en las zonas donde hay suministro eléctrico y se desea garantizar el suministro eléctrico sin interrupciones.

A continuación, se muestra el esquema de instalación de un sistema fotovoltaico híbrido.

**Figura 7**

*Esquema de sistema fotovoltaico híbrido.*



*Nota:* Fuente (Rengifo D., 2023).

### **2.1.8 Componentes de los sistemas fotovoltaicos**

Los componentes exactos de los sistemas fotovoltaicos dependerán del tipo de sistema fotovoltaico, a continuación, se detallan los componentes principales.

**Paneles fotovoltaicos.** Son paneles conformados por varias células fotovoltaicas generalmente hechas de silicio, el cual tienen la propiedad de generar electricidad cuando la radiación solar incide sobre ella mediante el efecto fotoeléctrico. Hay 3 tipos de paneles fotovoltaicos, monocristalinos, policristalinos y amorfos.

**Paneles monocristalinos.** En estos paneles, cada célula o celda fotovoltaica es fabricado por un único cristal de silicio, tienen una apariencia de color negro y se caracterizan por ser más eficientes que los demás paneles.

**Paneles policristalinos.** En estos paneles, cada célula o celda fotovoltaica es fabricado por varios cristales de silicio, tienen una apariencia de color azul claro y son menos eficientes que los paneles monocristalinos.

**Paneles amorfos.** En estos paneles, cada célula o celda fotovoltaica es fabricado con silicio amorfo, tienen una apariencia de color azul noche y son menos eficientes que los paneles policristalinos y a su vez son los más baratos que los demás paneles.

**Inversor.** Los inversores son dispositivos electrónicos diseñados para convertir la corriente continua (CC) producida por los paneles fotovoltaicos en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los hogares y negocios.

**Inversor convencional.** Son los más comunes en sistemas fotovoltaicos, convierten la energía de múltiples paneles fotovoltaicos conectados en serie y/o paralelo en corriente alterna.

**Micro inversor.** Estos inversores son más compactos que los convencionales y se instalan directamente en cada panel fotovoltaico.

**Inversor híbrido.** Además de convertir la energía solar de corriente continua a alterna, estos inversores pueden conectarse a una batería de almacenamiento para permitir la gestión de energía y el uso de energía solar incluso cuando no hay luz solar disponible.

**Baterías.** Son dispositivos de almacenamiento de energía diseñados para almacenar la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos durante el día para su uso posterior durante la noche o en días nublados.

**Baterías de plomo-ácido.** Son las más comunes y económicas. Se dividen en dos categorías principales: baterías electrolito líquido y baterías selladas (Gel y AGM).

**Baterías de ion-litio.** Son más nuevas en el mercado y generalmente más costosas que las baterías de plomo-ácido. Sin embargo, ofrecen una mayor densidad de energía, una vida útil más larga y una mayor eficiencia de carga y descarga.

**Regulador de carga.** Son dispositivos electrónicos diseñados para controlar y regular la carga de las baterías en sistemas fotovoltaicos. Su función principal es proteger las baterías de sobrecargas y descargas excesivas, lo que puede dañarlas y reducir su vida útil.

**Reguladores de carga PWM (Modulación de Ancho de Pulso).** Estos reguladores son los más comunes y económicos. Controlan la cantidad de energía que se transfiere de los paneles fotovoltaicos a las baterías mediante la modulación del ancho de los pulsos de corriente. Son adecuados para sistemas pequeños y medianos.

**Reguladores de carga MPPT (Seguimiento del Punto de Máxima Potencia).** Estos reguladores son más avanzados y eficientes. Utilizan algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia para maximizar la cantidad de energía transferida de los paneles fotovoltaicos a las baterías. Son ideales para sistemas grandes y en condiciones de baja luminosidad.

### **2.1.9 Eficiencia de los sistemas fotovoltaico**

La eficiencia de los sistemas fotovoltaicos incluye diversos factores que generan pérdidas.

**Pérdida en el inversor.** Los inversores no son 100% eficientes debido a que en su interior contienen varios componentes eléctricos y electrónicos que también presentan ineficiencias. Entre estos componentes se incluyen MOSFETs, diodos, transistores y transformadores, entre otros. Como resultado, las pérdidas en los inversores varían significativamente.

En inversores de gama y media altas, las pérdidas oscilan aproximadamente entre el 1% y el 5%. En cambio, en inversores de gamas más bajas, las pérdidas pueden variar entre el 6% y el 10%, e incluso pueden alcanzar el 15% del total de la energía convertida. Estas diferencias en eficiencia se deben a la calidad y diseño de los componentes internos, así como a la eficiencia de la gestión térmica y los algoritmos de control utilizados.

**Pérdida en el panel fotovoltaico.** Los paneles fotovoltaicos experimentan pérdidas en su producción debido a la degradación de sus células fotovoltaicas, las cuales son distintas a la eficiencia de aprovechamiento de la energía de la irradiancia solar. La mayoría de los fabricantes indican en sus fichas técnicas que, al año cero, los paneles fotovoltaicos tienen una pérdida inicial del 2% y una degradación anual de aproximadamente 0.55%.

**Pérdida en el cableado.** El cableado eléctrico posee tanto resistencia resistiva como inductiva. Esta resistencia consume una cantidad de energía, lo que representa pérdidas en el cableado. La magnitud de estas pérdidas varía en función de la longitud y el grosor del cable utilizado en el sistema fotovoltaico.

A mayor longitud del cable, las pérdidas resistivas aumentan. Asimismo, un cable de menor grosor tiene una mayor resistencia, lo que también incrementa las pérdidas. Por tanto, para minimizar las pérdidas en el cableado, es crucial seleccionar cables de grosor adecuado y mantener las distancias lo más cortas posible entre los componentes del sistema.

Para determinar las pérdidas en el cableado se usará cualquiera de las siguientes ecuaciones:

$$k_{ca} = \frac{\Delta V^2}{FR_{ca} * L_{ca} * W_{sf}} * 100\% \quad (1)$$

$$k_{ca} = \frac{\Delta V * I * fdp * Fases}{W_{sf}} * 100\% \quad (2)$$

Donde:

$k_{ca}$ : Pérdida en el cableado.

$\Delta V$ : Caída de tensión debido a la resistencia (V).

$FR_{ca}$ : Factor de resistencia del cable (Ohm/km).

$L_{ca}$ : Longitud de cableado (km).

$W_{sf}$ : Potencia del sistema fotovoltaico (W).

$I$ : Corriente en el cableado (A).

$fdp$ : Factor de potencia.

$Fases$ : Número de fases.

**Pérdida por temperatura.** Los paneles fotovoltaicos generan electricidad a través del efecto fotoeléctrico, que ocurre cuando la luz solar incide sobre ellos, liberando electrones. Sin embargo, cuando la energía absorbida por un electrón no es suficiente, no se desprende. Además, al aumentar la temperatura del panel, la energía necesaria para

liberar los electrones también aumenta. Esto se debe a que la eficiencia de la célula disminuye con la temperatura. Como resultado, se produce un menor desprendimiento de electrones, lo que lleva a una menor generación de energía por parte del panel fotovoltaico. (Skoog et al., 2018).

El valor de la pérdida de potencia en función de la temperatura suele estar en el rango de 0.30% a 0.50% por cada grado Celsius. Esto significa que, por cada grado adicional por encima de los 25°C estándar, se pierde entre 0.30% y 0.50% de la potencia máxima del panel fotovoltaico.

Para determinar la temperatura del panel fotovoltaico utilizaremos la siguiente ecuación:

$$T_{pf} = T_{amb} + Ir * \frac{NOCT - 20^{\circ}C}{0.8 \frac{kW}{m^2}} \quad (3)$$

Donde

$T_{pf}$ : Temperatura del panel fotovoltaico (°C).

$T_{amb}$ : Temperatura del ambiente (°C).

$Ir$ : Irradiancia solar (kW/m<sup>2</sup>).

$NOCT$ : Temperatura de operación de la célula (°C).

$T_{pf}$ : Temperatura del panel fotovoltaico (°C).

La ecuación anterior es válida bajo las condiciones ambientales en las que la temperatura de operación de la célula (NOCT) se obtiene con una temperatura ambiente de 20°C y una irradiancia de 0.8 kW/m<sup>2</sup>.

Para determinar las pérdidas por temperatura del panel fotovoltaico utilizaremos la siguiente ecuación:

$$k_{te} = CP_{pf} * (T_{pf} - 25^{\circ}C) \% \quad (4)$$

Donde:

$k_{te}$ : Pérdida por temperatura.

$CP_{pf}$ : Coeficiente de pérdida del panel fotovoltaico (%/°C).

$T_{pf}$ : Temperatura del panel fotovoltaico ( $^{\circ}\text{C}$ ).

La ecuación anterior es válida bajo las condiciones ambientales en las que el coeficiente de pérdida del panel fotovoltaico se obtiene con una temperatura ambiente de  $25^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de  $1\text{ kW/m}^2$ .

**Pérdida por suciedad.** Las pérdidas de potencia en un generador fotovoltaico a menudo se deben a la acumulación de polvo y suciedad en la superficie de los paneles. Factores como las partículas del clima, contaminantes atmosféricos como el monóxido y dióxido de carbono, y la combinación de humedad con polvo contribuyen significativamente a esta acumulación. Las lluvias pueden limpiar superficialmente los paneles, pero también pueden dejar residuos, especialmente si son lluvias ácidas. La velocidad del viento puede transportar arena y polvo, depositándolos sobre los paneles, especialmente en áreas desérticas o cercanas a obras de construcción.

La suciedad puede ser uniforme, reduciendo tanto la corriente como la tensión del sistema, o localizada, como en el caso de excrementos de aves, lo que aumenta las pérdidas por desajuste y la formación de puntos calientes que dañan los paneles y disminuyen su eficiencia. Para mitigar estas pérdidas, se recomienda realizar limpiezas periódicas, utilizar revestimientos antirreflejantes y auto limpiantes, implementar sistemas de monitoreo para detectar puntos calientes y pérdidas de desajuste, y proteger los paneles contra el viento y la arena. Estas estrategias ayudan a mantener la eficiencia y la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos. (Castro Martínez, 2019).

Al revisar la literatura, se han encontrado análisis de pérdidas en distintas centrales fotovoltaicas, observándose que estas pérdidas varían desde un 0.5% hasta incluso más del 10%, siendo la mayoría de las pérdidas del orden del 5% al 10%. (Castro Martínez, 2019).

**Pérdida por sombras.** Las sombras sobre los paneles fotovoltaicos actúan como obstáculos que impiden el paso de la luz solar a las celdas fotovoltaicas, reduciendo así la cantidad de energía que pueden generar. Dado que las celdas solares están conectadas en serie dentro de un panel, una celda sombreada puede afectar negativamente el

rendimiento de toda la cadena, disminuyendo significativamente la potencia de salida del panel. Este efecto puede ser particularmente severo en sistemas fotovoltaicos donde múltiples series están conectadas en paralelo, ya que una sombra sobre una sola celda en una serie puede resultar en la pérdida de una fracción sustancial de la capacidad del panel. Además, las sombras pueden causar desbalances en la operación de las celdas, llevando a la formación de puntos calientes y posibles daños permanentes a los paneles solares.

Las sombras no solo afectan el rendimiento técnico del sistema fotovoltaico, sino que también impactan económicamente, ralentizando el período de amortización y, en instalaciones aisladas, dificultando el cumplimiento de la demanda energética. Para mitigar estos efectos, es crucial que los sistemas fotovoltaicos sean diseñados y dimensionados teniendo en cuenta la minimización de sombras y otros factores climáticos, garantizando así una producción de energía más estable y eficiente.

Las sombras pueden originarse por factores como nubes en movimiento, árboles y hojas secas, estructuras aledañas, aves y paneles cercanos entre sí. Las nubes y las condiciones climáticas variables pueden causar sombras temporales, mientras que árboles y edificaciones cercanas pueden proyectar sombras permanentes dependiendo de la posición del sol. Además, el excremento de aves y la acumulación de polvo pueden obstruir la luz solar, reduciendo la eficiencia del sistema. Aunque no se puede evitar completamente la aparición de sombras, es posible minimizar su impacto a través de un diseño cuidadoso y el uso de tecnologías avanzadas desarrolladas por los fabricantes de paneles fotovoltaicos.

**Eficiencia del sistema fotovoltaico.** La eficiencia de un sistema fotovoltaico se ve afectada por las pérdidas que ocurren en todos los componentes del sistema. Para dimensionar adecuadamente el sistema, es esencial considerar las pérdidas totales. Según la literatura revisada, los proyectistas suelen considerar un rango de pérdidas totales entre el 20% y el 40%, ya que esto refleja una solución práctica y factible en la mayoría de los casos.

Para calcular las pérdidas totales de un sistema fotovoltaico interconectado a la red, se utilizará la siguiente ecuación:

$$\eta_{sf} = (100 - k_{in} - k_{pf} - k_{ca} - k_{te} - k_{su} - k_{so})\% \quad (5)$$

Donde:

$\eta_{sf}$ : Eficiencia del sistema fotovoltaico.

$k_{in}$ : Pérdidas en el inversor (%).

$k_{pf}$ : Pérdidas en el panel fotovoltaico (%).

$k_{ca}$ : Pérdidas en el cableado (%).

$k_{te}$ : Pérdidas por temperatura (%).

$k_{su}$ : Pérdidas por suciedad (%).

$k_{so}$ : Pérdidas por sombra (%).

#### **2.1.10 Dimensionamiento de paneles fotovoltaicos**

Para dimensionar paneles fotovoltaicos existen diversos criterios. En el caso de sistemas fotovoltaicos interconectados, el criterio óptimo para maximizar la relación costo-beneficio es dimensionar el sistema en función de la demanda máxima que se desea cubrir cuando la irradiancia solar es máxima. Esto permite evitar el vertido de energía excedente a la red de distribución.

**Cantidad de paneles fotovoltaicos.** Para calcular la cantidad de paneles fotovoltaicos se usará la siguiente ecuación:

$$N_{pf} = \frac{W_{sf} * 1 \frac{kW}{m^2}}{W_p * Ir_{max} * \eta_{sf}} \quad (6)$$

Donde:

$N_{pf}$ : Número de paneles fotovoltaicos.

$W_{sf}$ : Potencia del sistema fotovoltaico (kW).

$W_p$ : Potencia máxima del panel fotovoltaico (kW).

$Ir_{max}$ : Irradiancia solar máxima promedio en un día (kW/m<sup>2</sup>).

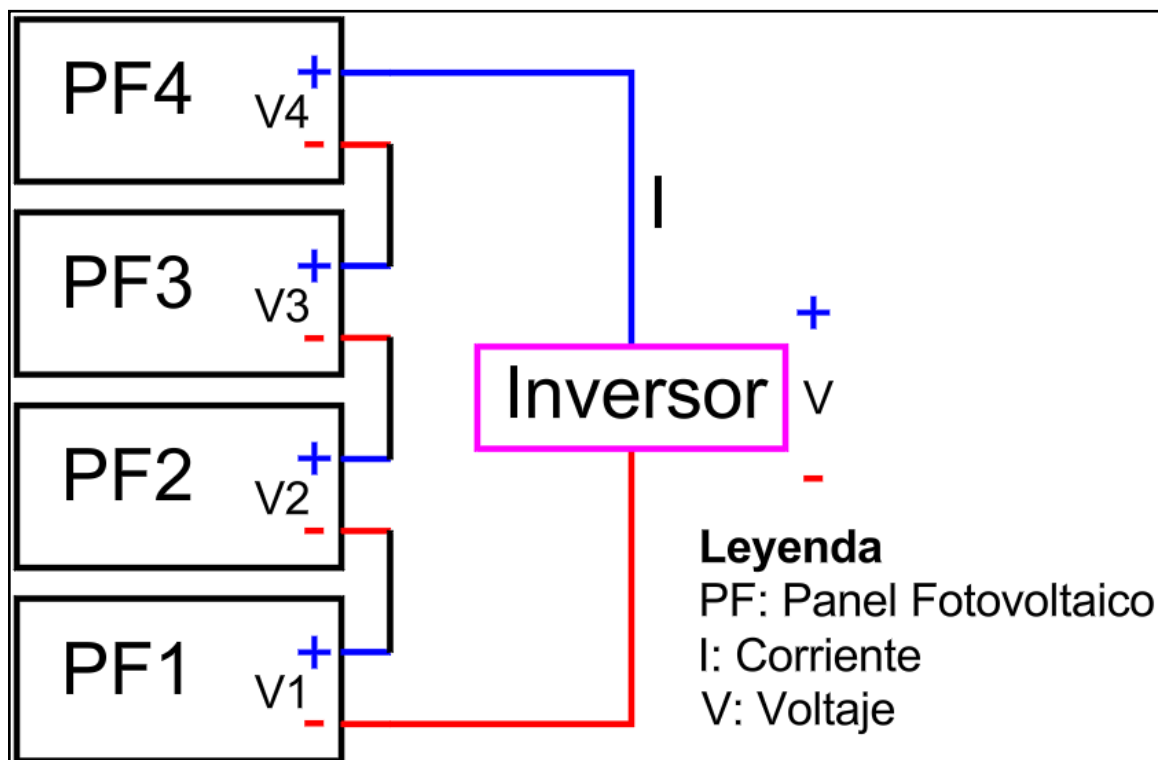
$\eta_{sf}$ : Eficiencia del sistema fotovoltaico.

Arreglos de paneles fotovoltaicos. El arreglo de los paneles fotovoltaicos puede ser en serie, paralelo y mixto según se requiera.

**Arreglo de paneles fotovoltaicos en serie.** En este tipo de arreglo, la corriente que pasa a través de todos los paneles y la corriente que llega al inversor son las mismas. En esta configuración, los voltajes de cada panel se suman para obtener el voltaje total que entra al inversor. A continuación, se muestra un esquema de un arreglo de paneles fotovoltaicos en serie.

**Figura 8**

*Arreglo de paneles fotovoltaicos en serie.*

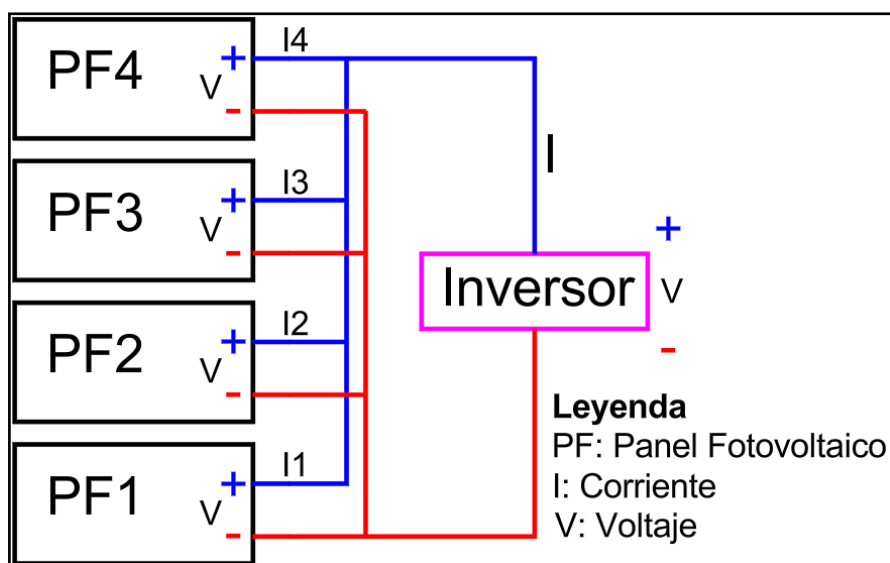


*Nota:* Fuente propia.

**Arreglo de paneles fotovoltaicos en paralelo.** En este tipo de arreglo, el voltaje en todos los paneles, así como el voltaje que entra al inversor, es el mismo. En esta configuración, las corrientes de cada panel se suman para obtener la corriente total que entra al inversor. A continuación, se muestra un esquema de un arreglo de paneles fotovoltaicos en paralelo.

**Figura 9**

*Arreglo de paneles fotovoltaicos en paralelo.*

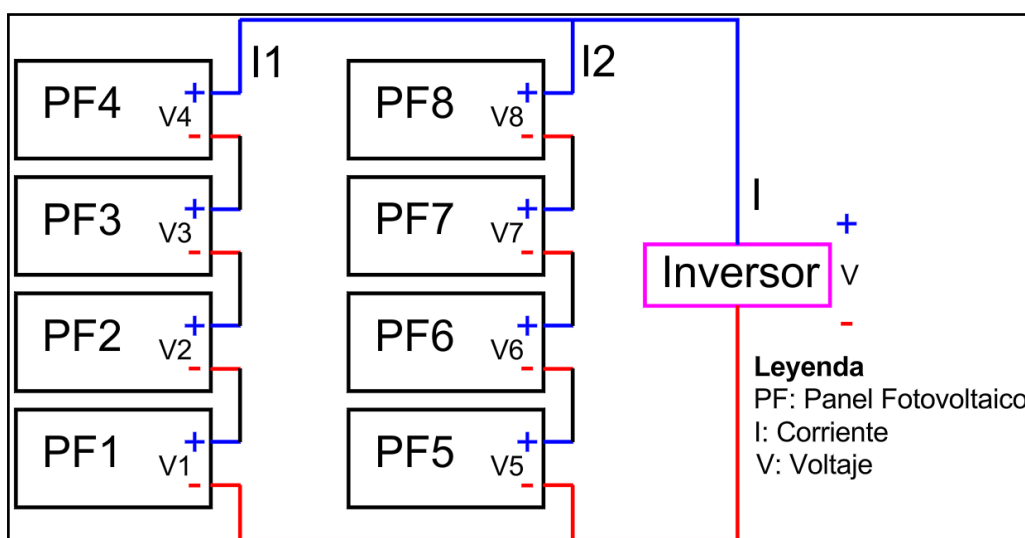


*Nota:* Fuente propia.

**Arreglo de paneles fotovoltaicos mixto.** Este tipo de arreglo es una combinación de conexiones en serie y paralelo, y es ampliamente utilizado en diseños de sistemas fotovoltaicos de alta potencia. Como se puede apreciar en la siguiente figura, el voltaje de entrada del inversor es el mismo para ambas cadenas, mientras que la corriente de entrada del inversor es la suma de las corrientes de ambas cadenas.

**Figura 10**

*Arreglo de paneles fotovoltaicos mixto.*



*Nota:* Fuente propia.

**Corriente de entrada del inversor.** Ahora de manera general para calcular la corriente de entrada del inversor se usará la siguiente ecuación:

$$I_{in} = \sum_{i=1}^n I_i \quad (7)$$

Donde:

$I_{in}$ : Corriente de entrada en el inversor (A).

$I_i$ : Corriente de la cadena i (A).

La corriente de la cadena es determinada por la máxima corriente del panel fotovoltaico según indique su ficha técnica.

**Voltaje de entrada del inversor.** Ahora para calcular el voltaje de entrada del inversor se usará la siguiente ecuación:

$$V_{in} = \sum_{i=1}^n V1_i = \sum_{i=1}^n V2_i = \sum_{i=1}^n V3_i \dots \quad (8)$$

Donde:

$V_{in}$ : Voltaje de entrada en el inversor (V).

$V1_i$ : Voltaje de cada panel fotovoltaico de la cadena 1 (V).

$V2_i$ : Voltaje de cada panel fotovoltaico de la cadena 2 (V).

$V3_i$ : Voltaje de cada panel fotovoltaico de la cadena 3 (V).

El voltaje de cada panel fotovoltaico está determinado por la máxima tensión de potencia especificada en su ficha técnica. De igual manera, el voltaje final de cada cadena debe ser igual al voltaje de todas las otras cadenas y coincidir con el voltaje de entrada al inversor.

#### **2.1.11 Orientación y ángulo de inclinación del panel fotovoltaico**

La orientación de los paneles fotovoltaicos es crucial para maximizar la captación de energía solar y, por ende, la eficiencia del sistema fotovoltaico. En el hemisferio sur, incluyendo la mayoría de los países de Latinoamérica como Perú, los paneles fotovoltaicos deben orientarse hacia el norte.

En el hemisferio sur, el sol sigue una trayectoria desde el este hacia el oeste, pasando por el norte en su punto más alto del día. Al orientar los paneles hacia el norte, se aseguran de captar la máxima cantidad de radiación solar durante el mayor tiempo posible a lo largo del día.

La eficiencia de un panel fotovoltaico depende en gran medida del ángulo de incidencia de la luz solar. Al orientar los paneles hacia el norte, se minimiza el ángulo de incidencia durante las horas de mayor radiación solar, es decir, cuando el sol está más alto en el cielo y su luz incide más directamente sobre la superficie del panel. Esto maximiza la captación de energía.

En el hemisferio sur, la orientación hacia el sur es la menos eficiente ya que los paneles recibirían la menor cantidad de luz solar directa, especialmente durante el mediodía cuando el sol está en el norte.

Los paneles orientados hacia el este captan la luz solar de la mañana y los orientados hacia el oeste captan la luz de la tarde, ninguna de estas orientaciones maximiza la captación de luz solar durante el mediodía, cuando la radiación solar es más intensa. Esto resulta en una menor eficiencia energética global en comparación con la orientación hacia el norte.

El porcentaje de la radiación solar anual que se puede obtener con un ángulo de inclinación específico de un panel fotovoltaico se estima mediante un modelo matemático. Este modelo considera la radiación solar anual colectable a dicho ángulo en relación con la radiación solar máxima anual colectable, que se obtendría al ajustar el ángulo de inclinación diariamente a su valor óptimo. (Camarena Rojas & Lozano Vilcarano, 2016).

#### **2.1.12 Potencia y energía generada**

**Potencia del sistema fotovoltaico.** Para calcular la potencia convertida por los paneles fotovoltaicos se utilizará la siguiente ecuación:

$$W_{sf} = \frac{N_{pf} * W_p * Ir * \eta_{sf}}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (9)$$

Donde:

$W_{sf}$ : Potencia del sistema fotovoltaico (kW).

$N_{pf}$ : Número de paneles fotovoltaicos

$W_p$ : Potencia máxima del panel fotovoltaico (kW).

$I_r$ : Irradiancia solar (kW/m<sup>2</sup>).

$\eta_{sf}$ : Eficiencia del sistema fotovoltaico.

**Energía del sistema fotovoltaico.** Para calcular la energía convertida por los paneles fotovoltaicos, se determina el área bajo la curva de potencia del sistema fotovoltaico a lo largo del día, desde el amanecer hasta el atardecer. Para ello, se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_{sf} = \int_{t_1}^{t_2} W_{sf}(t) * dt \quad (10)$$

Donde:

$E_{sf}$ : Energía del sistema fotovoltaico (kW-h).

$W_{sf}$ : Potencia del sistema fotovoltaico (kW).

$t_1$ : Hora en el que sale el sol (h).

$t_2$ : Hora en el que se oculta el sol (h).

**Energía aprovechada mensual.** Para calcular la energía aprovechada por las cargas mensualmente se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_{mes} = DU * \int_{t_1}^{t_2} W_{sf}(t) * dt \quad (11)$$

Donde:

$E_{mes}$ : Energía aprovechada en un mes (kW-h).

$W_{sf}$ : Potencia del sistema fotovoltaico (kW).

$t_1$ : Hora de encendido de cargas (h).

$t_2$ : Hora de apagado de cargas de cargas (h).

$DU$ : Días de uso promedio en el mes.

Nótese que, en esta última ecuación, las horas de encendido y apagado deben estar dentro del rango de horas desde el amanecer hasta el atardecer; de lo contrario, se considerarán las horas exactas de amanecer y atardecer según corresponda.

### **2.1.13 Dimensionamiento del inversor**

El dimensionamiento del inversor se basa en los resultados obtenidos del dimensionamiento de los paneles fotovoltaicos. Para ello, el inversor seleccionado debe cumplir con criterios de verificación que se detallan a continuación.

**Potencia máxima que soporta el inversor.** Para dimensionar adecuadamente la potencia del inversor, es esencial que la capacidad máxima del inversor sea superior a la potencia máxima generada por los paneles fotovoltaicos. Para garantizar esto, se utilizará la siguiente ecuación:

$$W_{imax} > N_{pf} * W_p * Ir_{max} \quad (12)$$

Donde:

$W_{imax}$ : Máxima potencia soportada por el inversor (kW).

$N_{pf}$ : Número de paneles fotovoltaicos.

$W_p$ : Potencia máxima del panel fotovoltaico (kW).

$Ir_{max}$ : Irradiancia solar máxima (kW/m<sup>2</sup>).

**Tensión máxima que soporta el inversor.** Para dimensionar adecuadamente la tensión del inversor, es esencial que la tensión máxima del inversor sea superior a la tensión máxima generada por los paneles fotovoltaicos. Para garantizar esto, se utilizará la siguiente ecuación:

$$Vdc_{imax} > V_{in} \quad (13)$$

Donde:

$Vdc_{imax}$ : Máxima tensión DC soportada por el inversor (V).

$V_{in}$ : Voltaje de entrada en el inversor (V).

**Corriente máxima que soporta el inversor.** Para dimensionar adecuadamente la corriente del inversor, es esencial que la corriente máxima del inversor sea superior a la

corriente máxima generada por los paneles fotovoltaicos. Para garantizar esto, se utilizará la siguiente ecuación:

$$Idc_{imax} > I_{in} \quad (14)$$

Donde:

$Idc_{imax}$ : Máxima corriente DC soportada por el inversor (A)

$I_{in}$ : Corriente de entrada en el inversor (A)

#### **2.1.14 Dimensionamiento de cables eléctricos**

Los cables eléctricos deben estar dimensionados de manera que cumplan con la normativa vigente y satisfagan los requerimientos eléctricos de los componentes del sistema fotovoltaico. El dimensionamiento de los cables eléctricos se realiza mediante dos métodos: capacidad de corriente y caída de tensión.

**Dimensionamiento por capacidad de corriente.** Para el dimensionamiento, se debe seleccionar la sección del conductor de acuerdo con lo establecido en el Código Nacional de Electricidad, de tal manera que la corriente nominal respectiva satisfaga la siguiente ecuación:

$$I_{cond} > \frac{1.25 * I_n}{f_{ct} * f_{cs} * f_{ca} * N} \quad (15)$$

Donde:

$I_{cond}$ : Corriente nominal del conductor (A).

$I_n$ : Corriente nominal del circuito (A).

$f_{ct}$ : Factor de corrección por temperatura.

$f_{cs}$ : Factor de corrección por suelo.

$f_{ca}$ : Factor de corrección por agrupamiento.

$N$ : Número agrupaciones de 2 o 3 cables.

El factor de 1.25 se debe a que en el Código Nacional de Electricidad se establece que los elementos de protección deben ser diseñados para soportar una corriente del 125% de la corriente nominal. El factor de seguridad de 1.25 garantiza que, en caso de una falla,

el cable no sufra daños, dado que el sistema de protección no se activa hasta que la corriente nominal supere el 125%.

**Dimensionamiento por caída de tensión.** Para calcular la caída de tensión generada el conductor seleccionado en el numeral anterior se aplica las siguientes ecuaciones que se detallaran a continuación:

**Conversión de la resistencia por temperatura.** Para calcular la resistencia del cable a su máxima temperatura de funcionamiento, se utilizará la siguiente ecuación, la cual convierte la resistencia del cable, generalmente proporcionada por el fabricante y calculada a una temperatura de 20°C:

$$R_T = r_{20} * (1 + (T - 20^{\circ}\text{C}) * \alpha) \quad (16)$$

Donde:

$R_T$ : Resistencia del cable a una temperatura T (Ohm/km).

$r_{20}$ : Resistencia del cable a una temperatura de 20°C (Ohm/km).

$T$ : Máxima temperatura de funcionamiento (°C).

$\alpha$ : Resistividad del cobre, 0.00393/°C.

**Caída de tensión para circuitos monofásicos.** Para calcular la caída de tensión se considera la longitud del circuito, la cantidad de agrupaciones de cables, la corriente nominal y las resistencias e inductancias del cable.

$$\Delta V\% = \frac{I_n * L * 2 * (R_T * \cos(\theta) + X * \sin(\theta))}{N * V} * 100\% \quad (17)$$

Donde:

$\Delta V$ : Caída de tensión (%).

$I_n$ : Corriente nominal del circuito (A).

$L$ : Longitud del circuito (km).

$N$ : Número agrupaciones de 2 o 3 cables.

$V$ : Tensión o Voltaje del circuito (V).

$R_T$ : Resistencia del cable a una temperatura T (Ohm/km).

$X$ : Inductancia del cable (Ohm/km).

$\theta$ : Ángulo de desfase.

**Caída de tensión para circuitos trifásicos.** De la misma manera que en el literal anterior la siguiente ecuación permite obtener la caída de tensión para circuitos trifásicos.

$$\Delta V\% = \frac{I_n * L * \sqrt{3} * (R_T * \cos(\theta) + X * \sin(\theta))}{N * V} * 100\% \quad (18)$$

Se debe tener en cuenta que el Código Nacional de Electricidad establece pérdidas máximas de 2.5% para alimentadores y circuitos derivados, así mismo la suma de ambas no debe ser mayor a 4%.

#### **2.1.15 Tarifas eléctricas utilizadas**

En el Perú, los usuarios pueden solicitar a la empresa concesionaria de electricidad que le suministre energía a una tarifa específica, elegida por el propio usuario. Estas tarifas eléctricas están reguladas por Osinergmin. Según el tipo de tarifa eléctrica seleccionada, se pueden clasificar en dos grupos, los cuales se detallan a continuación.

**Clientes mayores.** Estos clientes son usuarios que consumen una gran cantidad de energía y tienen contratadas tarifas eléctricas del tipo MT2, MT3, MT4, BT2, BT3 y BT4. Las tarifas MT2, MT3 y MT4 corresponden a energía en media tensión, mientras que las tarifas restantes son para energía en baja tensión.

**Tarifa MT2 y BT2.** Esta opción tarifaria se caracteriza por tener un menor costo durante las horas valle y un mayor costo durante las horas punta. Generalmente, es utilizada por usuarios que consumen una gran cantidad de energía durante el día o la madrugada.

**Tarifa MT3 y BT3.** Esta opción tarifaria se caracteriza por tener un costo diferenciado de potencia en función de la calificación. Generalmente, es utilizada por usuarios que consumen energía durante las 24 horas del día o por aquellos cuya jornada de trabajo concluye dentro del rango de las horas punta.

**Tarifa MT4 y BT3.** Esta opción tarifaria se caracteriza por tener un costo único de energía, tanto para las horas punta como para las horas fuera de punta. Generalmente, es utilizada por usuarios cuyo mayor consumo de energía ocurre durante las horas punta.

**Clientes menores.** Estos clientes son usuarios que consumen pequeñas cantidades de energía y tienen contratadas tarifas eléctricas de tipo BT5A, BT5B, BT5C, BT5D, BT5E, BT5F, BT5I, BT6, BT7 y BT8. Este grupo de usuarios incluye tanto el ámbito residencial como el no residencial, abarcando negocios, alumbrado público, suministros colectivos, servicios prepagos, entre otros. Son los usuarios más comunes dentro del sistema eléctrico y representan una amplia variedad de consumos y necesidades energéticas.

#### **2.1.16 Gases de efecto invernadero**

Los gases de efecto invernadero (GEI) son compuestos que contribuyen significativamente al calentamiento global al retener el calor en la atmósfera terrestre. Estos gases permiten que la luz solar penetre en la atmósfera, pero impiden que el calor salga, creando un efecto invernadero que aumenta la temperatura global. Entre los principales GEI se encuentran el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ), los óxidos de nitrógeno ( $\text{NO}_x$ ), los gases fluorados y el vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ).

El dióxido de carbono es el principal contribuyente al efecto invernadero debido a su alta concentración y permanencia en la atmósfera. Sus principales fuentes son la quema de combustibles fósiles, la deforestación y procesos industriales. El metano, aunque está presente en menores concentraciones, tiene un potencial de calentamiento global mucho mayor y proviene de actividades agrícolas, descomposición de residuos orgánicos y la producción y transporte de gas natural y petróleo. Los óxidos de nitrógeno, menos abundantes, pero extremadamente potentes, se generan en el uso de fertilizantes, la combustión de combustibles fósiles y procesos industriales. Los gases fluorados, utilizados en refrigeración, aire acondicionado y aerosoles, tienen un potencial de calentamiento muy alto y pueden permanecer en la atmósfera por miles de años. Por último, el vapor de agua es el gas de efecto invernadero más abundante y actúa como amplificador del calentamiento causado por otros GEI. (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, 2019).

Para calcular la reducción de emisión de  $\text{CO}_2$  se utilizará la ecuación:

$$\Delta kgCO_2 = FC02 * \Delta kWh_{re} \quad (19)$$

Donde:

$\Delta kgCO_2$ : Variación de emisión CO2 (kgCO2).

$FC02$ : Factor de emisión de CO2 (kgCO2/kWh).

$\Delta kWh_{re}$ : Variación de consumo de energía de la red eléctrica (kWh).

El factor de emisión de CO2 para el consumo de electricidad se calcula dividiendo el total de emisiones de CO2 generadas en un año por la cantidad de energía eléctrica producida en ese mismo periodo, considerando tanto el sistema aislado como el sistema interconectado.

#### **2.1.17 Factibilidad económica**

Para el estudio de factibilidad, se ha tomado indicadores como TIR y el VAN las cuales se detallan a continuación.

**Valor actual neto.** El valor actual neto (VAN) es una herramienta financiera utilizada para evaluar la factibilidad económica de una inversión. Este proceso implica medir los flujos de ingresos y egresos futuros, descontarlos al valor presente usando una tasa de descuento adecuada y restar el desembolso inicial. Si el saldo resultante es positivo, el proyecto se considera viable. Para calcular el VAN se empleará la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{n=1}^n \frac{F_n}{(1+r)^n} - I \quad (20)$$

Donde:

$VAN$ : Valor actual neto.

$I$ : Inversión inicial.

$F$ : Flujo de caja.

$n$ : Periodo.

$r$ : tasa de interés.

**Tasa interna de retorno.** La tasa interna de retorno (TIR) es aquella tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de una inversión sea igual a cero. Se

considera que una inversión es viable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa requerida por el inversor. Para calcular el TIR se empleará la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{n=1}^n \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} - I = 0 \quad (21)$$

Donde:

*I*: Inversión inicial.

*F*: Flujo de caja.

*TIR*: tasa interna de retorno.

## **2.2 Marco conceptual**

### **2.2.1 Efecto fotoeléctrico**

El efecto fotoeléctrico es un fenómeno físico en el cual la emisión de electrones se produce cuando la radiación electromagnética, generalmente luz visible o luz ultravioleta, incide sobre un material, causando la liberación de electrones de la superficie de este. (Delgado Avendaño, 2008)

### **2.2.2 Radiación solar**

La radiación solar es la energía electromagnética emitida por el Sol que se propaga a través del espacio y llega a la Tierra. Esta radiación incluye una variedad de longitudes de onda, desde la luz visible hasta los rayos gamma.

### **2.2.3 Irradiación solar**

La irradiación solar se refiere a la cantidad de energía radiante proveniente del Sol que incide sobre una superficie específica en un período de tiempo determinado. Esta energía radiante puede abarcar diversas longitudes de onda, desde luz visible hasta luz ultravioleta e infrarroja.

### **2.2.4 Corriente alterna**

Es un tipo de corriente eléctrica en la que la dirección del flujo de electrones cambia periódicamente. En una corriente alterna, la magnitud y la dirección de la corriente varían de forma sinusoidal o senoidal en el tiempo.

### **2.2.5 Corriente continua**

Es un tipo de corriente eléctrica en la que el flujo de electrones es constante y la dirección de la corriente no cambia con el tiempo.

### **2.2.6 Voltaje**

Es la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos de un circuito eléctrico. Se mide en voltios (V) y representa la energía por unidad de carga eléctrica.

### **2.2.7 Potencia eléctrica**

Es la cantidad de energía eléctrica consumida o entregada por unidad de tiempo. Se mide en vatios (W) y es el producto del voltaje por la corriente en un circuito eléctrico.

### **2.2.8 Energía eléctrica**

Es la cantidad total de trabajo realizado por una corriente eléctrica en un periodo de tiempo determinado. Se expresa en watt-hora (Wh) o julios (J).

## Capítulo III. Cálculo y análisis del sistema fotovoltaico

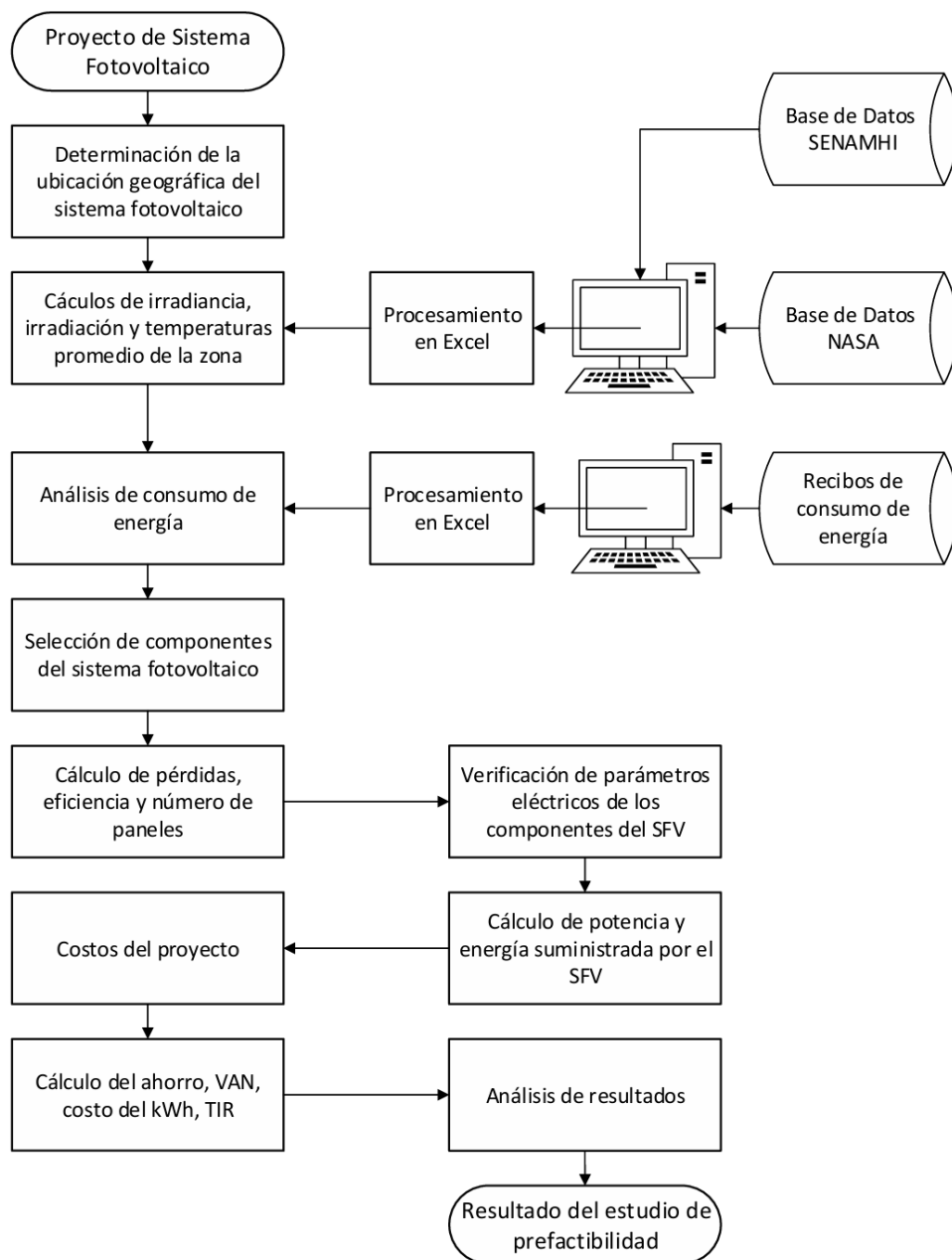
### 3 Desarrollo del Trabajo de Investigación

#### 3.1 Flujograma

A continuación, se presenta el flujograma del proceso utilizado para obtener los resultados de la prefactibilidad.

**Figura 11**

*Flujograma utilizado del proceso para obtener el estudio de prefactibilidad.*



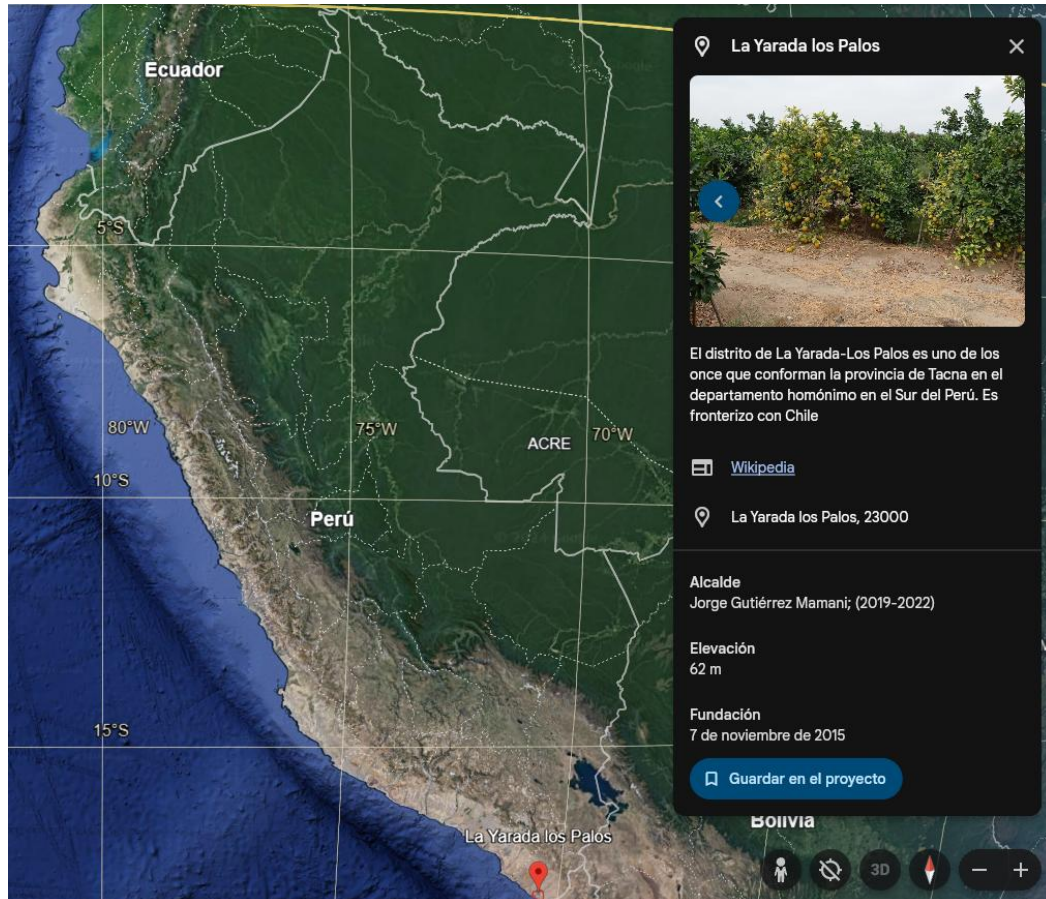
*Nota:* Fuente propia

### 3.2 Ubicación geográfica

El distrito de La Yarada se encuentra en la provincia de Tacna, dentro de la Región de Tacna, en el sur de Perú. Está ubicado aproximadamente entre las latitudes 18°S y 18°30'S, y las longitudes 70°15'W y 70°45'W.

**Figura 12**

*Ubicación geográfica del distrito de La Yarada.*



*Nota:* Fuente Google Earth.

### 3.3 Cálculo de irradiancia e irradiación solar promedio

Los datos de irradiación solar promedio extraídos de la NASA para la ubicación de La Yarada se presentan en la siguiente tabla.

**Tabla 2**

*Datos de irradiación solar promedio periodo 2020-2022.*

Descripción	Irradiación solar kW-h/m2/day 2020-2022 - Tacna - La Yarada											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
ALLSKY SFC SW DWN	7.47	7.38	6.64	5.43	4.11	3.37	3.52	4.01	4.81	6.21	6.94	7.27

Descripción	Irradiación solar kW-h/m <sup>2</sup> /day 2020-2022 - Tacna - La Yarada											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
CLRSKY SFC SW DWN	8.44	8.10	7.34	6.53	5.62	5.13	5.39	6.22	7.26	8.18	8.60	8.60
TILTED SURFACE HORIZONTAL	7.29	7.25	6.55	5.38	4.08	3.26	3.50	3.98	4.75	6.11	6.79	7.24
TILTED SURFACE LAT MINUS15	7.23	7.24	6.61	5.50	4.20	3.35	3.60	4.06	4.81	6.13	6.76	7.17
TILTED SURFACE LAT PLUS15	5.93	6.41	6.44	5.96	4.88	3.92	4.23	4.44	4.84	5.66	5.73	5.77
TILTED SURFACE VERTICAL	1.73	1.99	2.81	3.53	3.47	2.88	3.11	2.89	2.61	2.24	1.75	1.88
TILTED SURFACE OPTIMAL	7.35	7.25	6.71	5.97	4.90	3.94	4.25	4.44	4.94	6.13	6.81	7.39
TILTED SURFACE OPTIMAL ANG	-11	0	11	27	37	37	37	28	15	3	-8	-14
TILTED SURFACE OPTIMAL ANG ORT	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N

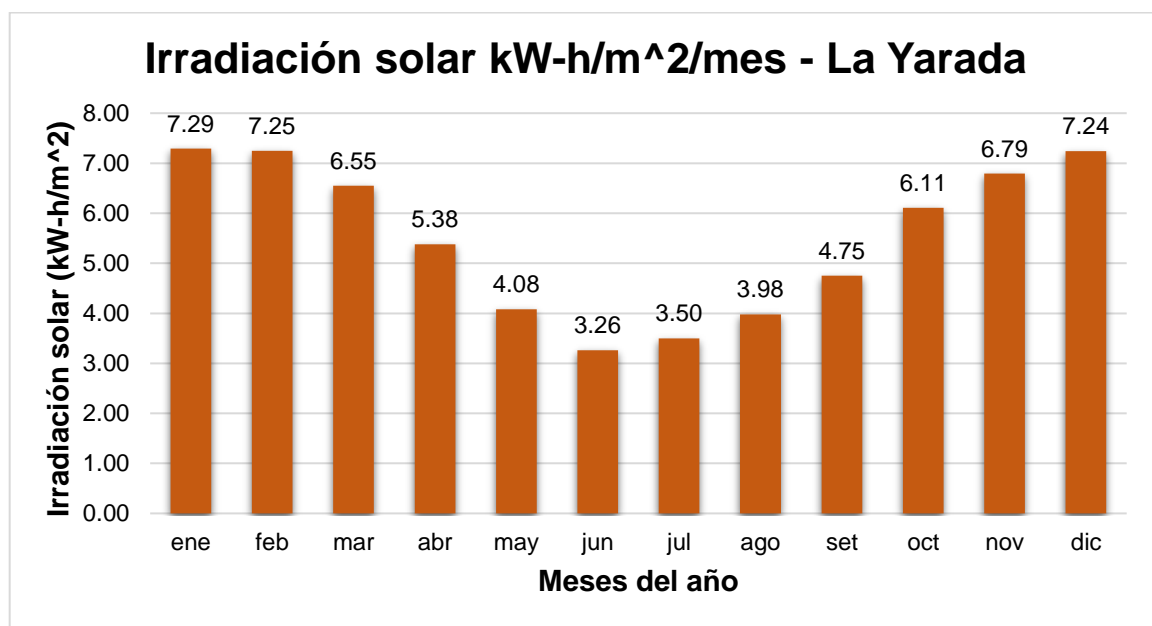
Nota: Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

A partir de la tabla anterior, se observan distintos datos de irradiación solar para paneles solares instalados en diferentes orientaciones. Para esta tesis, se utilizarán los datos de irradiación correspondientes a paneles solares colocados de manera horizontal (TILTED SURFACE HORIZONTAL) y orientados hacia el norte. No se utilizarán los datos correspondientes al ángulo óptimo, ya que en este estudio no se considera el uso de seguidores solares.

A continuación, se presenta la gráfica de irradiación solar promedio para el período 2020-2022, correspondiente a paneles solares horizontales orientados hacia el norte.

**Figura 13**

*Gráfica de irradiación solar en paneles horizontales en La Yarada.*



Nota: Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

Los datos de irradiancia solar fueron extraídos de la NASA en intervalos horarios desde el año 2020 hasta 2024 para la ubicación de La Yarada. Con más de 36,500 valores recopilados, estos datos fueron procesados en Excel utilizando tablas dinámicas, generando la tabla que se muestra a continuación.

**Tabla 3**

*Datos de irradiancia solar promedio periodo 2020-2024.*

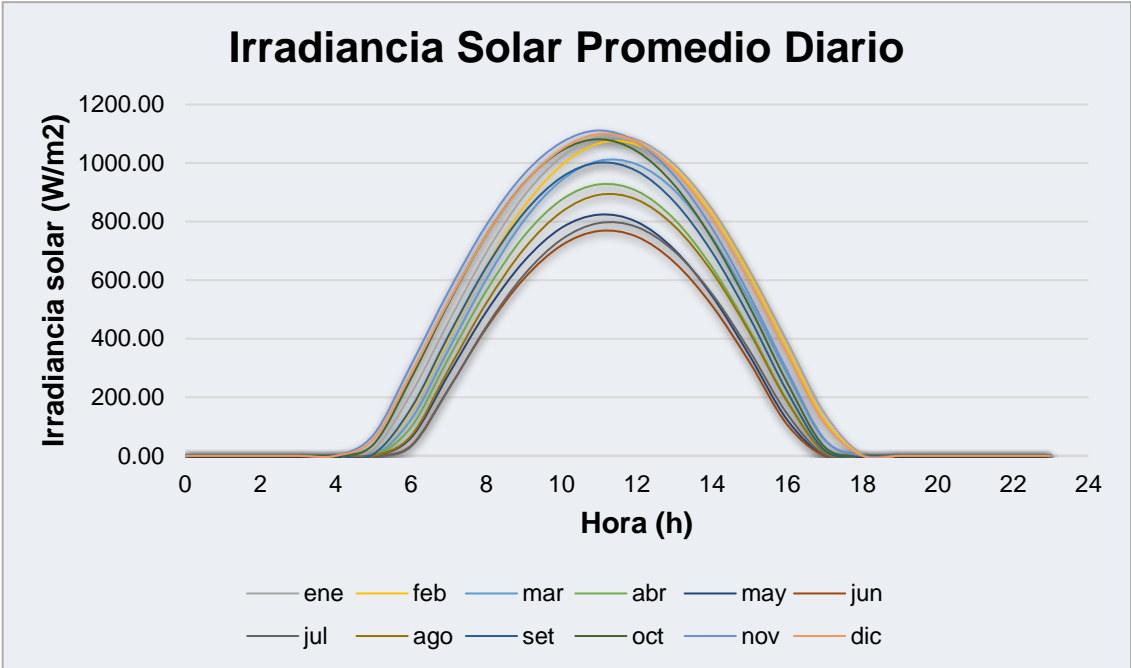
Datos de irradiancia solar (W/m2)-Tacna - La Yarada - Cielo despejado												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	23	6	0	0	0	0	0	0	6	39	71	57
6	212	154	123	98	62	35	32	68	162	264	310	280
7	458	402	364	333	278	229	227	295	411	522	562	526
8	694	646	602	563	492	436	441	521	644	752	788	752
9	887	850	804	750	664	605	617	706	829	931	962	930
10	1020	992	941	875	779	719	739	833	951	1042	1071	1047
11	1090	1068	1008	927	824	768	795	892	1002	1081	1111	1099
12	1080	1063	996	905	799	749	782	875	973	1041	1072	1073
13	996	981	907	808	704	661	698	785	868	925	957	974
14	843	828	747	644	546	513	553	629	696	742	777	810
15	633	617	528	429	342	320	359	421	472	509	547	593
16	390	368	279	189	122	106	143	185	219	249	290	347
17	143	121	53	13	0	0	3	12	19	30	55	110
18	5	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*Nota:* Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

A continuación, se presenta la gráfica de irradiancia solar promedio para el período 2020-2024, abarcando los meses de enero a diciembre.

Figura 14

Gráfica de irradiancia solar promedio en un día 2020-2024.



Nota: Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

### 3.4 Cálculo de temperatura promedio

Los datos de temperatura fueron extraídos de la NASA en intervalos horarios desde el año 2020 hasta 2024 para la ubicación de La Yarada. Con más de 38,000 valores recopilados, estos datos fueron procesados en Excel mediante tablas dinámicas, generando la tabla que se muestra a continuación.

Tabla 4

Datos de temperatura promedio del periodo 2020-2024.

Datos de temperatura promedio (°C)-Tacna - La Yarada												
HORA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
0	19.83	20.66	20.08	18.12	16.33	14.85	13.84	13.62	13.77	14.58	15.95	18.17
1	19.68	20.51	19.95	18.02	16.20	14.71	13.74	13.51	13.67	14.47	15.84	18.05
2	19.57	20.41	19.85	17.93	16.08	14.61	13.63	13.41	13.57	14.40	15.74	17.95
3	19.47	20.32	19.78	17.84	15.98	14.56	13.53	13.31	13.49	14.35	15.66	17.88
4	19.39	20.25	19.71	17.77	15.91	14.53	13.46	13.26	13.43	14.29	15.58	17.81
5	19.47	20.26	19.65	17.70	15.88	14.49	13.41	13.21	13.42	14.32	15.68	17.93
6	20.30	20.92	20.22	18.24	16.31	14.81	13.79	13.92	14.37	15.38	16.67	18.79
7	21.54	22.04	21.32	19.44	18.04	16.57	15.64	15.86	16.00	16.97	18.06	20.02
8	22.84	23.36	22.57	20.78	19.53	18.19	17.28	17.46	17.41	18.35	19.36	21.28
9	24.00	24.63	23.74	21.93	20.57	19.32	18.40	18.50	18.41	19.39	20.47	22.44

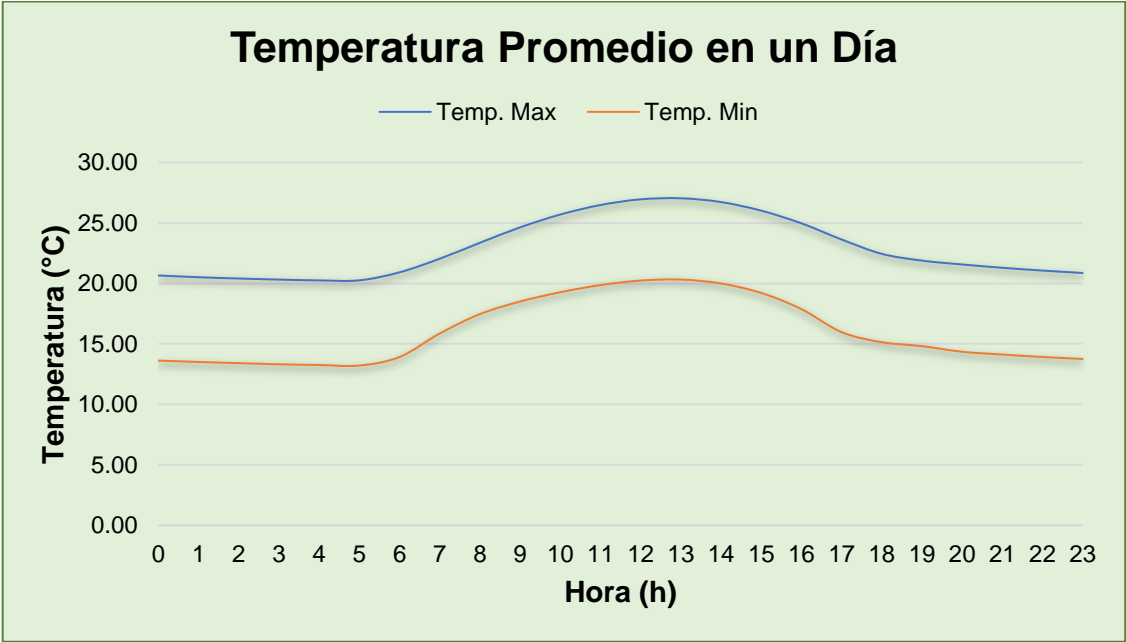
Datos de temperatura promedio (°C)-Tacna - La Yarada												
10	24.94	25.69	24.73	22.83	21.31	20.06	19.13	19.27	19.20	20.27	21.42	23.39
11	25.66	26.48	25.49	23.48	21.86	20.58	19.65	19.86	19.81	21.00	22.19	24.06
12	26.15	26.95	25.97	23.90	22.18	20.86	19.97	20.24	20.21	21.51	22.70	24.50
13	26.30	27.04	26.09	24.03	22.20	20.82	20.02	20.32	20.33	21.71	22.88	24.61
14	26.07	26.73	25.82	23.76	21.84	20.43	19.73	20.00	20.11	21.50	22.69	24.37
15	25.44	26.02	25.16	23.05	21.06	19.63	19.01	19.21	19.46	20.79	22.05	23.77
16	24.44	24.97	24.12	21.85	19.74	18.25	17.66	17.88	18.23	19.57	20.92	22.80
17	23.11	23.63	22.74	20.27	18.08	16.51	15.75	15.97	16.42	17.76	19.29	21.47
18	21.79	22.45	21.67	19.39	17.46	15.99	15.17	15.14	15.30	16.27	17.76	20.07
19	21.13	21.89	21.18	19.08	17.15	15.60	14.73	14.82	14.99	15.88	17.21	19.44
20	20.78	21.57	20.87	18.77	16.86	15.26	14.34	14.35	14.54	15.45	16.85	19.13
21	20.49	21.29	20.59	18.51	16.71	15.18	14.25	14.12	14.24	15.12	16.51	18.83
22	20.25	21.06	20.38	18.34	16.59	15.06	14.08	13.92	14.06	14.94	16.32	18.60
23	20.04	20.86	20.20	18.19	16.43	14.94	13.93	13.76	13.89	14.75	16.15	18.41
Prom.	22.19	22.92	22.16	20.14	18.35	16.91	16.01	16.04	16.18	17.21	18.50	20.57

Nota: Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

A continuación, se presenta la gráfica de temperatura promedio para el período 2020-2024.

Figura 15

Gráfica de temperatura promedio en un día 2020-2024.



Nota: Fuente (NASA, s. f.), Elaboración propia.

### 3.5 Consumo energético en La Yarada

Con el objetivo de precisar el consumo energético de los suministros utilizados para la extracción de agua en los pozos de La Yarada, se ha recopilado información detallada de consumo desde enero de 2023 hasta mayo de 2024. Este análisis incluye un total de 77 suministros eléctricos dedicados a las operaciones de extracción de agua. Los datos recopilados comprenden energía activa, energía reactiva, potencia generadora, y los cargos correspondientes a cada consumo.

**Tabla 5**

*Registro de consumos promedio de los 77 suministros eléctricos.*

Ítem	Suministro	Tarifa	Potencia (kW)	EAHFP (kWh)	ER (KVarh)	ER_F (kVarh)	C_EAHFP (ctm. S//kWh)	C_ER (ctm. S//kVarh)
1	119019138	MT2	94.63	46108.84	18068.70	4235.98	29.27	4.86
2	119019135	MT2	73.52	37740.02	12643.92	1321.48	29.27	4.86
3	119019134	MT2	104.98	52156.82	17676.31	2028.68	29.27	4.86
4	119019131	MT2	89.62	46602.53	17101.34	3120.58	29.27	4.86
5	119019130	MT2	120.34	41821.45	6671.91	0.00	29.27	0.00
6	119019128	MT2	89.22	44753.67	16202.24	2776.13	29.27	4.86
7	119019127	MT2	117.44	58877.69	19321.13	1657.46	29.27	4.86
8	119019126	MT2	110.36	56281.25	14343.25	1942.29	29.36	4.89
9	119019125	MT2	74.68	30068.68	19881.38	10860.56	29.22	4.87
10	119019139	MT2	106.76	50720.38	17036.95	1820.33	29.27	4.86
11	119019141	MT2	0.00	16041.55	6729.74	1917.17	29.24	4.79
12	119019142	MT2	44.18	20917.26	7159.62	884.39	29.27	4.64
13	119019155	MT2	79.62	36344.57	28.22	0.00	29.27	0.00
14	119019154	MT2	76.92	32805.41	17972.55	8130.91	30.70	4.53
15	119019157	MT2	109.43	49766.04	12792.48	4221.50	29.27	4.85
16	119019156	MT2	100.56	46970.87	1734.78	0.00	29.27	0.00
17	119048545	MT2	49.92	21908.71	13970.39	7397.27	29.27	4.86
18	119021425	MT2	71.70	36888.42	14370.02	3302.12	29.27	4.86
19	119019187	MT2	100.55	40214.85	14945.85	2881.39	29.27	4.72
20	119019190	MT2	71.28	29003.67	9881.71	1801.36	29.27	4.68
21	119019195	MT2	13.58	4176.21	4132.87	2879.62	29.27	4.98
22	119019196	MT2	94.78	43130.50	12660.43	0.00	29.27	0.00
23	119021381	MT2	54.36	26658.62	6579.37	0.00	29.27	0.00
24	119019193	MT2	8.97	877.87	471.43	208.08	29.24	5.04
25	119019192	MT2	72.79	34189.66	8990.25	0.00	29.27	0.00
26	119019143	MT2	65.70	20261.11	16039.37	9960.67	29.27	5.01
27	119019144	MT2	104.46	53519.95	12949.97	0.00	29.27	0.00

Ítem	Suministro	Tarifa	Potencia (kW)	EAHFP (kWh)	ER (KVarh)	ER_F (kVarh)	C_EAHFP (ctm. S//kWh)	C_ER (ctm. S//kVarh)
28	119019145	MT2	68.54	36438.63	16977.62	6045.96	29.27	4.86
29	119019149	MT2	60.85	32473.57	15244.43	5502.32	29.27	5.10
30	119019147	MT2	46.51	22456.18	2599.40	0.00	29.27	0.00
31	119019148	MT2	56.08	27593.96	17289.79	9011.60	29.27	5.03
32	119019146	MT2	0.00	8451.99	9074.23	6511.32	29.21	4.85
33	119019150	MT2	119.17	50298.32	20481.95	7856.33	29.27	4.77
34	119019151	MT2	120.36	26446.81	13021.57	5087.53	29.27	4.79
35	119055278	MT2	83.08	35071.64	15563.60	5454.74	29.27	4.83
36	119019153	MT2	110.95	38972.55	12507.91	2046.40	29.27	4.63
37	119029312	MT2	47.70	17656.27	12667.56	7600.54	29.60	4.99
38	119019181	MT2	75.15	22478.59	8140.78	1382.44	29.27	4.84
39	119019186	MT2	73.82	36411.65	18241.11	7317.62	29.31	5.03
40	119019185	MT2	63.93	32266.88	17989.37	8309.31	29.27	4.80
41	119019182	MT2	58.67	29472.07	5093.26	0.00	29.27	0.00
42	119019183	MT2	48.41	21098.12	3160.27	0.00	29.27	0.00
43	119019184	MT2	48.41	21098.12	3160.27	0.00	29.27	0.00
44	119019171	MT2	33.97	12502.65	5340.56	1589.28	29.27	5.15
45	119019170	MT2	33.97	12502.65	5340.56	1589.28	29.27	5.15
46	119019169	MT2	23.38	2699.73	638.33	0.00	29.27	0.00
47	119019161	MT2	39.71	9339.56	3508.71	706.84	29.27	5.40
48	119019162	MT2	39.86	4557.75	1997.51	609.67	29.27	5.13
49	119019163	MT4	17.77	9431.81	0.00	0.00	30.62	0.00
50	119019160	MT2	66.79	27488.33	19715.23	11468.19	29.27	4.82
51	119019159	MT2	36.35	12965.16	5485.28	1692.30	29.27	5.15
52	119019179	MT2	49.15	20349.26	10294.86	4190.08	29.27	4.86
53	119019178	MT2	30.20	15277.02	7811.87	3227.71	29.31	5.06
54	119019174	MT2	33.38	13046.87	5932.36	2017.59	29.27	4.78
55	119019175	MT2	85.50	24789.93	5975.25	647.50	29.27	5.01
56	119019176	MT2	109.85	31618.99	13417.65	3389.88	29.27	4.86
57	119021980	MT2	46.22	6697.17	1189.94	14.43	29.27	5.38
58	119019165	MT2	96.80	13327.96	9046.01	5042.52	29.27	4.81
59	119019164	MT2	35.16	8832.61	8709.85	6059.82	29.27	4.99
60	119024491	MT4	34.19	8516.79	4172.06	1586.82	30.62	5.17
61	119019173	MT2	25.48	9660.27	6855.06	3956.44	29.27	5.01
62	119019207	MT2	9.80	2104.57	1292.07	660.70	29.27	5.03
63	119019206	MT4	13.63	5588.06	4682.44	3005.61	30.62	4.89
64	119019208	BT2	11.99	2765.65	2389.29	1559.21	31.80	4.85
65	119019211	MT2	21.06	3866.54	1752.79	592.57	29.27	5.12
66	119029314	MT2	12.59	4608.40	4051.34	2668.69	29.27	4.99
67	119019213	MT4	7.12	413.02	300.79	150.61	30.62	5.79
68	119019214	MT2	27.71	5156.11	982.26	0.00	29.27	0.00

Ítem	Suministro	Tarifa	Potencia (kW)	EAHFP (kWh)	ER (KVarh)	ER_F (kVarh)	C_EAHFP (ctm. S//kWh)	C_ER (ctm. S//kVarh)
69	119019205	MT4	21.27	4968.24	757.09	0.00	30.62	0.00
70	119019204	MT2	18.04	3797.33	2377.10	1237.71	29.27	5.03
71	119019203	MT4	4.22	1015.96	704.30	364.29	30.62	5.51
72	119019201	MT4	7.31	2872.42	989.25	127.30	30.62	6.44
73	119055396	MT2	92.04	31121.36	19539.21	10114.09	29.27	4.86
74	119019200	MT2	50.80	14240.51	8464.05	4162.78	29.27	5.04
75	119019199	MT2	29.19	4242.11	620.58	0.00	29.27	0.00
76	119019198	MT2	10.72	2072.41	1245.18	623.28	31.93	4.86
77	119019197	MT4	5.04	890.34	440.99	167.18	30.62	5.56

*Nota:* Elaboración propia. EAHFP: Energía activa en horas fuera de punta; ER: Energía reactiva; ER\_F: Energía reactiva facturada; C\_EAHFP: Cargo por energía activa; C\_ER: Cargo por energía reactiva.

### 3.6 Análisis de consumo de energía

Los 77 suministros analizados presentan distintas tarifas eléctricas, como MT2, MT4 y BT2. Con el fin de seleccionar los suministros que concentran su mayor consumo de energía durante las horas de sol, se eligieron aquellos con tarifas MT2.

Además, los datos recopilados se filtraron en función de la constancia de sus consumos, seleccionando únicamente los suministros cuyo consumo se mantuviera entre el 75% y el 125% de su propio consumo promedio. Este filtro se aplicó para garantizar que el sistema fotovoltaico propuesto no genere más energía y potencia de lo necesario, evitando un exceso de producción en los meses en que los suministros tienen un consumo menor o nulo.

Durante la visita de campo llevada a cabo en noviembre del año 2023, se recopilaron testimonios de agricultores, revelando que la mayoría de ellos operan las bombas en horarios no punta. Además, se observó que algunos agricultores apagan sus bombas minutos antes del inicio de las horas punta y las encienden minutos después de su conclusión. Para calcular el tiempo promedio de consumo, emplearemos la siguiente ecuación.

$$T_c = \frac{EAHFP}{P * 30} \quad (22)$$

Donde:

$T_c$ : Tiempo promedio de consumo al día (h)

*EAHFP*: Energía activa promedio en horas fuera de punta de un mes (kWh)

*P*: Potencia de generación promedio de un mes (kW)

Este enfoque nos permitirá cuantificar de manera precisa el tiempo medio de actividad de las bombas.

A continuación, se presenta la tabla resultante tras aplicar los filtros de tarifas MT2 y la constancia en los consumos. En cada caso, se ha utilizado la ecuación 22 para calcular el tiempo promedio de consumo diario. Finalmente, se seleccionaron 22 suministros, a los cuales se les realizará el diseño fotovoltaico correspondiente.

**Tabla 6**

*Detalles de suministros con consumos estables.*

Item	Suministro	Tarifa	Potencia (kW)	EAHFP (kWh)	ER (KVarh)	ER_F (KVarh)	C_EAHFP (ctm. S//kWh)	C_ER (ctm. S//kWh)	Tiempo Consumo (horas)
1	119019138	MT2	94.63	46108.84	18068.70	4235.98	29.27	4.86	16.24
2	119019135	MT2	73.52	37740.02	12643.92	1321.48	29.27	4.86	17.11
3	119019134	MT2	104.98	52156.82	17676.31	2028.68	29.27	4.86	16.56
4	119019131	MT2	89.62	46602.53	17101.34	3120.58	29.27	4.86	17.33
5	119019128	MT2	89.22	44753.67	16202.24	2776.13	29.27	4.86	16.72
6	119019127	MT2	117.44	58877.69	19321.13	1657.46	29.27	4.86	16.71
7	119019126	MT2	110.36	56281.25	14343.25	1942.29	29.36	4.89	17.00
8	119019139	MT2	106.76	50720.38	17036.95	1820.33	29.27	4.86	15.84
9	119019155	MT2	79.62	36344.57	28.22	0.00	29.27	0.00	15.22
10	119021425	MT2	71.70	36888.42	14370.02	3302.12	29.27	4.86	17.15
11	119019196	MT2	94.78	43130.50	12660.43	0.00	29.27	0.00	15.17
12	119021381	MT2	54.36	26658.62	6579.37	0.00	29.27	0.00	16.35
13	119019144	MT2	104.46	53519.95	12949.97	0.00	29.27	0.00	17.08
14	119019145	MT2	68.54	36438.63	16977.62	6045.96	29.27	4.86	17.72
15	119019149	MT2	60.85	32473.57	15244.43	5502.32	29.27	5.10	17.79
16	119019147	MT2	46.51	22456.18	2599.40	0.00	29.27	0.00	16.09
17	119019185	MT2	63.93	32266.88	17989.37	8309.31	29.27	4.80	16.82
18	119019182	MT2	58.67	29472.07	5093.26	0.00	29.27	0.00	16.74
19	119019178	MT2	30.20	15277.02	7811.87	3227.71	29.31	5.06	16.86
20	119019164	MT2	35.16	8832.61	8709.85	6059.82	29.27	4.99	8.37
21	119019200	MT2	50.80	14240.51	8464.05	4162.78	29.27	5.04	9.34
22	119019198	MT2	10.72	2072.41	1245.18	623.28	31.93	4.86	6.44

*Nota:* Elaboración propia. EAHFP: Energía activa en horas fuera de punta; ER: Energía reactiva; ER\_F: Energía reactiva facturada; C\_EAHFP: Cargo por energía activa; C\_ER: Cargo por energía reactiva.

### 3.7 Fichas técnicas de componentes principales

#### 3.7.1 Paneles fotovoltaicos

La elección del panel fotovoltaico estará sujeta a la disponibilidad en el mercado peruano, teniendo en cuenta tanto sus características técnicas como su relación costo-beneficio. Para la presente tesis se ha tomado el panel solar de la marca JA Solar cuyas características principales que serán necesarias para los cálculos posteriores se muestran a continuación:

**Tabla 7**

*Características técnicas del panel solar.*

Características	JAM66S30-500/MR
Modelo	JAM66S30-500/MR
Célula	Monocristalino
Potencia	500W
Voltaje nominal	24V
Peso	26.3kg
Dimensiones	2.093mx1.134mx0.03m $\pm$ 0.001m
Grado de protección	IP68
Diodos de protección bypass	SI
Voltaje de circuito abierto	45.59V
Corriente de corto circuito	13.93A
Corriente a máxima potencia	13.04A
Temperatura nominal de operación de la celda (NOCT)	45°C
Coeficiente de temperatura de potencia	-0.35%/°C
Eficiencia de generación de potencia	98%
Degradación anual de panel	0.55%
Conector	MC4

*Nota:* Fuente catálogos de fabricante, Elaboración propia.

#### 3.7.2 Inversor

La elección de los inversores estará sujeta a la disponibilidad en el mercado peruano, considerando tanto sus características técnicas como su relación costo-beneficio. Además, se tomará en cuenta la potencia que deberán cubrir para satisfacer las necesidades del sistema. Para la presente tesis se ha tomado los inversores de la marca Growatt cuyas características principales son las siguientes:

**Tabla 8***Características técnicas de los inversores.*

Características	MAC 10KTL3-XL	MAC 30KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	MAC 50KTL3-XLV	MAC 60KTL3-XLV
Máxima potencia fotovoltaica	15000W	45000W	60000W	75000W	90000W
Voltaje DC de arranque	250V	250V	250V	250V	250V
Voltaje máximo MPPT	850V	1000V	1000V	1000V	1000V
Número de MPPTs	4	3	3	3	3
Cadenas por MPPT	2/2/2/2	3/3/2	3/3/3	4/3/3	4/4/4
Máxima corriente por MPPT	26/26/26/26	37.5/37.5/25	37.5/37.5/37.5	50/37.5/37.5	50/50/50
Potencia nominal AC	10000W	30000W	40000W	50000W	60000W
Voltaje nominal AC	220/101.6V	230/400V	230/400V	230/400V	230/400V
Corriente máxima AC	29.2	48.3	64.4	80.5	96.6
Frecuencia de red AC	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz	60Hz
Tipo de conexión	3L+N+T	3L+N+T	3L+N+T	3L+N+T	3L+N+T
Eficiencia	98%	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
Peso	31kg	52kg	52kg	52kg	52kg
Grado de protección	IP65	IP65	IP65	IP65	IP65
Conexión DC	MC4	MC4	MC4	MC4	MC4
Comunicación	RS485	RS485	RS485	RS485	RS485
Monitoreo de red	SI	SI	SI	SI	SI
Monitoreo de cadenas	SI	SI	SI	SI	SI
Protección de polaridad inversa	SI	SI	SI	SI	SI
Protección contra sobretensión	SI	SI	SI	SI	SI
Monitoreo de corriente residual	SI	SI	SI	SI	SI
Protección de corto circuito AC	SI	SI	SI	SI	SI
Pantalla digital	SI	SI	SI	SI	SI

*Nota:* Fuente catálogos de fabricante, Elaboración propia.

### 3.7.3 Vatímetro

La elección de los vatímetros estará sujeta a la disponibilidad en el mercado peruano, considerando tanto sus características técnicas como su relación costo-beneficio. Además, se tomará en cuenta la potencia que deberán medir y la compatibilidad con los inversores. Para esta tesis, se han seleccionado los vatímetros de la marca Eastron debido

a su costo relativamente bajo y su compatibilidad con los inversores Growatt. Sus principales características son las siguientes:

**Tabla 9**

*Características técnicas del vatímetro.*

Características	SDM630-Modbus v2
Interfaz de comunicación	RS485
Protocolo de comunicación	Modbus RTU
Tipo de montaje	Riel DIN
Tipo de red	3P4W
Tensión de entrada	320-520VAC (L-L)
Corriente nominal	10A
Corriente máxima	100A
Frecuencia	60Hz
Grado de protección	IP51
Pantalla LCD	SI
Mide energía activa (kWh)	SI
Mide energía reactiva (kVar)	SI
Mide potencia activa (W)	SI
Mide potencia reactiva (var)	SI
Mide frecuencia (Hz)	SI
Mide corriente (A)	SI
Mide voltaje (V)	SI
Mide factor de potencia (pf)	SI
Mediciones bidireccionales	SI
Normativa IEC 62053-21	SI

*Nota:* Fuente catálogos de fabricante, Elaboración propia.

#### **3.7.4 Equipos de monitorización**

La selección del equipo de monitorización, al igual que el resto de los equipos, dependerá de su disponibilidad en el mercado peruano. Además, se evaluará la compatibilidad con los inversores y la capacidad del sistema fotovoltaico. Para esta tesis, se ha optado por un equipo de monitorización de la marca Growatt, elegido por su costo relativamente bajo y su compatibilidad con los inversores de la misma marca. A continuación, se detallan sus principales características:

**Tabla 10**

*Características técnicas de la monitorización.*

Características	ShineMaster 4G
Interfaz de comunicación	RS485
Protocolo de comunicación	Modbus TCP
Soporte de internet	4G
Tipo de red	3P4W
Grado de protección	IP30
Intervalo de transferencia	5 minutos
Voltaje de entrada	100-240V

*Nota:* Fuente catálogos de fabricante, Elaboración propia.

### **3.7.5 Estructura de montaje**

La estructura de montaje para los paneles solares se realizará mediante rieles de aluminio, conectados a través de uniones con sus respectivos clips de tierra. Para evitar el deslizamiento de los paneles, se emplearán abrazaderas finales, y cada cadena de paneles contará con una lengüeta de tierra. Este conjunto estará soportado por una estructura de acero con columnas de acero galvanizado, de aproximadamente 1 metro de altura, lo que facilitará la limpieza debajo de los paneles. Cada poste de acero estará asentado en una base de concreto con una resistencia de 210 kg/cm<sup>2</sup>, diseñada para soportar el peso total de la cadena de paneles solares como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 16**

*Base de concreto con columna de acero para soporte de paneles.*



*Nota:* Imagen tomada en La Yarada.

### 3.7.6 Tableros eléctricos

Los tableros eléctricos se dimensionarán en función del número de cadenas de paneles fotovoltaicos, y las llaves se seleccionarán con la capacidad adecuada según las especificaciones del inversor. Serán fabricados en acero galvanizado en caliente, pintados con pintura RAL 7035, y equipados con riel DIN. Además, contarán con protección IP65, ya que estarán ubicados en la misma zona que la electrobomba. El diseño de las barras será personalizado, por lo que en esta tesis se tomarán en cuenta cotizaciones aproximadas de proveedores. Dado que no se trata de un estudio de factibilidad detallado, el diseño específico de los tableros eléctricos para el sistema fotovoltaico no formará parte del proyecto.

### 3.7.7 Cables eléctricos

Los cables eléctricos a utilizar deben cumplir con el Código Nacional de Electricidad – Utilización. En esta tesis se optará por los cables tipo N2XOH de la marca INDECO, debido a su alta capacidad de corriente y la confiabilidad que ofrecen en el mercado. A continuación, se presentan algunas de las especificaciones técnicas más relevantes de estos cables.

**Tabla 11**

*Características técnicas de los cables.*

Características	4 mm <sup>2</sup>	6mm <sup>2</sup>	10mm <sup>2</sup>	16mm <sup>2</sup>	25mm <sup>2</sup>	35mm <sup>2</sup>
Amperaje enterrado (A)	65	85	115	155	200	240
Amperaje empotrado (A)	55	68	95	125	160	195
Máxima resistencia 20°C Ohm/km	4.61	3.08	1.83	1.15	0.727	0.524
Máxima reactancia (Ohm/km)	0.11	0.105	0.106	0.1	0.095	0.092
Peso (kg/km)	66	87	130	190	292	385
Diámetro exterior (mm)	5.9	6.5	7.2	8.2	9.8	10.9
Libre de halógeno	SI	SI	SI	SI	SI	SI

*Nota:* Fuente catálogos de fabricante, Elaboración propia.

## 3.8 Ubicación del sistema fotovoltaico en relación con el pozo

La ubicación de los pozos en La Yarada es muy diversa, y aunque no requieren una gran extensión de terreno, ya que una casa de máquinas de aproximadamente 9 metros cuadrados es suficiente, suelen estar rodeados de plantaciones que limitan el espacio

disponible para la instalación de paneles solares. Por esta razón, se ha considerado una distancia máxima de 40 metros entre la casa de máquinas y los paneles solares, lo que permite encontrar un área libre adecuada para su instalación.

A continuación, se muestran imágenes de dos casas de máquinas donde se ubican los pozos de agua, con una circunferencia de 40 metros destacando áreas despejadas que serían aptas para la colocación de los paneles del sistema fotovoltaico.

### **Figura 17**

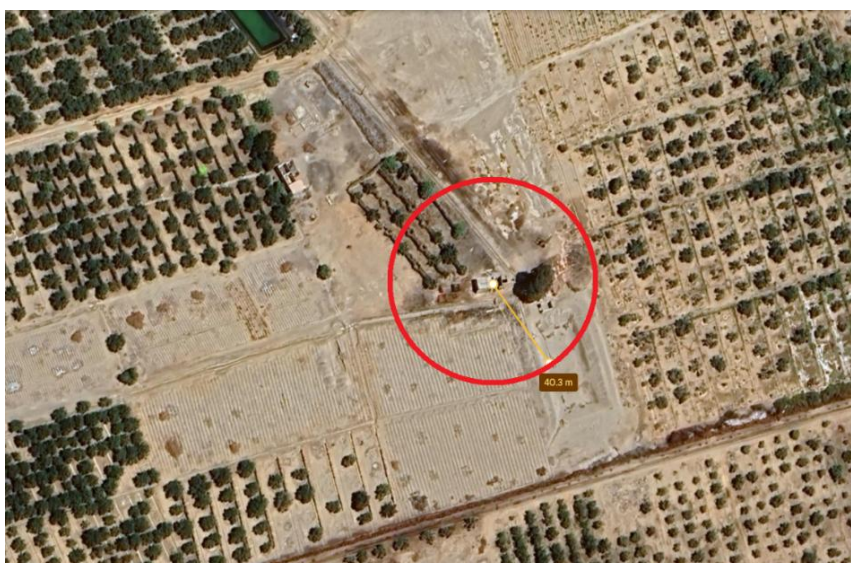
*Ubicación de 40m respecto al cuarto de máquinas 1.*



*Nota:* Fuente Google Earth

### **Figura 18**

*Ubicación de 40m respecto al cuarto de máquinas 2.*



*Nota:* Fuente Google Earth

### 3.9 Selección de inversor

Para seleccionar los inversores a utilizar, según la tabla 8, se considerarán los datos de consumo de cada suministro. Al tratarse de un sistema fotovoltaico conectado a la red, no es necesario cubrir toda la potencia demandada, sino acercarse lo máximo posible a las potencias disponibles en el mercado.

A continuación, se presentan los inversores asignados a cada suministro. En esta sección, únicamente se realiza la selección de los inversores con el propósito de calcular las pérdidas asociadas a estos equipos. La verificación de los parámetros eléctricos se llevará a cabo en secciones posteriores.

**Tabla 12**

*Inversores asignados a cada suministro.*

Item	Suministro	Potencia de Consumo (kW)	Inversor 1	Inversor 2	Potencia Inversores (kW)
1	119019138	94.63	MAC 60KTL3-XLV	MAC 30KTL3-XLV	90.00
2	119019135	73.52	MAC 60KTL3-XLV	---	60.00
3	119019134	104.98	MAC 60KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	100.00
4	119019131	89.62	MAC 40KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	80.00
5	119019128	89.22	MAC 40KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	80.00
6	119019127	117.44	MAC 60KTL3-XLV	MAC 50KTL3-XLV	110.00
7	119019126	110.36	MAC 60KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	100.00
8	119019139	106.76	MAC 60KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	100.00
9	119019155	79.62	MAC 40KTL3-XLV	MAC 30KTL3-XLV	70.00
10	119021425	71.70	MAC 60KTL3-XLV	---	60.00
11	119019196	94.78	MAC 60KTL3-XLV	MAC 30KTL3-XLV	90.00
12	119021381	54.36	MAC 50KTL3-XLV	---	50.00
13	119019144	104.46	MAC 60KTL3-XLV	MAC 40KTL3-XLV	100.00
14	119019145	68.54	MAC 60KTL3-XLV	---	60.00
15	119019149	60.85	MAC 60KTL3-XLV	---	60.00
16	119019147	46.51	MAC 40KTL3-XLV	---	40.00
17	119019185	63.93	MAC 60KTL3-XLV	---	60.00
18	119019182	58.67	MAC 50KTL3-XLV	---	50.00
19	119019178	30.20	MAC 30KTL3-XLV	---	30.00
20	119019164	35.16	MAC 30KTL3-XLV	---	30.00
21	119019200	50.80	MAC 40KTL3-XLV	---	40.00
22	119019198	10.72	MAC 10KTL3-XL	---	10.00

*Nota:* Elaboración propia. Los suministros cuya cuarta columna tiene el valor de "---" significa que solo tienen un inversor.

### 3.10 Cálculo de pérdidas

#### 3.10.1 Cálculo de pérdidas por temperatura

Para calcular las pérdidas por temperatura, se utilizará la ecuación 3, que permite determinar la temperatura del panel fotovoltaico a partir del dato de la ficha técnica sobre la temperatura nominal de operación de la celda (NOCT), cuyo valor es de 45°C, obtenido bajo condiciones de una temperatura ambiente de 20°C y una irradiancia de 800 W/m².

Posteriormente, aplicaremos la ecuación 4 para calcular las pérdidas por temperatura promedio de cada mes. Este cálculo utiliza el coeficiente de temperatura de potencia del panel solar, que tiene un valor de -0.35%/°C, medido a una temperatura ambiente de 25°C y una irradiancia de 1000 W/m².

Por ejemplo, a continuación, se muestra la aplicación de la ecuación 3 y 4 para el mes de enero.

$$T_{pf} = 22.1945 + 1.0901 * \frac{45 - 20}{0.8} = 56.26$$

$$k_{te} = 0.35 * (56.26 - 25) \% = 10.94\%$$

A continuación, repetiremos el mismo proceso a todos los meses, considerando el caso de irradiancia máxima, donde las pérdidas alcanzan su valor más alto.

**Tabla 13**

*Pérdidas por temperatura de cada mes.*

Mes	Temperatura promedio diario (°C)	Irradiancia Max (kW/m2)	Tpf (°C)	Kte
Enero	22.1945	1.0901	56.26	10.94%
Febrero	22.9156	1.0680	56.29	10.95%
Marzo	22.1608	1.0078	53.65	10.03%
Abril	20.1353	0.9272	49.11	8.44%
Mayo	18.3459	0.8238	44.09	6.68%
Junio	16.9088	0.7680	40.91	5.57%
Julio	16.0063	0.7951	40.85	5.55%
Agosto	16.0379	0.8917	43.90	6.62%
Setiembre	16.1807	1.0015	47.48	7.87%
Octubre	17.2094	1.0814	51.00	9.10%
Noviembre	18.4978	1.1113	53.23	9.88%
Diciembre	20.5744	1.0993	54.93	10.47%

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

Dado que los datos de temperatura corresponden a la zona de La Yarada, las pérdidas calculadas son iguales para todos los suministros.

### 3.10.2 Determinación de las otras pérdidas

Para el sistema fotovoltaico, de acuerdo con la literatura revisada, se ha estimado una pérdida del 10% debido a la suciedad. Según la ficha técnica del panel fotovoltaico, presentada en la tabla 7, las pérdidas se estiman en un 2%, con una degradación anual del 0.55%. Las pérdidas del inversor, de acuerdo con la ficha técnica mostrada en la tabla 8, varían entre 1.5% y 2%. A continuación, se presenta una tabla que detalla las pérdidas asignadas a cada suministro.

**Tabla 14**

*Determinación de pérdidas.*

Item	Suministro	Tarifa	Kin	Kpf	Ksu
1	119019138	MT2	1.55%	2%	10%
2	119019135	MT2	1.50%	2%	10%
3	119019134	MT2	1.50%	2%	10%
4	119019131	MT2	1.50%	2%	10%
5	119019128	MT2	1.50%	2%	10%
6	119019127	MT2	1.50%	2%	10%
7	119019126	MT2	1.50%	2%	10%
8	119019139	MT2	1.50%	2%	10%
9	119019155	MT2	1.55%	2%	10%
10	119021425	MT2	1.50%	2%	10%
11	119019196	MT2	1.55%	2%	10%
12	119021381	MT2	1.50%	2%	10%
13	119019144	MT2	1.50%	2%	10%
14	119019145	MT2	1.50%	2%	10%
15	119019149	MT2	1.50%	2%	10%
16	119019147	MT2	1.50%	2%	10%
17	119019185	MT2	1.50%	2%	10%
18	119019182	MT2	1.50%	2%	10%
19	119019178	MT2	1.60%	2%	10%
20	119019164	MT2	1.60%	2%	10%
21	119019200	MT2	1.50%	2%	10%
22	119019198	MT2	2.00%	2%	10%

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

### **3.10.3 Cálculo de pérdidas en el cableado**

Para calcular las pérdidas en el cableado, es necesario primero determinar la caída de tensión tanto en el lado de corriente continua como en el de corriente alterna. Esto depende de la longitud del cable, la cual varía según el número de paneles en cada cadena. A medida que se incrementa el número de paneles, la longitud del cable también aumenta, generando un mayor bucle. Inicialmente, asumiremos una pérdida del 5% en el cableado y, posteriormente, realizaremos cálculos más precisos para determinar las pérdidas reales en el sistema.

### **3.10.4 Cálculo de pérdidas por sombra**

Dado que el sistema fotovoltaico estará ubicado en áreas despejadas al aire libre, no se considerarán pérdidas por sombras de edificios, árboles u otros obstáculos. Las pérdidas ocasionadas por las sombras de nubes se contemplarán en el cálculo de la energía, pero no en la determinación del número de paneles. Esto se debe a la necesidad de que la potencia generada por los paneles no exceda la capacidad del inversor ni el consumo de energía, evitando la inyección de excedentes a la red eléctrica. Además, las pérdidas por sombras de nubes están incluidas en la tabla 2, donde se detalla la energía producida por metro cuadrado en un día.

## **3.11 Cálculo de eficiencia y número de paneles fotovoltaicos**

Para calcular el número de paneles es necesario estimar las pérdidas en el cableado, y para calcular estas pérdidas se requiere dimensionar el cable y conocer la cantidad de paneles, lo que genera un bucle en el proceso. Para resolver esto, se emplearán iteraciones, partiendo de la suposición inicial de que las pérdidas en el cableado serán del 5%, como se mencionó en el numeral anterior.

### **3.11.1 Primer cálculo de número de paneles**

Con la consideración del numeral anterior y utilizando las pérdidas encontradas en las tablas 13 y 14, se presenta a continuación una tabla que muestra la eficiencia total de cada suministro. La eficiencia se calcula como la diferencia entre la unidad y el porcentaje de pérdidas acumuladas.

Por ejemplo, a continuación, se muestra la aplicación de la ecuación 5 para el mes de enero y para el suministro 119019138.

$$\eta_{sf} = (100 - 1.55 - 2 - 10 - 5 - 10.94)\% = 70.51\%$$

A continuación, se muestra la aplicación de la ecuación 5 a cada uno de los 22 suministros seleccionados, considerando todos los meses del año.

**Tabla 15**

*Primer cálculo de eficiencias totales por mes.*

Item	Suministro	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
1	119019138	70.51	70.50	71.42	73.01	74.77	75.88	75.90	74.83	73.58	72.35	71.57	70.98
2	119019135	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
3	119019134	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
4	119019131	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
5	119019128	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
6	119019127	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
7	119019126	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
8	119019139	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
9	119019155	70.51	70.50	71.42	73.01	74.77	75.88	75.90	74.83	73.58	72.35	71.57	70.98
10	119021425	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
11	119019196	70.51	70.50	71.42	73.01	74.77	75.88	75.90	74.83	73.58	72.35	71.57	70.98
12	119021381	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
13	119019144	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
14	119019145	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
15	119019149	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
16	119019147	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
17	119019185	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
18	119019182	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
19	119019178	70.46	70.45	71.37	72.96	74.72	75.83	75.85	74.78	73.53	72.30	71.52	70.93
20	119019164	70.46	70.45	71.37	72.96	74.72	75.83	75.85	74.78	73.53	72.30	71.52	70.93
21	119019200	70.56	70.55	71.47	73.06	74.82	75.93	75.95	74.88	73.63	72.40	71.62	71.03
22	119019198	70.06	70.05	70.97	72.56	74.32	75.43	75.45	74.38	73.13	71.90	71.12	70.53

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

Procedemos a utilizar la ecuación 6 para hallar en número de paneles, la irradiancia máxima lo obtenemos de la tabla 13, la potencia del sistema fotovoltaico lo obtenemos de la tabla 12, la potencia del panel fotovoltaico de la ficha técnica obtenemos que es 500W y la eficiencia lo obtenemos de la tabla 15.

Por ejemplo, para el primer caso, el suministro 119019138 tiene una eficiencia del 70.41% en enero, con una potencia del sistema fotovoltaico de 90 kW y una irradiancia máxima de 1.0901 kW/m². Aplicando la ecuación 6, se obtiene lo siguiente:

$$N_{pf} = \frac{90}{0.5 * 1.0901 * 0.7041} = 234.52$$

Para evitar que la potencia generada por los paneles supere la capacidad del inversor se ha redondeado hacia abajo, resultando un total de 234 paneles fotovoltaicos.

A continuación, se repite el mismo proceso para los 22 suministros, considerando todas las eficiencias calculadas en la tabla 15.

**Tabla 16**

*Primer cálculo de número de paneles para cada eficiencia.*

Item	Suministro	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
1	119019138	234	239	250	265	292	308	298	269	244	230	226	230
2	119019135	156	159	166	177	194	205	198	179	162	153	150	153
3	119019134	260	265	277	295	324	342	331	299	271	255	251	256
4	119019131	208	212	222	236	259	274	264	239	216	204	201	204
5	119019128	208	212	222	236	259	274	264	239	216	204	201	204
6	119019127	286	291	305	324	356	377	364	329	298	281	276	281
7	119019126	260	265	277	295	324	342	331	299	271	255	251	256
8	119019139	260	265	277	295	324	342	331	299	271	255	251	256
9	119019155	182	185	194	206	227	240	231	209	189	178	176	179
10	119021425	156	159	166	177	194	205	198	179	162	153	150	153
11	119019196	234	239	250	265	292	308	298	269	244	230	226	230
12	119021381	130	132	138	147	162	171	165	149	135	127	125	128
13	119019144	260	265	277	295	324	342	331	299	271	255	251	256
14	119019145	156	159	166	177	194	205	198	179	162	153	150	153
15	119019149	156	159	166	177	194	205	198	179	162	153	150	153
16	119019147	104	106	111	118	129	137	132	119	108	102	100	102
17	119019185	156	159	166	177	194	205	198	179	162	153	150	153
18	119019182	130	132	138	147	162	171	165	149	135	127	125	128
19	119019178	78	79	83	88	97	103	99	89	81	76	75	76
20	119019164	78	79	83	88	97	103	99	89	81	76	75	76
21	119019200	104	106	111	118	129	137	132	119	108	102	100	102
22	119019198	26	26	27	29	32	34	33	30	27	25	25	25

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

Como se puede apreciar en la columna de noviembre es donde se necesita el menor número de paneles por lo tanto de ahora en adelante utilizaremos solo la columna de noviembre para determinar el número de paneles.

### **3.11.2 Dimensionamiento de cables por capacidad de corriente**

Para dimensionar los cables, se aplicarán primero las ecuaciones 15, 16, 17 y 18, según corresponda. En todos los cálculos, se utilizará un factor de agrupamiento de 1.00, ya que no habrá más de un grupo o terna de cables.

Con base en los datos de temperatura ambiente para La Yarada, se considerará una temperatura de 30°C, lo que, de acuerdo con la tabla 5A del Código Nacional de Electricidad – Utilización, corresponde a un factor de corrección por temperatura de 0.93.

El suelo en La Yarada es de tipo arenoso, con una resistividad térmica de 1.5 K.m/W. Según la tabla 5B del Código Nacional de Electricidad – Utilización, esto implica un factor de corrección por suelo de 1.10. En los casos donde el cable no esté enterrado, el factor de corrección por suelo será de 1.00.

A continuación, se muestra la aplicación de la ecuación 15 en la selección de cables para los inversores.

**Tabla 17**

*Selección del cable por capacidad de corriente.*

<b>Tipo de uso</b>	<b>Sección de cable</b>	<b>Corriente Ficha técnica</b>	<b>Máxima capacidad de corriente</b>	<b>Máxima corriente circulante</b>	<b>Resultado</b>
Conexión de paneles fotovoltaico	4mm <sup>2</sup>	55A	51.15A	13.04A	CUMPLE
Conexión MPPTs	6mm <sup>2</sup>	68A	63.24A	39.12A	CUMPLE
Inversor MAC 10KTL3-XLV	10mm <sup>2</sup>	95A	88.35A	29.2A	CUMPLE
Inversor MAC 30KTL3-XLV	16mm <sup>2</sup>	125A	116.25A	48.3A	CUMPLE
Inversor MAC 40KTL3-XLV	25mm <sup>2</sup>	160A	148.80A	64.4A	CUMPLE
Inversor MAC 50KTL3-XLV	35mm <sup>2</sup>	195A	181.35A	80.5A	CUMPLE

Tipo de uso	Sección de cable	Corriente Ficha técnica	Máxima capacidad de corriente	Máxima corriente circulante	Resultado
Inversor MAC 60KTL3-XLV	35mm <sup>2</sup>	195A	181.35A	96.6A	CUMPLE

*Nota:* Elaboración propia en Excel. En la cuarta columna, el factor de corrección ya ha sido aplicado. Además, la columna de resultados incluye la verificación del sobredimensionamiento del 25%. Tablas utilizadas en anexos.

### 3.11.3 Primer cálculo de la caída de tensión

Para calcular la caída de tensión, se realizan cálculos preliminares utilizando la ecuación 16, como se muestra a continuación. En la tabla adjunta, se detalla para cada inversor la sección del conductor utilizado, así como la resistencia y reactancia del cable. Además, se indica el número de MPPT (seguidores de punto de máxima potencia) y la cantidad de cadenas de paneles fotovoltaicos asociadas a cada MPPT. Un MPPT puede contener 1, 2 o 3 cadenas, según la ficha técnica del inversor. A continuación, se presenta un resumen de esta información en la tabla.

**Tabla 18**

*Resistencias eléctricas y cadenas asociadas a cada inversor.*

Tipo de uso	Wsf (W)	S (mm <sup>2</sup> )	R20 (Ohm/km)	X (Ohm/km)	R90 (Ohm/km)	I (A)	Número de MPPT	Máximas cadenas por MPPT
MAC 60KTL3-XLV	60	35	0.5240	0.0920	0.6682	96.23	3	3
MAC 50KTL3-XLV	50	35	0.5240	0.0920	0.6682	80.19	3	3
MAC 40KTL3-XLV	40	25	0.7270	0.0950	0.9270	64.15	3	2
MAC 30KTL3-XLV	30	16	1.1500	0.1000	1.4664	48.11	3	2
MAC 10KTL3-XL	10	10	1.8300	0.1060	2.3334	29.16	4	1
Conexión de MPPT		6	3.0800	0.1050	3.9273	13.04		
Conexión de Paneles fotovoltaicos		4	4.6100	0.1100	5.8782	13.04		

*Nota:* Elaboración propia en Excel, datos de tabla 8 y 11.

Procedemos a calcular la cantidad de paneles por cadena, dividiendo el número total de paneles entre la cantidad de cadenas que tendrá el sistema fotovoltaico. La cantidad de cadenas está determinada por el número de inversores a utilizar y las características técnicas de cada uno, tal como se muestra en su respectiva ficha técnica.

Por ejemplo, para el suministro 119019138, la cantidad de paneles por cadena se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Paneles por cadena} = \frac{226}{9 + 5} = 16.14$$

Dado que este cálculo es esencial para determinar la caída de tensión, y el valor decimal indica que una de las cadenas tendrá un panel adicional, se redondea el resultado hacia arriba, obteniéndose un total de 17 paneles por cadena.

El cableado del sistema fotovoltaico se divide en tres secciones: la conexión de los paneles (en voltaje DC), la conexión de los MPPT (en voltaje DC) y la conexión del inversor al tablero general (en voltaje AC).

Para calcular el voltaje de la cadena, se divide la potencia del panel fotovoltaico (500 W) entre la corriente del panel (13.04 A), y se multiplica por el número de paneles en la cadena.

La longitud dimensionada del cableado incluye la distancia aproximada desde los paneles fotovoltaicos hasta el tablero de corriente continua, donde se consolidan las cadenas para las entradas de los MPPT del inversor. También se considera la longitud de los cables en las subidas y bajadas a través de paredes y estructuras.

Continuando con el ejemplo para el suministro 119019138, el voltaje de la cadena y la longitud del cableado del lado de corriente continua se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Voltaje de la cadena} = \frac{500}{13.04} * 17 = 651.8 \text{ V}$$

$$L = 17 * \frac{1.5}{2} + 70 = 82.75 \text{ m}$$

Con los cálculos previos, procederemos a calcular las caídas de tensión en los tres tramos del sistema utilizando las ecuaciones 17 y 18.

1. Primer tramo (conexión de paneles): Calculamos la caída de tensión utilizando los datos obtenidos, que incluyen la corriente del panel, el voltaje de la cadena, la longitud del cableado y la resistencia del cableado a 90 grados. En este caso, el sistema opera en corriente continua, por lo que consideramos un factor de potencia de uno.

2. Segundo tramo (conexión de MPPT): La caída de tensión se calcula con el voltaje de la cadena, la longitud del cableado (considerada como 5 metros, que es la máxima distancia entre el tablero de corriente continua y el inversor), y la resistencia del cableado a 90 grados para la conexión de MPPT, según la tabla 18. También se incluye el número máximo de cadenas por MPPT, de acuerdo con el inversor utilizado.

3. Tercer tramo (conexión de corriente alterna): La longitud considerada para este tramo es de 15 metros, que es la máxima distancia posible entre el inversor, el tablero de corriente alterna y el tablero general de la bomba. Utilizamos la corriente nominal del inversor (según la tabla 18), la resistencia a 90 grados y la reactancia (también según la tabla 18) correspondientes al inversor en cuestión. En este tramo, se considera un factor de potencia de 0.9 y se usa la tensión de salida mostrada en la ficha técnica del inversor.

A continuación, se presentan los cálculos de las caídas de tensión para los tres tramos del sistema del suministro 119019138.

$$\Delta V_{dc} = 2 * 13.04 * 0.08275 * 5.8782 = 12.6858 \text{ V}$$

$$\Delta V_{dc}\% = \frac{2 * 13.04 * 0.08275 * 5.8782}{651.8} * 100 = 1.95\%$$

Este suministro tiene 2 inversores por lo tanto se harán los cálculos para cada inversor.

$$\Delta V_{dc1}\% = \frac{2 * 13.04 * 0.005 * 3.9273}{651.8} * 3 * 100\% = 0.24\%$$

$$\Delta V_{dc2}\% = \frac{2 * 13.04 * 0.005 * 3.9273}{651.8} * 2 * 100\% = 0.16\%$$

$$\Delta V_{ac1}\% = \frac{96.23 * 0.015 * \sqrt{3} * (0.6682 * 0.9 + 0.092 * 0.4359)}{400} * 100\% = 0.40\%$$

$$\Delta V_{ac2}\% = \frac{48.20 * 0.015 * \sqrt{3} * (1.4664 * 0.9 + 0.1 * 0.4359)}{400} * 100\% = 0.43\%$$

A continuación, se detallan los cálculos realizados en Excel para cada uno de los 22 suministros seleccionados.

**Tabla 19**

*Primer cálculo de caída de tensión para cada suministro.*

Item	Suministro	Número de Paneles	Cantidad de cadenas	Paneles por cadena	Voltaje Cadena (V)	Conexión paneles			Conexión MPPT 1	
						L (m)	$\Delta V_{dc}$ (V)	$\Delta V_{dc}\%$	$\Delta V_{dc1}$ (V)	$\Delta V_{dc1}\%$
1	119019138	226	14	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
2	119019135	150	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
3	119019134	251	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
4	119019131	201	12	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
5	119019128	201	12	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
6	119019127	276	16	18	690.2	83.5	12.80	1.85%	1.54	0.22%
7	119019126	251	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
8	119019139	251	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
9	119019155	176	11	16	613.5	82	12.57	2.05%	1.02	0.17%
10	119021425	150	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
11	119019196	226	14	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
12	119021381	125	7	18	690.2	83.5	12.80	1.85%	1.54	0.22%
13	119019144	251	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
14	119019145	150	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
15	119019149	150	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
16	119019147	100	6	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
17	119019185	150	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
18	119019182	125	7	18	690.2	83.5	12.80	1.85%	1.54	0.22%
19	119019178	75	5	15	575.2	81.25	12.46	2.17%	1.02	0.18%
20	119019164	75	5	15	575.2	81.25	12.46	2.17%	1.02	0.18%
21	119019200	100	6	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
22	119019198	25	4	7	268.4	43.25	6.63	2.47%	0.51	0.19%

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Tabla 19**

*Continuación tabla 19: Tabla de primer cálculo de caída de tensión para cada suministro.*

Item	Suministro	Conexión MPPT 2		Inversor 1		Inversor 2	
		$\Delta V_{dc2}$ (V)	$\Delta V_{dc2}\%$	$\Delta V_{ac1}$ (V)	$\Delta V_{ac1}\%$	$\Delta V_{ac2}$ (V)	$\Delta V_{ac2}\%$
1	119019138	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.70	0.43%
2	119019135	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
3	119019134	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
4	119019131	1.02	0.16%	1.46	0.36%	1.46	0.36%
5	119019128	1.02	0.16%	1.46	0.36%	1.46	0.36%
6	119019127	1.54	0.22%	1.60	0.40%	1.34	0.33%
7	119019126	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
8	119019139	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%

Item	Suministro	Conexión MPPT 2		Inversor 1		Inversor 2	
		$\Delta V_{dc2}$ (V)	$\Delta V_{dc2}\%$	$\Delta V_{ac1}$ (V)	$\Delta V_{ac1}\%$	$\Delta V_{ac2}$ (V)	$\Delta V_{ac2}\%$
9	119019155	1.02	0.17%	1.46	0.36%	1.70	0.43%
10	119021425	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
11	119019196	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.70	0.43%
12	119021381	0.00	0.00%	1.34	0.33%	0.00	0.00%
13	119019144	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
14	119019145	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
15	119019149	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
16	119019147	0.00	0.00%	1.46	0.36%	0.00	0.00%
17	119019185	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
18	119019182	0.00	0.00%	1.34	0.33%	0.00	0.00%
19	119019178	0.00	0.00%	1.70	0.43%	0.00	0.00%
20	119019164	0.00	0.00%	1.70	0.43%	0.00	0.00%
21	119019200	0.00	0.00%	1.46	0.36%	0.00	0.00%
22	119019198	0.00	0.00%	1.63	0.74%	0.00	0.00%

Nota: Elaboración propia en Excel.

### 3.11.4 Primer cálculo de pérdidas en el cableado

Para calcular las pérdidas, emplearemos la ecuación 2. La caída de tensión se obtiene de la tabla 19, la corriente se extrae de la tabla 18 y la potencia del sistema fotovoltaico se obtiene de la tabla 12. Para determinar las pérdidas en el lado de corriente continua para todas las cadenas, multiplicaremos el resultado por el número de cadenas que tiene cada inversor, según lo indicado en su ficha técnica. A continuación, se continúa con el ejemplo de la aplicación de la ecuación 2 para el suministro 119019138, teniendo en cuenta que cuenta con dos inversores.

$$k_{ca\_dc} = \frac{(12.69 + 1.54) * 13.04 * 9 + (12.69 + 1.02) * 13.04 * 5}{60 + 30} * 100\% = 2.85\%$$

$$k_{ca\_ac} = \frac{3 * 1.6 * 96.23 * 0.9 + 3 * 1.7 * 48.11 * 0.9}{60 + 30} * 100\% = 0.71\%$$

A continuación, se detallan los cálculos realizados en Excel para cada uno de los 22 suministros seleccionados.

**Tabla 20**

*Primer cálculo de pérdidas en el cableado.*

Item	Suministro	Potencia de inductor 1 (kW)	Potencia de inductor 2 (kW)	Número de cadenas 1	Número de cadenas 2	Pérdidas	
						kca_dc	kca_ac
1	119019138	60	30	9	5	2.85%	0.71%
2	119019135	60	0	9	0	2.78%	0.69%
3	119019134	60	40	9	6	2.74%	0.67%
4	119019131	40	40	6	6	2.68%	0.63%
5	119019128	40	40	6	6	2.68%	0.63%
6	119019127	60	50	9	7	2.72%	0.64%
7	119019126	60	40	9	6	2.74%	0.67%
8	119019139	60	40	9	6	2.74%	0.67%
9	119019155	40	30	6	5	2.79%	0.68%
10	119021425	60	0	9	0	2.78%	0.69%
11	119019196	60	30	9	5	2.85%	0.71%
12	119021381	50	0	7	0	2.62%	0.58%
13	119019144	60	40	9	6	2.74%	0.67%
14	119019145	60	0	9	0	2.78%	0.69%
15	119019149	60	0	9	0	2.78%	0.69%
16	119019147	40	0	6	0	2.68%	0.63%
17	119019185	60	0	9	0	2.78%	0.69%
18	119019182	50	0	7	0	2.62%	0.58%
19	119019178	30	0	5	0	2.93%	0.74%
20	119019164	30	0	5	0	2.93%	0.74%
21	119019200	40	0	6	0	2.68%	0.63%
22	119019198	10	0	4	0	3.73%	1.28%

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

### **3.11.5 Segundo cálculo de número de paneles.**

Repitiendo el procedimiento utilizado en el primer cálculo para determinar el número de paneles, se obtiene la siguiente tabla que muestra los resultados del cálculo para el número de paneles necesarios.

**Tabla 21**

*Segundo cálculo de número de paneles.*

Item	Suministro	Kca	Kin	Kpf	Ksu	Kte	Ktotal	ηsf	Npf
1	119019138	3.56%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.99%	73.01%	221
2	119019135	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
3	119019134	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245

Item	Suministro	Kca	Kin	Kpf	Ksu	Kte	Ktotal	ηsf	Npf
4	119019131	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	196
5	119019128	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	196
6	119019127	3.36%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.74%	73.26%	270
7	119019126	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
8	119019139	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
9	119019155	3.46%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.89%	73.11%	172
10	119021425	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
11	119019196	3.56%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.99%	73.01%	221
12	119021381	3.20%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.58%	73.42%	122
13	119019144	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
14	119019145	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
15	119019149	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
16	119019147	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	98
17	119019185	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
18	119019182	3.20%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.58%	73.42%	122
19	119019178	3.67%	1.60%	2%	10%	9.88%	27.15%	72.85%	74
20	119019164	3.67%	1.60%	2%	10%	9.88%	27.15%	72.85%	74
21	119019200	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	98
22	119019198	5.01%	2.00%	2%	10%	9.88%	28.89%	71.11%	25

Nota: Elaboración propia en Excel.

### 3.11.6 Segundo cálculo de la caída de tensión

Al repetir el procedimiento utilizado en el primer cálculo para determinar la caída de tensión, se obtiene la siguiente tabla que presenta los resultados del cálculo de la caída de tensión.

**Tabla 22**

*Segundo cálculo de caída de tensión para cada suministro.*

Item	Suministro	Número de Paneles	Cantidad de cadenas	Paneles por cadena	Voltaje cadena (V)	Conexión paneles			Conexión MPPT 1	
						L (m)	ΔVdc (V)	ΔVdc%	ΔVdc1 (V)	ΔVdc1%
1	119019138	221	14	16	613.5	82.00	12.57	2.05%	1.54	0.25%
2	119019135	147	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
3	119019134	245	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
4	119019131	196	12	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
5	119019128	196	12	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
6	119019127	270	16	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
7	119019126	245	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
8	119019139	245	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
9	119019155	172	11	16	613.5	82.00	12.57	2.05%	1.02	0.17%

Item	Suministro	Número de Paneles	Cantidad de cadenas	Paneles por cadena	Voltaje cadena (V)	Conexión paneles			Conexión MPPT 1	
						L (m)	$\Delta V_{dc}$ (V)	$\Delta V_{dc}\%$	$\Delta V_{dc1}$ (V)	$\Delta V_{dc1}\%$
10	119021425	147	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
11	119019196	221	14	16	613.5	82.00	12.57	2.05%	1.54	0.25%
12	119021381	122	7	18	690.2	83.50	12.80	1.85%	1.54	0.22%
13	119019144	245	15	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
14	119019145	147	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
15	119019149	147	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
16	119019147	98	6	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
17	119019185	147	9	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.54	0.24%
18	119019182	122	7	18	690.2	83.50	12.80	1.85%	1.54	0.22%
19	119019178	74	5	15	575.2	81.25	12.46	2.17%	1.02	0.18%
20	119019164	74	5	15	575.2	81.25	12.46	2.17%	1.02	0.18%
21	119019200	98	6	17	651.8	82.75	12.69	1.95%	1.02	0.16%
22	119019198	25	4	7	268.4	43.25	6.63	2.47%	0.77	0.29%

Nota: Elaboración propia en Excel.

**Tabla 22**

Continuación tabla 22: Segundo cálculo de caída de tensión para cada suministro.

Item	Suministro	Conexión MPPT 2		Inversor 1		Inversor 2	
		$\Delta V_{dc2}$ (V)	$\Delta V_{dc2}\%$	$\Delta V_{ac1}$ (V)	$\Delta V_{ac1}\%$	$\Delta V_{ac2}$ (V)	$\Delta V_{ac2}\%$
1	119019138	1.02	0.17%	1.60	0.40%	1.70	0.43%
2	119019135	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
3	119019134	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
4	119019131	1.02	0.16%	1.46	0.36%	1.46	0.36%
5	119019128	1.02	0.16%	1.46	0.36%	1.46	0.36%
6	119019127	1.54	0.24%	1.60	0.40%	1.34	0.33%
7	119019126	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
8	119019139	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
9	119019155	1.02	0.17%	1.46	0.36%	1.70	0.43%
10	119021425	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
11	119019196	1.02	0.17%	1.60	0.40%	1.70	0.43%
12	119021381	0.00	0.00%	1.34	0.33%	0.00	0.00%
13	119019144	1.02	0.16%	1.60	0.40%	1.46	0.36%
14	119019145	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
15	119019149	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
16	119019147	0.00	0.00%	1.46	0.36%	0.00	0.00%
17	119019185	0.00	0.00%	1.60	0.40%	0.00	0.00%
18	119019182	0.00	0.00%	1.34	0.33%	0.00	0.00%
19	119019178	0.00	0.00%	1.70	0.43%	0.00	0.00%
20	119019164	0.00	0.00%	1.70	0.43%	0.00	0.00%

Item	Suministro	Conexión MPPT 2		Inversor 1		Inversor 2	
		$\Delta V_{dc2}$ (V)	$\Delta V_{dc2\%}$	$\Delta V_{ac1}$ (V)	$\Delta V_{ac1\%}$	$\Delta V_{ac2}$ (V)	$\Delta V_{ac2\%}$
21	119019200	0.00	0.00%	1.46	0.36%	0.00	0.00%
22	119019198	0.00	0.00%	1.63	0.74%	0.00	0.00%

Nota: Elaboración propia en Excel.

Se observa que los porcentajes de caída de tensión no superan el 2.5%, cumpliendo con lo establecido por el Código Nacional de Electricidad – Utilización.

### 3.11.7 Segundo cálculo de pérdidas en el cableado

Al repetir el proceso del primer cálculo de pérdidas en el cableado, se obtiene la siguiente tabla, en la que se muestran las pérdidas calculadas para cada suministro.

**Tabla 23**

*Segundo cálculo de pérdidas en el cableado.*

Item	Suministro	Potencia de inversor 1 (kW)	Potencia de inversor 2 (kW)	Número de cadenas 1	Número de cadenas 2	Pérdidas	
						kca_dc	kca_ac
1	119019138	60	30	9	5	2.83%	0.71%
2	119019135	60	0	9	0	2.78%	0.69%
3	119019134	60	40	9	6	2.74%	0.67%
4	119019131	40	40	6	6	2.68%	0.63%
5	119019128	40	40	6	6	2.68%	0.63%
6	119019127	60	50	9	7	2.70%	0.64%
7	119019126	60	40	9	6	2.74%	0.67%
8	119019139	60	40	9	6	2.74%	0.67%
9	119019155	40	30	6	5	2.79%	0.68%
10	119021425	60	0	9	0	2.78%	0.69%
11	119019196	60	30	9	5	2.83%	0.71%
12	119021381	50	0	7	0	2.62%	0.58%
13	119019144	60	40	9	6	2.74%	0.67%
14	119019145	60	0	9	0	2.78%	0.69%
15	119019149	60	0	9	0	2.78%	0.69%
16	119019147	40	0	6	0	2.68%	0.63%
17	119019185	60	0	9	0	2.78%	0.69%
18	119019182	50	0	7	0	2.62%	0.58%
19	119019178	30	0	5	0	2.93%	0.74%
20	119019164	30	0	5	0	2.93%	0.74%
21	119019200	40	0	6	0	2.68%	0.63%
22	119019198	10	0	4	0	3.86%	1.28%

Nota: Elaboración propia en Excel.

### 3.11.8 Eficiencia total y número de paneles

Repitiendo el proceso del primer cálculo de eficiencia y reemplazando el valor de la pérdida del cableado con el obtenido en la tabla 23, se obtiene la siguiente tabla, que muestra el cálculo de eficiencia para cada mes y para cada suministro.

**Tabla 24**

*Cálculo de eficiencias totales por mes.*

Item	Suministro	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
1	119019138	71.98	71.97	72.89	74.48	76.24	77.35	77.37	76.30	75.05	73.82	73.04	72.44
2	119019135	72.08	72.07	73.00	74.59	76.34	77.46	77.48	76.41	75.16	73.93	73.15	72.55
3	119019134	72.15	72.14	73.06	74.65	76.41	77.52	77.54	76.47	75.22	73.99	73.21	72.62
4	119019131	72.25	72.23	73.16	74.75	76.50	77.62	77.64	76.57	75.32	74.09	73.31	72.71
5	119019128	72.25	72.23	73.16	74.75	76.50	77.62	77.64	76.57	75.32	74.09	73.31	72.71
6	119019127	72.22	72.21	73.13	74.72	76.48	77.59	77.61	76.55	75.29	74.06	73.28	72.69
7	119019126	72.15	72.14	73.06	74.65	76.41	77.52	77.54	76.47	75.22	73.99	73.21	72.62
8	119019139	72.15	72.14	73.06	74.65	76.41	77.52	77.54	76.47	75.22	73.99	73.21	72.62
9	119019155	72.05	72.03	72.96	74.55	76.30	77.42	77.44	76.37	75.12	73.89	73.11	72.51
10	119021425	72.08	72.07	73.00	74.59	76.34	77.46	77.48	76.41	75.16	73.93	73.15	72.55
11	119019196	71.98	71.97	72.89	74.48	76.24	77.35	77.37	76.30	75.05	73.82	73.04	72.44
12	119021381	72.36	72.35	73.27	74.86	76.62	77.73	77.75	76.69	75.43	74.20	73.42	72.83
13	119019144	72.15	72.14	73.06	74.65	76.41	77.52	77.54	76.47	75.22	73.99	73.21	72.62
14	119019145	72.08	72.07	73.00	74.59	76.34	77.46	77.48	76.41	75.16	73.93	73.15	72.55
15	119019149	72.08	72.07	73.00	74.59	76.34	77.46	77.48	76.41	75.16	73.93	73.15	72.55
16	119019147	72.25	72.23	73.16	74.75	76.50	77.62	77.64	76.57	75.32	74.09	73.31	72.71
17	119019185	72.08	72.07	73.00	74.59	76.34	77.46	77.48	76.41	75.16	73.93	73.15	72.55
18	119019182	72.36	72.35	73.27	74.86	76.62	77.73	77.75	76.69	75.43	74.20	73.42	72.83
19	119019178	71.79	71.78	72.71	74.30	76.05	77.17	77.19	76.12	74.87	73.63	72.85	72.26
20	119019164	71.79	71.78	72.71	74.30	76.05	77.17	77.19	76.12	74.87	73.63	72.85	72.26
21	119019200	72.25	72.23	73.16	74.75	76.50	77.62	77.64	76.57	75.32	74.09	73.31	72.71
22	119019198	69.92	69.91	70.83	72.42	74.18	75.29	75.31	74.24	72.99	71.76	70.98	70.38

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

Repitiendo el proceso utilizado en el primer cálculo del número de paneles, se obtiene la siguiente tabla que muestra el número de paneles para cada suministro.

**Tabla 25**

*Cálculo de números de paneles.*

Item	Suministro	Kca	Kin	Kpf	Ksu	Kte	Ktotal	ηsf	Npf
1	119019138	3.53%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.96%	73.04%	221
2	119019135	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147

Item	Suministro	Kca	Kin	Kpf	Ksu	Kte	Ktotal	$\eta_{sf}$	Npf
3	119019134	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
4	119019131	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	196
5	119019128	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	196
6	119019127	3.34%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.72%	73.28%	270
7	119019126	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
8	119019139	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
9	119019155	3.46%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.89%	73.11%	172
10	119021425	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
11	119019196	3.53%	1.55%	2%	10%	9.88%	26.96%	73.04%	221
12	119021381	3.20%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.58%	73.42%	122
13	119019144	3.41%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.79%	73.21%	245
14	119019145	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
15	119019149	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
16	119019147	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	98
17	119019185	3.48%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.86%	73.14%	147
18	119019182	3.20%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.58%	73.42%	122
19	119019178	3.67%	1.60%	2%	10%	9.88%	27.15%	72.85%	74
20	119019164	3.67%	1.60%	2%	10%	9.88%	27.15%	72.85%	74
21	119019200	3.31%	1.50%	2%	10%	9.88%	26.69%	73.31%	98
22	119019198	5.14%	2.00%	2%	10%	9.88%	29.02%	70.98%	25

Nota: Elaboración propia en Excel.

Con este último proceso concluye la iteración para el cálculo del número de paneles y la eficiencia total, ya que el número de paneles se ha estabilizado y no presenta cambios adicionales.

### 3.12 Verificación de parámetros eléctricos de inversor

Para verificar los parámetros eléctricos, se emplearán las ecuaciones 12 y 13, con las cuales se evaluará la potencia DC y el voltaje DC que puede soportar cada inversor. Como ejemplo, aplicaremos la ecuación 12 al suministro 119019138, siguiendo el enfoque utilizado previamente.

Este suministro cuenta con dos inversores: uno de 60 kW y otro de 30 kW, cada uno con un número máximo de cadenas de 9 y 5, respectivamente, según la ficha técnica de cada inversor. Para calcular la potencia máxima DC que puede entrar al inversor, primero determinamos el número de paneles asociados a cada inversor.

A partir de la tabla 22, obtenemos la cantidad de paneles por cadena. Al multiplicar este valor por el número de cadenas, se obtiene el número total de paneles fotovoltaicos utilizados por cada inversor. A continuación, se muestra el cálculo.

Para el inversor de 60 kW:

$$Npf_1 = 16 * 9 = 144$$

Para el inversor de 30 kW:

$$Npf_2 = 16 * 5 = 80$$

Utilizando la ecuación 12, calculamos la potencia máxima generado por los paneles fotovoltaicos que puede entrar a cada inversor:

Para el inversor de 60 kW:

$$Wmax\_1 = 144 * 0.5 * 1.1113 = 80.0 \text{ kW}$$

Para el inversor de 30 kW:

$$Wmax\_2 = 80 * 0.5 * 1.1113 = 44.5 \text{ kW}$$

A continuación, utilizamos la ecuación 13 para calcular la tensión máxima de la cadena. El voltaje máximo de los paneles solares se determina por el voltaje de circuito abierto, especificado en su ficha técnica. Continuamos con el ejemplo para el suministro 119019138:

$$Vmax\_cadena = 16 * 45.49 = 727.84 \text{ V}$$

Finalmente, se presenta la tabla donde se ha repetido este proceso para cada uno de los suministros seleccionados.

**Tabla 26**

*Cálculo de máxima potencia y voltaje de entrada al inversor.*

Item	Suministro	Potencia 1 (kW)	Potencia 2 (kW)	Npf_1 inversor	Npf_2 inversor	Wmax_DC inversor 1 (kW)	Wmax_DC inversor 2 (kW)	Vmax_DC de cadena (V)
1	119019138	60	30	144	80	80.0	44.5	727.84
2	119019135	60	0	153	0	85.0	0.0	773.33
3	119019134	60	40	153	102	85.0	56.7	773.33
4	119019131	40	40	102	102	56.7	56.7	773.33
5	119019128	40	40	102	102	56.7	56.7	773.33

Item	Suministro	Potencia 1 (kW)	Potencia 2 (kW)	Npf_1 inversor	Npf_2 inversor	Wmax_DC inversor 1 (kW)	Wmax_DC inversor 2 (kW)	Vmax_DC de cadena (V)
6	119019127	60	50	153	119	85.0	66.1	773.33
7	119019126	60	40	153	102	85.0	56.7	773.33
8	119019139	60	40	153	102	85.0	56.7	773.33
9	119019155	40	30	96	80	53.3	44.5	727.84
10	119021425	60	0	153	0	85.0	0.0	773.33
11	119019196	60	30	144	80	80.0	44.5	727.84
12	119021381	50	0	126	0	70.0	0.0	818.82
13	119019144	60	40	153	102	85.0	56.7	773.33
14	119019145	60	0	153	0	85.0	0.0	773.33
15	119019149	60	0	153	0	85.0	0.0	773.33
16	119019147	40	0	102	0	56.7	0.0	773.33
17	119019185	60	0	153	0	85.0	0.0	773.33
18	119019182	50	0	126	0	70.0	0.0	818.82
19	119019178	30	0	75	0	41.7	0.0	682.35
20	119019164	30	0	75	0	41.7	0.0	682.35
21	119019200	40	0	102	0	56.7	0.0	773.33
22	119019198	10	0	25	0	13.9	0.0	318.43

*Nota:* Elaboración propia en Excel, Npf (número de paneles fotovoltaico), Wmax (Potencia DC máxima), Vmax (Voltaje DC máxima).

A continuación, se presenta una comparación entre los valores calculados y los valores máximos que puede soportar el inversor. Esta comparación demuestra que los resultados son favorables, lo que respalda que el inversor será capaz de manejar adecuadamente las cadenas de paneles fotovoltaicos diseñadas en las secciones anteriores.

**Tabla 27**

*Comparación de potencia y voltaje con fichas técnicas.*

Item	Suministro	Max Potencia DC inversor 1 (kW)	Wmax_DC al inversor 1 (kW)	Max Potencia DC inversor 2 (kW)	Wmax_DC al inversor 2 (kW)	Max voltaje DC de inversores (V)	Vmax_DC de la cadena (V)
1	119019138	90	80.0	45	44.5	1000	727.84
2	119019135	90	85.0	0	0.0	1000	773.33
3	119019134	90	85.0	60	56.7	1000	773.33
4	119019131	60	56.7	60	56.7	1000	773.33
5	119019128	60	56.7	60	56.7	1000	773.33
6	119019127	90	85.0	75	66.1	1000	773.33

Item	Suministro	Max Potencia DC inverter 1 (kW)	Wmax_DC al inverter 1 (kW)	Max Potencia DC inverter 2 (kW)	Wmax_DC al inverter 2 (kW)	Max voltaje DC de inversores (V)	Vmax_DC de la cadena (V)
7	119019126	90	85.0	60	56.7	1000	773.33
8	119019139	90	85.0	60	56.7	1000	773.33
9	119019155	60	53.3	45	44.5	1000	727.84
10	119021425	90	85.0	0	0.0	1000	773.33
11	119019196	90	80.0	45	44.5	1000	727.84
12	119021381	75	70.0	0	0.0	1000	818.82
13	119019144	90	85.0	60	56.7	1000	773.33
14	119019145	90	85.0	0	0.0	1000	773.33
15	119019149	90	85.0	0	0.0	1000	773.33
16	119019147	60	56.7	0	0.0	1000	773.33
17	119019185	90	85.0	0	0.0	1000	773.33
18	119019182	75	70.0	0	0.0	1000	818.82
19	119019178	45	41.7	0	0.0	1000	682.35
20	119019164	45	41.7	0	0.0	1000	682.35
21	119019200	60	56.7	0	0.0	1000	773.33
22	119019198	15	13.9	0	0.0	1000	318.43

Nota: Elaboración propia en Excel, Wmax (Potencia DC máxima), Vmax (Voltaje DC máxima).

### 3.13 Cálculo de potencia y energía

Para calcular la potencia del sistema fotovoltaico, se empleará la ecuación 9. Esta ecuación utiliza los datos de eficiencia extraídos de la tabla 24, el número de paneles fotovoltaicos indicado en la tabla 25 y la irradiancia solar proporcionada en la tabla 3. A continuación, se presenta un ejemplo de aplicación para el suministro 119019138 en el mes de enero, considerando la irradiancia solar de 1.08 kW/m<sup>2</sup> a las 12:00 horas, una eficiencia del 71.98% y un total de 221 paneles.

Aplicando la ecuación:

$$W_{sf} = 221 * 0.5 * 1.08 * 0.7198 = 85.9 \text{ kW}$$

Repitiendo el mismo proceso para los demás meses y suministros, se obtiene la siguiente tabla con los resultados.

**Tabla 28**

*Potencia generada diaria - suministro 119019138.*

Hora	Potencia generada diaria (kW) - suministro 119019138											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	set	oct	nov	dic
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	1.8	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	3.2	5.7	4.5
6	16.8	12.3	9.9	8.0	5.2	3.0	2.7	5.7	13.4	21.5	25.0	22.4
7	36.4	32.0	29.3	27.4	23.4	19.6	19.4	24.9	34.1	42.6	45.3	42.1
8	55.2	51.4	48.5	46.3	41.4	37.2	37.7	43.9	53.4	61.3	63.6	60.2
9	70.6	67.6	64.7	61.7	55.9	51.7	52.8	59.5	68.8	75.9	77.6	74.4
10	81.1	78.9	75.8	72.0	65.6	61.5	63.2	70.2	78.9	85.0	86.4	83.8
11	86.7	84.9	81.2	76.3	69.4	65.6	68.0	75.2	83.1	88.2	89.7	88.0
12	85.9	84.5	80.2	74.5	67.3	64.0	66.8	73.8	80.7	84.9	86.5	85.9
13	79.2	78.0	73.1	66.5	59.3	56.5	59.7	66.2	72.0	75.4	77.2	77.9
14	67.1	65.8	60.1	53.0	46.0	43.9	47.3	53.0	57.7	60.5	62.7	64.8
15	50.3	49.1	42.6	35.3	28.8	27.3	30.7	35.5	39.1	41.5	44.2	47.5
16	31.0	29.2	22.5	15.5	10.3	9.1	12.2	15.6	18.2	20.3	23.4	27.7
17	11.4	9.6	4.3	1.1	0.0	0.0	0.3	1.0	1.6	2.4	4.5	8.8
18	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
21	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
22	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

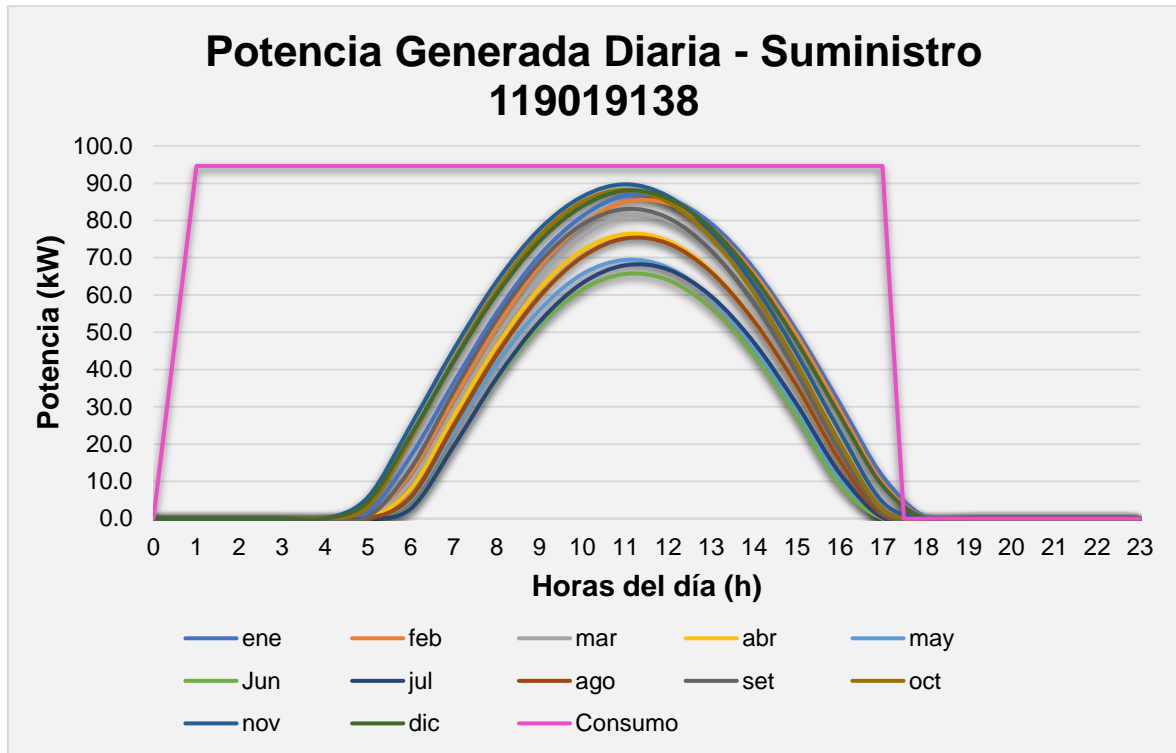
*Nota:* Elaboración propia en Excel.

De la tabla, observamos que la máxima potencia generada ocurre aproximadamente al mediodía, coincidiendo con el pico de irradiancia solar, tal como se muestra en la figura 13. En las horas de la mañana y la tarde, la potencia generada es prácticamente nula, ya que la irradiancia solar en esos momentos también es casi inexistente.

Procedemos a graficar los datos de la tabla 28, obteniendo la siguiente figura:

**Figura 19**

*Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019138.*



*Nota:* Elaboración propia en Excel.

A continuación, calcularemos la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos para el suministro 119019138 el cual tenemos dos métodos para calcular la energía aprovechada. El primer método utiliza la ecuación 11, donde la potencia del sistema fotovoltaico se modela mediante funciones obtenidas a partir de un análisis de regresión polinómica. El segundo método, más sencillo, emplea los datos de irradiación solar de la tabla 2, que ya representan la energía promedio irradiada sobre un panel fotovoltaico en un día. Para ello, utilizamos la siguiente ecuación, similar a la ecuación 9:

$$E_{mes} = \frac{DU * N_{pf} * W_p * Irn * \eta_{sf}}{1 \frac{kW}{m^2}} \quad (23)$$

Donde:

$E_{mes}$ : Energía aprovechada en un mes (kW-h).

$N_{pf}$ : Número de paneles fotovoltaicos

$W_p$ : Potencia máxima del panel fotovoltaico (kW).

$Irn$ : Irradiación solar (kW-h/m<sup>2</sup>/day).

$\eta_{sf}$ : Eficiencia del sistema fotovoltaico.

$DU$ : Días de uso al mes

Aplicando esta ecuación para el suministro 119019138 durante el mes de enero, se utilizan los datos de irradiación total sobre un panel en posición horizontal, obtenidos de la figura 12 (basados en la tabla 2). Se mantiene el uso de los mismos parámetros empleados en el cálculo de potencia previamente realizado y de la figura 12 obtenemos que la irradiación solar en enero es de 7.29 kWh/m<sup>2</sup>/día y sabemos que el mes de enero tiene 31 días.

Reemplazando los valores en la ecuación:

$$E_{mes} = 31 * 221 * 0.5 * 7.29 * 0.7198 = 17974.77 \text{ kW} - \text{h}$$

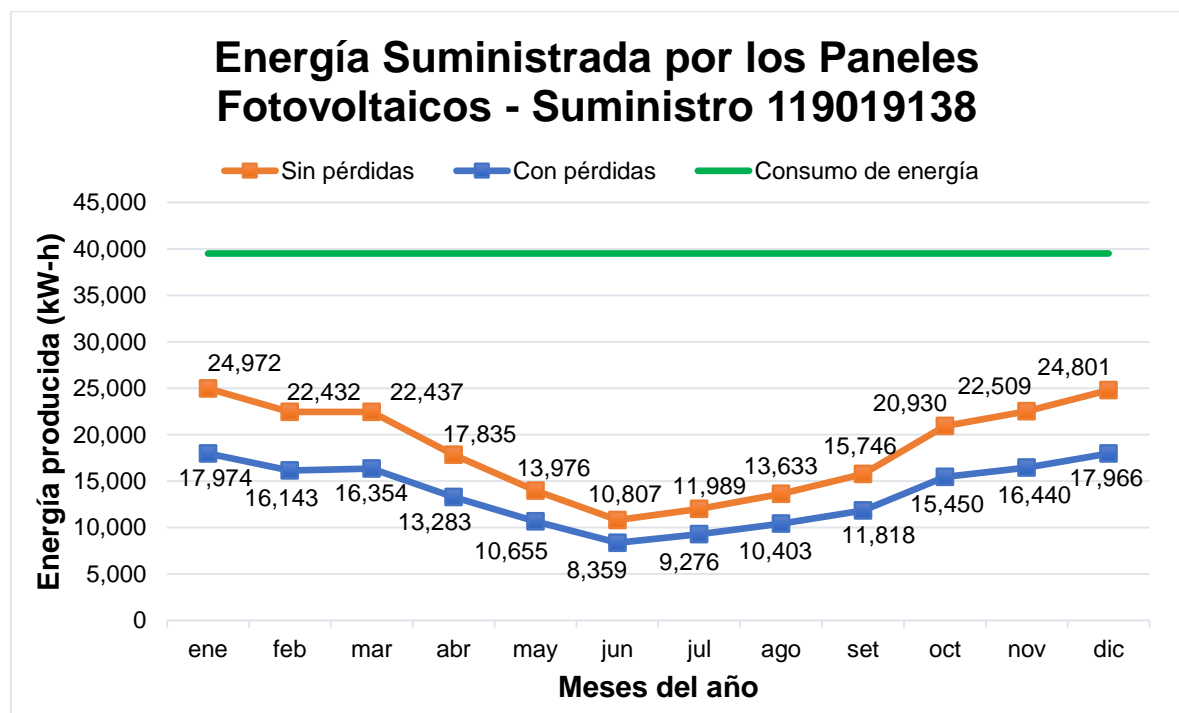
Sin considerar las pérdidas:

$$E_{sin\text{pérdida}} = 31 * 221 * 0.5 * 7.29 = 24971.89 \text{ kW} - \text{h}$$

Repitiendo el proceso para todos los meses del mismo suministro, obtenemos la siguiente gráfica:

**Figura 20:** Gráfica de energía suministrada – suministro 119019138

*Gráfica de energía suministrada – suministro 119019138.*

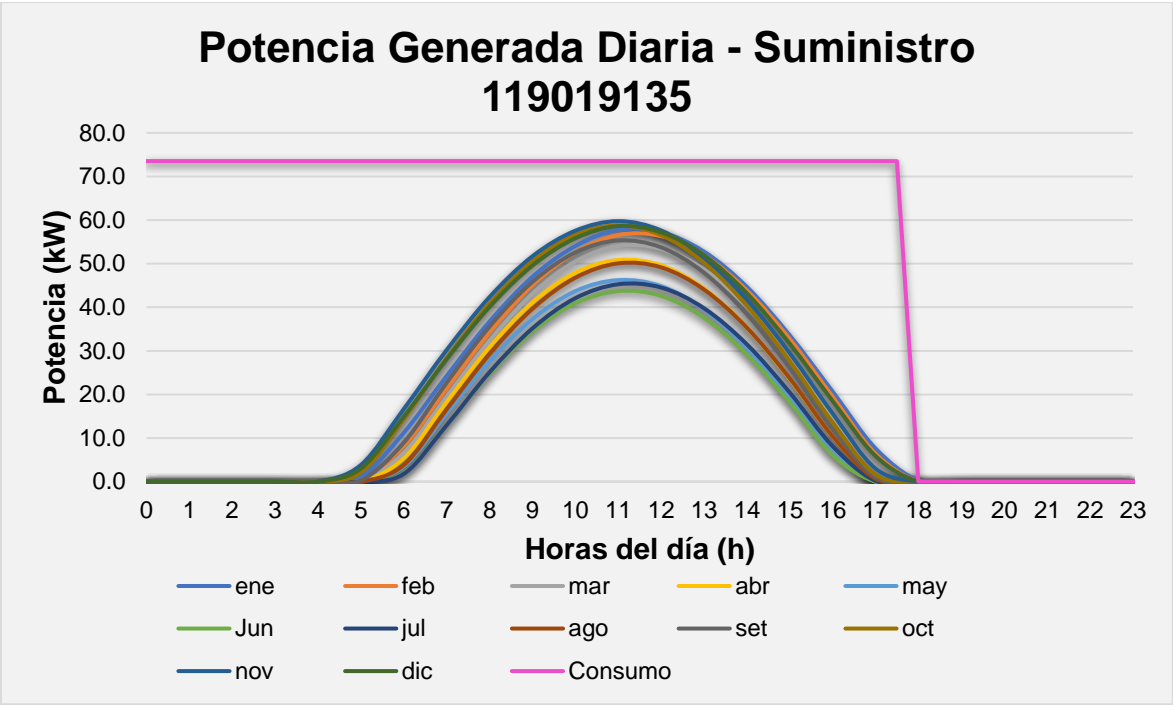


*Nota:* Elaboración propia en Excel.

A continuación, se repite el mismo proceso para los demás suministros, y se presentan las siguientes figuras.

**Figura 21**

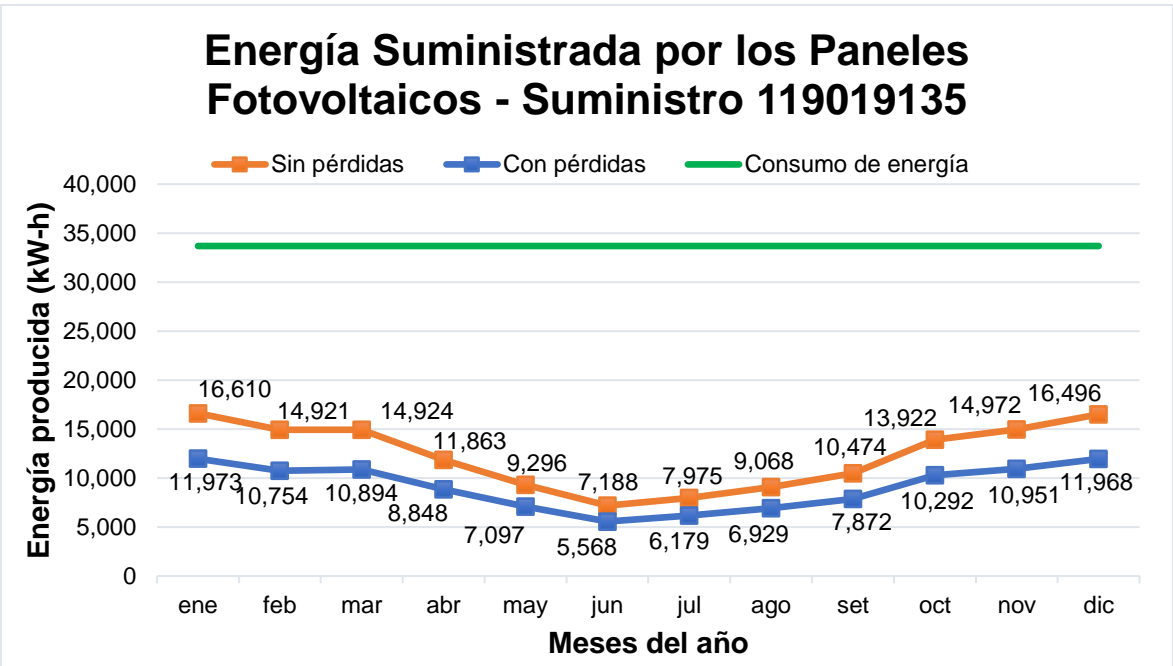
*Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019135.*



Nota: Elaboración propia en Excel.

**Figura 22**

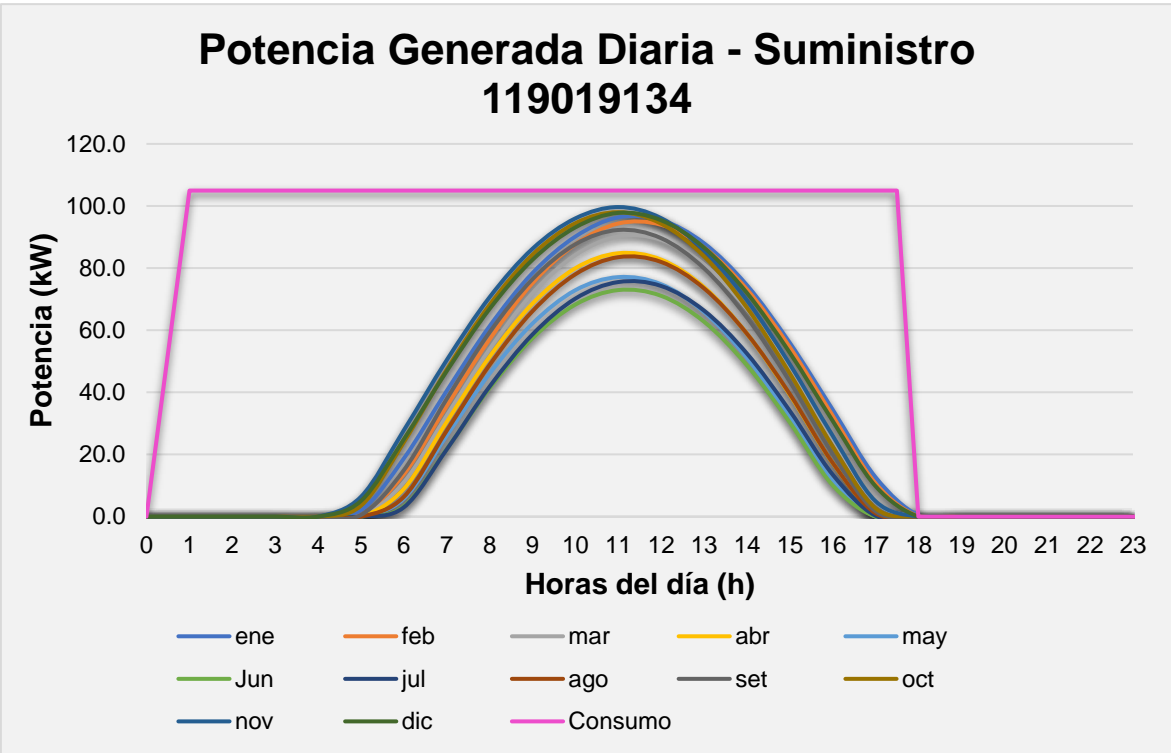
*Gráfica de energía suministrada – suministro 119019135.*



Nota: Elaboración propia en Excel.

**Figura 23**

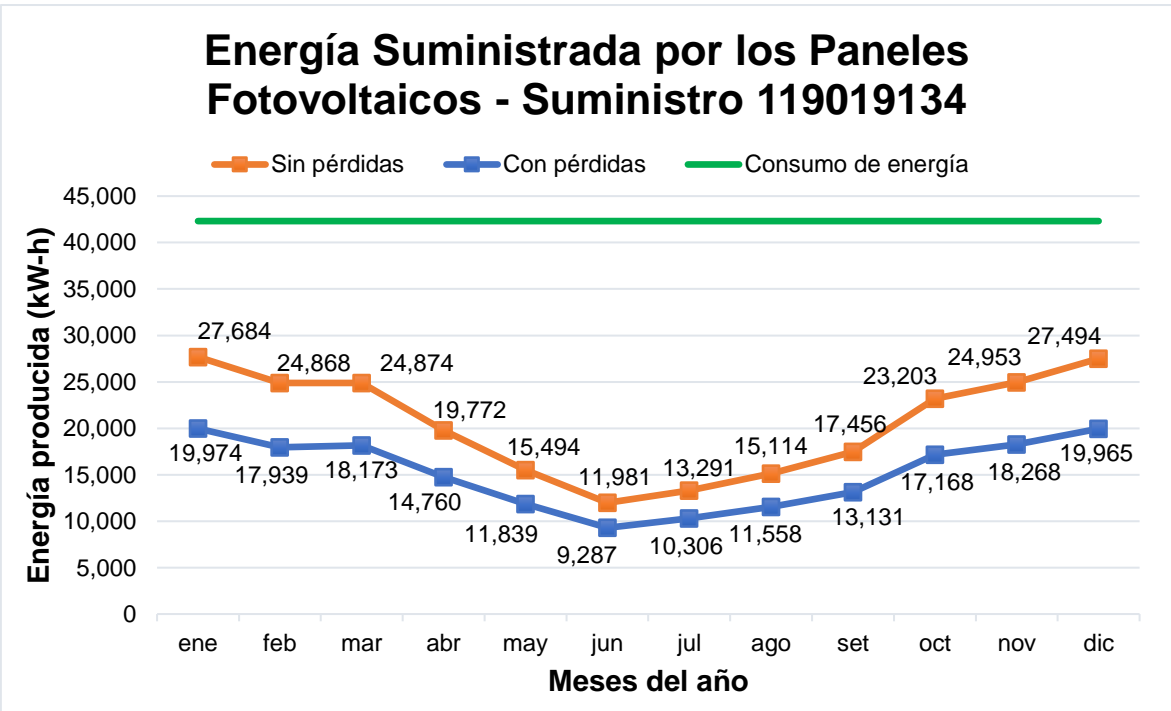
*Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019134.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

**Figura 24**

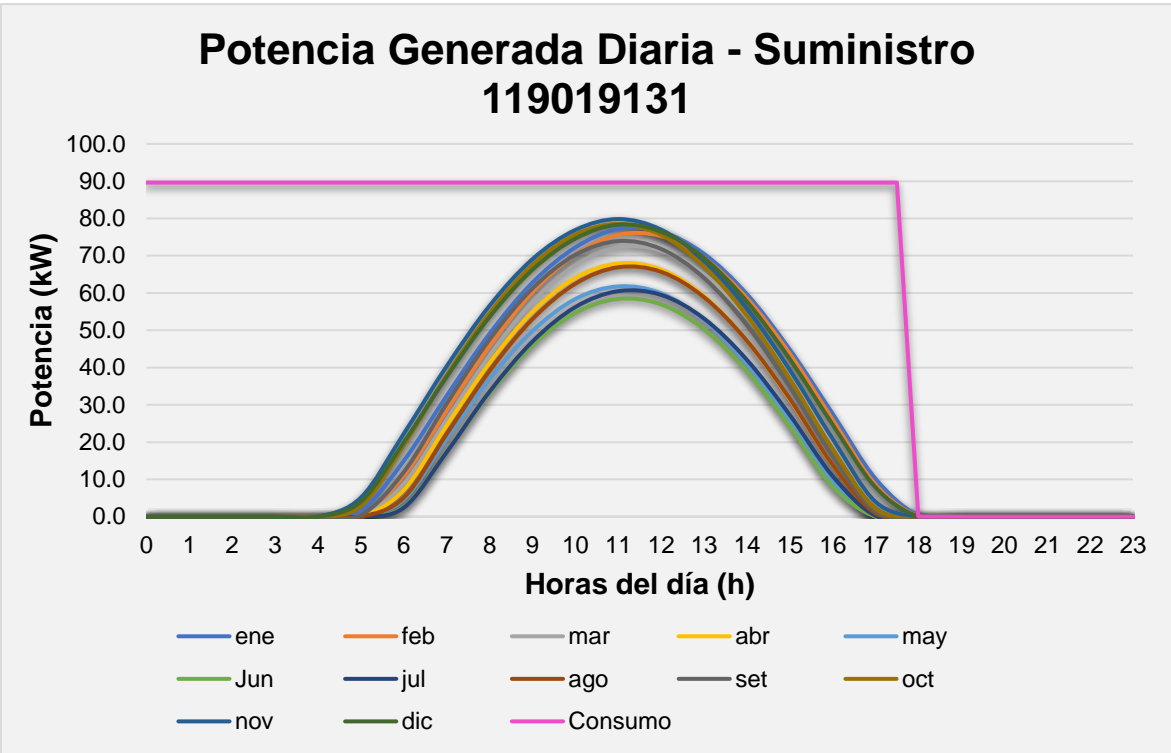
*Gráfica de energía suministrada – suministro 119019134.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

Figura 25

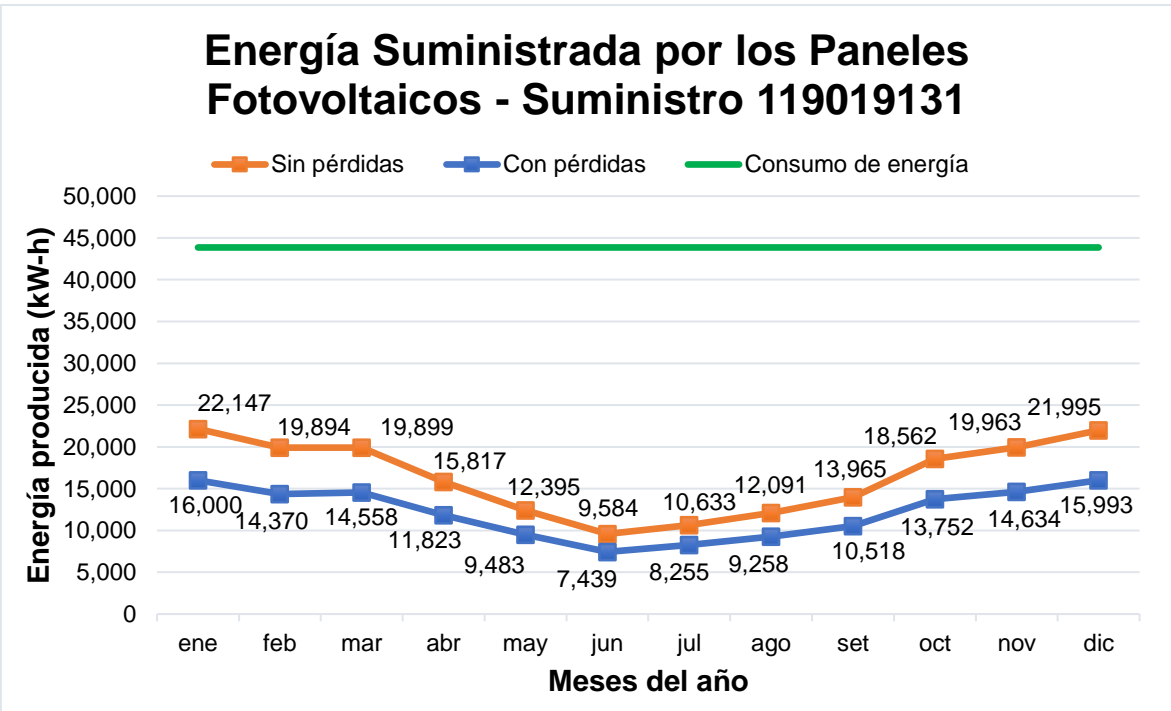
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019131.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 26

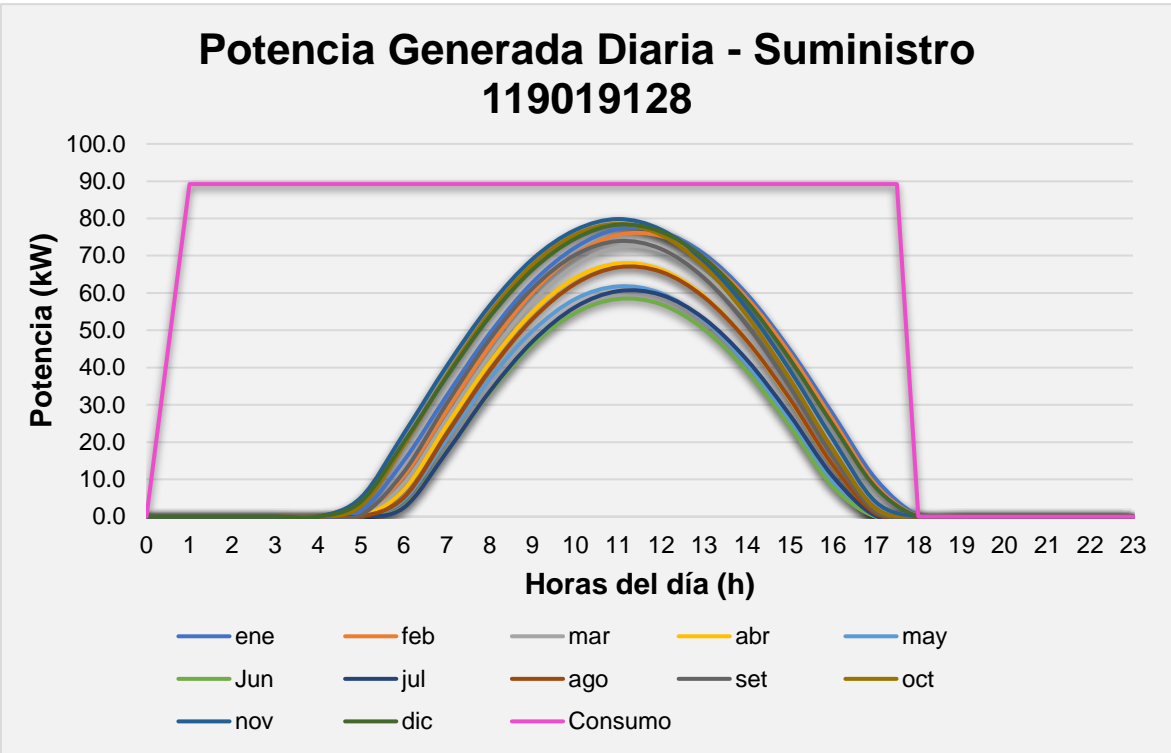
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019131.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 27

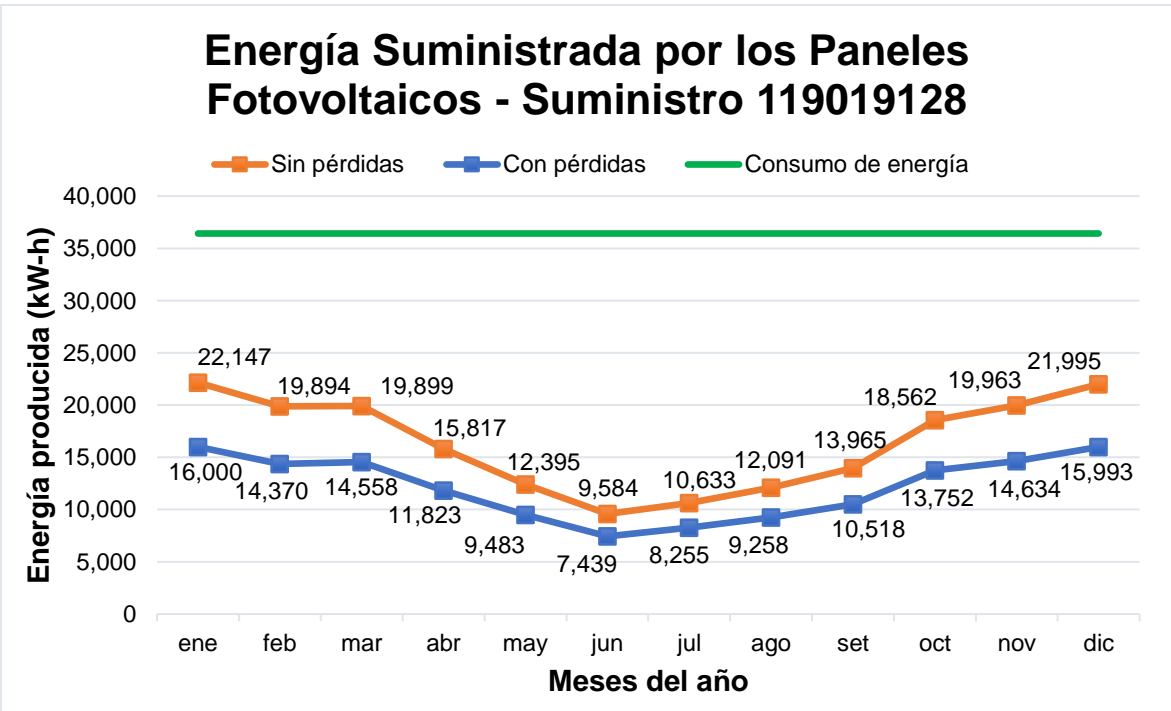
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019128.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 28

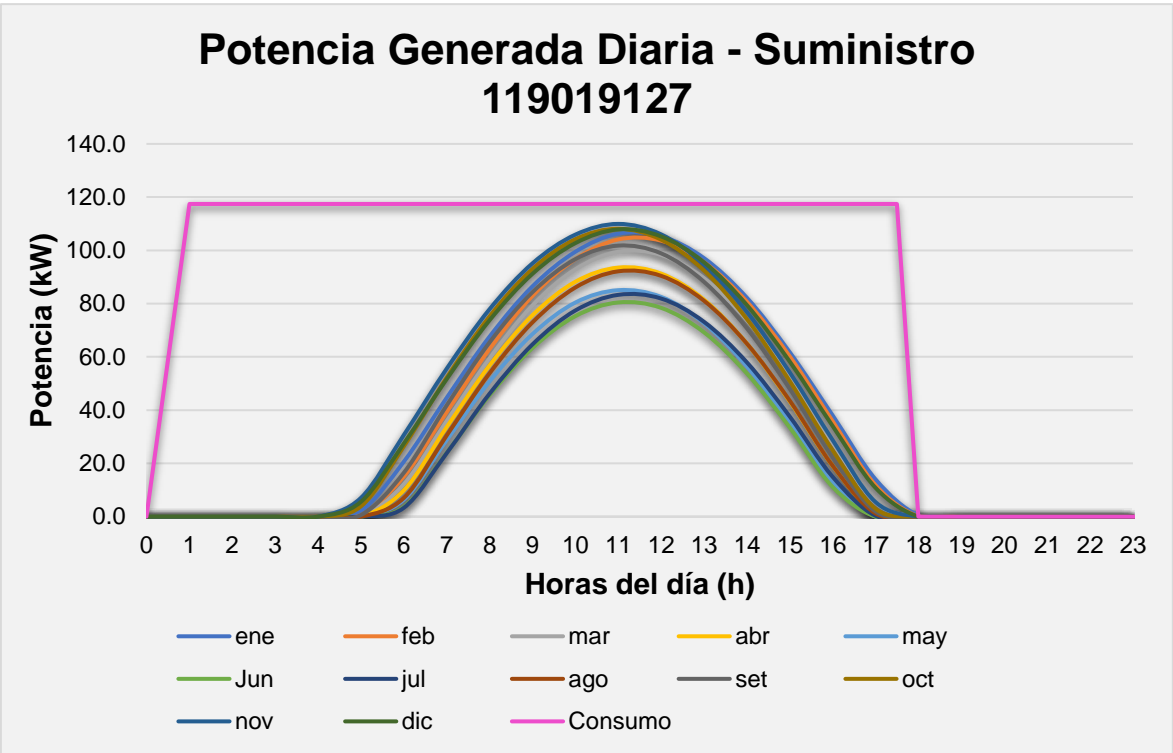
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019128.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 29

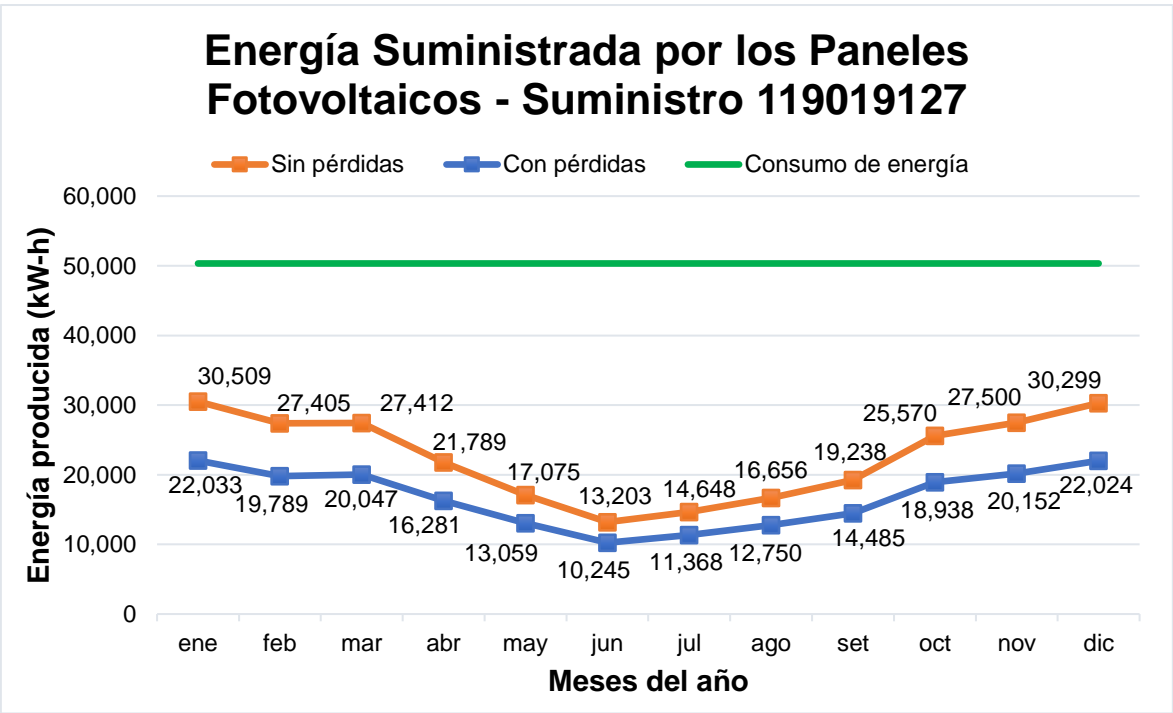
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019127.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 30

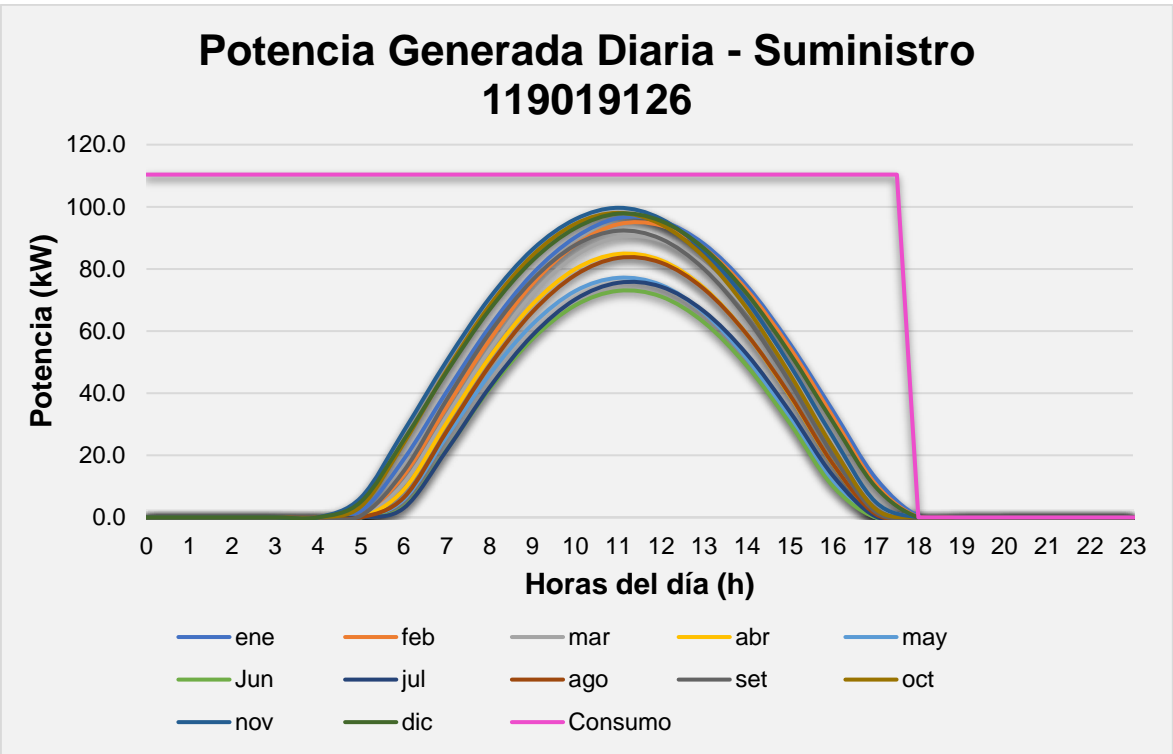
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019127.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 31

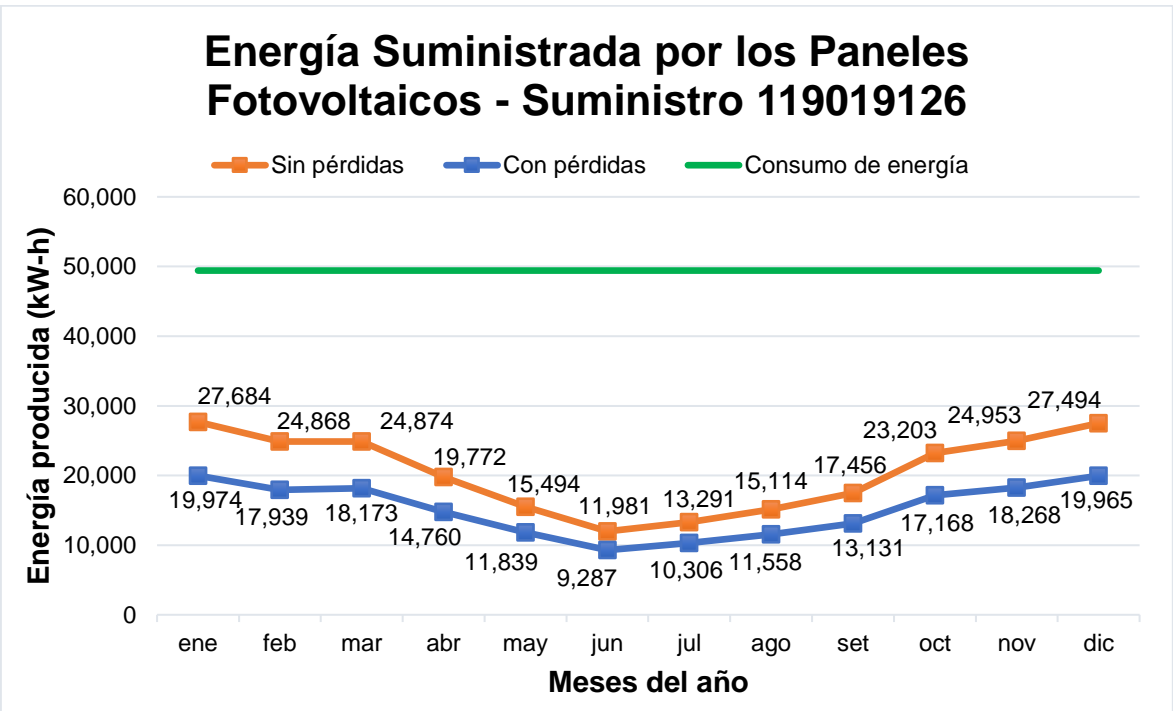
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019126.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 32

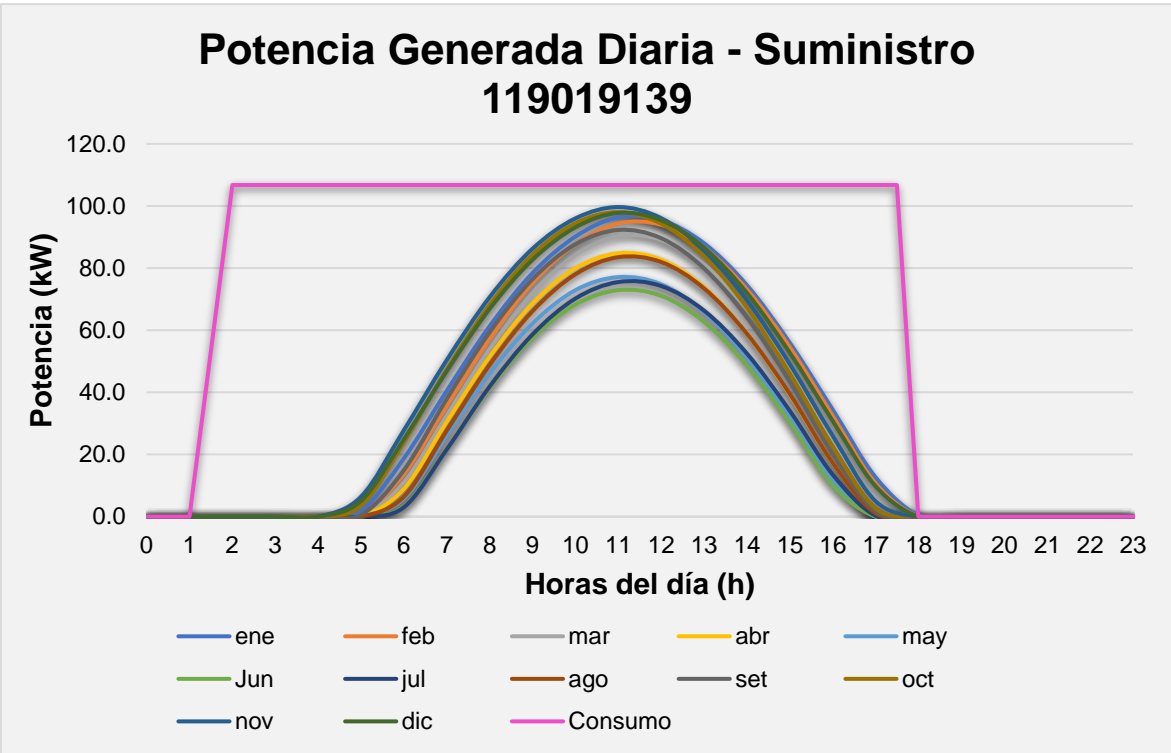
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019126.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 33

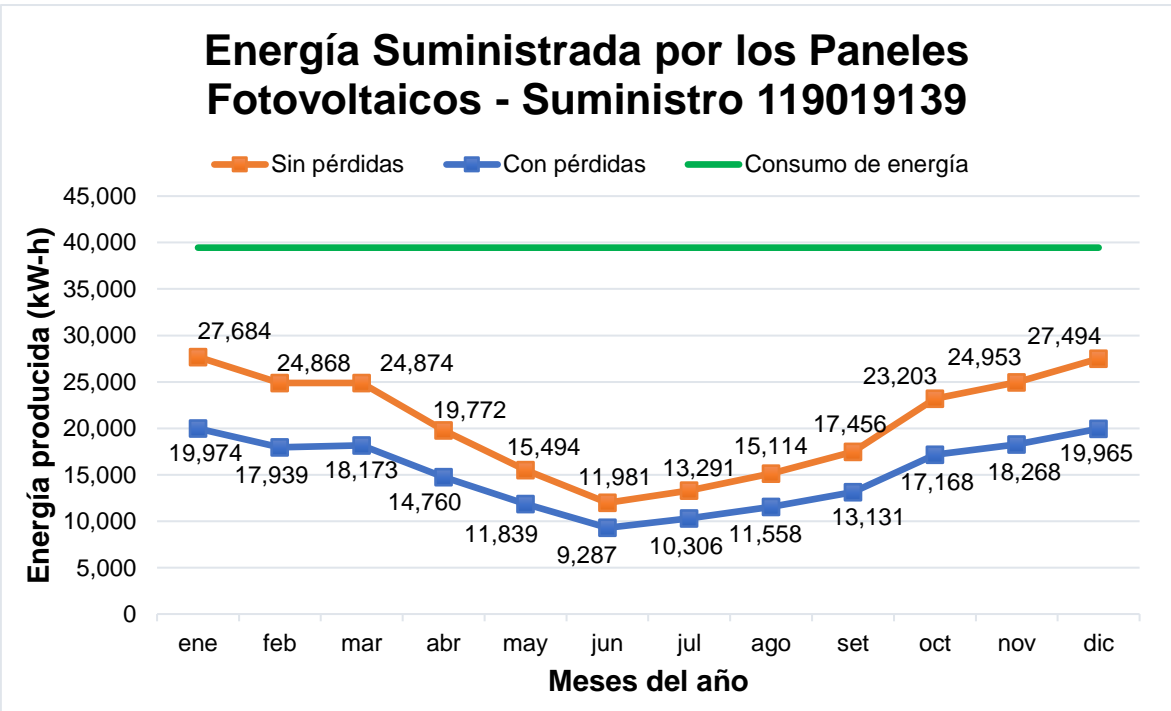
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019139.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 34

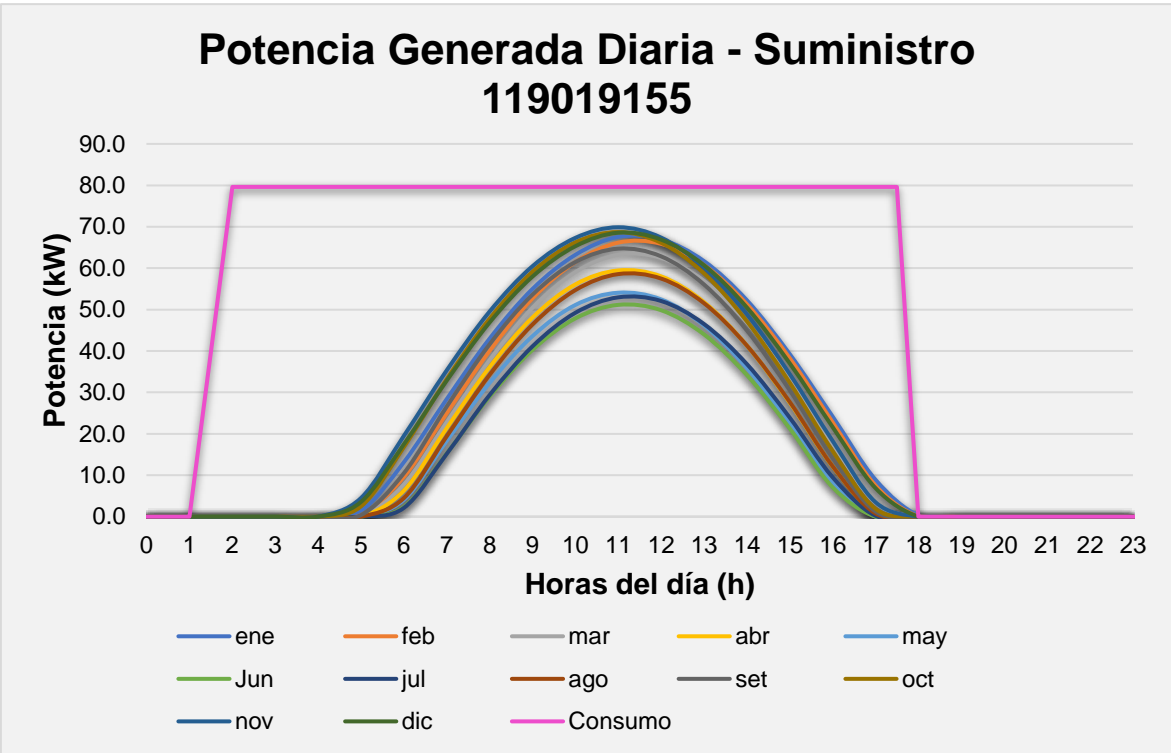
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019139.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 35

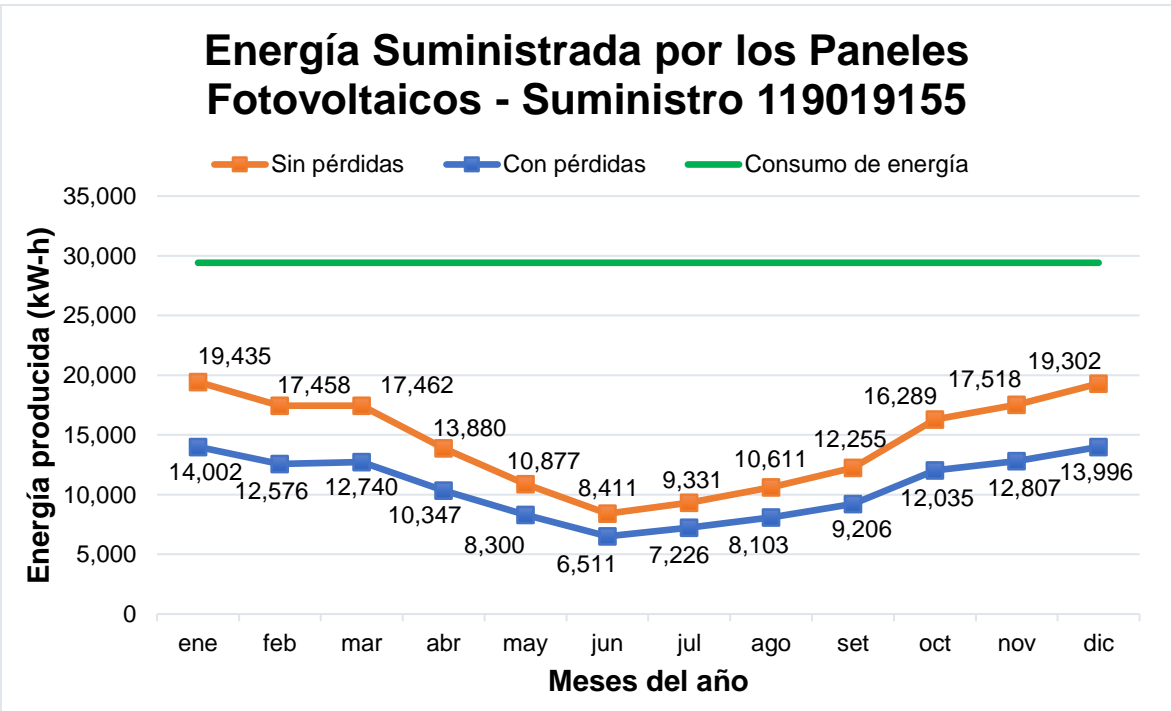
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019155.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 36

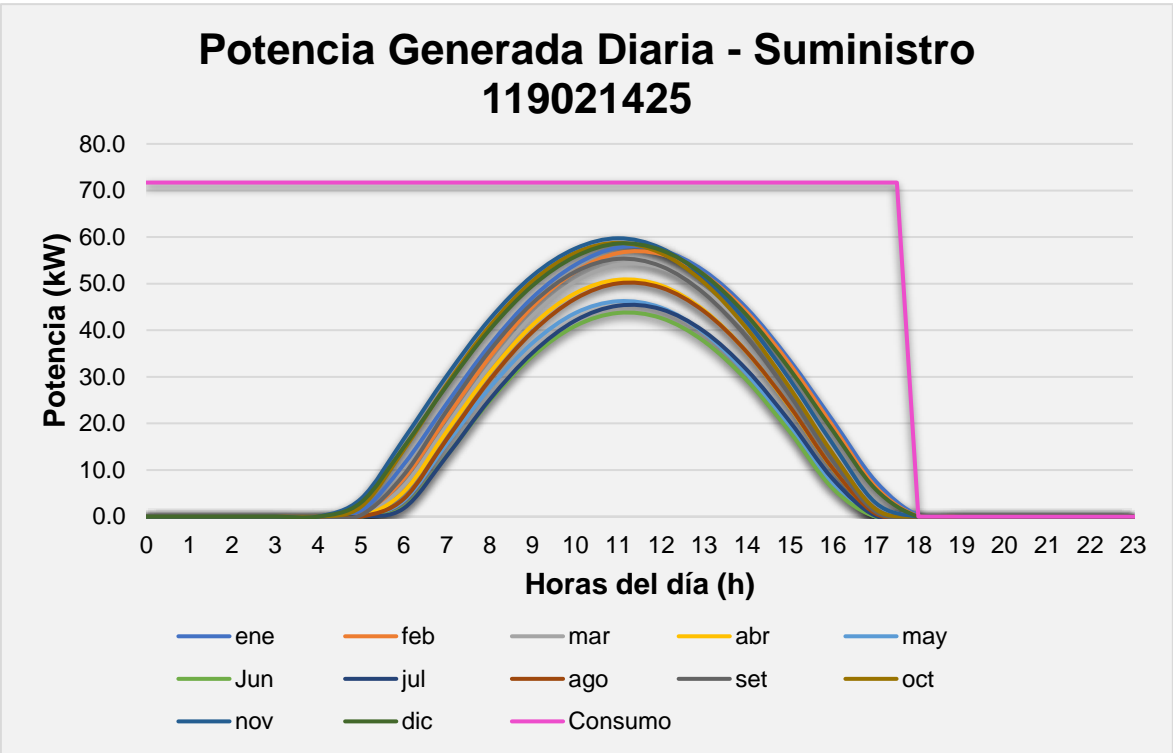
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019155.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 37

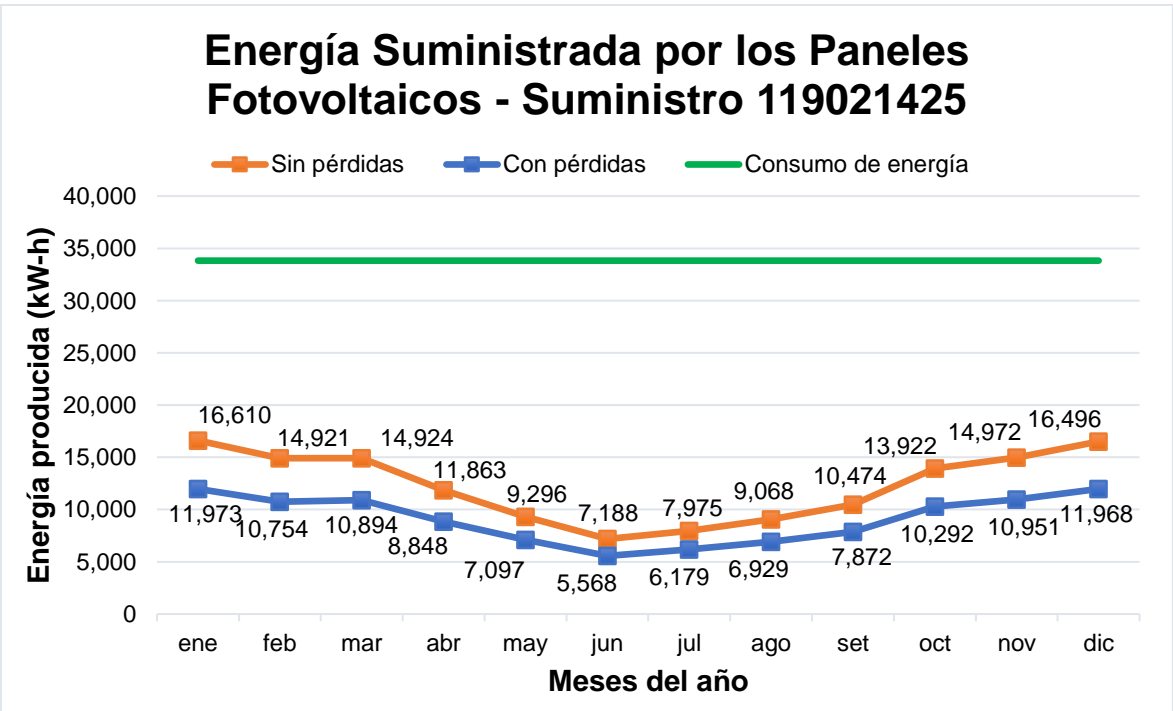
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119021425.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 38

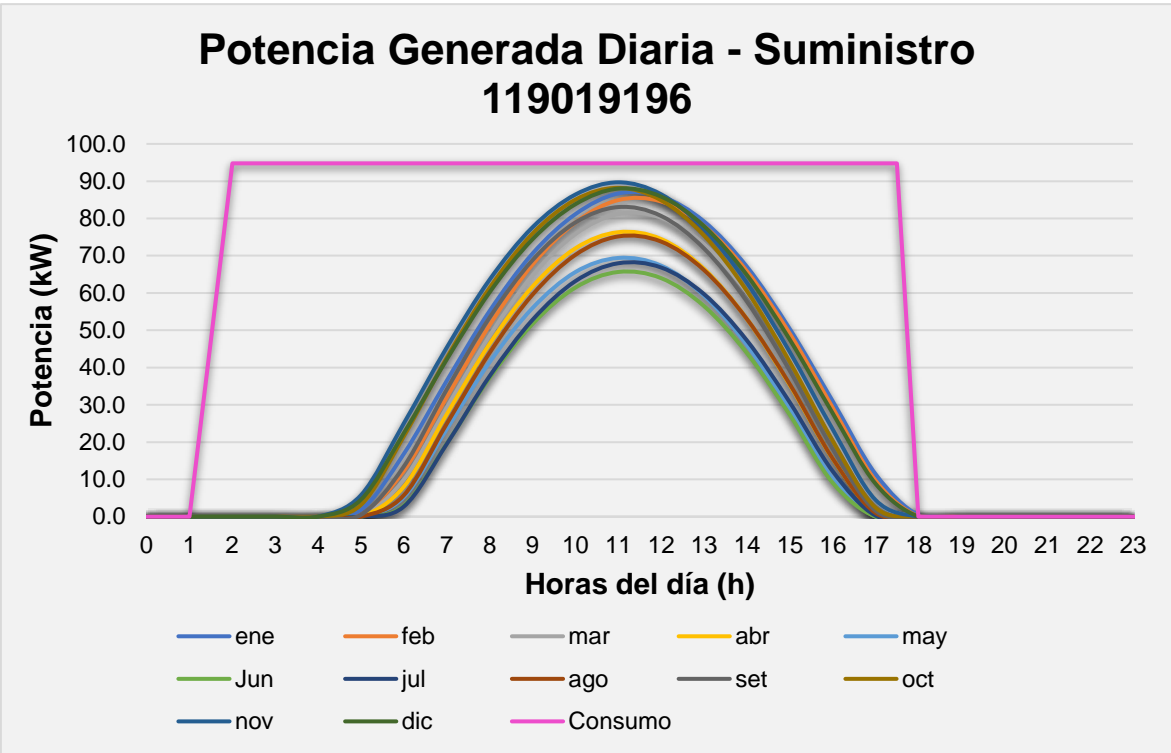
Gráfica de energía suministrada – suministro 119021425.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 39

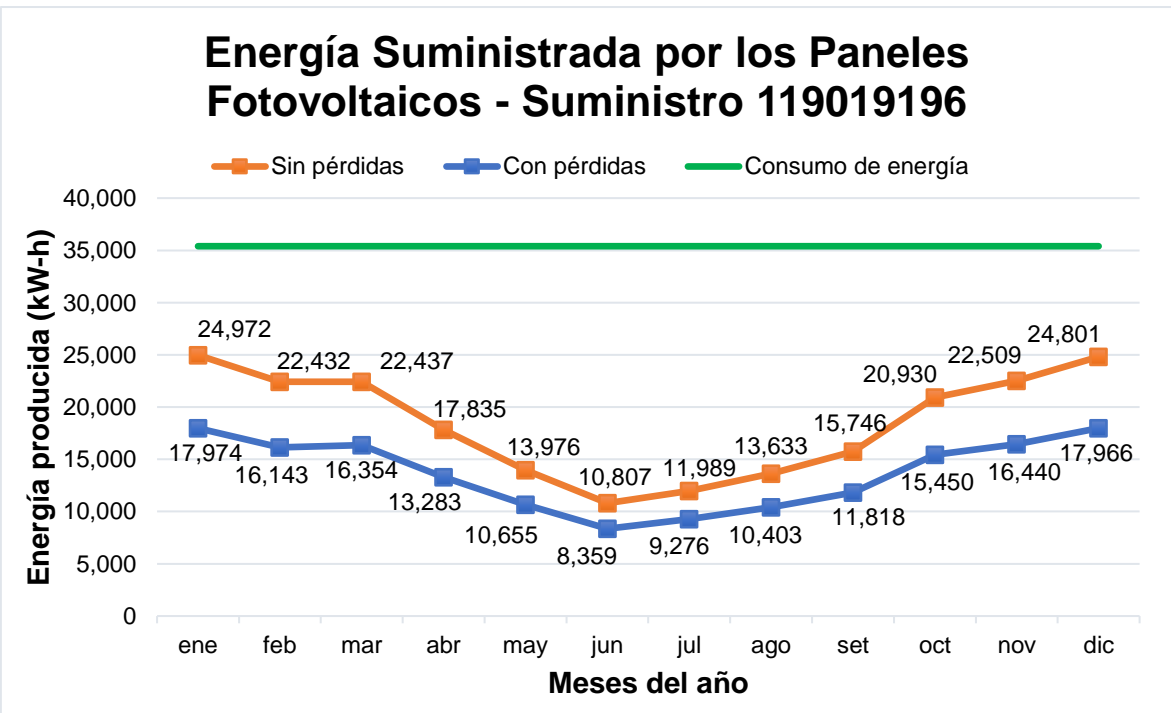
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019196.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 40

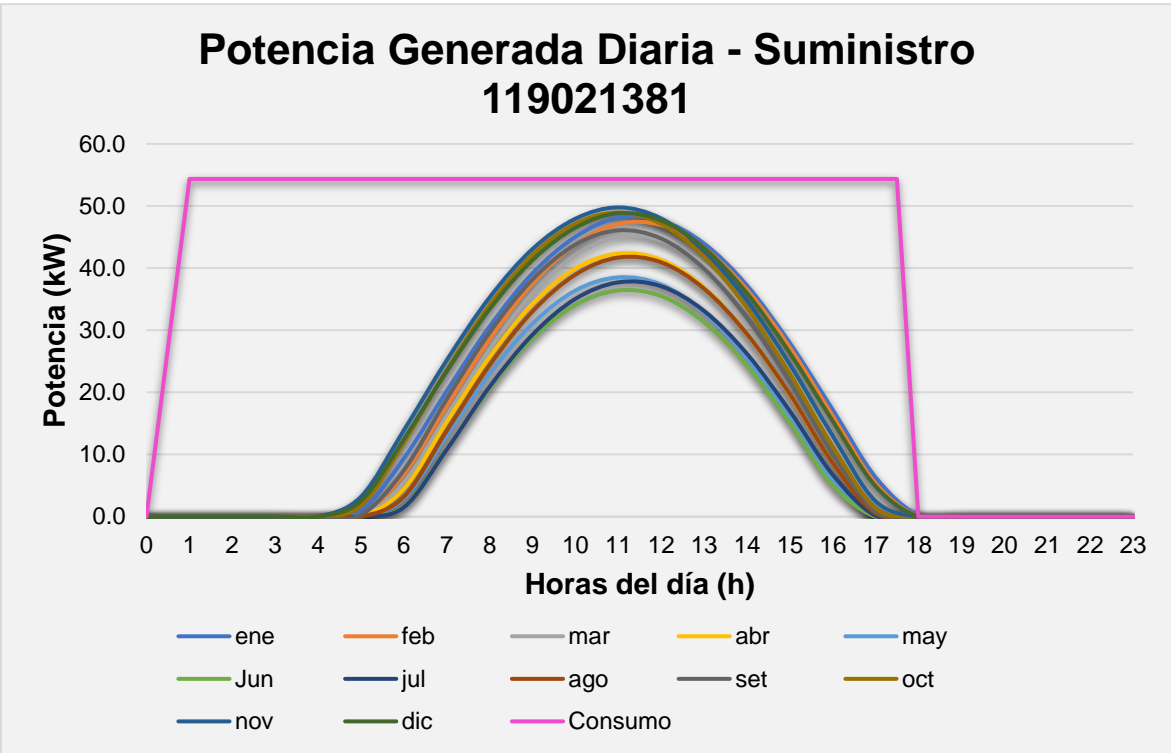
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019196.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 41

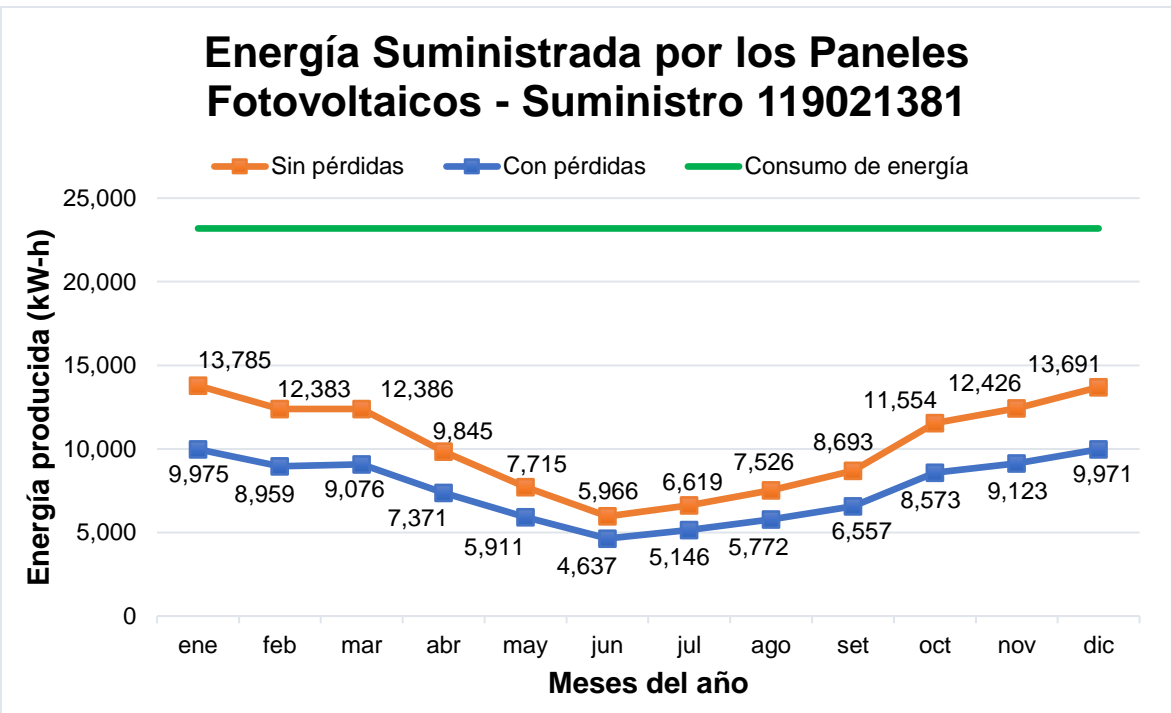
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119021381.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 42

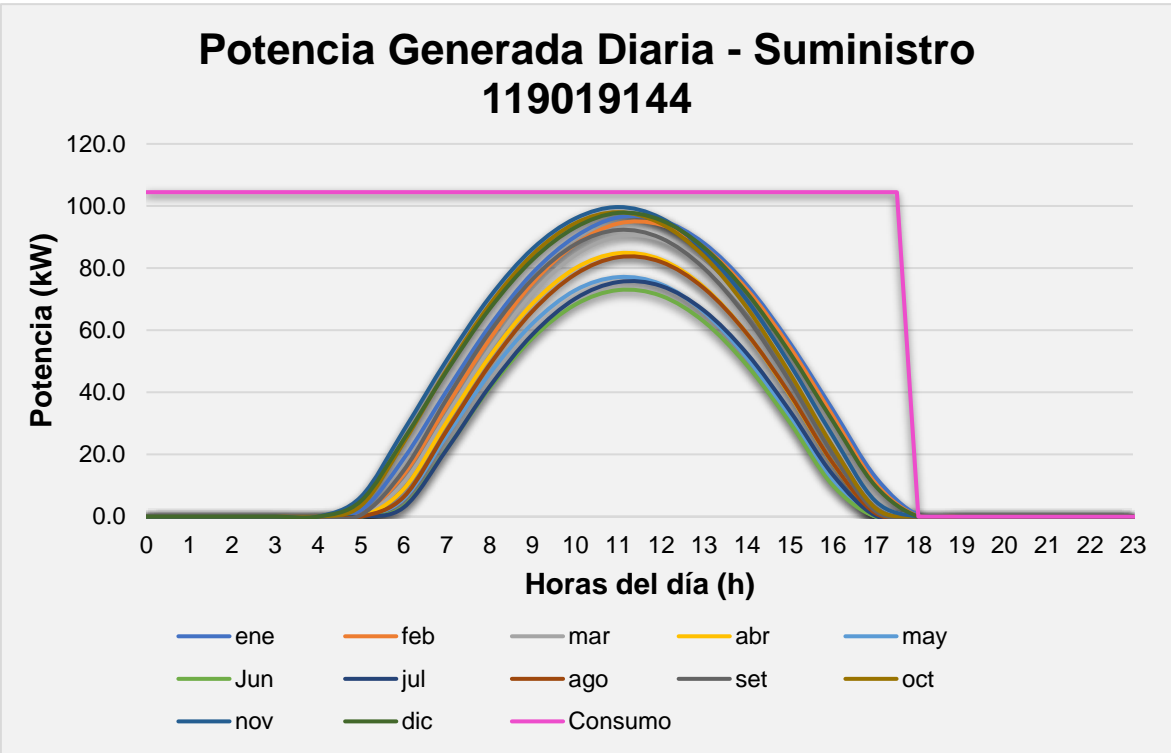
Gráfica de energía suministrada – suministro 119021381.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 43

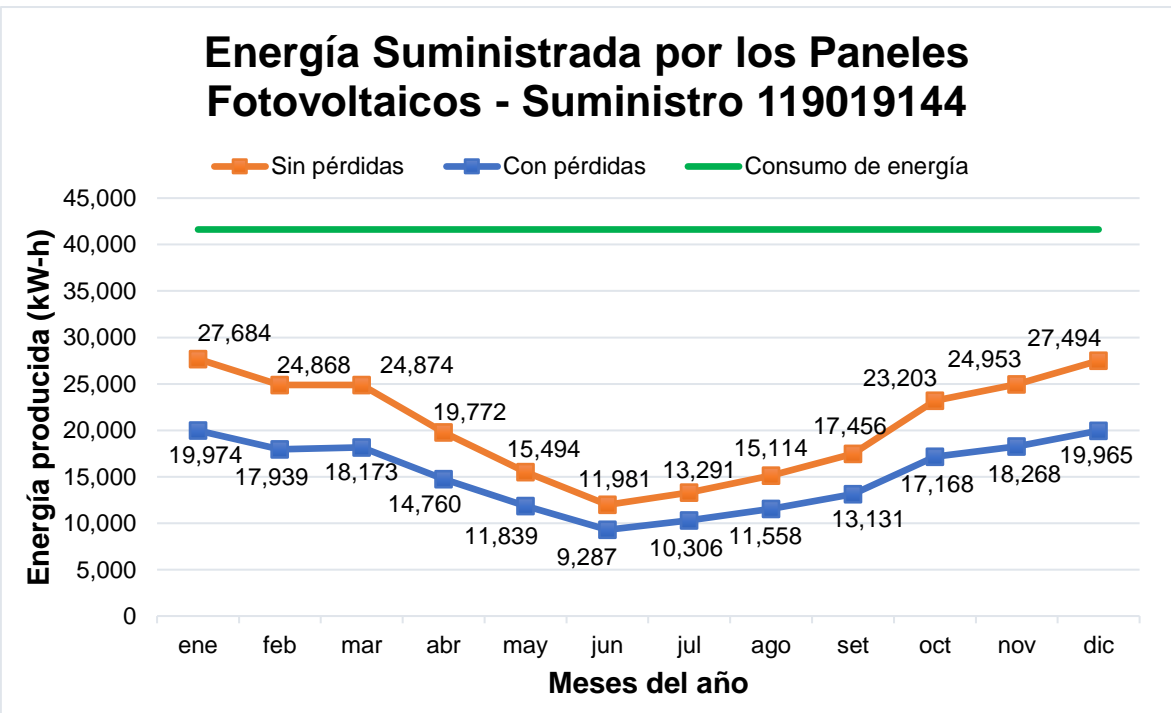
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019144.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 44

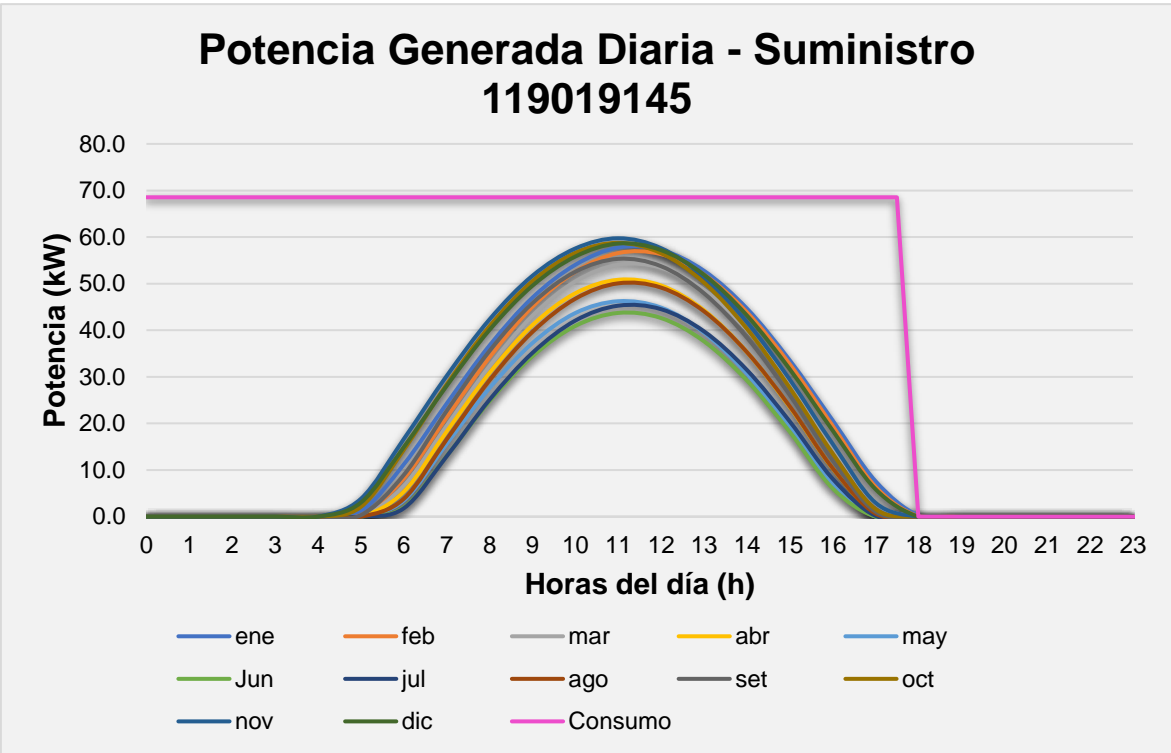
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019144.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 45

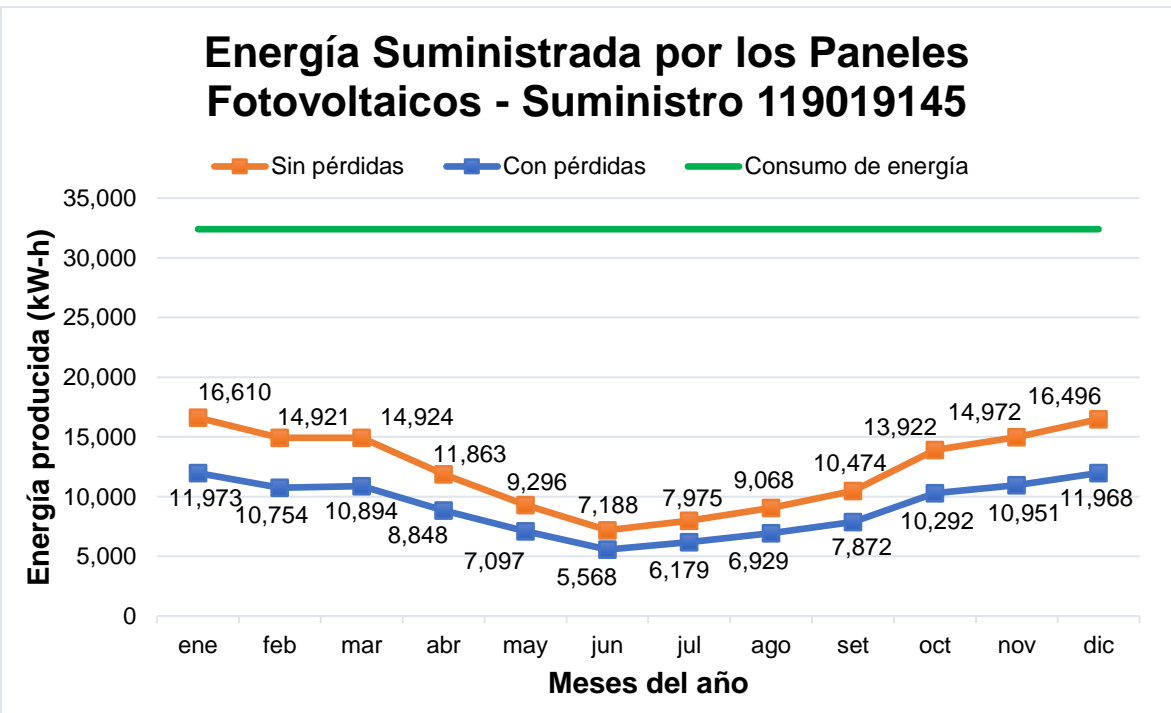
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019145.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 46

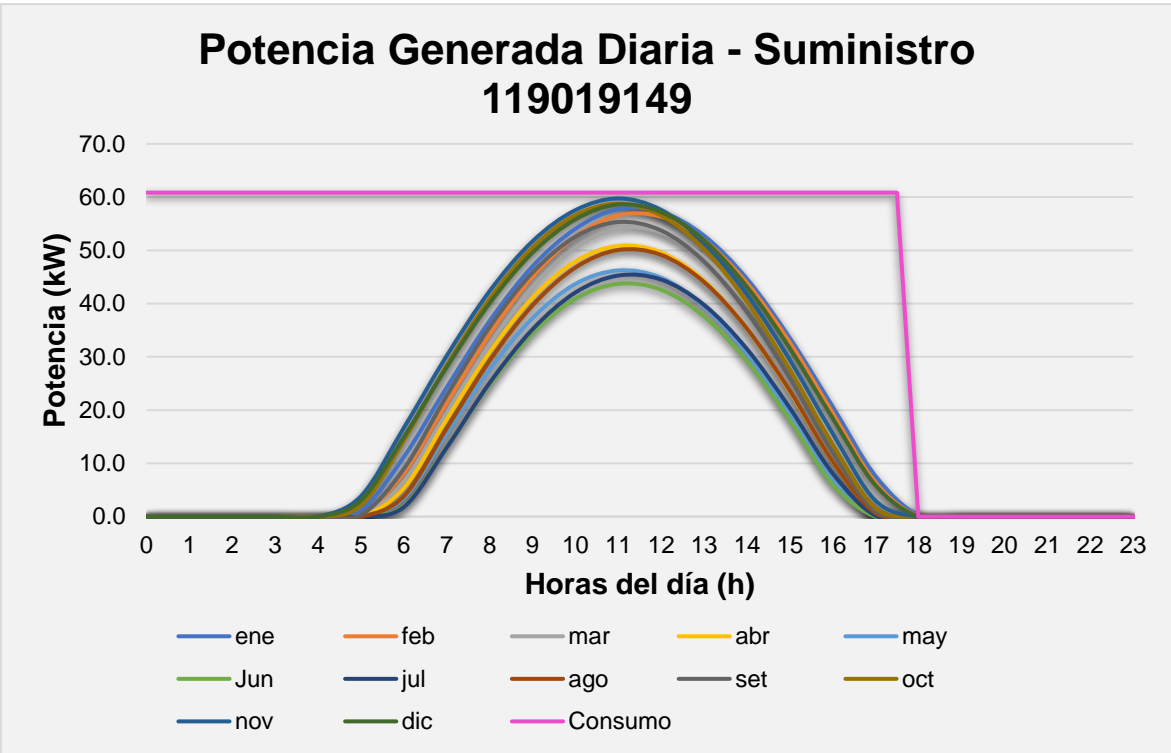
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019145.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 47

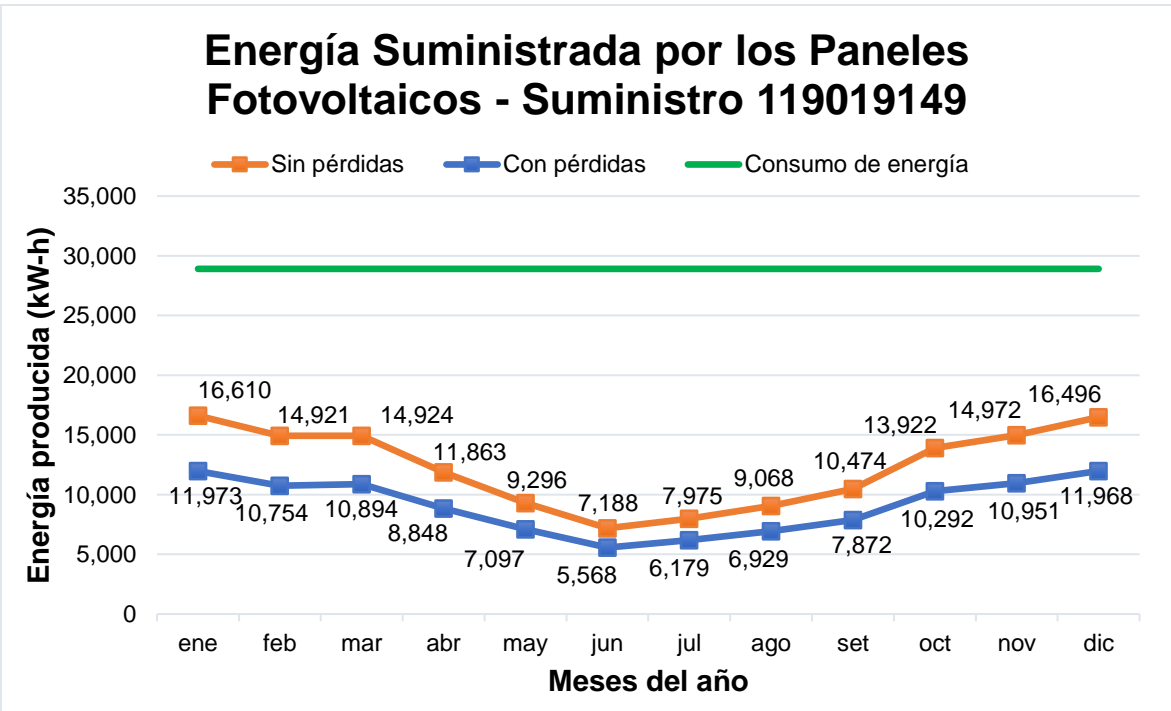
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019149.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 48

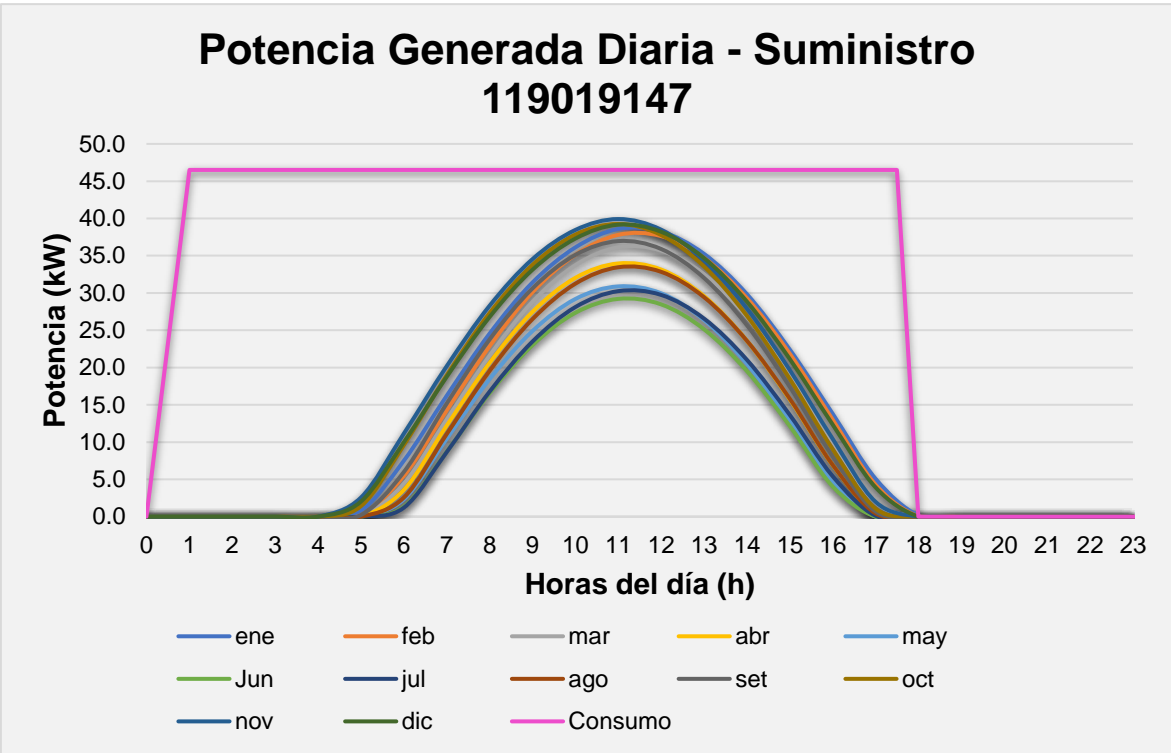
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019149.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 49

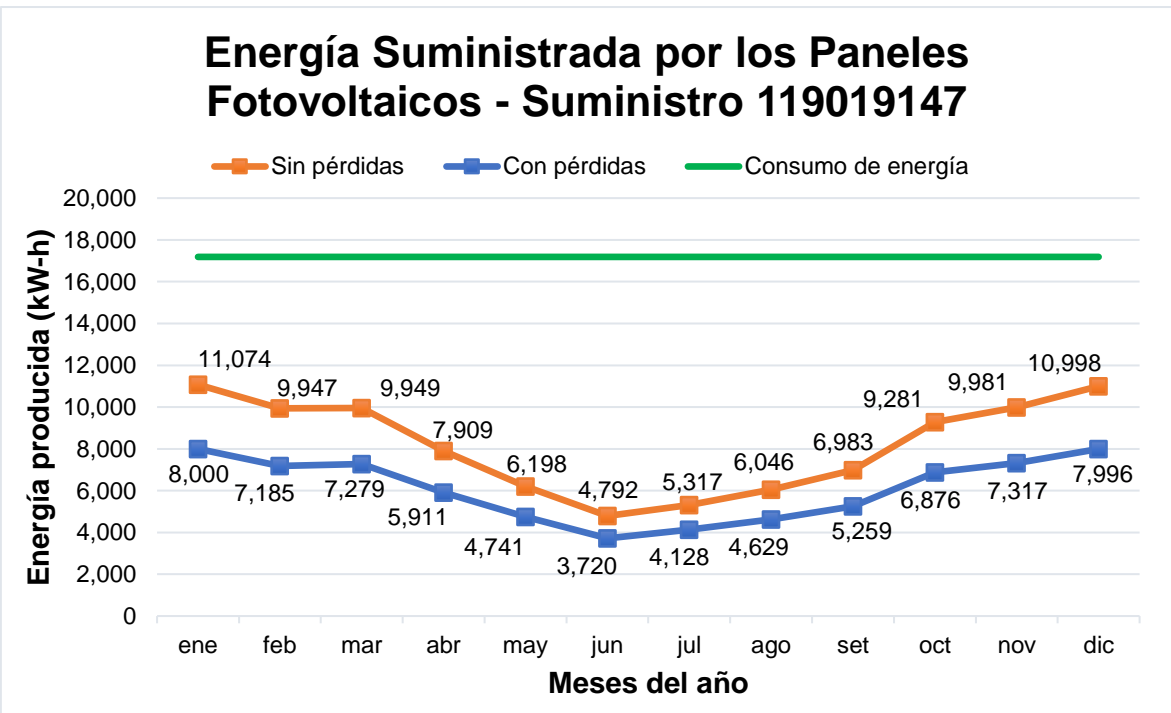
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019147.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 50

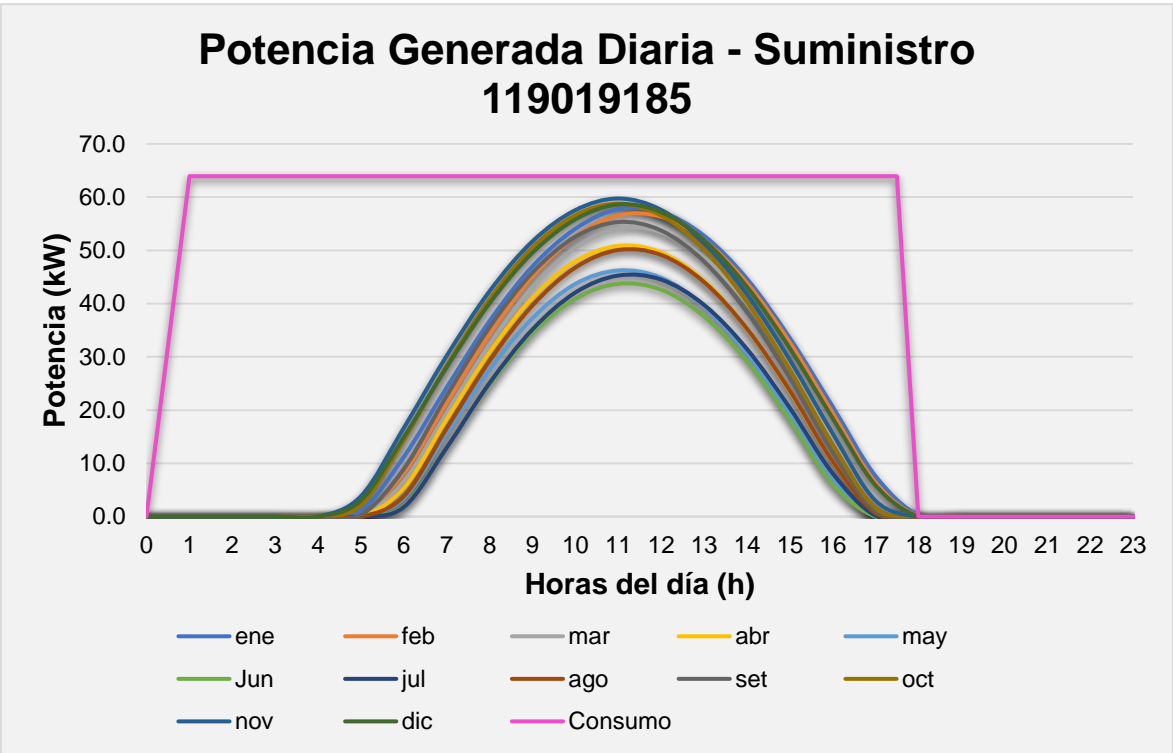
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019147.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 51

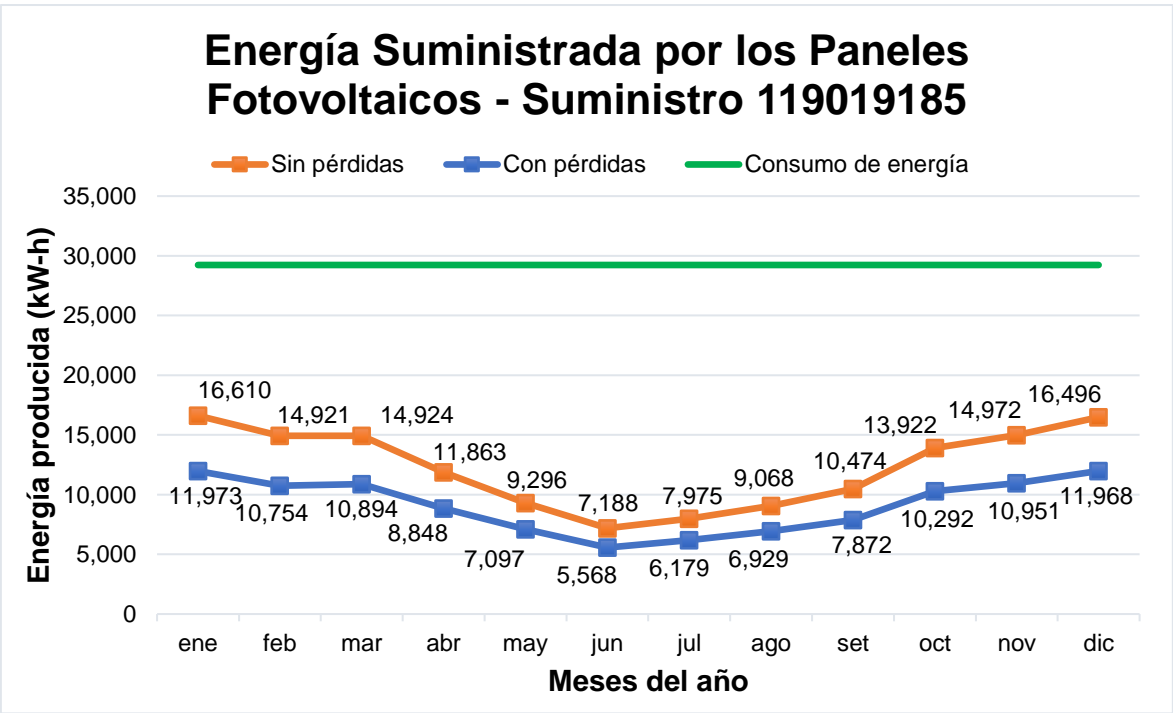
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019185.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 52

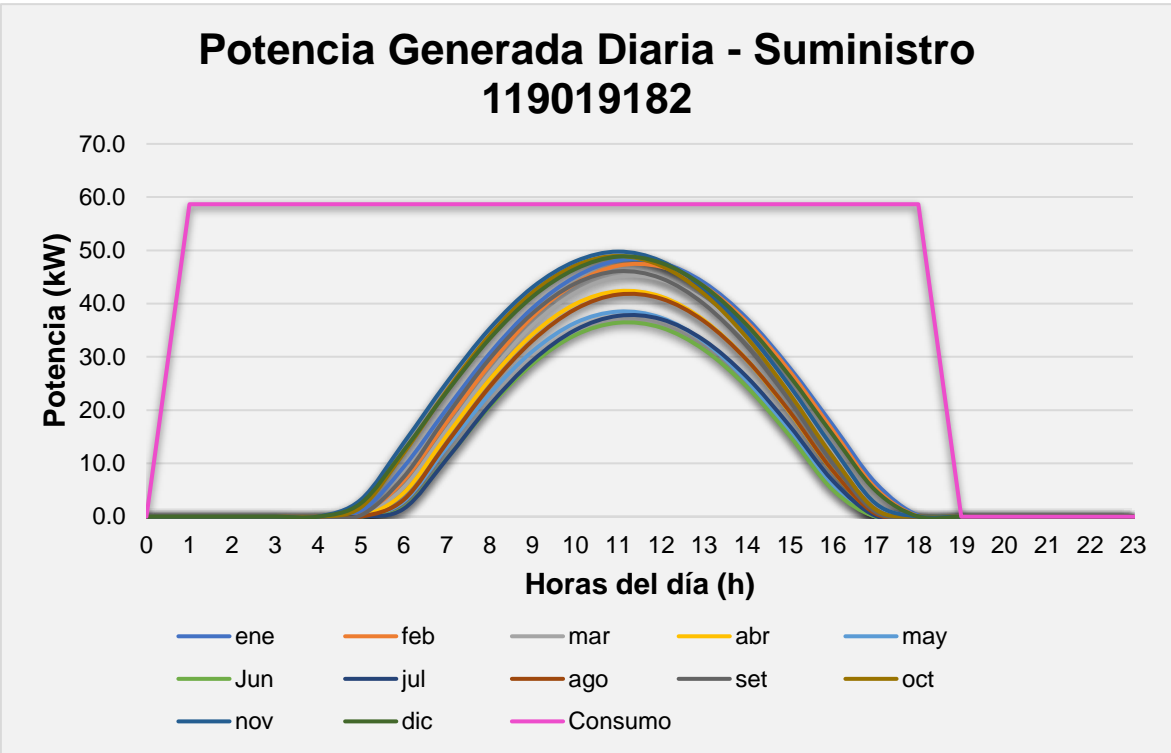
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019185.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 53

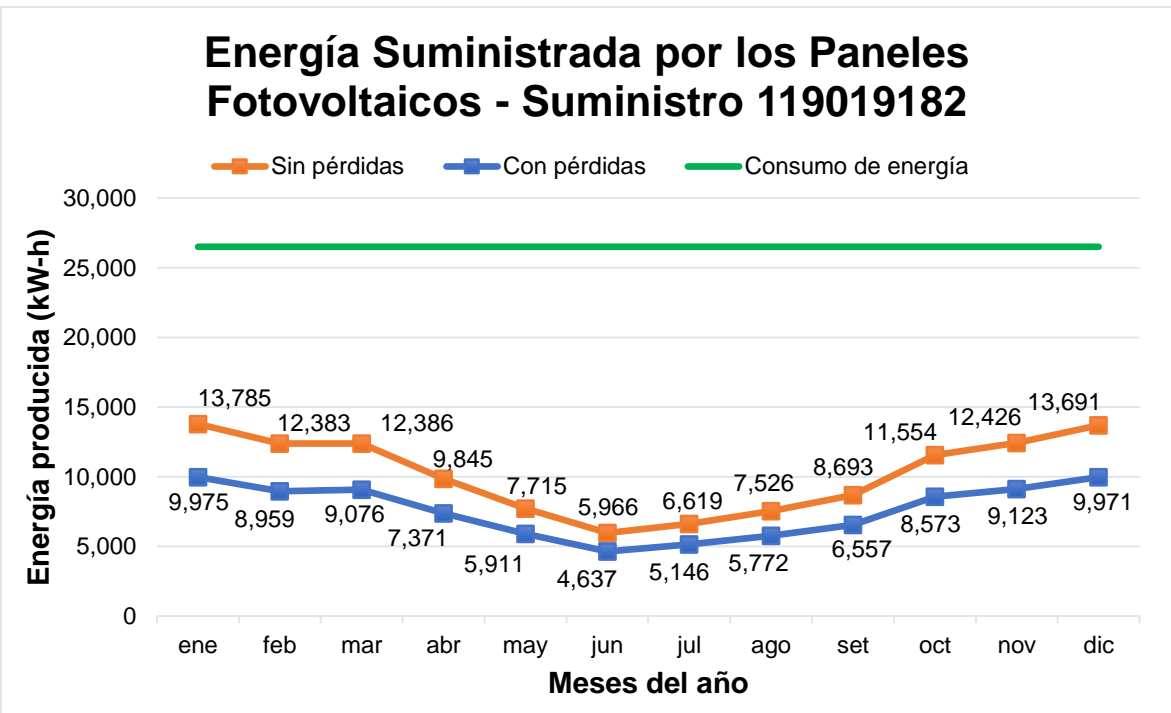
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019182.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 54

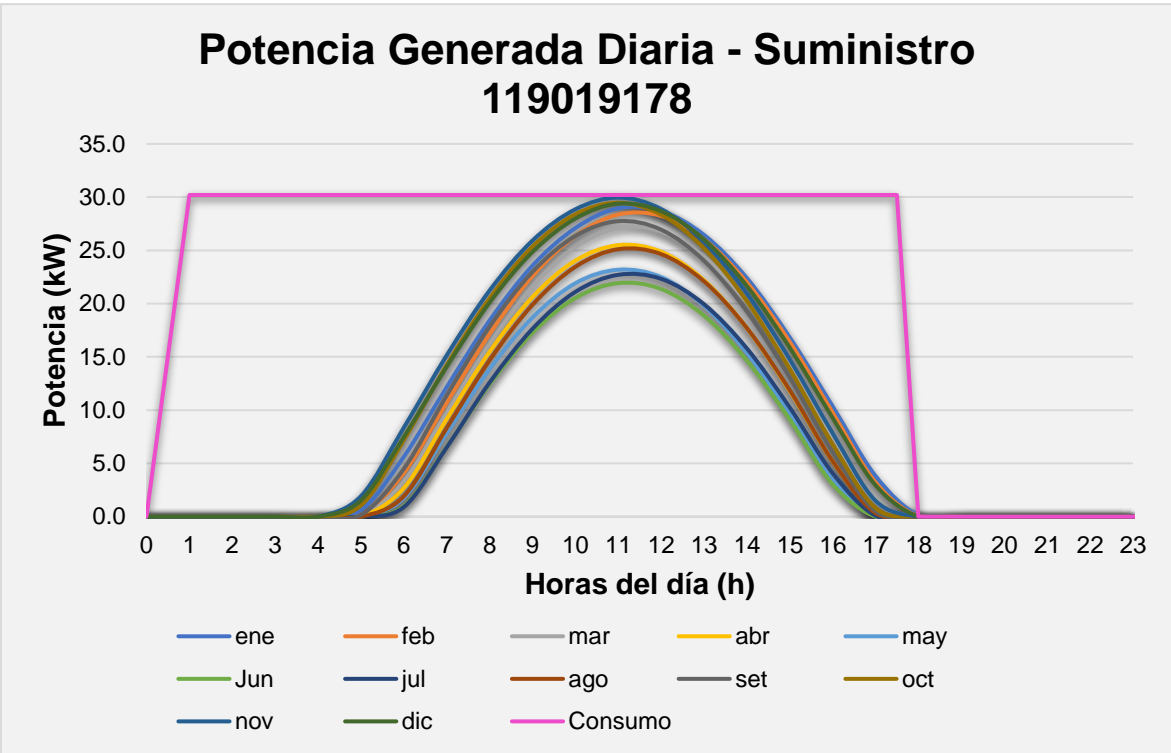
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019182.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 55

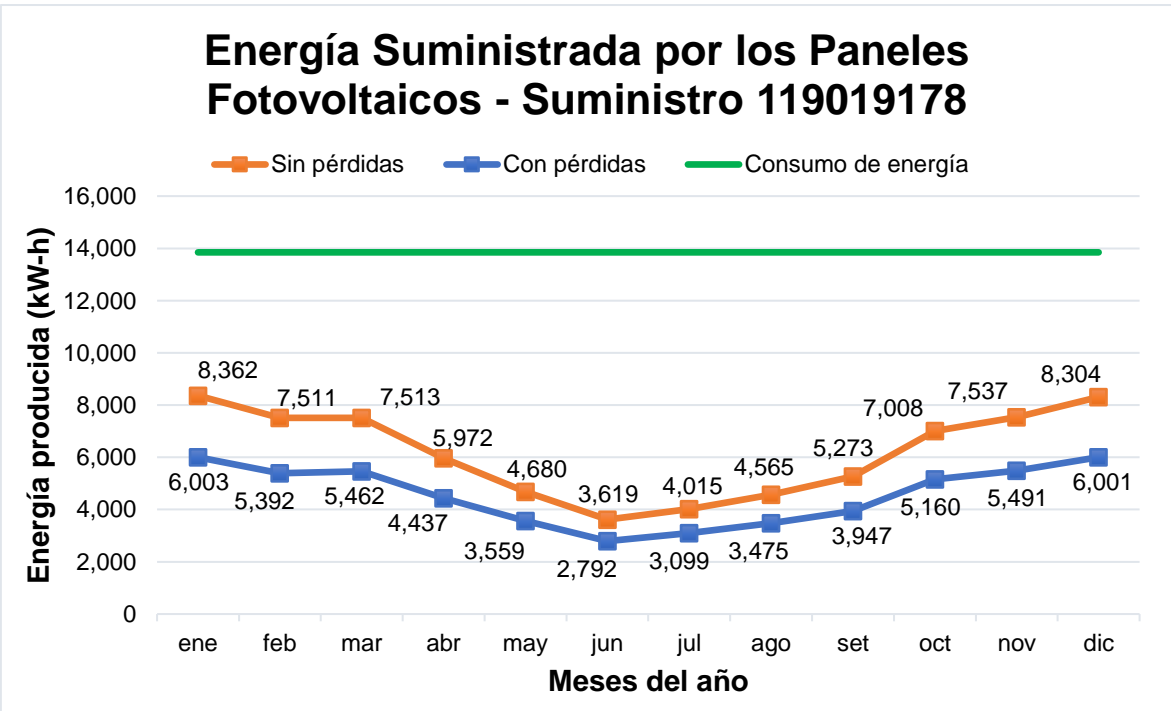
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019178.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 56

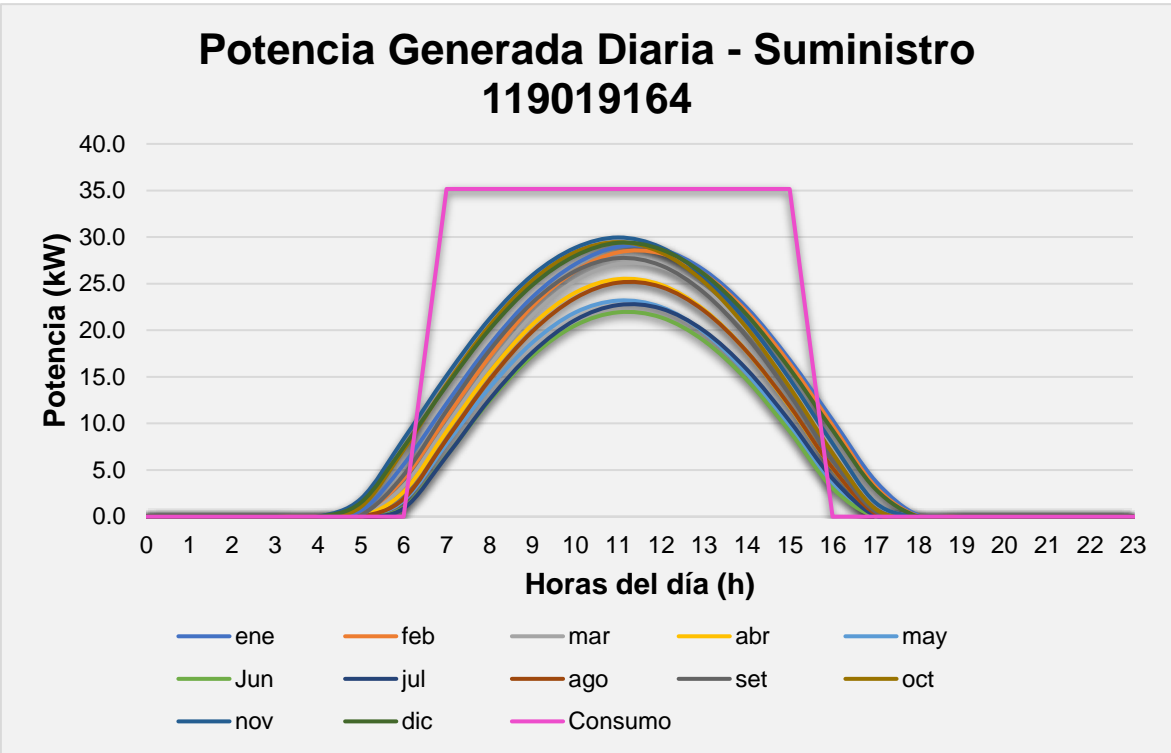
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019178.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 57

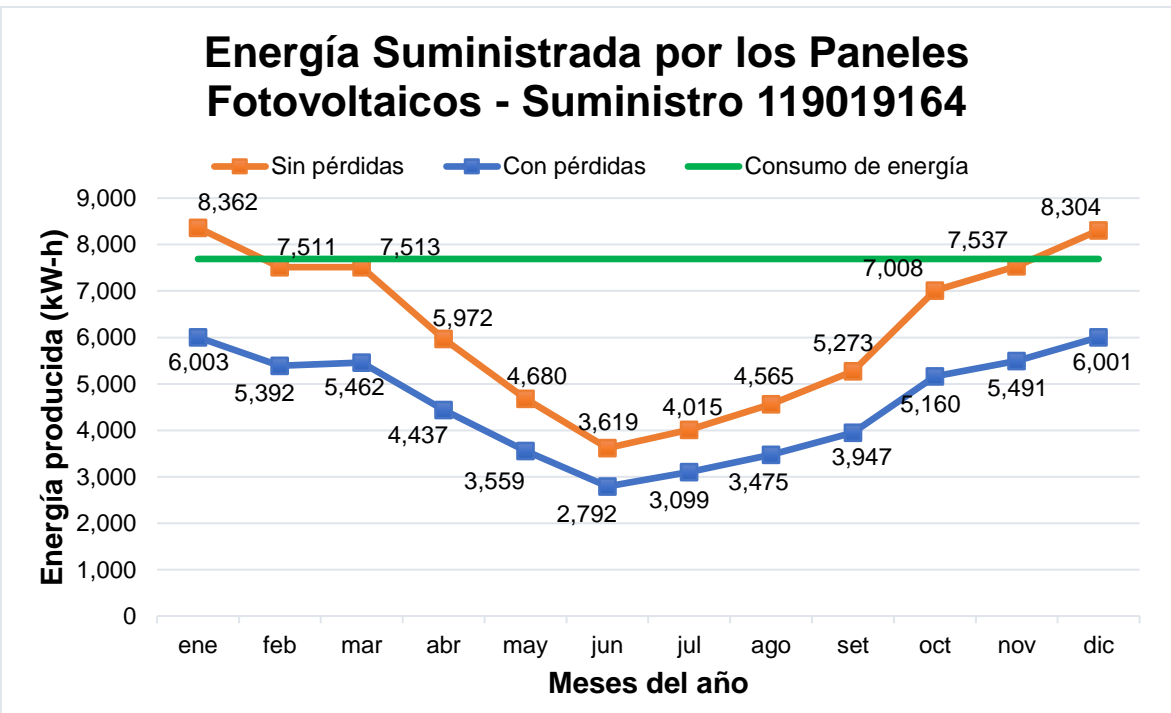
Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019164.



Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 58

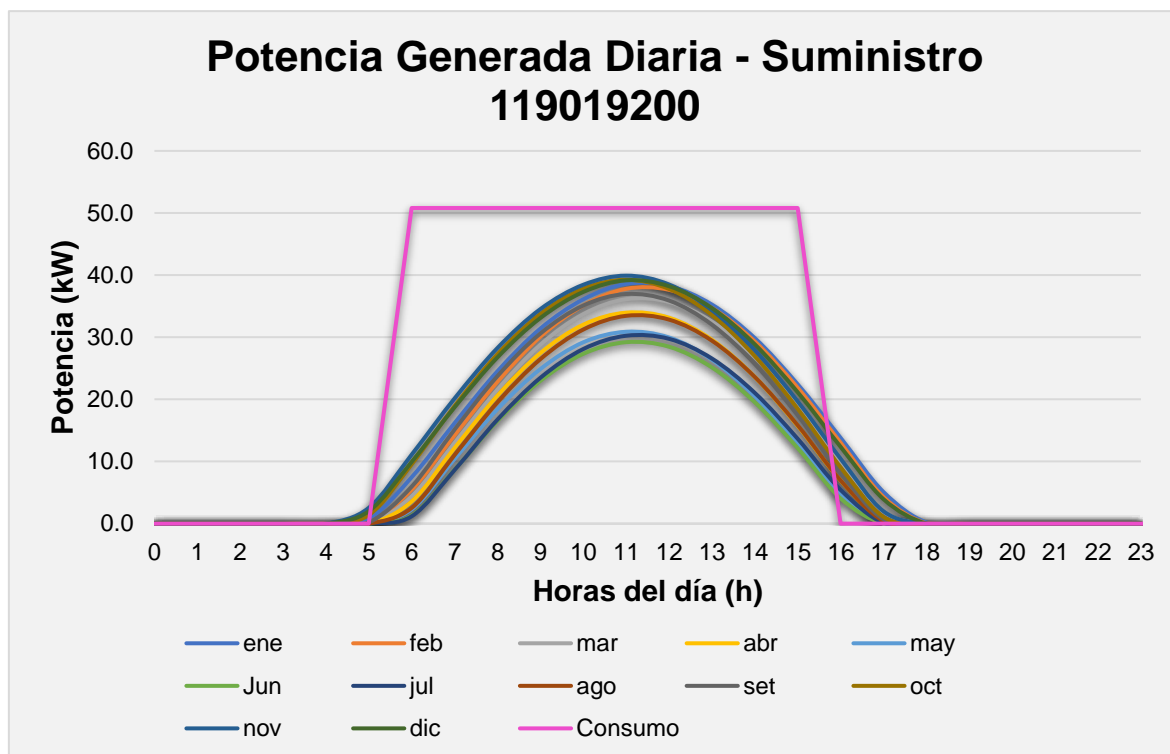
Gráfica de energía suministrada – suministro 119019164.



Nota: Elaboración propia en Excel.

**Figura 59**

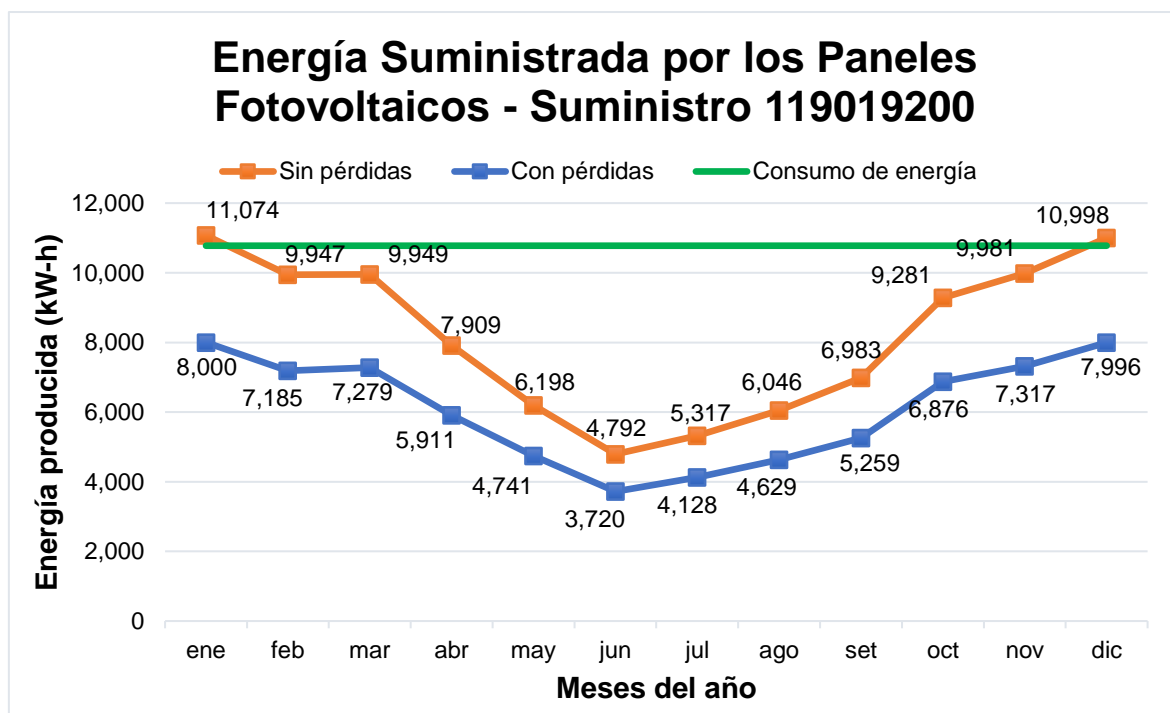
*Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019200.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

**Figura 60**

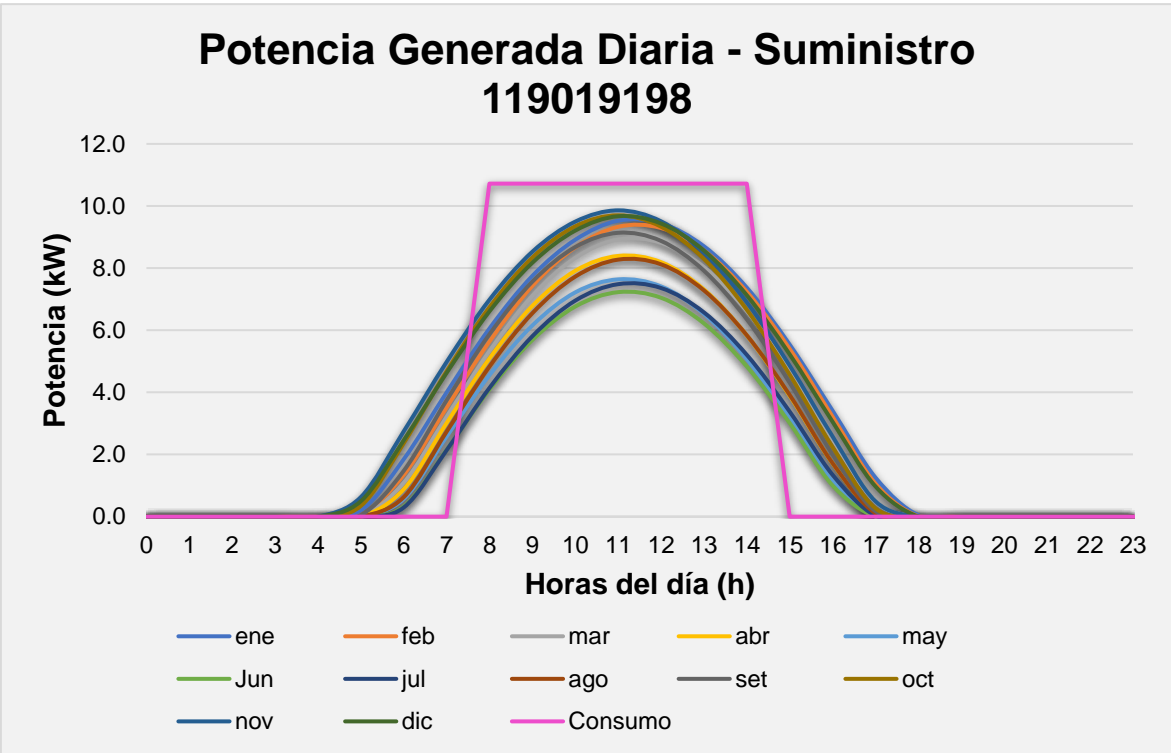
*Gráfica de energía suministrada – suministro 119019200.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

**Figura 61**

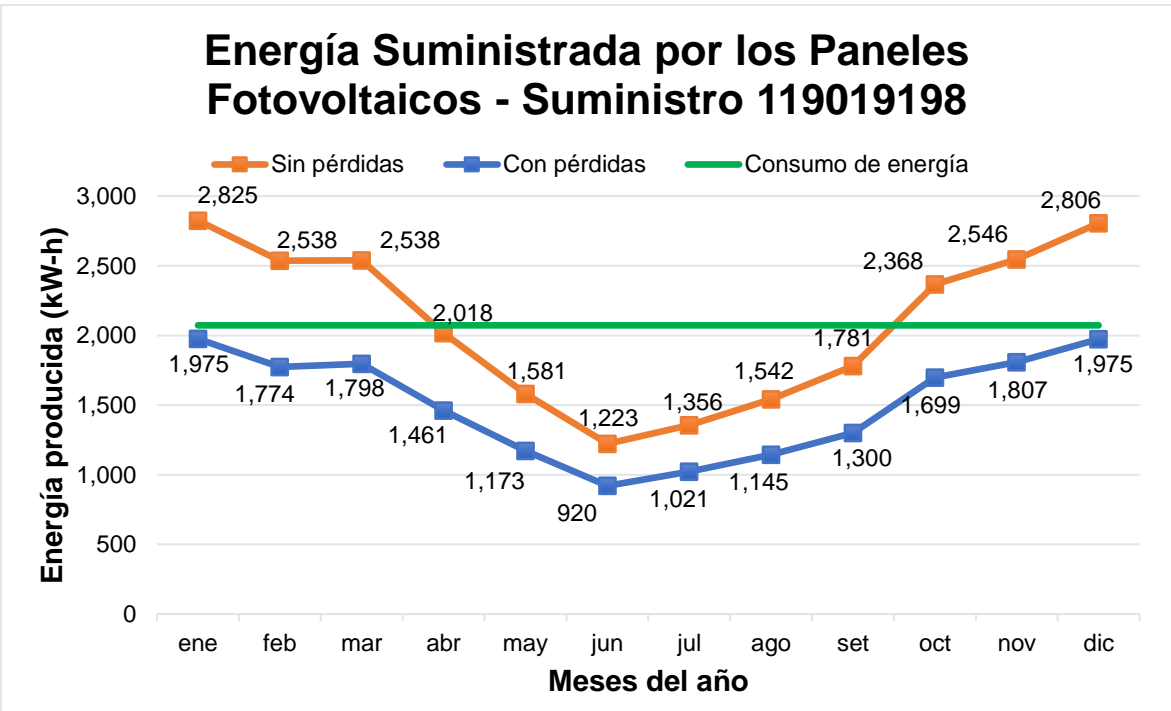
*Gráfica de potencia generada diaria – suministro 119019198.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

**Figura 62**

*Gráfica de energía suministrada – suministro 119019198.*



*Nota: Elaboración propia en Excel.*

### 3.14 Cálculo de reducción anual de CO2

Para calcular las reducciones de CO2 de cada suministro, utilizaremos la ecuación 19, que toma en cuenta los datos de variación de consumo de energía y el factor de emisión de CO2. El factor de emisión por consumo de electricidad considerado es de 0.213031882 tCO2/MWh. Este valor ha sido calculado por la consultora ALWA, especializada en desarrollo sostenible ambiental, y fue determinado a pedido de la empresa ISA REP en el presente año.

La variación en el consumo de energía corresponde a la cantidad de energía suministrada por los paneles fotovoltaicos, ya que esta es la energía que se dejará de consumir de la red eléctrica del concesionario.

A continuación, se calcula la reducción de CO2 para el suministro 119019138, cuyo suministro anual de energía por los paneles fotovoltaicos es de 164.120 MWh, según la figura 19, que presenta la energía mensual suministrada por los paneles. Aplicando la ecuación 19:

$$\Delta tCO_2 = 0.213031882 * 164.120 = 34.96 \text{ tCO}_2$$

Repitiendo este proceso para los demás suministros, se presenta la siguiente tabla, que muestra las reducciones de CO2 logradas por los sistemas fotovoltaicos diseñados para cada suministro.

**Tabla 29**

*Cálculos de reducción de tCO2 para cada suministro.*

Item	Suministro	$\Delta kWh$	$\Delta tCO_2$
1	119019138	164120	34.96
2	119019135	109326	23.29
3	119019134	182367	38.85
4	119019131	146083	31.12
5	119019128	146083	31.12
6	119019127	201170	42.86
7	119019126	182367	38.85
8	119019139	182367	38.85
9	119019155	127850	27.24
10	119021425	109326	23.29

Item	Suministro	$\Delta kWh$	$\Delta tCO_2$
11	119019196	164120	34.96
12	119021381	91071	19.40
13	119019144	182367	38.85
14	119019145	109326	23.29
15	119019149	109326	23.29
16	119019147	73042	15.56
17	119019185	109326	23.29
18	119019182	91071	19.40
19	119019178	54818	11.68
20	119019164	54818	11.68
21	119019200	73042	15.56
22	119019198	18048	3.84

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

### 3.15 Costos del sistema fotovoltaico

Para determinar los costos del sistema fotovoltaico, a continuación, se presenta el precio de todos los materiales y equipos utilizados en el diseño del sistema. Los costos fueron cotizados durante los meses de mayo y junio.

**Tabla 30**

*Costos de materiales y equipos propuestos.*

Item	Materiales y equipos	Precio unitario
1	Panel solar 500W, 24V, IP68, monocristalino, 4mm2 cable	S/ 618.92
2	Riel 2.5m aluminio	S/ 63.00
3	Empalme riel	S/ 8.92
4	Abrazadera intermedia	S/ 20.65
5	Clip de tierra	S/ 6.56
6	Abrazadera final	S/ 16.52
7	Lengüeta de tierra	S/ 28.32
8	Soporte de acero galvanizado 2x1.5x6 1.5mm	S/ 100.00
9	Columna de acero galvanizado	S/ 87.50
10	Base de concreto	S/ 13.50
11	Inversor de red CC/CA interconectado a red 60kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	S/ 15,000.00
12	Inversor de red CC/CA interconectado a red 50kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	S/ 13,120.00
13	Inversor de red CC/CA interconectado a red 40kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	S/ 12,000.00
14	Inversor de red CC/CA interconectado a red 30kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	S/ 11,000.00
15	Inversor de red CC/CA interconectado a red 10kW, 230V, trifásico, 60Hz	S/ 9,530.00
16	Monitorización de inversor RS485, TCP	S/ 1,756.87

Item	Materiales y equipos	Precio unitario
17	Tablero eléctrico TSFVCC 42P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din, Con barras de cobre para la unión en paralelo de las cadenas de Paneles Fotovoltaicos.	S/ 1,500.00
18	Tablero eléctrico TSFVCC 20P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din.	S/ 700.00
19	Tablero eléctrico TSFVCC 12P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din, Con barras de cobre para la unión en paralelo de las cadenas de Paneles Fotovoltaicos.	S/ 1,200.00
20	Tablero eléctrico TSFVCC 12P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din.	S/ 600.00
21	Interruptor termomagnético 125A, 220V, 3P, 60Hz, 40kA Caja moldeada	S/ 639.71
22	Interruptor termomagnético 100A, 220V, 3P, 60Hz, 40kA Caja moldeada	S/ 489.18
23	Interruptor termomagnético 63A, 220V, 3P, 60Hz, 40kA Caja moldeada	S/ 471.27
24	Interruptor termomagnético 40A, 220V, 3P, 60Hz, 20kA	S/ 222.89
25	Interruptor termomagnético 50A, 4P, 1200Vdc, Riel din	S/ 151.37
26	Interruptor termomagnético 32A, 4P, 1200Vdc, Riel din	S/ 121.09
27	Interruptor termomagnético 16A, 4P, 1200Vdc, Riel din	S/ 100.91
28	Protector sobretensiones 3P, 385Vac, 40kA, Riel din	S/ 203.20
29	Protector sobretensiones 3P, 1500Vdc, 40kA, Riel din	S/ 343.34
30	Vatímetro trifásico 100A, 320-520V, Riel din	S/ 810.86
31	Cable N2XOH 1x35mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 26.33
32	Cable N2XOH 1x25mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 19.54
33	Cable N2XOH 1x16mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 12.54
34	Cable N2XOH 1x10mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 8.48
35	Cable N2XOH 1x6mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 5.88
36	Cable N2XOH 1x4mm <sup>2</sup> 0.6/1kV	S/ 4.30
37	Cable LSOH 35mm <sup>2</sup> amarillo 450/750V	S/ 22.50
38	Cable LSOH 25mm <sup>2</sup> amarillo 450/750V	S/ 16.44
39	Cable LSOH 16mm <sup>2</sup> amarillo 450/750V	S/ 11.86
40	Cable LSOH 10mm <sup>2</sup> amarillo 450/750V	S/ 6.93
41	Cable LSOH 6mm <sup>2</sup> amarillo 450/750V	S/ 4.05
42	Cable LSOH 4mm <sup>2</sup> 450/750V	S/ 2.70
43	Tubería PVC-P 25mmø x3m	S/ 9.84
44	Conector Recto PVC-P 25mmø	S/ 0.55
45	Tubería Conduit flexible 20mmø	S/ 4.87
46	Tubería Conduit EMT 55mmø x3m	S/ 46.57
47	Tubería Conduit EMT 40mmø x3m	S/ 35.66
48	Tubería Conduit EMT 35mmø x3m	S/ 31.27
49	Tubería Conduit EMT 25mmø x3m	S/ 22.00
50	Conector recto EMT 55mmø	S/ 5.63
51	Conector recto EMT 40mmø	S/ 4.44
52	Conector recto EMT 35mmø	S/ 3.28
53	Conector recto EMT 25mmø	S/ 1.85
54	Curva EMT 55mmø	S/ 11.81

Item	Materiales y equipos	Precio unitario
55	Curva EMT 40mmø	S/ 8.93
56	Curva EMT 35mmø	S/ 7.49
57	Curva EMT 25mmø	S/ 3.60
58	Unión EMT 55mmø	S/ 6.54
59	Unión EMT 40mmø	S/ 3.89
60	Unión EMT 35mmø	S/ 3.02
61	Unión EMT 25mmø	S/ 1.64
62	Terminal tubular 35mm	S/ 2.56
63	Terminal tubular 25mm	S/ 2.24
64	Terminal tubular 16mm	S/ 1.64
65	Terminal tubular 10mm	S/ 2.28
66	Terminal tubular 6mm	S/ 0.50
67	Terminal tubular 4mm	S/ 0.10
68	Caja cuadrada 100x100x50mm	S/ 5.34
69	Conector MC4, Macho y hembra	S/ 10.70

*Nota:* Datos obtenidos de cotizaciones, imágenes en anexos.

A continuación, se presenta el metrado de los materiales y equipos necesarios para la implementación del sistema fotovoltaico correspondiente al suministro 119019138.

**Tabla 31**

*Metrado de materiales y equipos para el suministro 119019138.*

Partida	Materiales y equipos	Cantidad	Unidad
<b>1</b>	<b>Generación</b>		
1.01	Equipos de generación		
1.01.01	Panel solar 500W, 24V, IP68, monocristalino, 4mm2 cable	221	und
1.02	Estructura Panel		
1.02.01	Riel 2.5m aluminio	224	und
1.02.02	Empalme riel	392	und
1.02.03	Abrazadera intermedia	336	und
1.02.04	Clip de tierra	336	und
1.02.05	Abrazadera final	112	und
1.02.06	Lengüeta de tierra	28	und
1.03	Soporte Estructura Panel		
1.03.01	Soporte de acero galvanizado 2x1.5x6 1.5mm	75	und
1.03.02	Columna de acero galvanizado	56	und
1.03.03	Base de concreto	56	und
1.04	Tablero T-SFVCC		
1.04.01	Tablero eléctrico TSFVCC 42P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din, Con barras de cobre para la unión en paralelo de las cadenas de Paneles Fotovoltaicos.	2	und

Partida	Materiales y equipos	Cantidad	Unidad
1.04.02	Interruptor termomagnético 50A, 4P, 1200Vdc, Riel din	3	und
1.04.03	Interruptor termomagnético 32A, 4P, 1200Vdc, Riel din	3	und
1.04.04	Interruptor termomagnético 16A, 4P, 1200Vdc, Riel din	14	und
1.04.05	Protector sobretensiones 3P, 1500Vdc, 40kA, Riel din	14	und
1.05	Conexión de paneles fotovoltaicos		
1.05.01	Tubería Conduit flexible 20mmø	336	m
1.05.02	Cable N2XOH 1x4mm2 0.6/1kV	336	m
1.05.03	Cable LSOH 4mm2 450/750V	336	m
1.06	Conexión paneles fotovoltaicos a T-SFVCC		
1.06.01	Cable N2XOH 1x4mm2 0.6/1kV	1680	m
1.06.02	Cable LSOH 4mm2 450/750V	1680	m
1.06.03	Conector MC4, Macho y hembra	28	und
1.06.04	Tubería PVC-P 25mmø x3m	280	und
1.06.05	Conector Recto PVC-P 25mmø	28	und
1.06.06	Caja cuadrada 100x100x50mm	28	und
1.06.07	Terminal tubular 4mm	28	und
2	Conversión		
2.01	Equipos de conversión		
2.01.01	Inversor de red CC/CA interconectado a red 60kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	1	und
2.01.02	Inversor de red CC/CA interconectado a red 30kW, 230-400V, trifásico, 60Hz	1	und
2.01.03	Monitorización de inversor RS485, TCP	1	und
2.01.04	Vatímetro trifásico 100A, 320-520V, Riel din	1	und
2.02	Tablero T-SFVCA		
2.02.01	Tablero eléctrico TSFVCC 12P, IP65, RAL 7035 galvanizado en caliente, Riel din, Con barras de cobre para la unión en paralelo de las cadenas de Paneles Fotovoltaicos.	2	und
2.02.02	Interruptor termomagnético 125A, 220V, 3P, 60Hz, 40kA Caja moldeada	1	und
2.02.03	Interruptor termomagnético 63A, 220V, 3P, 60Hz, 40kA Caja moldeada	1	und
2.02.04	Protector sobretensiones 3P, 385Vac, 40kA, Riel din	2	und
2.03	Conexión de T-SFVCC a inversor a T-SFVCA		
2.03.01	Cable N2XOH 1x6mm2 0.6/1kV	60	m
2.03.02	Cable LSOH 6mm2 amarillo 450/750V	30	m
2.03.03	Tubería Conduit EMT 25mmø x3m	14	und
2.03.04	Conector Recto EMT 25mmø	26	und
2.03.05	Curva EMT 25mmø	12	und
2.03.06	Unión EMT 25mmø	38	und
2.03.07	Terminal tubular 6mm	18	und
2.03.08	Cable N2XOH 1x35mm2 0.6/1kV	15	m
2.03.09	Cable LSOH 35mm2 amarillo 450/750V	5	m
2.03.10	Tubería Conduit EMT 55mmø x3m	1	und
2.03.11	Conector recto EMT 55mmø	4	und
2.03.12	Curva EMT 55mmø	4	und

Partida	Materiales y equipos	Cantidad	Unidad
2.03.13	Unión EMT 55mmø	4	und
2.03.14	Terminal tubular 35mm	6	und
2.03.15	Cable N2XOH 1x16mm2 0.6/1kV	15	m
2.03.16	Cable LSOH 16mm2 amarillo 450/750V	5	m
2.03.17	Tubería Conduit EMT 40mmø x3m	1	und
2.03.18	Conector recto EMT 40mmø	4	und
2.03.19	Curva EMT 40mmø	4	und
2.03.20	Unión EMT 40mmø	4	und
2.03.21	Terminal tubular 16mm	6	und
2.04	Conexión de T-SFVCA a tablero general de la bomba		
2.04.01	Cable N2XOH 1x35mm2 0.6/1kV	30	m
2.04.02	Cable LSOH 35mm2 amarillo 450/750V	10	und
2.04.03	Tubería Conduit EMT 55mmø x3m	2	und
2.04.04	Conector recto EMT 55mmø	4	und
2.04.05	Curva EMT 55mmø	4	und
2.04.06	Unión EMT 55mmø	8	und
2.04.07	Terminal tubular 35mm	6	und
2.04.08	Cable N2XOH 1x16mm2 0.6/1kV	30	m
2.04.09	Cable LSOH 16mm2 amarillo 450/750V	10	und
2.04.10	Tubería Conduit EMT 40mmø x3m	2	und
2.04.11	Conector recto EMT 40mmø	4	und
2.04.12	Curva EMT 40mmø	4	und
2.04.13	Unión EMT 40mmø	8	und
2.04.14	Terminal tubular 16mm	6	und
3	Otros costos		
3.01	Configuración del sistema fotovoltaico	1	glb
3.02	Transporte de materiales	1	glb

*Nota:* Elaboración propia en Excel. Metrado aplicando las consideraciones de los numerales anteriores.

A continuación, se presenta una tabla con los costos parciales del sistema fotovoltaico para el suministro 119019138, en la cual se incluyen los materiales, equipos detallados en la tabla anterior, así como el costo de la mano de obra correspondiente a cada partida.

**Tabla 32**

*Costos del sistema fotovoltaico para el suministro 119019138.*

Partida	Materiales y equipos	Costo parcial		M.O.		Total
1	Generación	S/	208,339.44	S/	18,460.95	S/ 226,800.39
1.01	Equipos de generación	S/	136,781.32	S/	1,884.06	S/ 138,665.38
1.02	Estructura Panel	S/	29,394.40	S/	5,967.61	S/ 35,362.01

Partida	Materiales y equipos	Costo parcial		M.O.		Total
1.03	Soporte Estructura Panel	S/	13,156.00	S/	2,783.18	S/ 15,939.18
1.04	Tablero T-SFVCC	S/	10,036.88	S/	426.26	S/ 10,463.14
1.05	Conexión de paneles fotovoltaicos	S/	3,988.32	S/	1,432.23	S/ 5,420.55
1.06	Conexión paneles fotovoltaicos a T-SFVCC	S/	14,982.52	S/	5,967.61	S/ 20,950.13
2	Conversión	S/	36,363.36	S/	1,745.63	S/ 38,108.99
2.01	Equipos de conversión	S/	28,567.73	S/	426.26	S/ 28,993.99
2.02	Tablero T-SFVCA	S/	3,917.38	S/	426.26	S/ 4,343.64
2.03	Conexión de T-SFVCC a inversor a T-SFVCA	S/	1,972.18	S/	608.94	S/ 2,581.12
2.04	Conexión de T-SFVCA a tablero general de la bomba	S/	1,906.06	S/	284.17	S/ 1,074.07
3	Otros costos	S/	-	S/	7,214.09	S/ 7,392.09
<b>TOTAL</b>		<b>S/</b>	<b>244,702.80</b>	<b>S/</b>	<b>27,420.66</b>	<b>S/ 272,123.46</b>

*Nota:* Elaboración propia en Excel. La suma de costos fue realizada en Excel y el cálculo de mano de obra (M.O.) fue realizado con análisis de precios unitarios mostrado en los anexos.

A continuación, y repitiendo el mismo procedimiento, se presentan los costos del sistema fotovoltaico para cada suministro. Estos incluyen tanto los materiales y equipos utilizados como la mano de obra asociada a cada partida.

**Tabla 33**

*Costos de inversión del sistema fotovoltaico para cada suministro.*

Item	Suministro	Potencia sistema fotovoltaico	Costo parcial		Mano de obra		Total
1	119019138	90	S/	244,702.80	S/	27,420.66	S/ 272,123.46
2	119019135	60	S/	160,061.54	S/	18,711.26	S/ 178,772.80
3	119019134	100	S/	268,483.03	S/	29,642.79	S/ 298,125.82
4	119019131	80	S/	219,410.71	S/	24,177.03	S/ 243,587.74
5	119019128	80	S/	219,410.71	S/	24,177.03	S/ 243,587.74
6	119019127	110	S/	290,694.71	S/	31,815.93	S/ 322,510.64
7	119019126	100	S/	268,483.03	S/	29,642.79	S/ 298,125.82
8	119019139	100	S/	268,483.03	S/	29,642.79	S/ 298,125.82
9	119019155	70	S/	196,148.86	S/	21,974.08	S/ 218,122.94
10	119021425	60	S/	160,061.54	S/	18,711.26	S/ 178,772.80
11	119019196	90	S/	244,702.80	S/	27,420.66	S/ 272,123.46
12	119021381	50	S/	134,556.04	S/	15,572.06	S/ 150,128.10
13	119019144	100	S/	268,483.03	S/	29,642.79	S/ 298,125.82
14	119019145	60	S/	160,061.54	S/	18,711.26	S/ 178,772.80
15	119019149	60	S/	160,061.54	S/	18,711.26	S/ 178,772.80
16	119019147	40	S/	110,989.22	S/	13,245.50	S/ 124,234.72
17	119019185	60	S/	160,061.54	S/	18,711.26	S/ 178,772.80

Item	Suministro	Potencia sistema fotovoltaico	Costo parcial	Mano de obra	Total
18	119019182	50	S/ 134,556.04	S/ 15,572.06	S/ 150,128.10
19	119019178	30	S/ 87,866.83	S/ 11,048.95	S/ 98,915.78
20	119019164	30	S/ 87,866.83	S/ 11,048.95	S/ 98,915.78
21	119019200	40	S/ 110,989.22	S/ 13,245.50	S/ 124,234.72
22	119019198	10	S/ 38,677.15	S/ 5,381.18	S/ 44,058.33

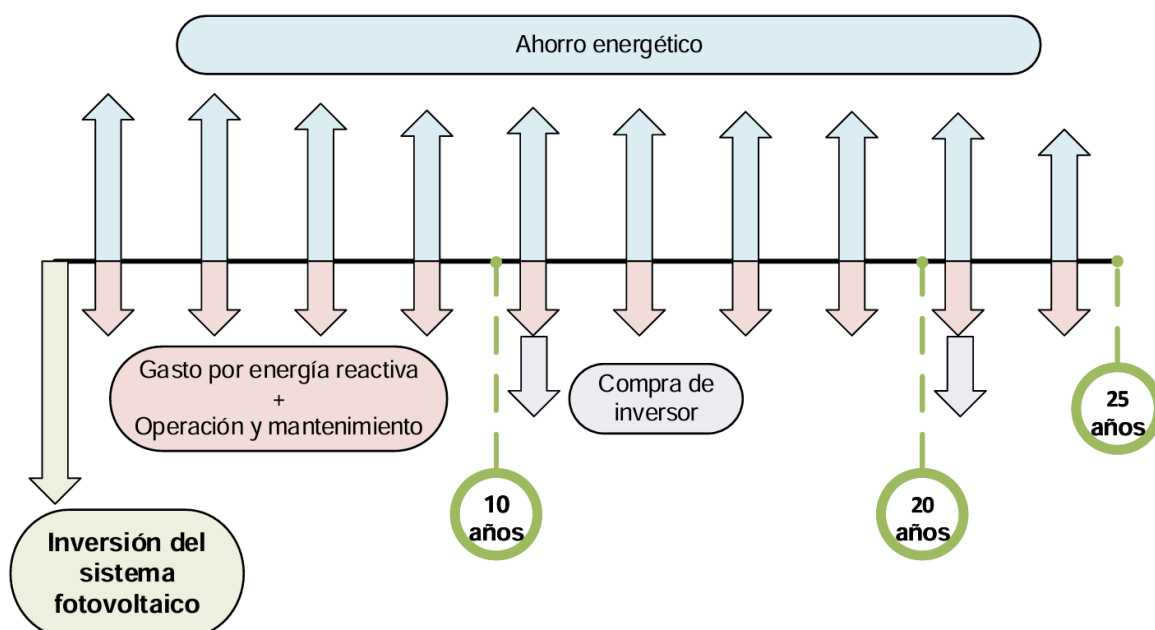
Nota: Elaboración propia en Excel.

### 3.16 Cálculo de VAN, TIR y Costo del kWh

Para calcular el VAN utilizaremos la ecuación 20. En la figura siguiente se presenta un diagrama de flujo de caja, el cual se especifican los ingresos, costos y la inversión inicial. Este flujo de caja será fundamental para evaluar la rentabilidad del sistema fotovoltaico y determinar el Valor Actual Neto de este.

**Figura 63**

*Flujo de caja general del sistema fotovoltaico.*



Nota: Elaboración propia.

**Gasto por energía reactiva.** Este gasto se calcula a partir de los costos y consumos presentados en la tabla 6, y considera la energía suministrada para cada suministro, según se muestra en las figuras 18 a 61. El gasto por energía reactiva surge cuando el consumo de esta supera el 30% del consumo de energía activa. Con la incorporación de paneles fotovoltaicos, la energía activa consumida de la red disminuye, lo

que provoca un aumento relativo en el exceso de energía reactiva en comparación con un sistema sin generación fotovoltaica. Esto sucede porque, aunque el consumo de energía activa se reduce, el consumo de energía reactiva puede mantenerse constante o incluso incrementarse, lo que genera un mayor costo asociado al exceso de energía reactiva.

Para calcular el gasto por energía reactiva lo haremos con la siguiente ecuación.

$$G_{ER} = E_{mes} * 30\% * C_{ER} * (1 - 55\%) \quad (24)$$

Donde:

$G_{ER}$ : Gasto por energía reactiva (S/.)

$E_{mes}$ : Energía fotovoltaica aprovechada en un mes (kWh)

$C_{ER}$ : Cargo por energía reactiva (S/. /kWh)

Nótese que el 30% es debido a que solo se paga el exceso de energía reactiva del 30% de la energía activa consumida según normativa de opciones tarifarias resolución No 206-2016 OS/CD. Así mismo el 55% corresponde al descuento que poseen los pozos de La Yarada según DS No 134-94-PCM de subsidio de energía.

**Gasto por operación y mantenimiento.** Los gastos de operación y mantenimiento se estiman en un 1.5% de la inversión inicial por cada año de operación del sistema fotovoltaico. Este valor es coherente con los rangos observados en la literatura revisada y se aplicará a lo largo de la vida útil del sistema.

**Ahorro por energía suministrada por paneles fotovoltaicos.** Este ahorro refleja la energía generada por los paneles fotovoltaicos, utilizando los datos de cada suministro presentados en las figuras 18 a 61 y multiplicando por el costo del kilovatio-hora (kWh) obtenido en la tabla 6. Cabe destacar que dicho costo no incluye el descuento del 55% otorgado a los pozos bajo el decreto mencionado previamente; sin embargo, es necesario considerar dicho descuento al analizar los costos en escenarios donde el consumo se encuentra bajo la condición del subsidio aplicado. Además, se debe considerar la degradación anual de los paneles fotovoltaicos, que reduce la producción de energía en un 0.55% cada año, lo que afecta el ahorro acumulado a lo largo del tiempo.

**Costos de reinversión.** Este rubro incluye la renovación del inversor, cuya vida útil se estima en 10 años. Por lo tanto, se considera un costo de reinversión en los años 10 y 20 del proyecto para reemplazar el inversor, asegurando la continuidad de la operación del sistema fotovoltaico.

**Tasa de interés.** Para el cálculo, se considerará una tasa de interés del 5.5%, que es comparable al rendimiento de los bonos soberanos del Perú alrededor del mes de julio del año 2024.

Aplicando las consideraciones anteriores tenemos la siguiente tabla para el suministro 119019138.

**Tabla 34**

*Flujo de caja del primer año para el suministro 119019138.*

Flujo					
Periodo	Inversión	Ingreso	G. Energía R.	G. O&M	Total
0 mes	-S/ 272,123.46				-S/ 272,123.46
1 mes		S/ 5,260.96	S/ 117.93	S/ 340.15	S/ 4,802.88
2 mes		S/ 4,725.06	S/ 105.92	S/ 340.15	S/ 4,278.99
3 mes		S/ 4,786.85	S/ 107.30	S/ 340.15	S/ 4,339.40
4 mes		S/ 3,887.94	S/ 87.15	S/ 340.15	S/ 3,460.63
5 mes		S/ 3,118.65	S/ 69.91	S/ 340.15	S/ 2,708.59
6 mes		S/ 2,446.69	S/ 54.85	S/ 340.15	S/ 2,051.69
7 mes		S/ 2,715.07	S/ 60.86	S/ 340.15	S/ 2,314.06
8 mes		S/ 3,044.84	S/ 68.25	S/ 340.15	S/ 2,636.43
9 mes		S/ 3,459.00	S/ 77.54	S/ 340.15	S/ 3,041.31
10 mes		S/ 4,522.13	S/ 101.37	S/ 340.15	S/ 4,080.61
11 mes		S/ 4,811.99	S/ 107.86	S/ 340.15	S/ 4,363.97
12 mes		S/ 5,258.72	S/ 117.88	S/ 340.15	S/ 4,800.69

*Nota:* Elaboración propia en Excel. La cuarta columna representa el gasto por energía reactiva y la quinta columna representa el gasto por operación y mantenimiento.

Para calcular la TIR utilizaremos la ecuación 21, considerando las premisas mencionadas anteriormente. Adicionalmente, para determinar el costo del kWh con el cual el proyecto se volvería rentable en un tiempo determinado, se aplicará un análisis de hipótesis. Esto implica variar el costo del kWh, indicado en la tabla 6 y utilizado en el flujo

de caja de la tabla anterior, hasta que el VAN sea igual a cero señalando que el proyecto ha alcanzado su rentabilidad.

A continuación, se presenta la ecuación que representa este análisis:

$$VAN = \sum_{n=1}^n \frac{E_{mes} * C_{kWh}}{(1+r)^n} - \sum_{n=1}^n \frac{Inversión}{(1+r)^n} - \sum_{n=1}^n \frac{Gastos}{(1+r)^n} = 0 \quad (25)$$

$$C_{kWh} = \frac{\sum_{n=1}^n \frac{Inversión}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^n \frac{Gastos}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^n \frac{E_{mes}}{(1+r)^n}} \quad (26)$$

Donde:

$C_{kWh}$ : Costo del kilowatt hora

Debido a la complejidad de los cálculos, estos se han realizado mediante códigos de programación en Excel. A continuación, se presenta la tabla resultante para el suministro 119019138, el cual ha sido evaluado en los numerales anteriores.

**Tabla 35**

*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019138.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
1	-S/ 256,130.20	-S/ 230,457.13	-98.05%	-93.72%	S/ 1.7378
2	-S/ 241,118.89	-S/ 191,292.26	-80.33%	-61.90%	S/ 0.9107
3	-S/ 227,030.61	-S/ 154,481.29	-60.13%	-35.93%	S/ 0.6355
4	-S/ 213,809.93	-S/ 119,885.23	-44.82%	-19.59%	S/ 0.4982
5	-S/ 201,404.67	-S/ 87,373.18	-33.87%	-9.27%	S/ 0.4160
6	-S/ 189,765.75	-S/ 56,821.88	-25.97%	-2.50%	S/ 0.3615
7	-S/ 178,846.97	-S/ 28,115.25	-20.15%	2.12%	S/ 0.3227
8	-S/ 168,604.88	-S/ 1,144.00	-15.75%	5.38%	S/ 0.2938
9	-S/ 158,998.61	S/ 24,194.81	-12.36%	7.74%	S/ 0.2714
10	-S/ 149,989.69	S/ 47,998.07	-9.69%	9.49%	S/ 0.2537
11	-S/ 156,695.39	S/ 55,203.58	-11.55%	9.93%	S/ 0.2508
12	-S/ 148,774.81	S/ 76,204.13	-8.74%	11.06%	S/ 0.2382
13	-S/ 141,349.37	S/ 95,927.13	-6.69%	11.93%	S/ 0.2276
14	-S/ 134,388.98	S/ 114,448.71	-5.10%	12.61%	S/ 0.2187
15	-S/ 127,865.34	S/ 131,840.54	-3.83%	13.15%	S/ 0.2110
16	-S/ 121,751.81	S/ 148,170.08	-2.78%	13.58%	S/ 0.2043
17	-S/ 116,023.37	S/ 163,500.82	-1.90%	13.93%	S/ 0.1985
18	-S/ 110,656.49	S/ 177,892.51	-1.16%	14.22%	S/ 0.1935

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
19	-S/ 105,629.03	S/ 191,401.40	-0.53%	14.45%	S/ 0.1890
20	-S/ 100,920.20	S/ 204,080.43	0.02%	14.64%	S/ 0.1850
21	-S/ 105,381.71	S/ 207,108.11	-0.50%	14.68%	S/ 0.1860
22	-S/ 101,252.61	S/ 218,273.89	0.03%	14.81%	S/ 0.1827
23	-S/ 97,386.92	S/ 228,750.60	0.48%	14.92%	S/ 0.1798
24	-S/ 93,768.38	S/ 238,579.73	0.87%	15.02%	S/ 0.1771
25	-S/ 90,381.74	S/ 247,800.34	1.21%	15.10%	S/ 0.1747

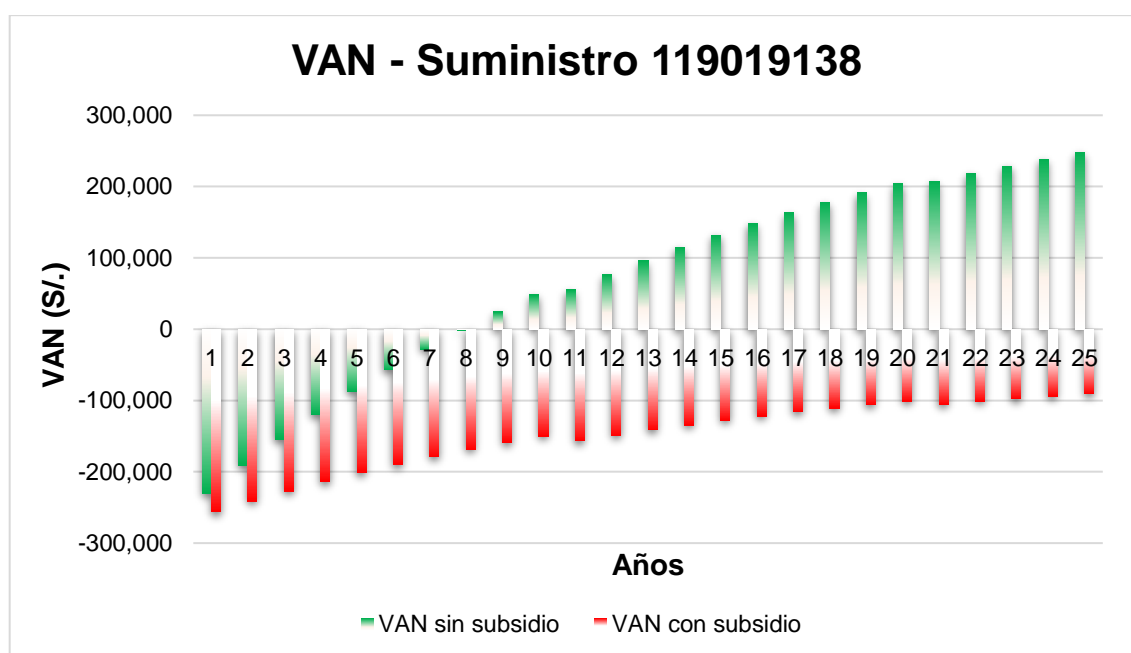
Nota: Elaboración propia en Excel.

De la tabla anterior se puede observar que el VAN es negativo durante los 25 años de vida útil de los paneles fotovoltaicos, lo que indica que el sistema no es económicamente factible bajo las condiciones actuales. Sin embargo, se aprecia que, en el año 9, el proyecto sería rentable si no se aplicara el descuento del 55% en el consumo de energía para los pozos.

A continuación, se presentan las gráficas basadas en los datos de la tabla anterior, lo que permite visualizar de manera más clara y detallada la relación y tendencias de los valores analizados.

**Figura 64**

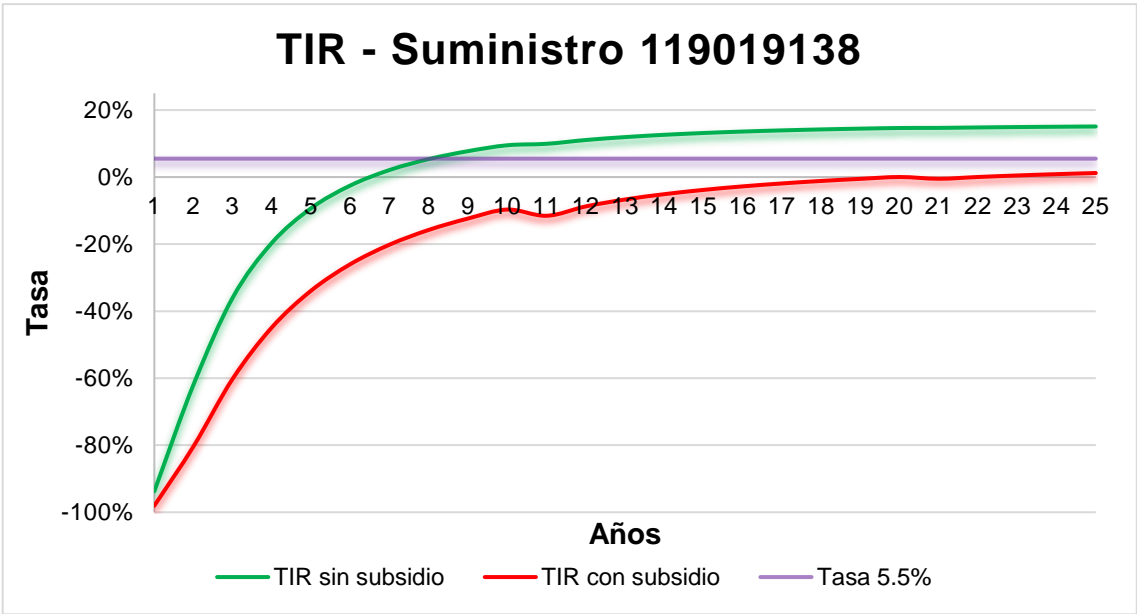
*Gráfica del VAN – Suministro 119019138.*



Nota: Elaboración propia.

**Figura 65**

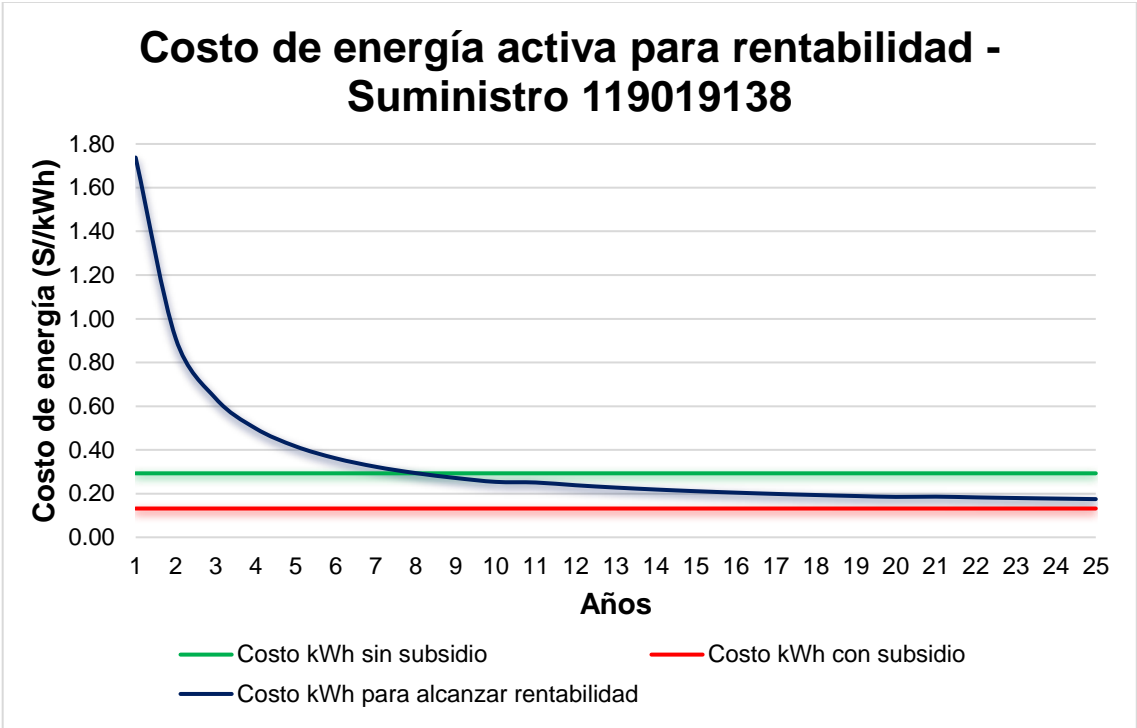
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019138.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 66**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019138.*



*Nota:* Elaboración propia.

A continuación, se repite el proceso para cada suministro, presentando las correspondientes tablas de análisis económico para cada uno.

**Tabla 36**

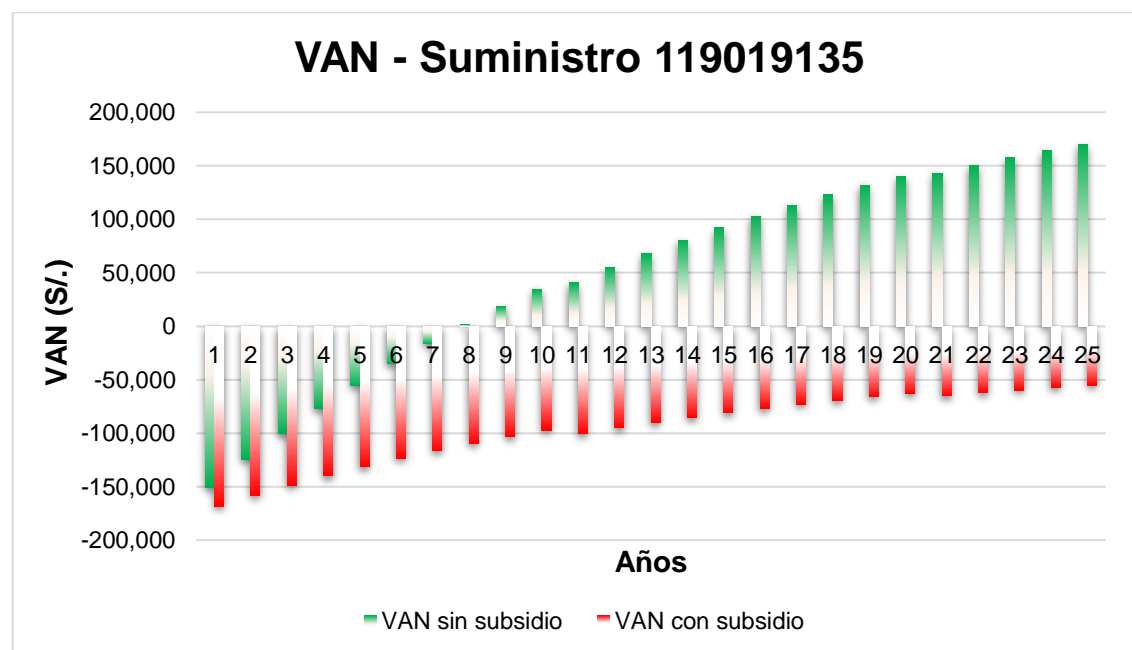
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019135.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 131,499.92	-S/ 55,538.29	-33.52%	-8.76%	S/ 0.4104
6	-S/ 123,718.51	-S/ 35,158.02	-25.64%	-2.01%	S/ 0.3566
7	-S/ 116,418.17	-S/ 16,007.82	-19.83%	2.58%	S/ 0.3184
8	-S/ 109,569.91	S/ 1,985.18	-15.45%	5.82%	S/ 0.2898
9	-S/ 103,146.42	S/ 18,889.59	-12.07%	8.16%	S/ 0.2678
10	-S/ 97,122.02	S/ 34,770.00	-9.41%	9.89%	S/ 0.2503
11	-S/ 100,214.94	S/ 40,944.88	-10.58%	10.44%	S/ 0.2460
12	-S/ 94,917.71	S/ 54,956.22	-8.02%	11.54%	S/ 0.2337
13	-S/ 89,951.34	S/ 68,115.57	-6.10%	12.39%	S/ 0.2233
14	-S/ 85,295.72	S/ 80,473.69	-4.59%	13.05%	S/ 0.2145
15	-S/ 80,931.95	S/ 92,078.34	-3.37%	13.58%	S/ 0.2070
16	-S/ 76,842.25	S/ 102,974.50	-2.36%	14.00%	S/ 0.2005
17	-S/ 73,009.91	S/ 113,204.50	-1.52%	14.34%	S/ 0.1948
18	-S/ 69,419.21	S/ 122,808.19	-0.80%	14.61%	S/ 0.1899
19	-S/ 66,055.37	S/ 131,823.07	-0.19%	14.83%	S/ 0.1855
20	-S/ 62,904.49	S/ 140,284.42	0.34%	15.02%	S/ 0.1816
25	-S/ 55,031.90	S/ 170,266.54	1.59%	15.47%	S/ 0.1710

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 67**

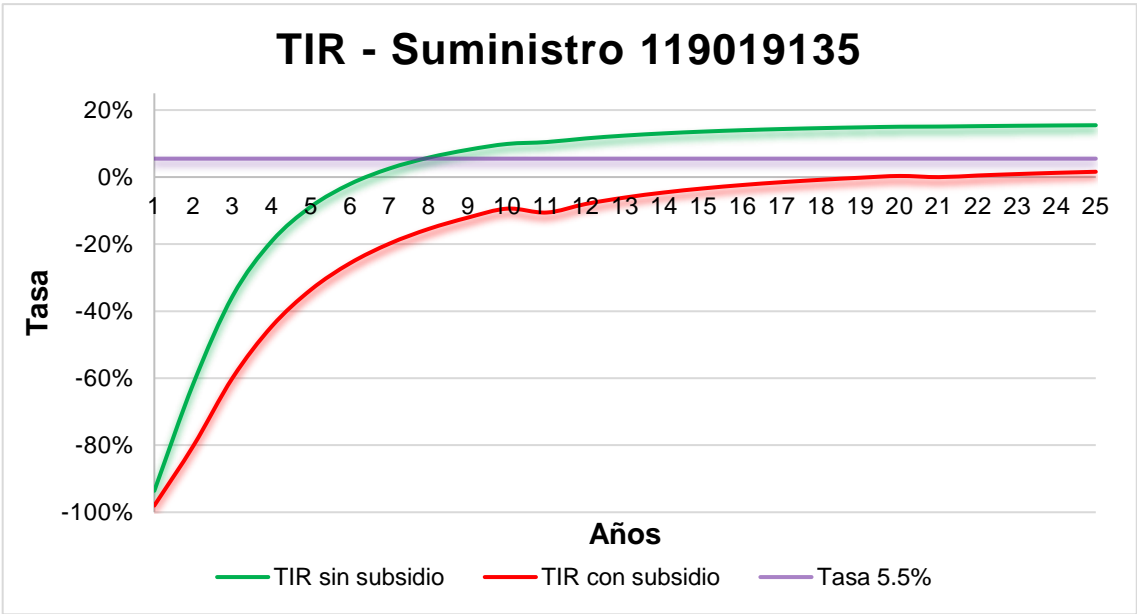
*Gráfica del VAN – Suministro 119019135.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 68**

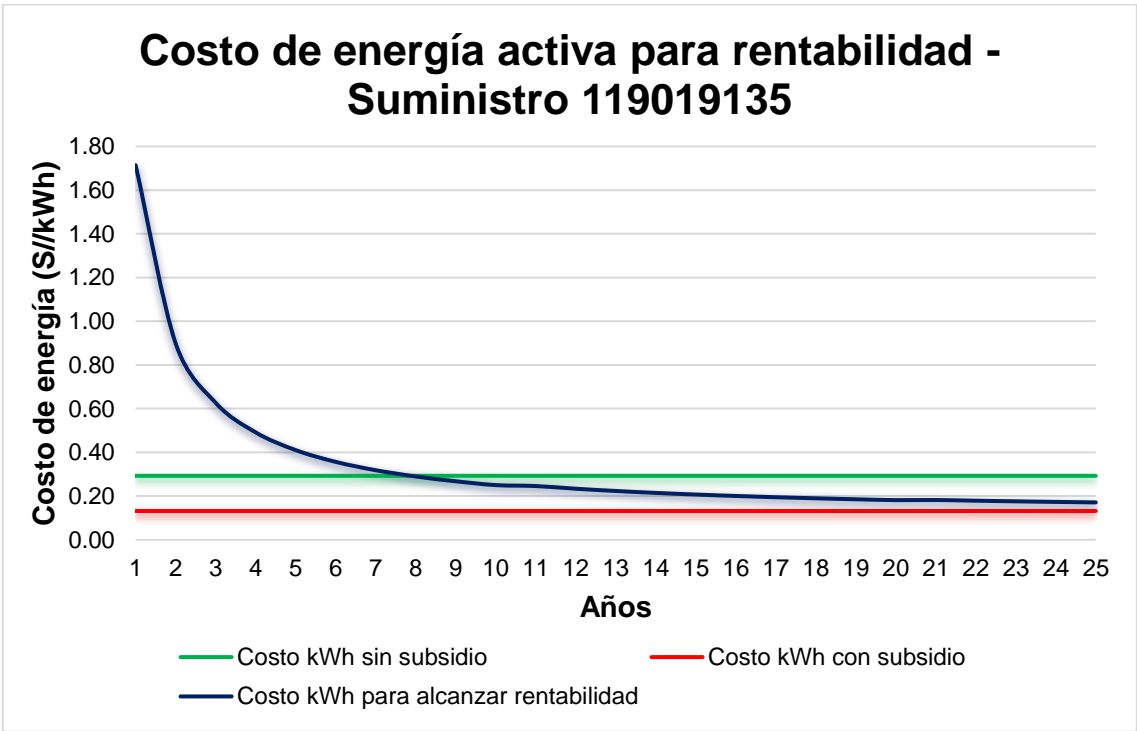
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019135.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 69**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019138.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Tabla 37**

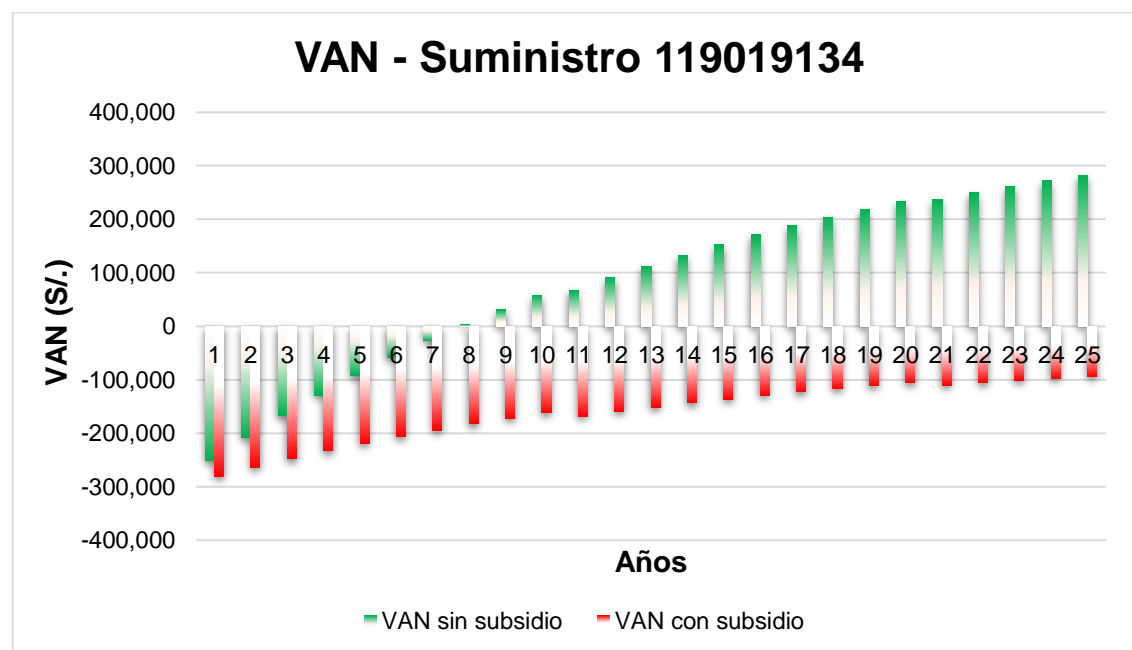
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019134.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 219,262.23	-S/ 92,548.20	-33.51%	-8.75%	S/ 0.4103
6	-S/ 206,280.39	-S/ 58,549.37	-25.63%	-2.00%	S/ 0.3565
7	-S/ 194,101.01	-S/ 26,602.30	-19.82%	2.59%	S/ 0.3183
8	-S/ 182,675.72	S/ 3,414.53	-15.44%	5.83%	S/ 0.2897
9	-S/ 171,958.99	S/ 31,615.56	-12.06%	8.17%	S/ 0.2677
10	-S/ 161,907.99	S/ 58,108.52	-9.41%	9.90%	S/ 0.2502
11	-S/ 168,218.69	S/ 67,258.61	-10.91%	10.39%	S/ 0.2467
12	-S/ 159,380.69	S/ 90,633.85	-8.24%	11.49%	S/ 0.2343
13	-S/ 151,094.59	S/ 112,587.91	-6.27%	12.35%	S/ 0.2240
14	-S/ 143,326.87	S/ 133,205.43	-4.72%	13.02%	S/ 0.2152
15	-S/ 136,046.00	S/ 152,566.10	-3.48%	13.54%	S/ 0.2076
16	-S/ 129,222.34	S/ 170,744.94	-2.46%	13.97%	S/ 0.2011
17	-S/ 122,827.99	S/ 187,812.55	-1.60%	14.31%	S/ 0.1954
18	-S/ 116,836.75	S/ 203,835.39	-0.88%	14.58%	S/ 0.1904
19	-S/ 111,223.96	S/ 218,875.99	-0.26%	14.81%	S/ 0.1860
20	-S/ 105,966.44	S/ 232,993.24	0.28%	14.99%	S/ 0.1820
25	-S/ 93,501.99	S/ 282,345.04	1.49%	15.44%	S/ 0.1718

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 70**

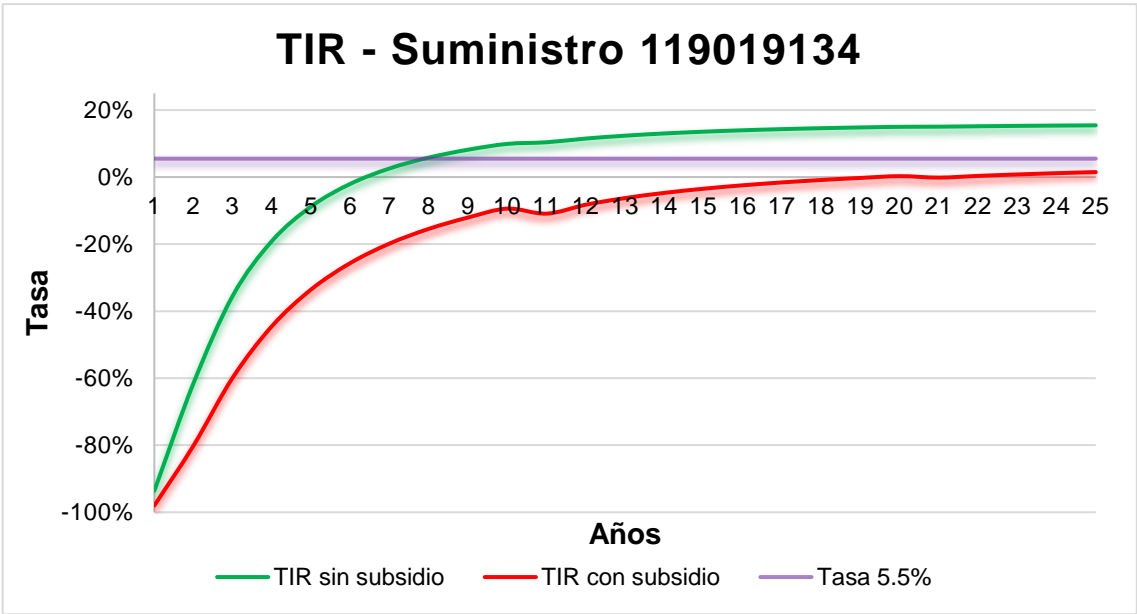
*Gráfica del VAN – Suministro 119019134.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 71**

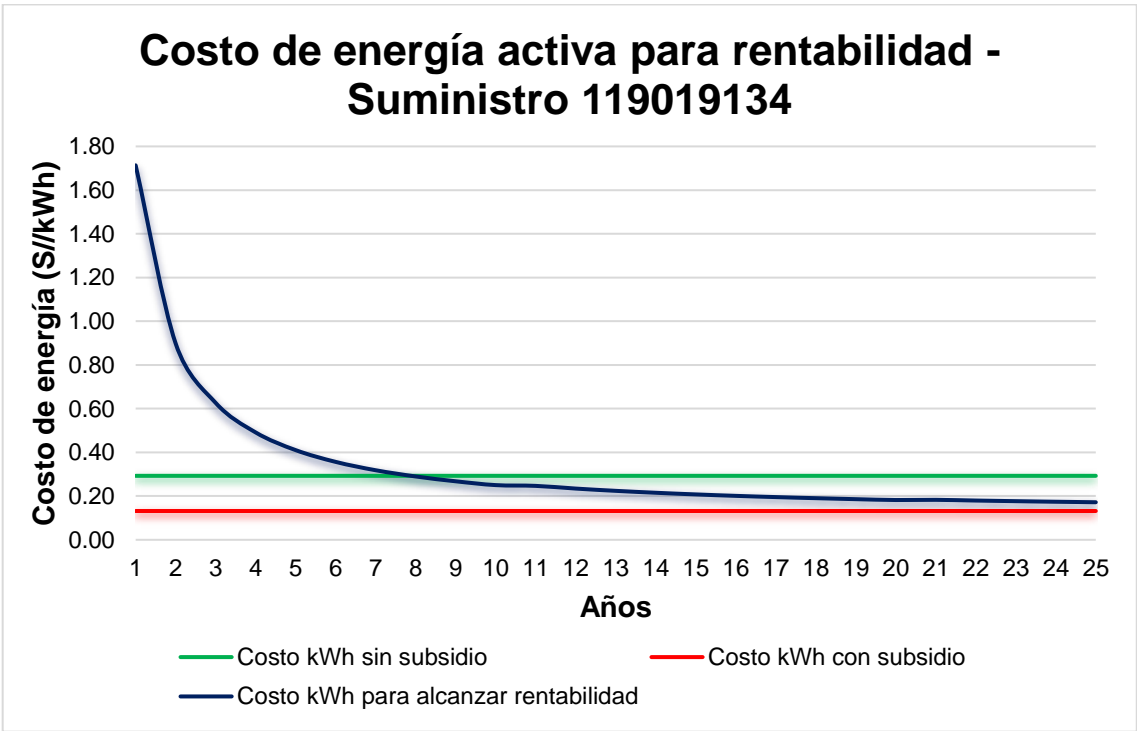
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019134.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 72**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019134.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 38**

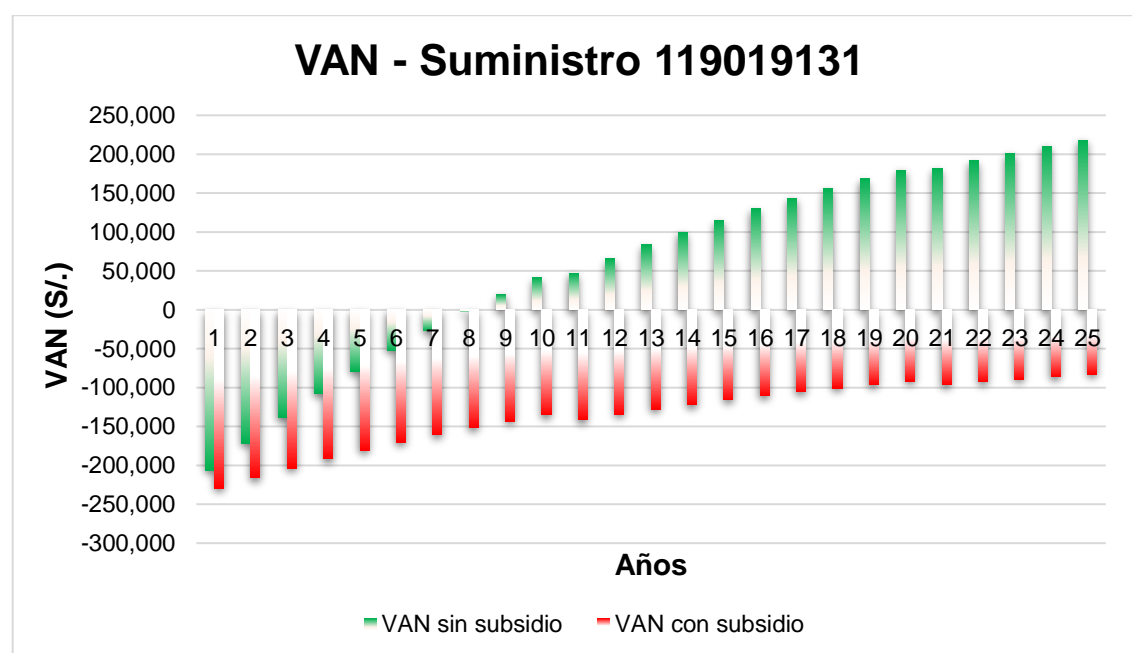
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019131.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 180,726.48	-S/ 79,221.69	-34.01%	-9.47%	S/ 0.4183
6	-S/ 170,380.00	-S/ 52,038.94	-26.11%	-2.69%	S/ 0.3635
7	-S/ 160,673.47	-S/ 26,496.74	-20.28%	1.94%	S/ 0.3245
8	-S/ 151,568.27	-S/ 2,497.93	-15.87%	5.21%	S/ 0.2954
9	-S/ 143,028.10	S/ 20,049.00	-12.47%	7.58%	S/ 0.2729
10	-S/ 135,018.77	S/ 41,230.20	-9.79%	9.34%	S/ 0.2550
11	-S/ 141,495.95	S/ 47,139.01	-11.87%	9.74%	S/ 0.2525
12	-S/ 134,453.83	S/ 65,827.37	-8.98%	10.88%	S/ 0.2398
13	-S/ 127,851.76	S/ 83,379.40	-6.89%	11.76%	S/ 0.2292
14	-S/ 121,662.99	S/ 99,862.79	-5.27%	12.45%	S/ 0.2201
15	-S/ 115,862.39	S/ 115,341.26	-3.98%	12.99%	S/ 0.2124
16	-S/ 110,426.28	S/ 129,874.78	-2.91%	13.43%	S/ 0.2057
17	-S/ 105,332.45	S/ 143,519.82	-2.03%	13.78%	S/ 0.1999
18	-S/ 100,559.96	S/ 156,329.50	-1.28%	14.07%	S/ 0.1947
19	-S/ 96,089.17	S/ 168,353.86	-0.64%	14.31%	S/ 0.1902
20	-S/ 91,901.59	S/ 179,639.94	-0.09%	14.50%	S/ 0.1862
25	-S/ 82,827.61	S/ 218,269.58	1.09%	14.96%	S/ 0.1760

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 73**

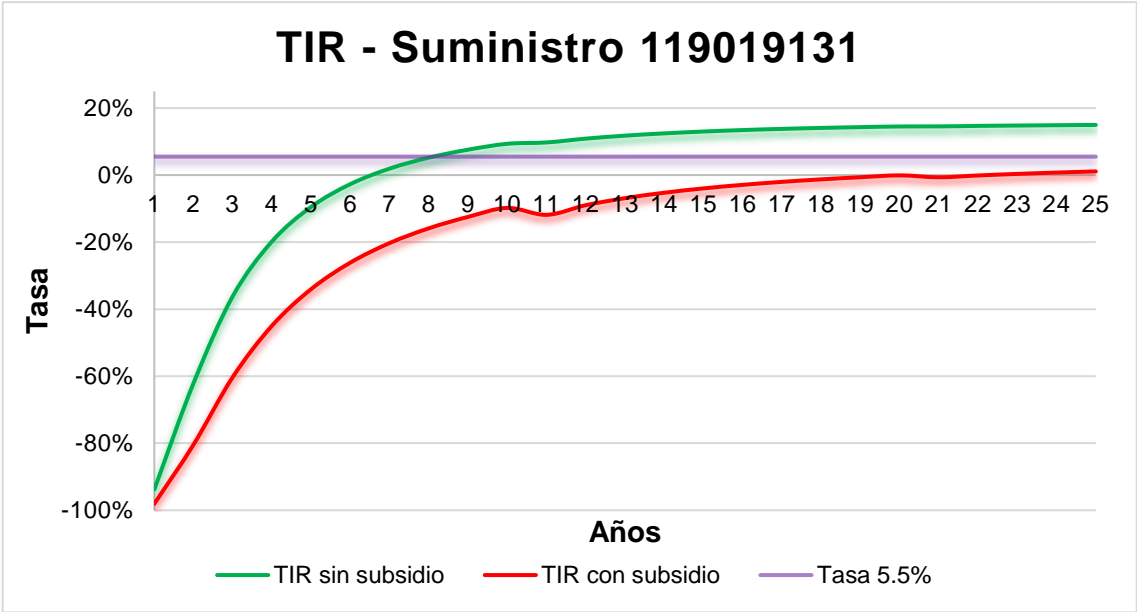
*Gráfica del VAN – Suministro 119019131.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 74**

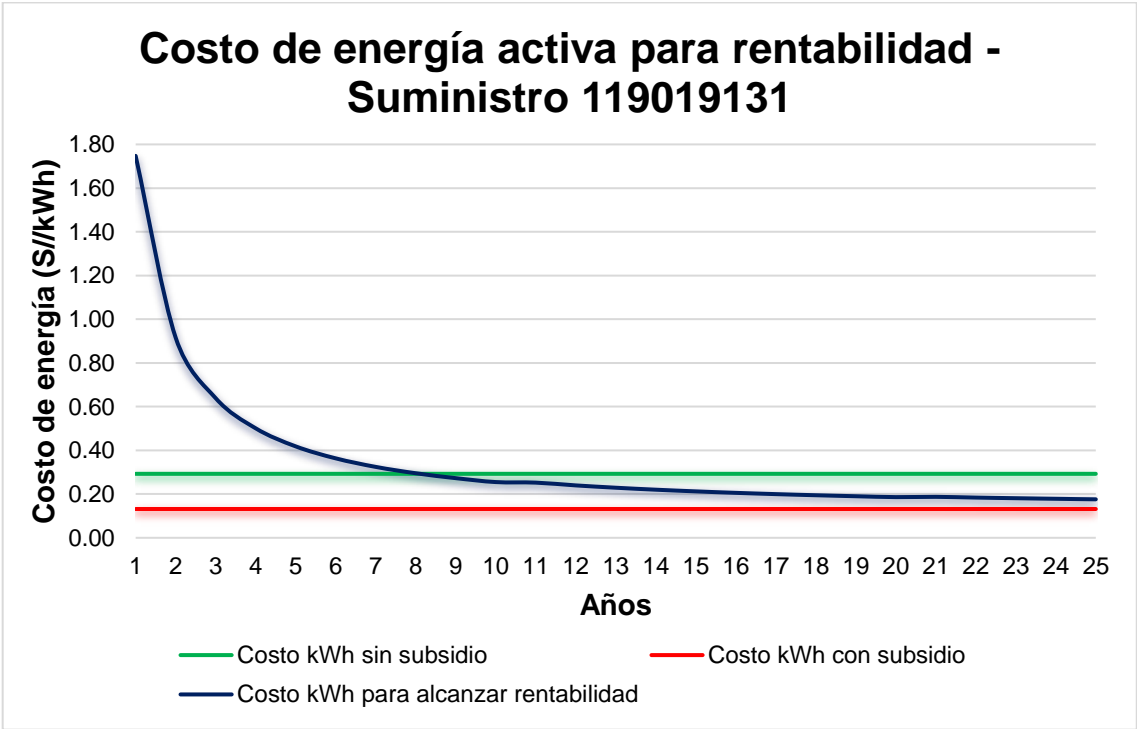
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019131.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 75**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019131.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 39**

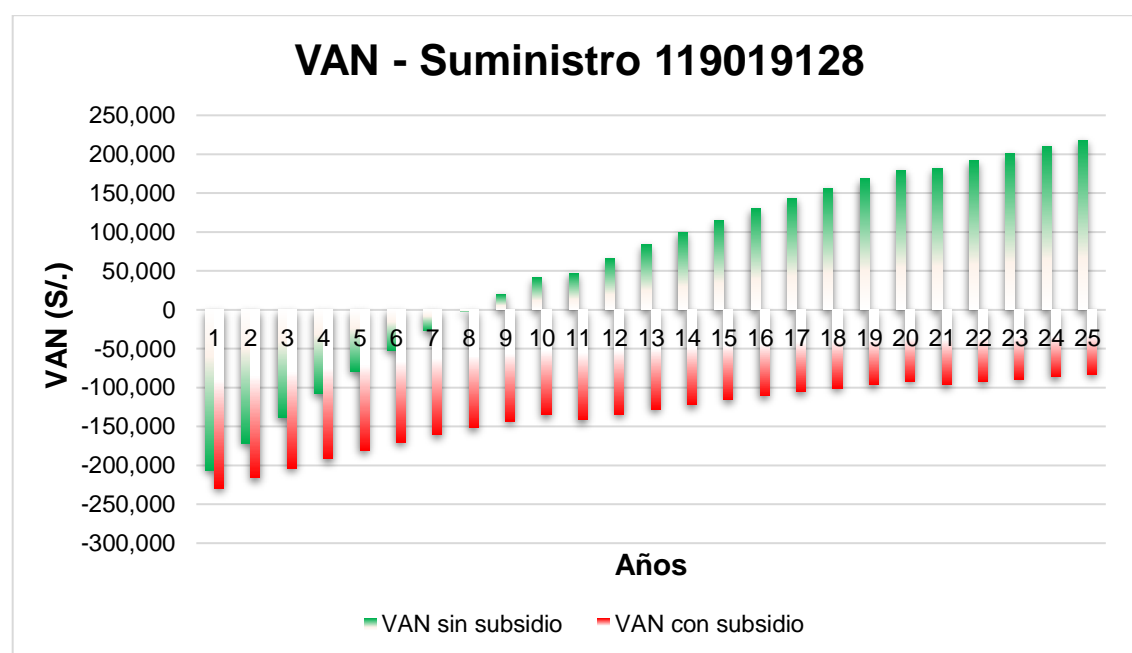
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019128.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 180,726.48	-S/ 79,221.69	-34.01%	-9.47%	S/ 0.4183
6	-S/ 170,380.00	-S/ 52,038.94	-26.11%	-2.69%	S/ 0.3635
7	-S/ 160,673.47	-S/ 26,496.74	-20.28%	1.94%	S/ 0.3245
8	-S/ 151,568.27	-S/ 2,497.93	-15.87%	5.21%	S/ 0.2954
9	-S/ 143,028.10	S/ 20,049.00	-12.47%	7.58%	S/ 0.2729
10	-S/ 135,018.77	S/ 41,230.20	-9.79%	9.34%	S/ 0.2550
11	-S/ 141,495.95	S/ 47,139.01	-11.87%	9.74%	S/ 0.2525
12	-S/ 134,453.83	S/ 65,827.37	-8.98%	10.88%	S/ 0.2398
13	-S/ 127,851.76	S/ 83,379.40	-6.89%	11.76%	S/ 0.2292
14	-S/ 121,662.99	S/ 99,862.79	-5.27%	12.45%	S/ 0.2201
15	-S/ 115,862.39	S/ 115,341.26	-3.98%	12.99%	S/ 0.2124
16	-S/ 110,426.28	S/ 129,874.78	-2.91%	13.43%	S/ 0.2057
17	-S/ 105,332.45	S/ 143,519.82	-2.03%	13.78%	S/ 0.1999
18	-S/ 100,559.96	S/ 156,329.50	-1.28%	14.07%	S/ 0.1947
19	-S/ 96,089.17	S/ 168,353.86	-0.64%	14.31%	S/ 0.1902
20	-S/ 91,901.59	S/ 179,639.94	-0.09%	14.50%	S/ 0.1862
25	-S/ 82,827.61	S/ 218,269.58	1.09%	14.96%	S/ 0.1760

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 76**

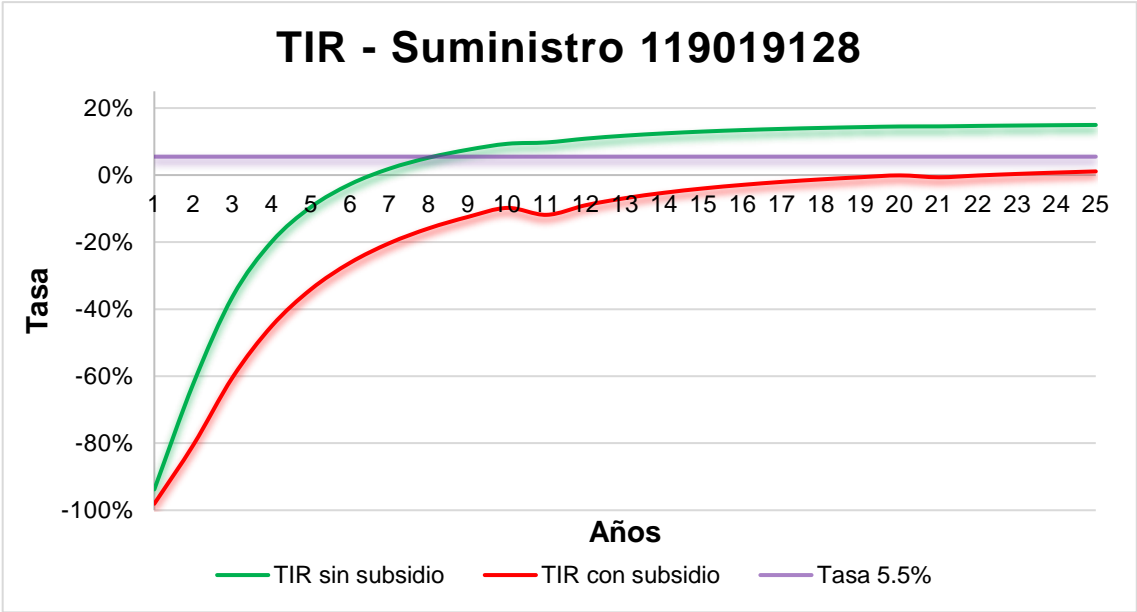
*Gráfica del VAN – Suministro 119019128.*



*Nota:* Elaboración propia.

Figura 77

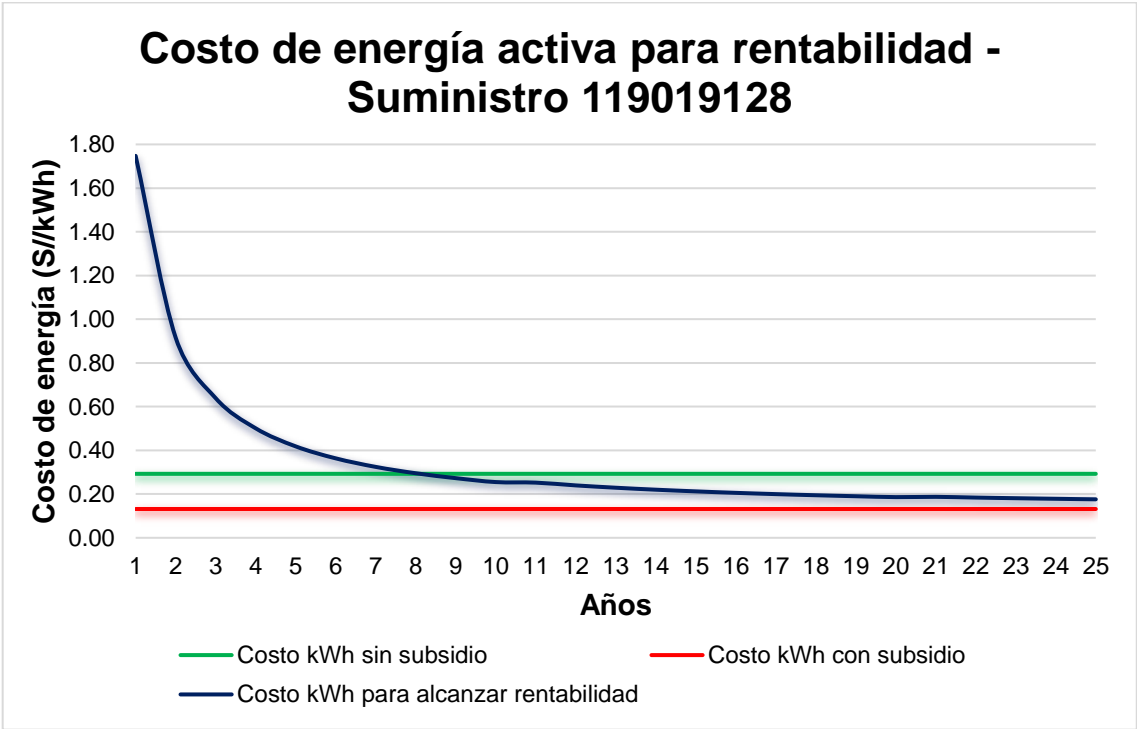
Gráfica de la TIR – Suministro 119019128.



Nota: Elaboración propia.

Figura 78

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019128.



Nota: Elaboración propia.

**Tabla 40**

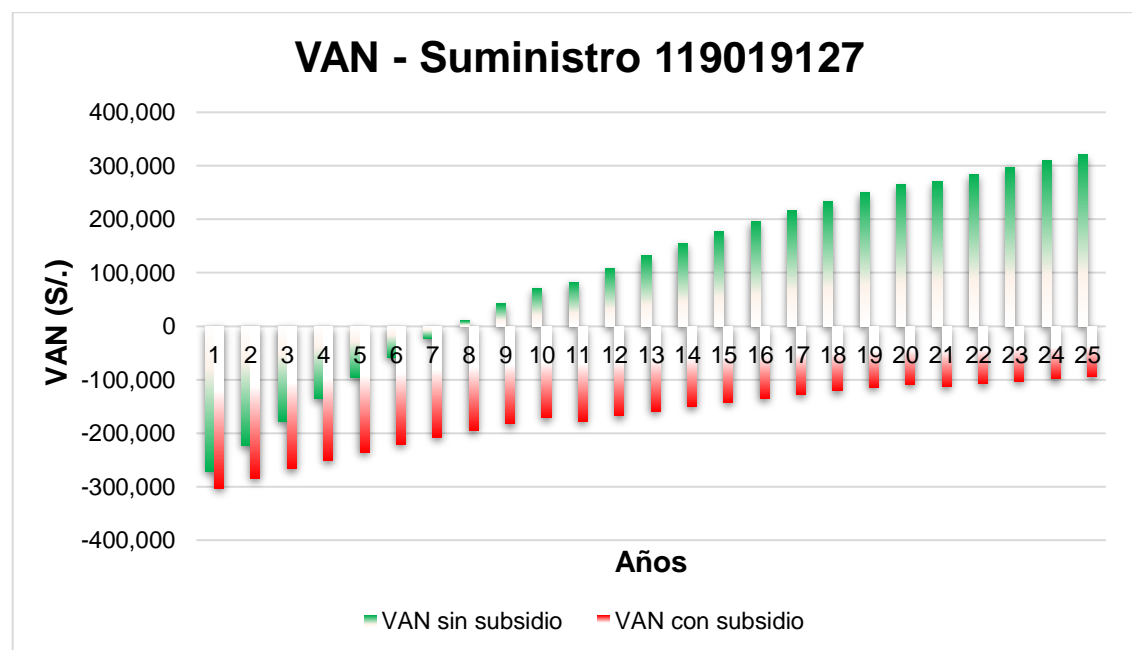
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019127.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 235,097.13	-S/ 95,316.75	-33.02%	-8.03%	S/ 0.4025
6	-S/ 220,705.25	-S/ 57,740.13	-25.16%	-1.32%	S/ 0.3497
7	-S/ 207,202.17	-S/ 22,430.29	-19.37%	3.24%	S/ 0.3122
8	-S/ 194,534.34	S/ 10,746.98	-15.01%	6.44%	S/ 0.2843
9	-S/ 182,651.37	S/ 41,918.08	-11.66%	8.76%	S/ 0.2627
10	-S/ 171,505.85	S/ 71,202.00	-9.02%	10.47%	S/ 0.2455
11	-S/ 177,488.83	S/ 82,275.16	-10.25%	10.99%	S/ 0.2417
12	-S/ 167,687.08	S/ 108,114.33	-7.70%	12.07%	S/ 0.2296
13	-S/ 158,496.78	S/ 132,383.20	-5.79%	12.90%	S/ 0.2194
14	-S/ 149,880.82	S/ 155,175.26	-4.29%	13.55%	S/ 0.2108
15	-S/ 141,804.28	S/ 176,578.54	-3.08%	14.06%	S/ 0.2034
16	-S/ 134,234.35	S/ 196,675.89	-2.08%	14.47%	S/ 0.1970
17	-S/ 127,140.16	S/ 215,545.31	-1.24%	14.80%	S/ 0.1914
18	-S/ 120,492.66	S/ 233,260.21	-0.53%	15.07%	S/ 0.1865
19	-S/ 114,264.58	S/ 249,889.67	0.07%	15.29%	S/ 0.1822
20	-S/ 108,430.24	S/ 265,498.74	0.59%	15.46%	S/ 0.1784
25	-S/ 93,991.04	S/ 320,636.03	1.81%	15.89%	S/ 0.1682

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 79**

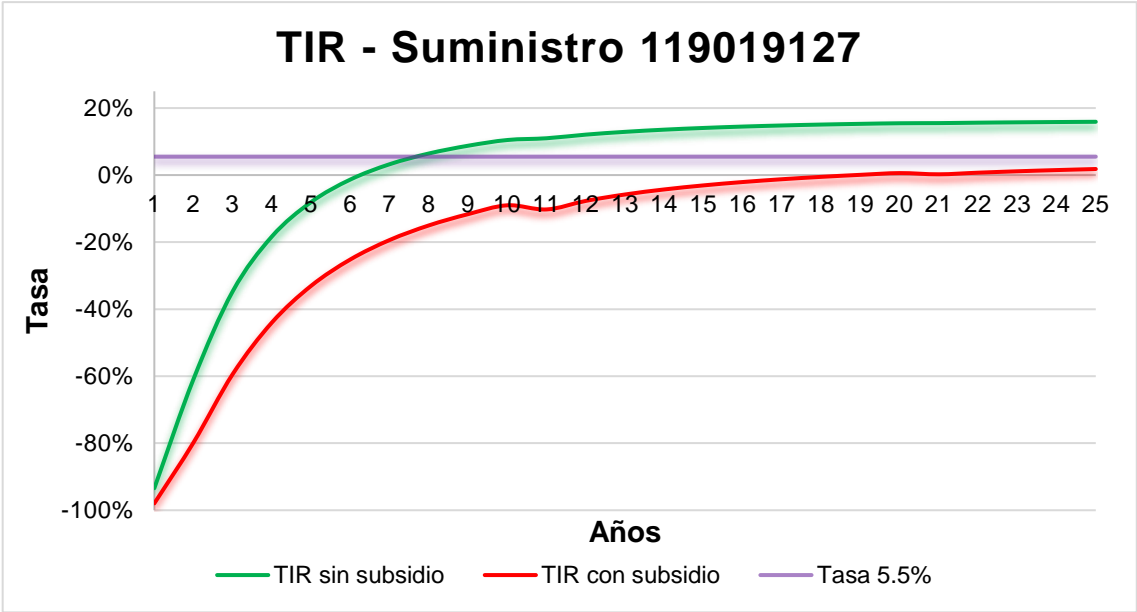
*Gráfica del VAN – Suministro 119019127.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 80**

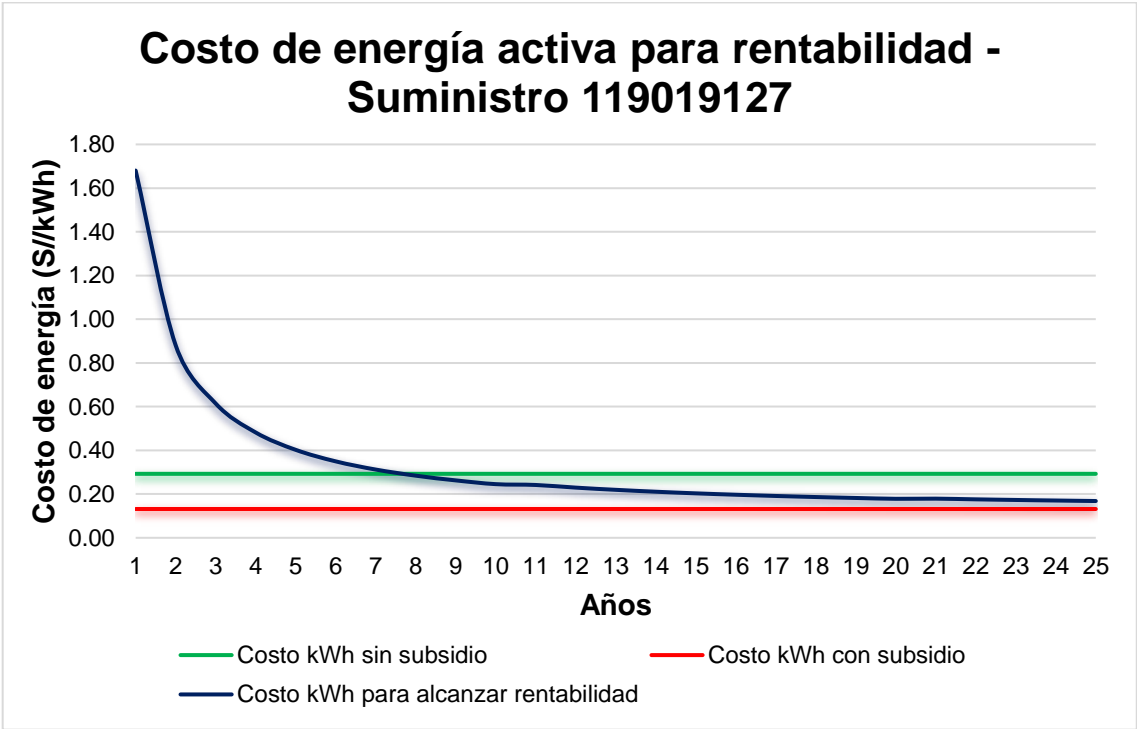
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019127.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 81**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019127.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 41**

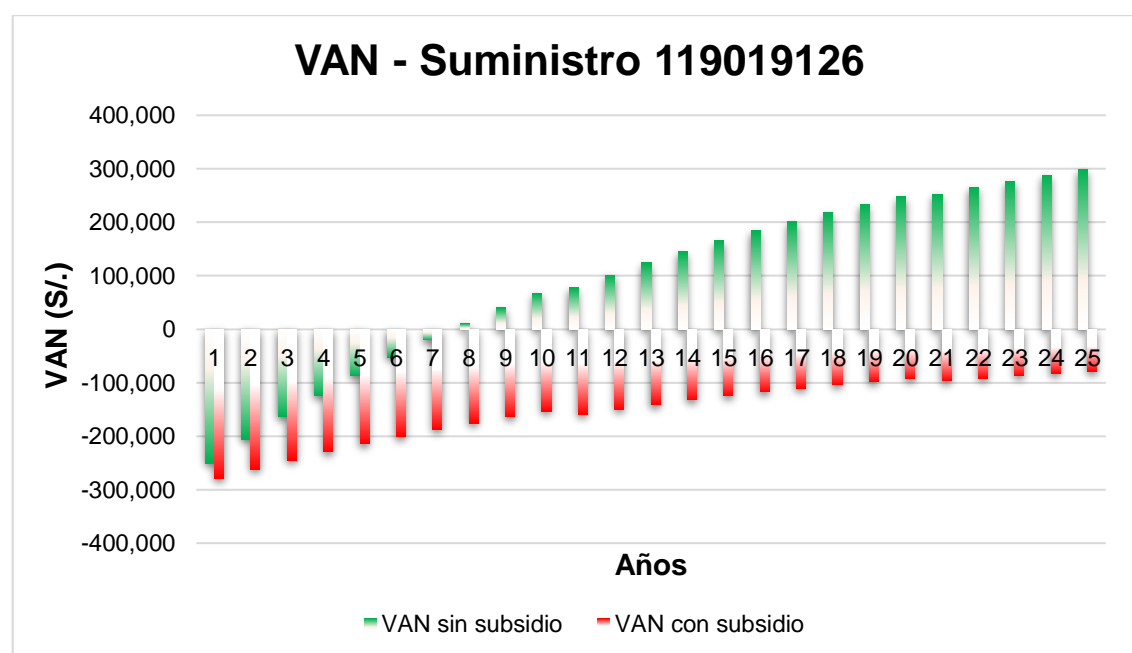
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019126.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 214,335.62	-S/ 87,231.97	-32.28%	-7.88%	S/ 0.4044
6	-S/ 200,518.33	-S/ 52,333.07	-24.43%	-1.18%	S/ 0.3506
7	-S/ 187,547.46	-S/ 19,533.71	-18.68%	3.37%	S/ 0.3124
8	-S/ 175,372.29	S/ 11,290.16	-14.35%	6.57%	S/ 0.2838
9	-S/ 163,945.12	S/ 40,255.38	-11.02%	8.88%	S/ 0.2618
10	-S/ 153,221.05	S/ 67,471.97	-8.41%	10.58%	S/ 0.2442
11	-S/ 158,894.08	S/ 77,307.27	-9.61%	11.08%	S/ 0.2407
12	-S/ 149,451.95	S/ 101,331.34	-7.11%	12.16%	S/ 0.2284
13	-S/ 140,593.50	S/ 123,899.77	-5.24%	12.99%	S/ 0.2180
14	-S/ 132,283.53	S/ 145,099.06	-3.76%	13.64%	S/ 0.2091
15	-S/ 124,488.93	S/ 165,010.61	-2.57%	14.15%	S/ 0.2016
16	-S/ 117,178.56	S/ 183,711.07	-1.59%	14.56%	S/ 0.1950
17	-S/ 110,323.10	S/ 201,272.61	-0.77%	14.89%	S/ 0.1893
18	-S/ 103,895.00	S/ 217,763.14	-0.07%	15.16%	S/ 0.1843
19	-S/ 97,868.33	S/ 233,246.62	0.52%	15.37%	S/ 0.1798
20	-S/ 92,218.71	S/ 247,783.21	1.03%	15.55%	S/ 0.1759
25	-S/ 78,082.23	S/ 298,920.47	2.22%	15.98%	S/ 0.1656

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 82**

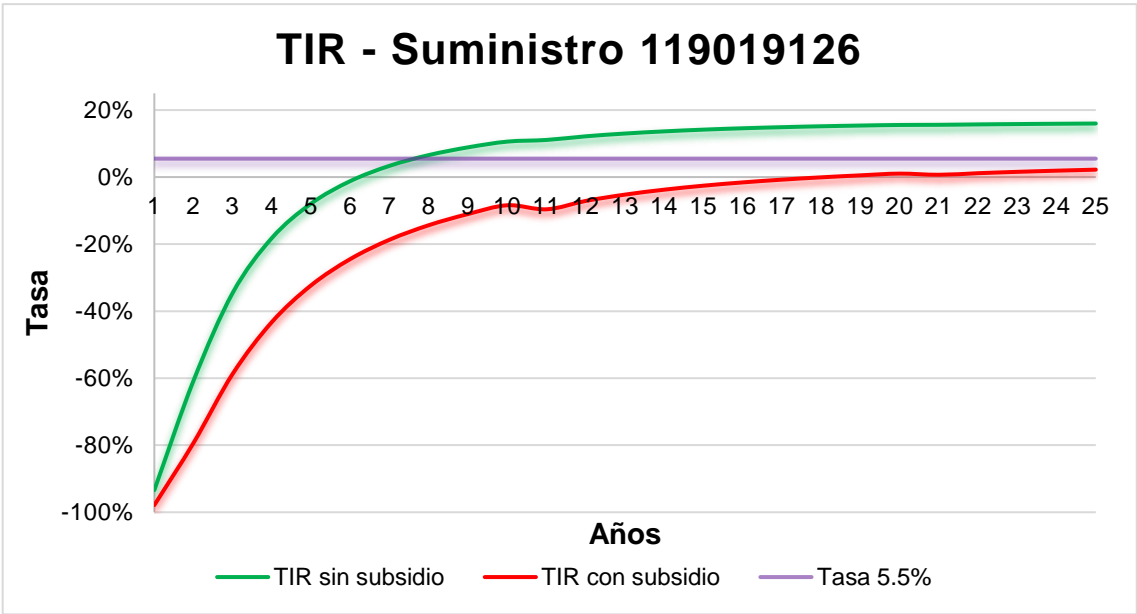
*Gráfica del VAN – Suministro 119019126.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 83**

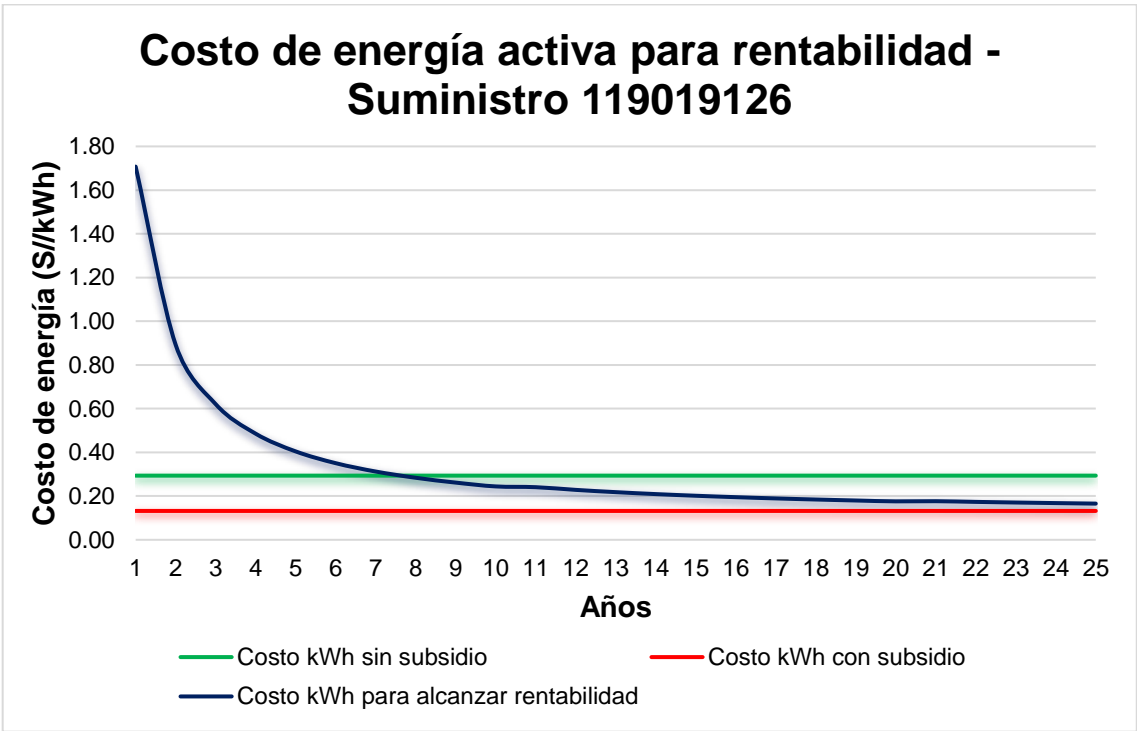
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019126.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 84**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019126.*



*Nota: Elaboración propia.*

Tabla 42

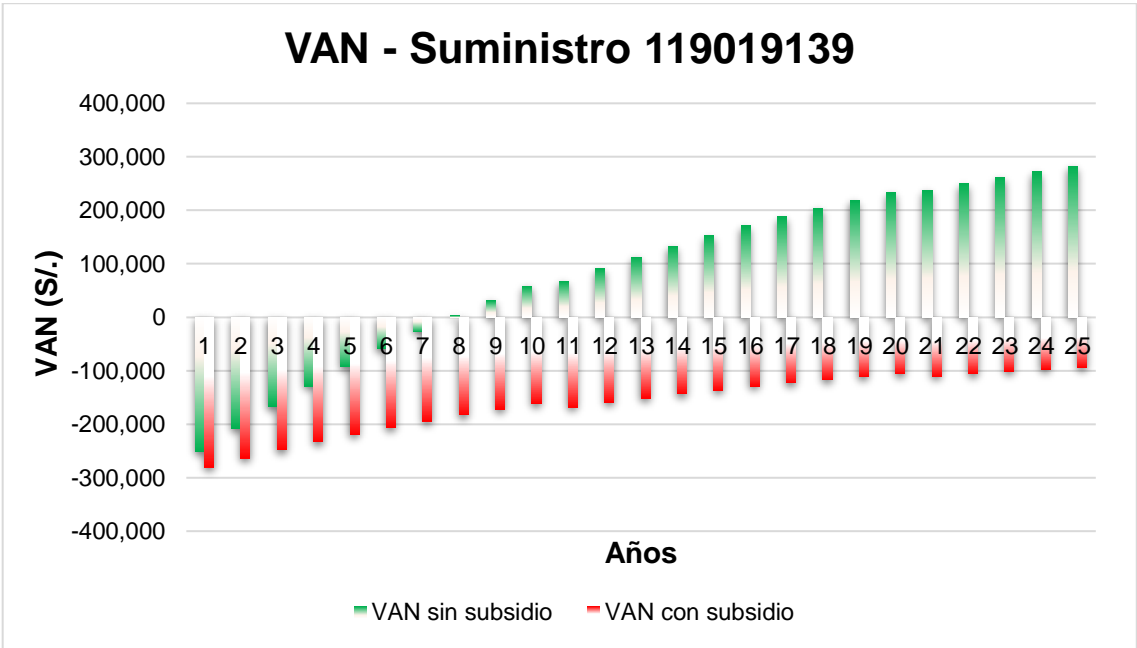
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019139.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 219,262.15	-S/ 92,548.12	-33.51%	-8.75%	S/ 0.4103
6	-S/ 206,280.29	-S/ 58,549.27	-25.63%	-2.00%	S/ 0.3565
7	-S/ 194,100.90	-S/ 26,602.19	-19.82%	2.59%	S/ 0.3183
8	-S/ 182,675.60	S/ 3,414.66	-15.44%	5.83%	S/ 0.2897
9	-S/ 171,958.86	S/ 31,615.69	-12.06%	8.17%	S/ 0.2677
10	-S/ 161,907.84	S/ 58,108.67	-9.41%	9.90%	S/ 0.2502
11	-S/ 168,218.53	S/ 67,258.77	-10.91%	10.39%	S/ 0.2467
12	-S/ 159,380.52	S/ 90,634.02	-8.24%	11.49%	S/ 0.2343
13	-S/ 151,094.41	S/ 112,588.08	-6.27%	12.35%	S/ 0.2240
14	-S/ 143,326.68	S/ 133,205.62	-4.72%	13.02%	S/ 0.2152
15	-S/ 136,045.81	S/ 152,566.30	-3.48%	13.54%	S/ 0.2076
16	-S/ 129,222.13	S/ 170,745.15	-2.46%	13.97%	S/ 0.2011
17	-S/ 122,827.78	S/ 187,812.76	-1.60%	14.31%	S/ 0.1954
18	-S/ 116,836.53	S/ 203,835.61	-0.88%	14.58%	S/ 0.1904
19	-S/ 111,223.73	S/ 218,876.22	-0.26%	14.81%	S/ 0.1860
20	-S/ 105,966.21	S/ 232,993.47	0.28%	14.99%	S/ 0.1820
25	-S/ 93,501.73	S/ 282,345.30	1.49%	15.44%	S/ 0.1718

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 85

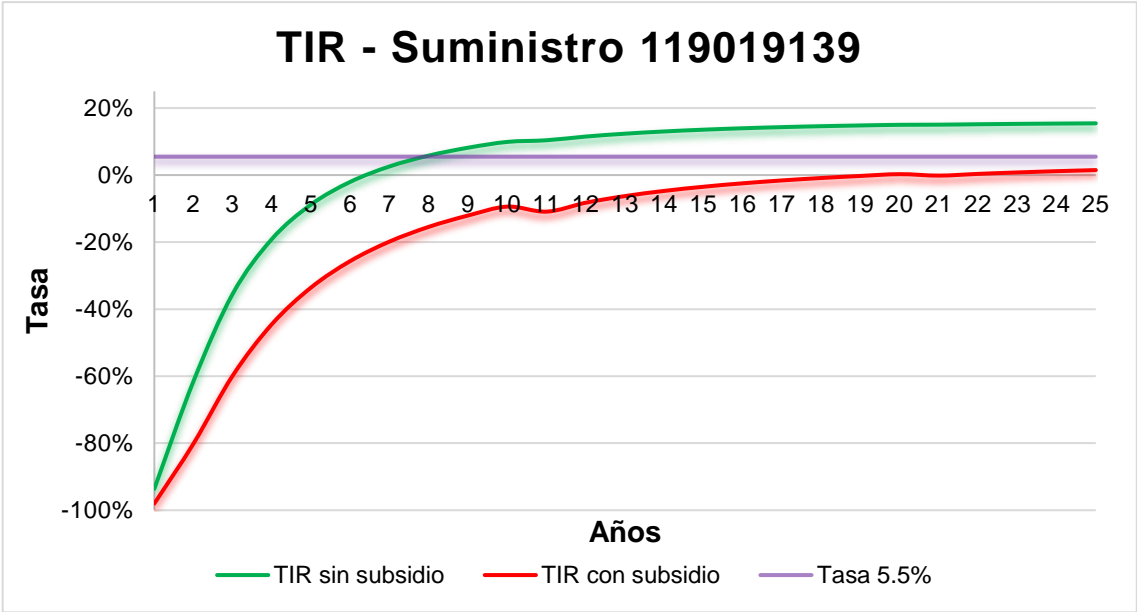
Gráfica del VAN – Suministro 119019139.



Nota: Elaboración propia.

**Figura 86**

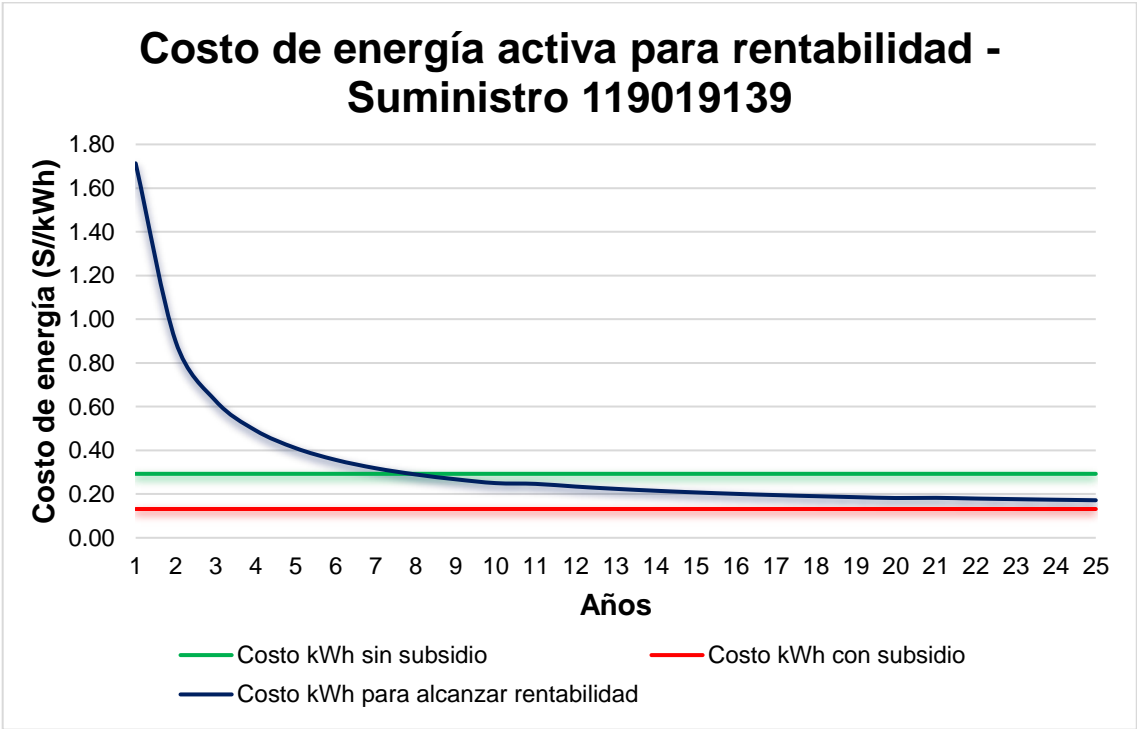
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019139.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 87**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019139.*



*Nota: Elaboración propia.*

Tabla 43

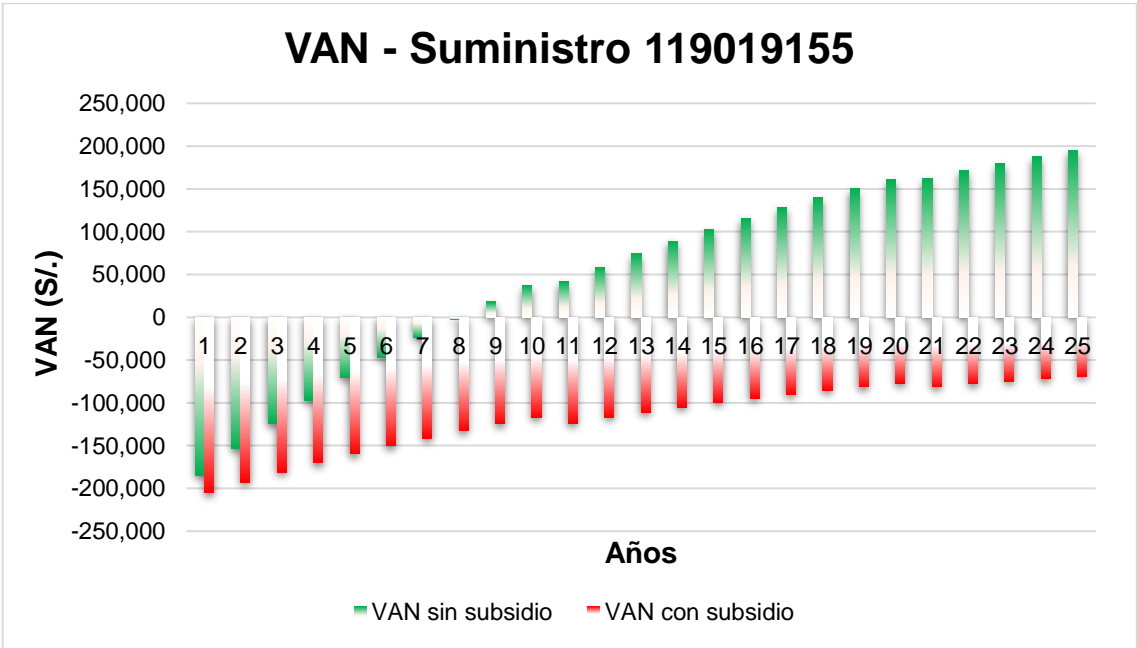
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019155.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 159,762.40	-S/ 70,930.02	-33.28%	-9.47%	S/ 0.4212
6	-S/ 150,139.95	-S/ 46,574.18	-25.40%	-2.68%	S/ 0.3651
7	-S/ 141,107.38	-S/ 23,684.17	-19.60%	1.95%	S/ 0.3252
8	-S/ 132,629.34	-S/ 2,173.34	-15.22%	5.22%	S/ 0.2954
9	-S/ 124,672.56	S/ 18,039.89	-11.85%	7.59%	S/ 0.2724
10	-S/ 117,205.74	S/ 37,032.36	-9.20%	9.35%	S/ 0.2540
11	-S/ 123,604.38	S/ 41,471.45	-11.41%	9.68%	S/ 0.2523
12	-S/ 117,030.83	S/ 58,235.21	-8.52%	10.83%	S/ 0.2392
13	-S/ 110,863.97	S/ 73,982.82	-6.43%	11.72%	S/ 0.2283
14	-S/ 105,079.26	S/ 88,774.66	-4.83%	12.41%	S/ 0.2190
15	-S/ 99,653.63	S/ 102,667.60	-3.54%	12.96%	S/ 0.2110
16	-S/ 94,565.34	S/ 115,715.15	-2.49%	13.40%	S/ 0.2041
17	-S/ 89,793.99	S/ 127,967.69	-1.61%	13.76%	S/ 0.1981
18	-S/ 85,320.34	S/ 139,472.67	-0.87%	14.05%	S/ 0.1928
19	-S/ 81,126.32	S/ 150,274.72	-0.24%	14.28%	S/ 0.1882
20	-S/ 77,194.95	S/ 160,415.87	0.30%	14.48%	S/ 0.1840
25	-S/ 68,798.03	S/ 194,666.02	1.45%	14.93%	S/ 0.1738

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 88

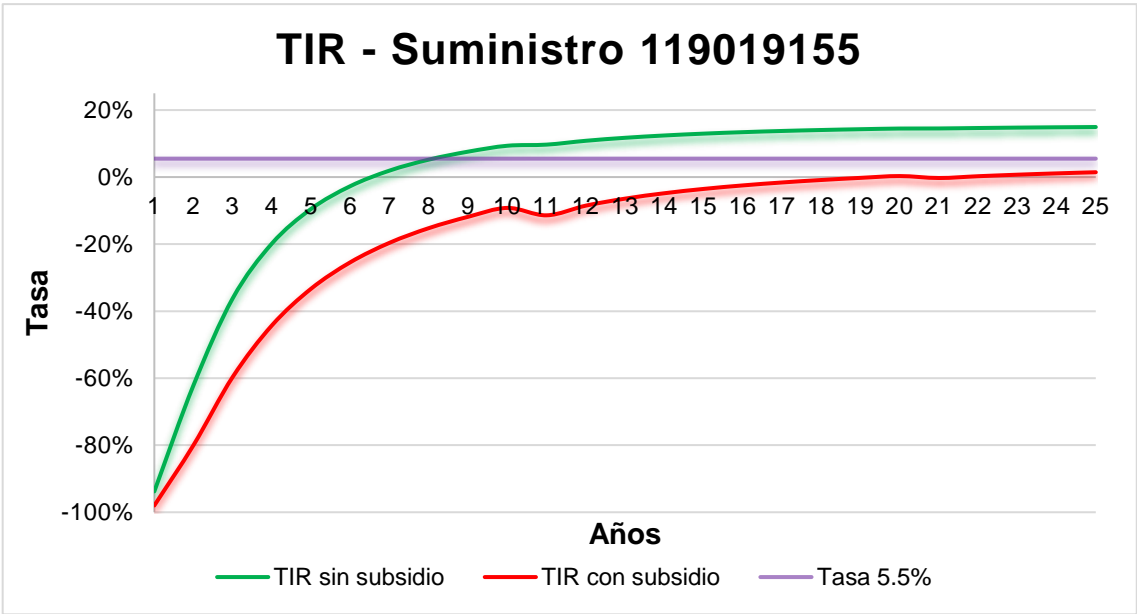
Gráfica del VAN – Suministro 119019155.



Nota: Elaboración propia.

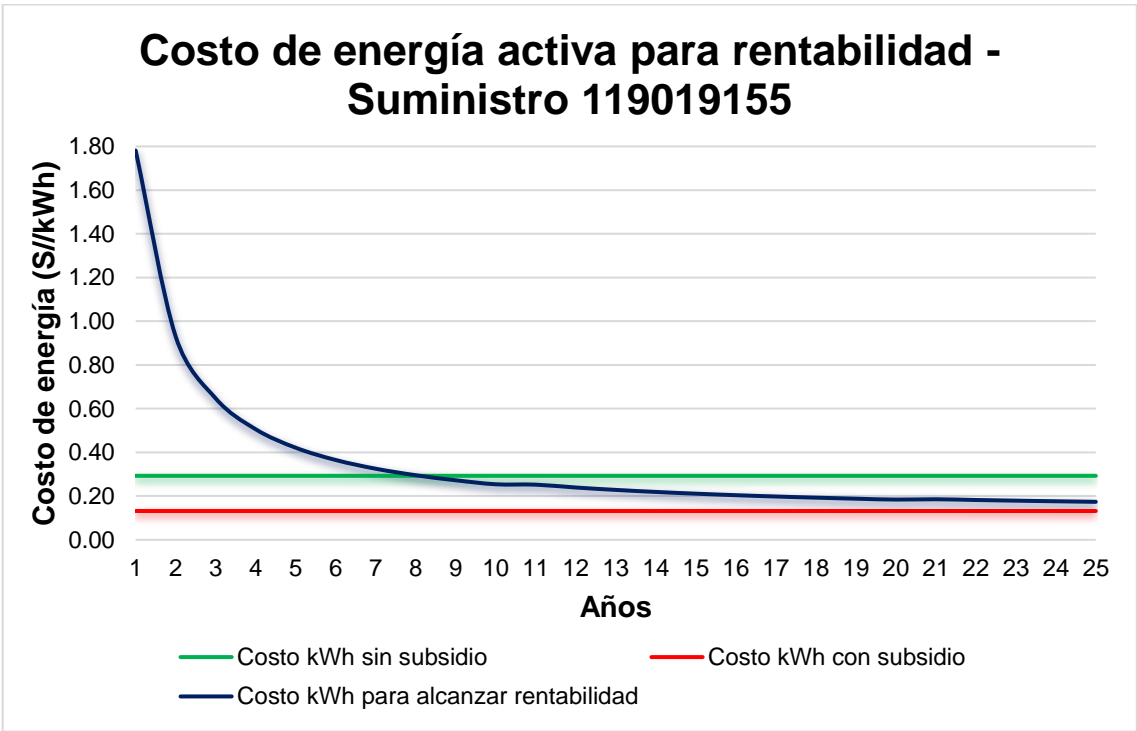
**Figura 89**

*Gráfica de la TIR – Suministro 119019155.*



**Figura 90**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019155.*



**Tabla 44**

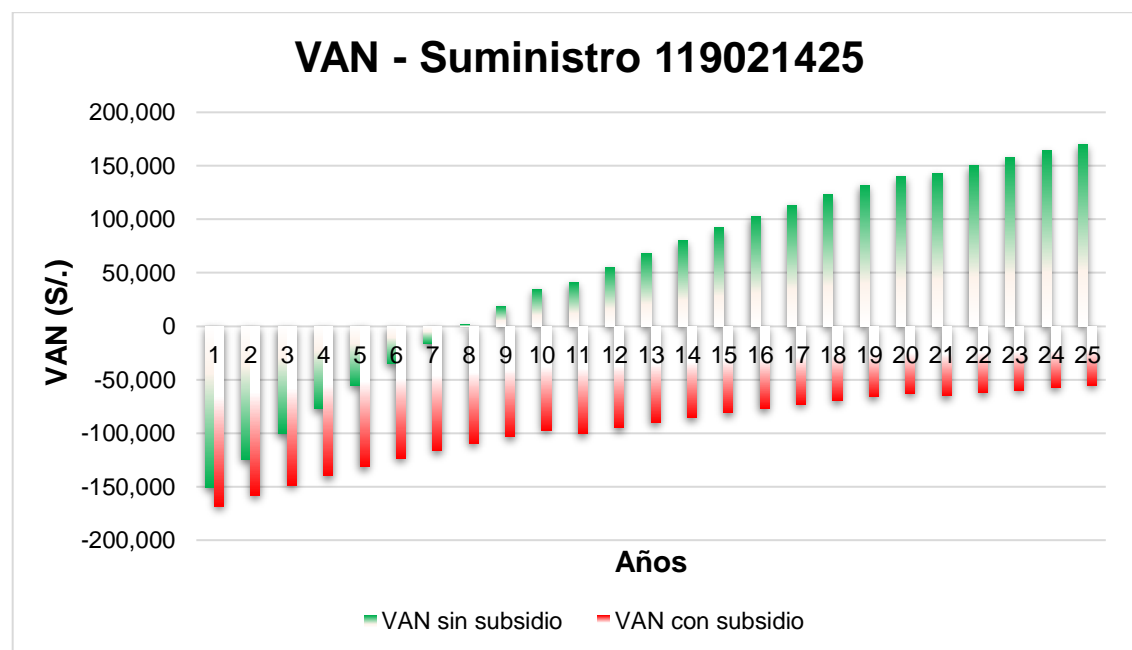
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119021425.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 131,501.00	-S/ 55,539.37	-33.52%	-8.76%	S/ 0.4104
6	-S/ 123,719.77	-S/ 35,159.28	-25.64%	-2.01%	S/ 0.3566
7	-S/ 116,419.61	-S/ 16,009.26	-19.83%	2.58%	S/ 0.3184
8	-S/ 109,571.51	S/ 1,983.58	-15.45%	5.82%	S/ 0.2898
9	-S/ 103,148.17	S/ 18,887.83	-12.07%	8.16%	S/ 0.2678
10	-S/ 97,123.93	S/ 34,768.09	-9.41%	9.89%	S/ 0.2503
11	-S/ 100,216.99	S/ 40,942.83	-10.58%	10.44%	S/ 0.2460
12	-S/ 94,919.89	S/ 54,954.04	-8.02%	11.54%	S/ 0.2337
13	-S/ 89,953.64	S/ 68,113.27	-6.10%	12.39%	S/ 0.2233
14	-S/ 85,298.14	S/ 80,471.26	-4.59%	13.05%	S/ 0.2146
15	-S/ 80,934.49	S/ 92,075.80	-3.37%	13.58%	S/ 0.2070
16	-S/ 76,844.90	S/ 102,971.85	-2.36%	14.00%	S/ 0.2005
17	-S/ 73,012.66	S/ 113,201.75	-1.52%	14.34%	S/ 0.1948
18	-S/ 69,422.05	S/ 122,805.35	-0.80%	14.61%	S/ 0.1899
19	-S/ 66,058.30	S/ 131,820.13	-0.19%	14.83%	S/ 0.1855
20	-S/ 62,907.51	S/ 140,281.40	0.34%	15.02%	S/ 0.1816
25	-S/ 55,035.29	S/ 170,263.15	1.59%	15.47%	S/ 0.1710

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 91**

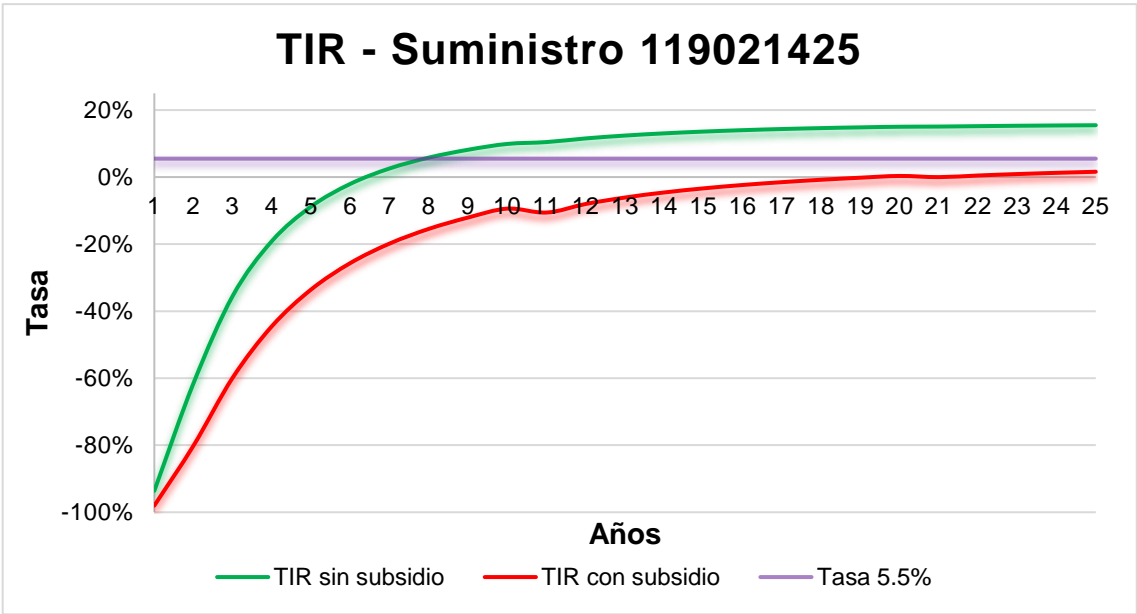
*Gráfica del VAN – Suministro 119021425.*



*Nota:* Elaboración propia.

Figura 92

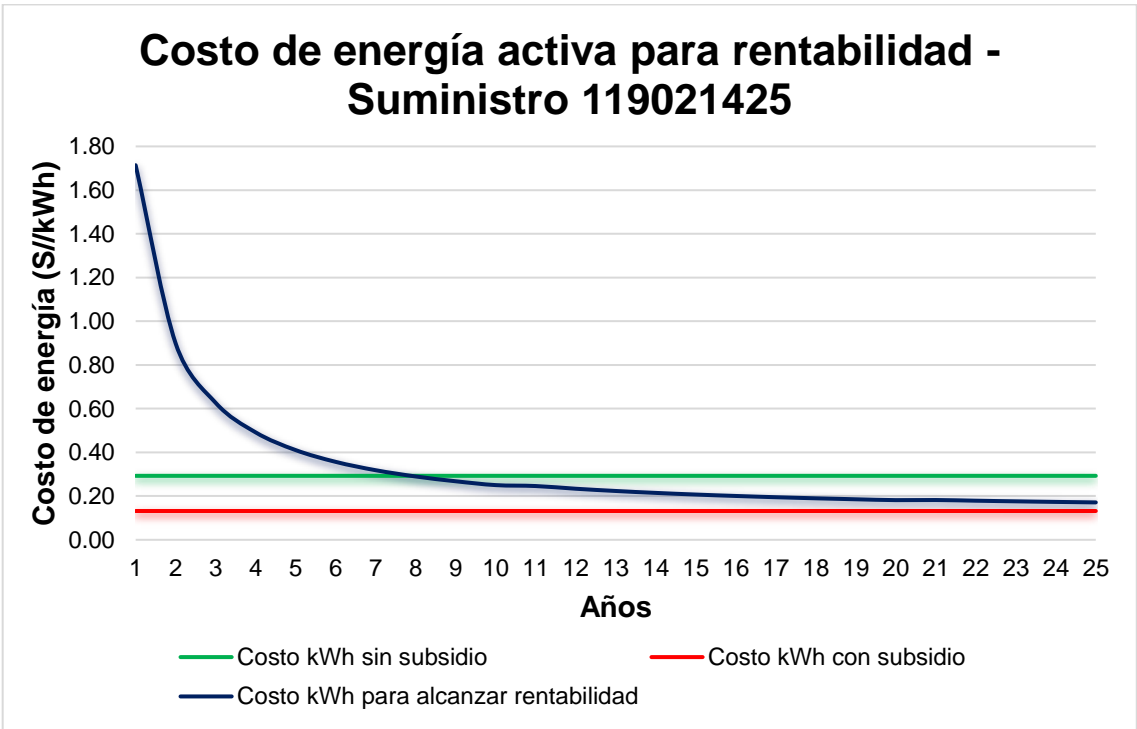
Gráfica de la TIR – Suministro 119021425.



Nota: Elaboración propia.

Figura 93

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119021425.



Nota: Elaboración propia.

**Tabla 45**

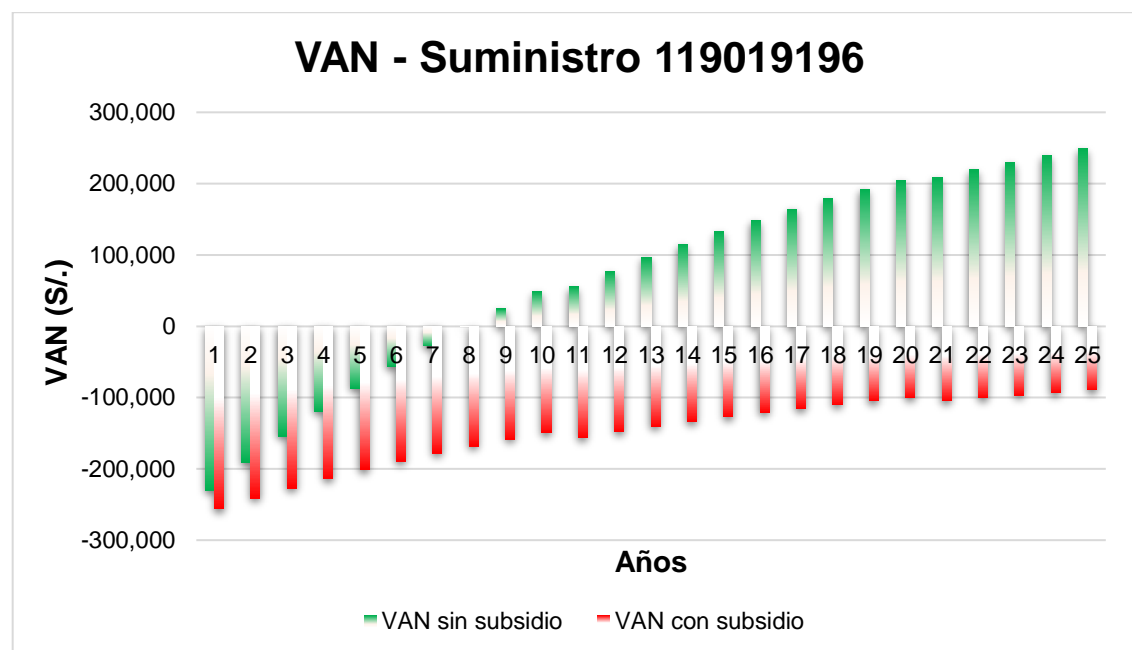
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019196.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 201,084.44	-S/ 87,052.94	-33.78%	-9.21%	S/ 0.4156
6	-S/ 189,391.13	-S/ 56,447.26	-25.88%	-2.44%	S/ 0.3611
7	-S/ 178,420.80	-S/ 27,689.08	-20.07%	2.18%	S/ 0.3223
8	-S/ 168,129.85	-S/ 668.96	-15.67%	5.43%	S/ 0.2933
9	-S/ 158,477.26	S/ 24,716.16	-12.28%	7.79%	S/ 0.2710
10	-S/ 149,424.44	S/ 48,563.32	-9.61%	9.54%	S/ 0.2532
11	-S/ 156,088.52	S/ 55,810.45	-11.45%	9.97%	S/ 0.2503
12	-S/ 148,128.49	S/ 76,850.44	-8.66%	11.10%	S/ 0.2377
13	-S/ 140,665.67	S/ 96,610.83	-6.62%	11.97%	S/ 0.2272
14	-S/ 133,669.84	S/ 115,167.85	-5.03%	12.65%	S/ 0.2182
15	-S/ 127,112.61	S/ 132,593.28	-3.76%	13.19%	S/ 0.2105
16	-S/ 120,967.24	S/ 148,954.65	-2.71%	13.62%	S/ 0.2039
17	-S/ 115,208.62	S/ 164,315.57	-1.84%	13.97%	S/ 0.1981
18	-S/ 109,813.14	S/ 178,735.87	-1.10%	14.26%	S/ 0.1930
19	-S/ 104,758.56	S/ 192,271.87	-0.47%	14.49%	S/ 0.1885
20	-S/ 100,024.02	S/ 204,976.60	0.07%	14.68%	S/ 0.1845
25	-S/ 89,375.81	S/ 248,806.26	1.27%	15.13%	S/ 0.1743

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 94**

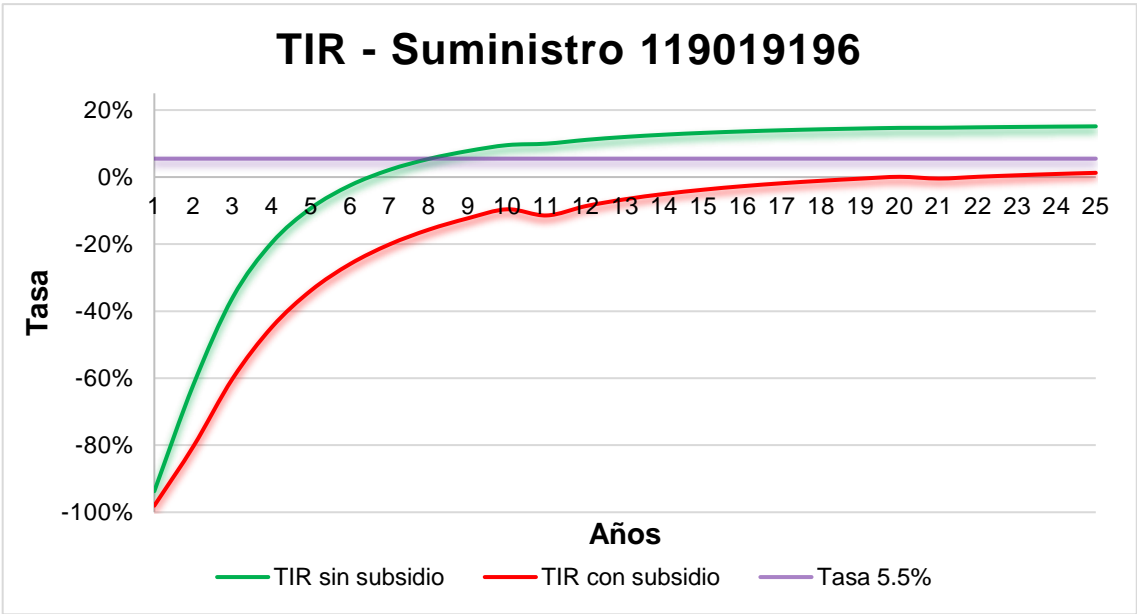
*Gráfica del VAN – Suministro 119019196.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 95**

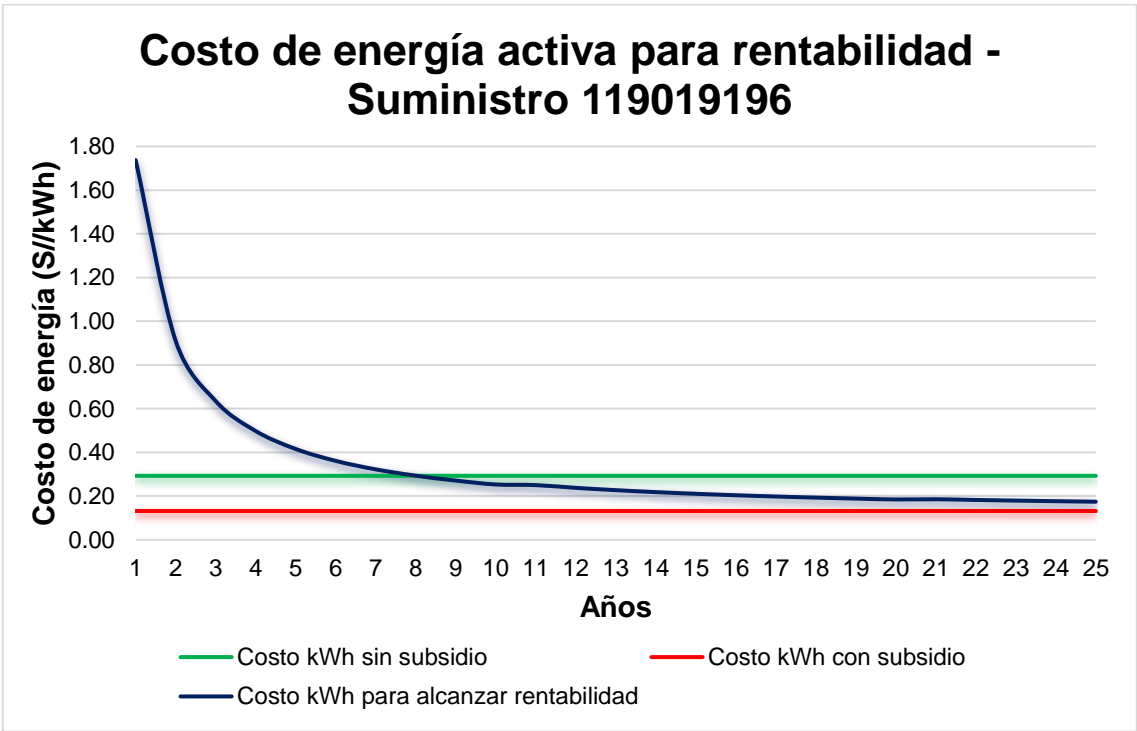
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019196.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 96**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019196.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 46**

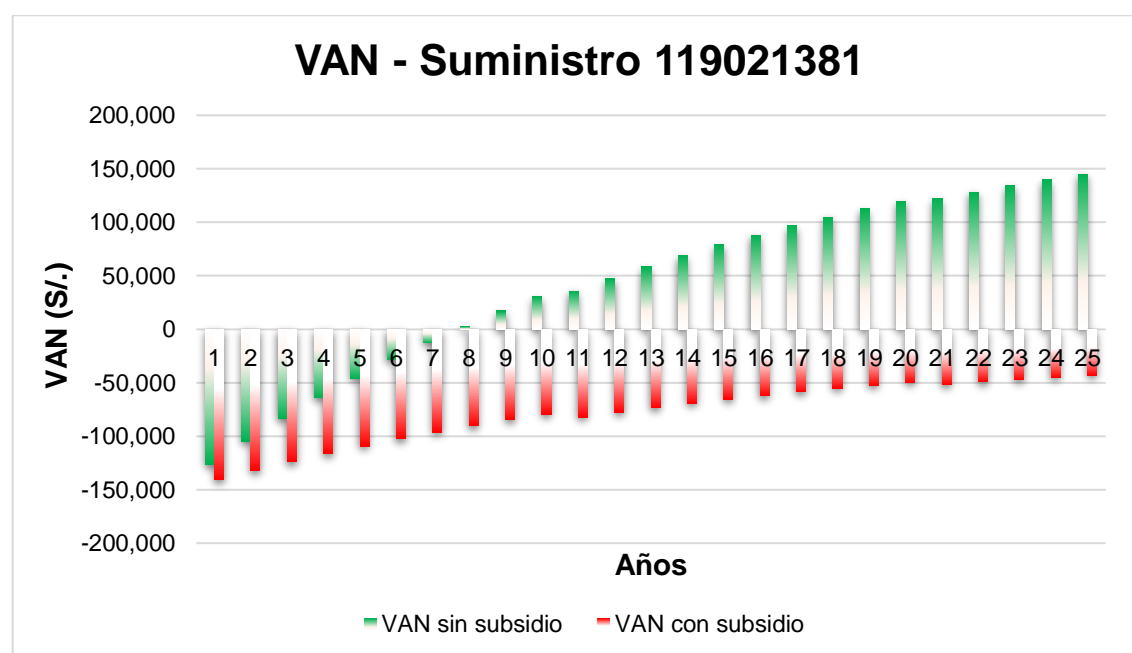
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119021381.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 109,197.96	-S/ 45,916.41	-32.90%	-8.52%	S/ 0.4095
6	-S/ 102,451.72	-S/ 28,673.47	-25.03%	-1.79%	S/ 0.3553
7	-S/ 96,119.77	-S/ 12,468.54	-19.25%	2.80%	S/ 0.3167
8	-S/ 90,177.25	S/ 2,759.75	-14.90%	6.02%	S/ 0.2879
9	-S/ 84,600.77	S/ 17,069.18	-11.54%	8.35%	S/ 0.2657
10	-S/ 79,368.30	S/ 30,514.18	-8.91%	10.08%	S/ 0.2480
11	-S/ 82,152.42	S/ 35,452.70	-10.12%	10.60%	S/ 0.2442
12	-S/ 77,547.07	S/ 47,319.56	-7.58%	11.69%	S/ 0.2317
13	-S/ 73,227.21	S/ 58,466.88	-5.68%	12.54%	S/ 0.2212
14	-S/ 69,175.58	S/ 68,937.46	-4.18%	13.20%	S/ 0.2123
15	-S/ 65,375.95	S/ 78,771.55	-2.97%	13.72%	S/ 0.2047
16	-S/ 61,813.07	S/ 88,007.05	-1.98%	14.14%	S/ 0.1981
17	-S/ 58,472.57	S/ 96,679.66	-1.14%	14.48%	S/ 0.1924
18	-S/ 55,340.94	S/ 104,822.96	-0.44%	14.75%	S/ 0.1873
19	-S/ 52,405.50	S/ 112,468.58	0.17%	14.97%	S/ 0.1829
20	-S/ 49,654.30	S/ 119,646.26	0.69%	15.16%	S/ 0.1789
25	-S/ 42,795.27	S/ 144,936.45	1.90%	15.60%	S/ 0.1684

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 97**

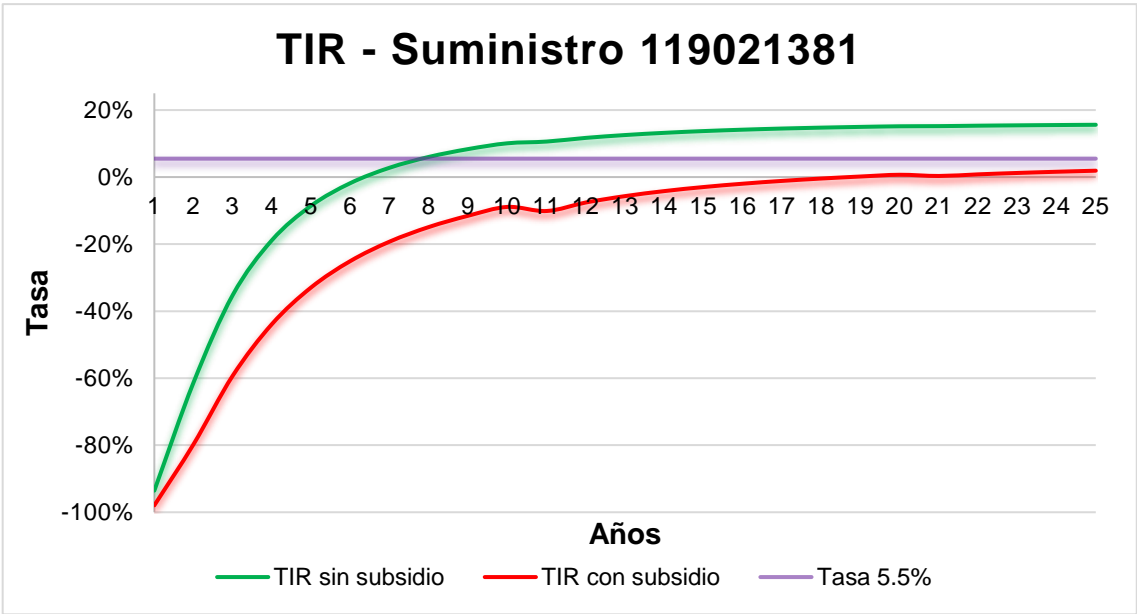
*Gráfica del VAN – Suministro 119021381.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 98**

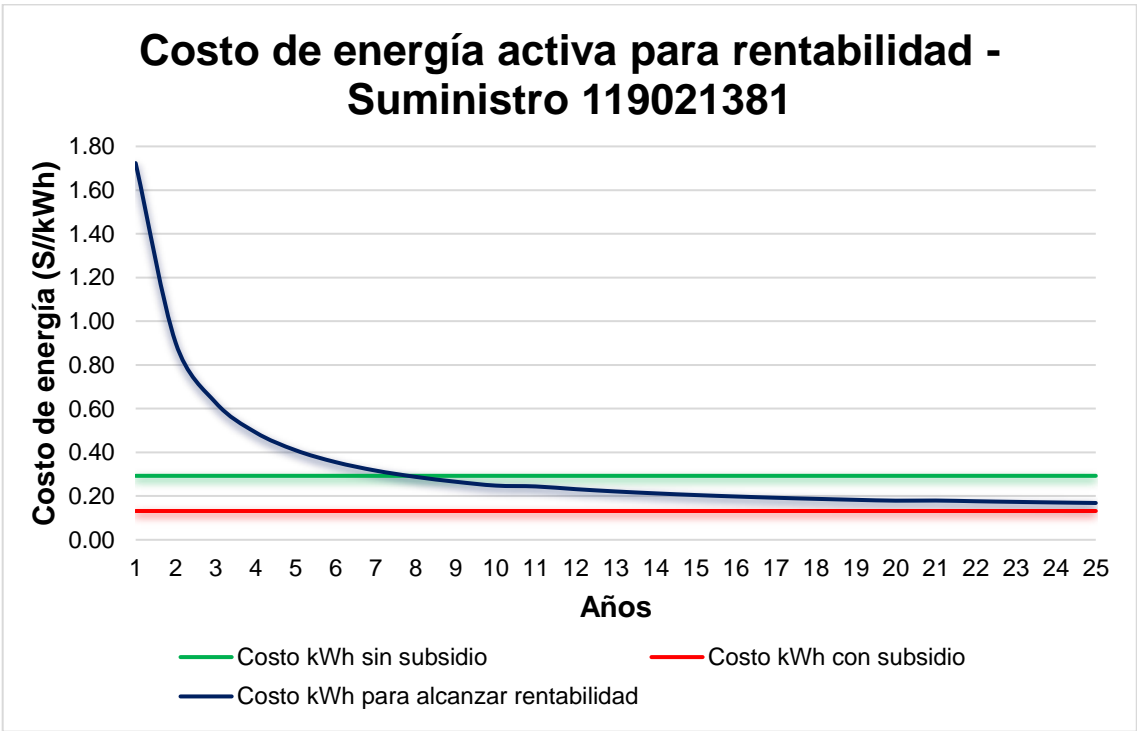
*Gráfica de la TIR – Suministro 119021381.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 99**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119021381.*



*Nota: Elaboración propia.*

Tabla 47

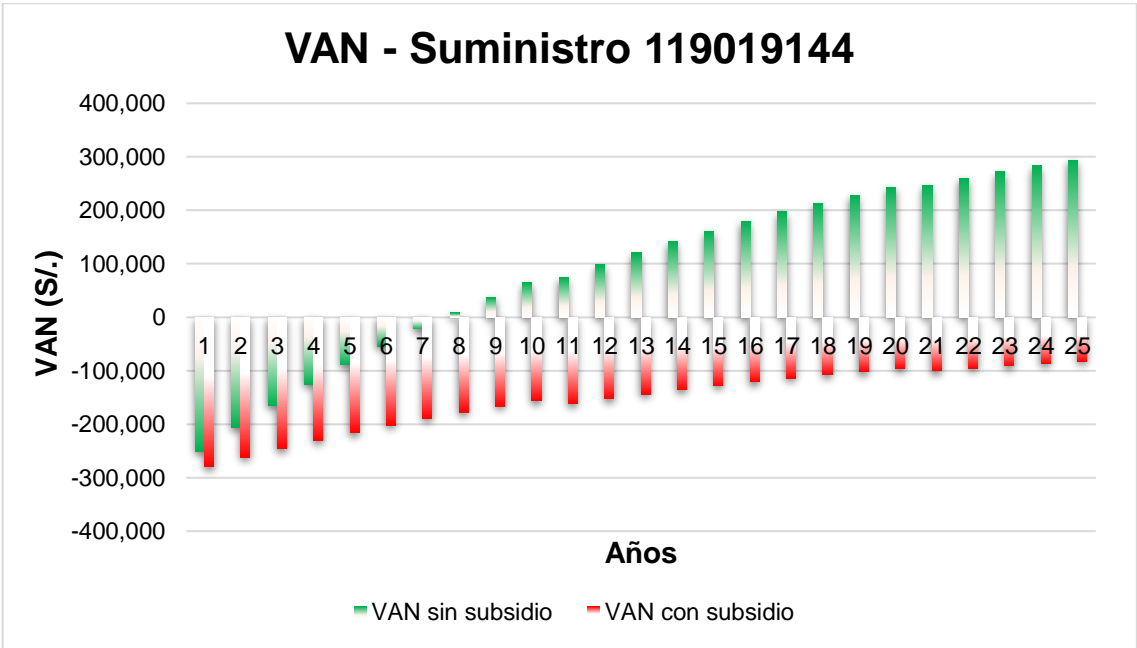
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019144.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 215,725.80	-S/ 89,011.77	-32.62%	-8.17%	S/ 0.4058
6	-S/ 202,143.35	-S/ 54,412.33	-24.77%	-1.45%	S/ 0.3520
7	-S/ 189,394.68	-S/ 21,895.96	-19.00%	3.11%	S/ 0.3137
8	-S/ 177,429.76	S/ 8,660.49	-14.65%	6.32%	S/ 0.2852
9	-S/ 166,201.54	S/ 37,373.01	-11.31%	8.64%	S/ 0.2631
10	-S/ 155,665.72	S/ 64,350.79	-8.69%	10.36%	S/ 0.2456
11	-S/ 161,516.87	S/ 73,960.43	-9.97%	10.85%	S/ 0.2421
12	-S/ 152,243.28	S/ 97,771.26	-7.42%	11.94%	S/ 0.2297
13	-S/ 143,544.29	S/ 120,138.20	-5.52%	12.78%	S/ 0.2194
14	-S/ 135,385.22	S/ 141,147.08	-4.03%	13.43%	S/ 0.2105
15	-S/ 127,733.40	S/ 160,878.71	-2.82%	13.95%	S/ 0.2030
16	-S/ 120,558.12	S/ 179,409.16	-1.83%	14.36%	S/ 0.1964
17	-S/ 113,830.49	S/ 196,810.06	-1.00%	14.70%	S/ 0.1907
18	-S/ 107,523.33	S/ 213,148.80	-0.29%	14.97%	S/ 0.1857
19	-S/ 101,611.10	S/ 228,488.85	0.31%	15.19%	S/ 0.1813
20	-S/ 96,069.75	S/ 242,889.93	0.82%	15.37%	S/ 0.1773
25	-S/ 82,393.27	S/ 293,453.76	2.02%	15.80%	S/ 0.1670

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 100

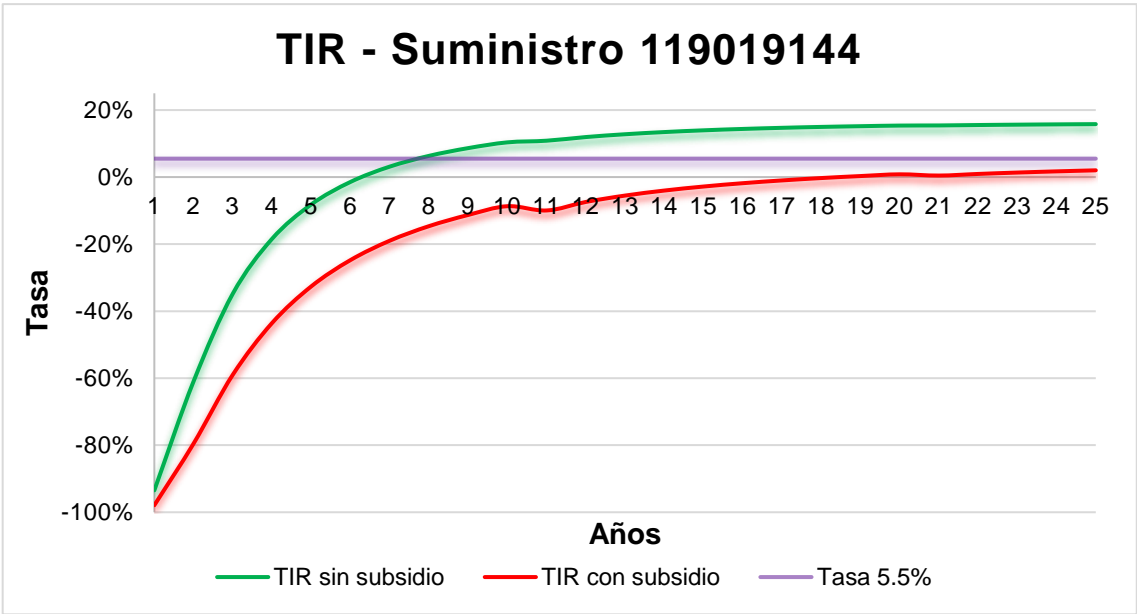
Gráfica del VAN – Suministro 119019144.



Nota: Elaboración propia.

Figura 101

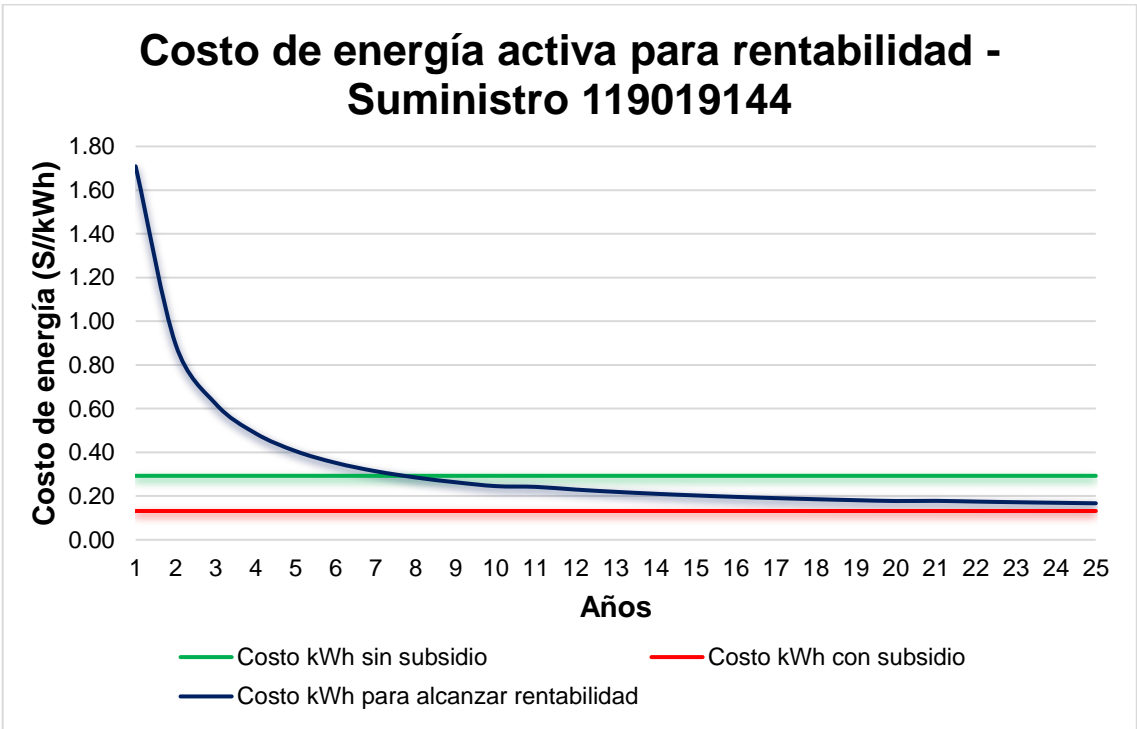
Gráfica de la TIR – Suministro 119019144.



Nota: Elaboración propia.

Figura 102

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019144.



Nota: Elaboración propia.

Tabla 48

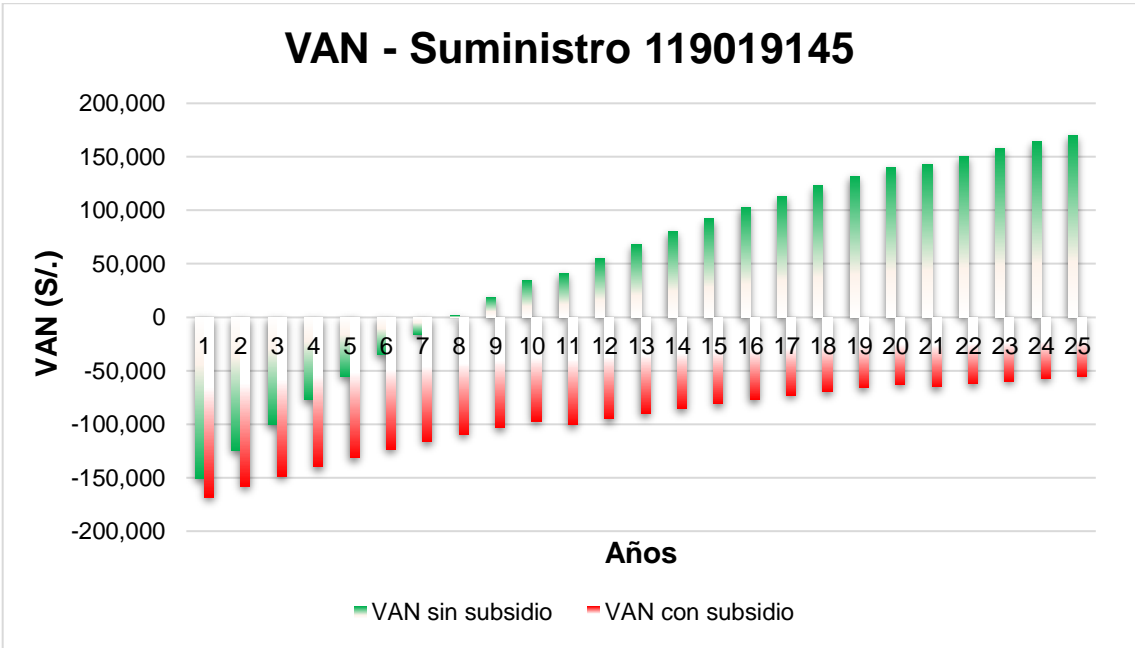
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019145.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 131,499.51	-S/ 55,537.87	-33.52%	-8.76%	S/ 0.4104
6	-S/ 123,718.02	-S/ 35,157.53	-25.64%	-2.01%	S/ 0.3566
7	-S/ 116,417.62	-S/ 16,007.27	-19.83%	2.58%	S/ 0.3184
8	-S/ 109,569.29	S/ 1,985.80	-15.45%	5.82%	S/ 0.2898
9	-S/ 103,145.74	S/ 18,890.26	-12.07%	8.16%	S/ 0.2678
10	-S/ 97,121.29	S/ 34,770.74	-9.41%	9.89%	S/ 0.2503
11	-S/ 100,214.15	S/ 40,945.67	-10.58%	10.44%	S/ 0.2460
12	-S/ 94,916.87	S/ 54,957.06	-8.02%	11.54%	S/ 0.2337
13	-S/ 89,950.45	S/ 68,116.46	-6.10%	12.39%	S/ 0.2233
14	-S/ 85,294.78	S/ 80,474.62	-4.59%	13.05%	S/ 0.2145
15	-S/ 80,930.97	S/ 92,079.31	-3.37%	13.58%	S/ 0.2070
16	-S/ 76,841.23	S/ 102,975.52	-2.36%	14.00%	S/ 0.2005
17	-S/ 73,008.85	S/ 113,205.56	-1.52%	14.34%	S/ 0.1948
18	-S/ 69,418.11	S/ 122,809.29	-0.80%	14.61%	S/ 0.1899
19	-S/ 66,054.24	S/ 131,824.20	-0.19%	14.84%	S/ 0.1855
20	-S/ 62,903.33	S/ 140,285.59	0.34%	15.02%	S/ 0.1816
25	-S/ 55,030.59	S/ 170,267.85	1.59%	15.47%	S/ 0.1710

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 103

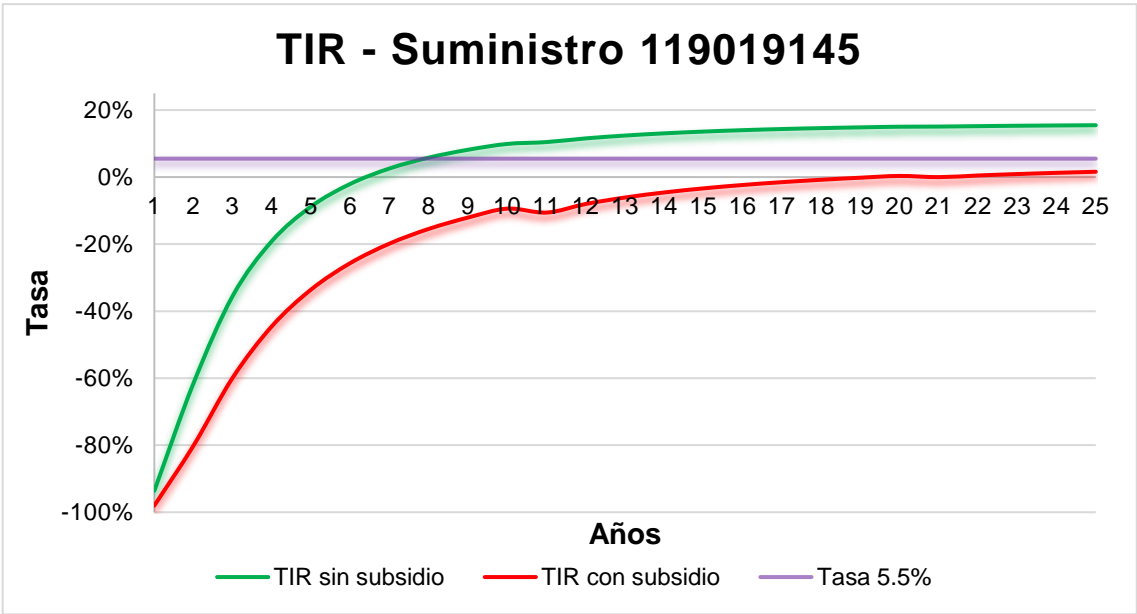
Gráfica del VAN – Suministro 119019145.



Nota: Elaboración propia.

Figura 104

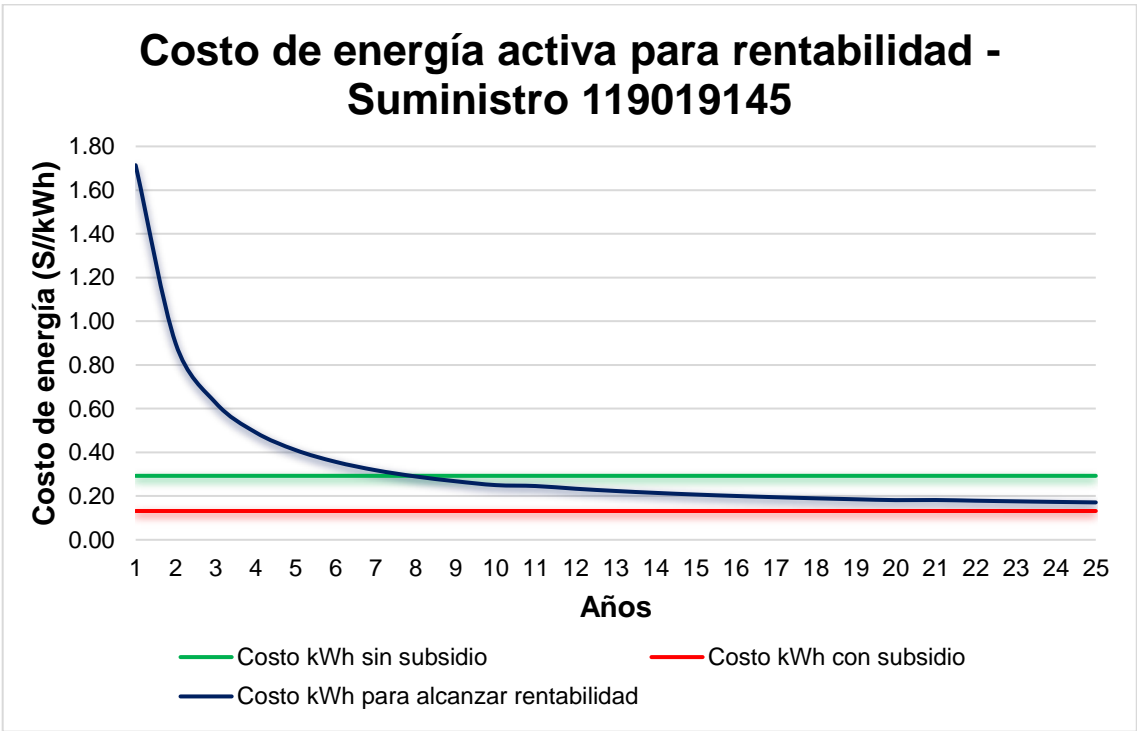
Gráfica de la TIR – Suministro 119019145.



Nota: Elaboración propia.

Figura 105

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019145.



Nota: Elaboración propia.

Tabla 49

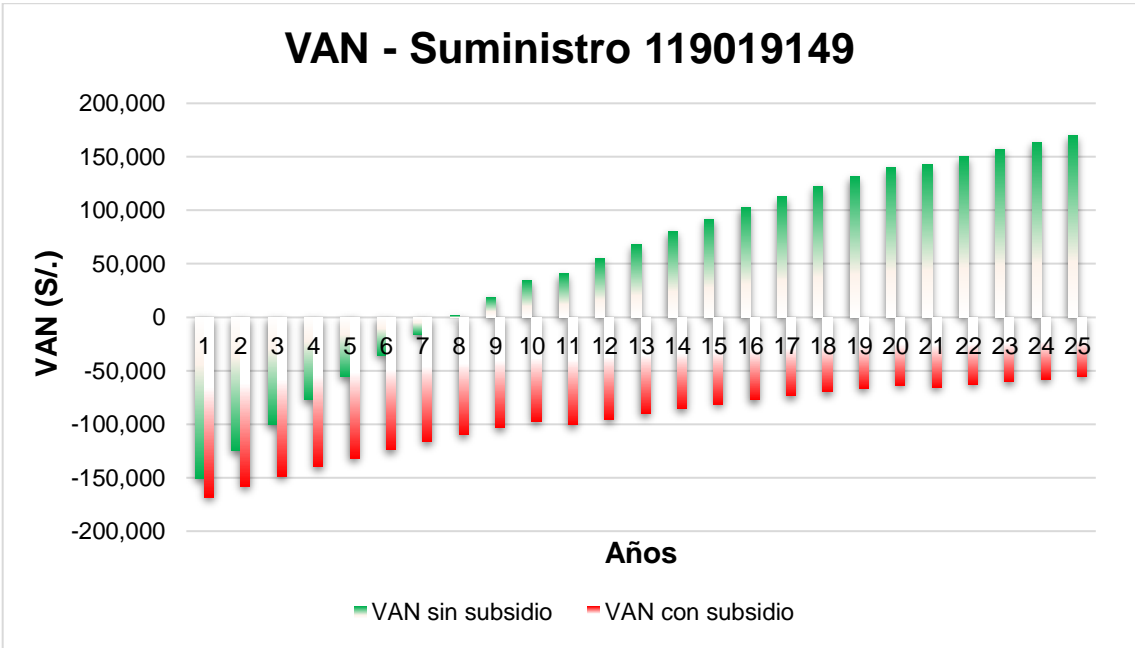
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019149.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 131,654.53	-S/ 55,692.90	-33.59%	-8.80%	S/ 0.4107
6	-S/ 123,899.37	-S/ 35,338.89	-25.70%	-2.05%	S/ 0.3569
7	-S/ 116,623.93	-S/ 16,213.57	-19.89%	2.54%	S/ 0.3187
8	-S/ 109,799.25	S/ 1,755.84	-15.51%	5.78%	S/ 0.2902
9	-S/ 103,398.12	S/ 18,637.88	-12.13%	8.12%	S/ 0.2681
10	-S/ 97,394.92	S/ 34,497.10	-9.47%	9.86%	S/ 0.2506
11	-S/ 100,507.93	S/ 40,651.89	-10.65%	10.41%	S/ 0.2463
12	-S/ 95,229.75	S/ 54,644.19	-8.08%	11.51%	S/ 0.2340
13	-S/ 90,281.43	S/ 67,785.49	-6.15%	12.36%	S/ 0.2237
14	-S/ 85,642.92	S/ 80,126.49	-4.64%	13.02%	S/ 0.2149
15	-S/ 81,295.36	S/ 91,714.92	-3.42%	13.55%	S/ 0.2074
16	-S/ 77,221.04	S/ 102,595.71	-2.41%	13.97%	S/ 0.2008
17	-S/ 73,403.27	S/ 112,811.15	-1.56%	14.31%	S/ 0.1952
18	-S/ 69,826.38	S/ 122,401.02	-0.84%	14.58%	S/ 0.1902
19	-S/ 66,475.63	S/ 131,402.81	-0.23%	14.81%	S/ 0.1858
20	-S/ 63,337.16	S/ 139,851.75	0.30%	14.99%	S/ 0.1819
25	-S/ 55,517.55	S/ 169,780.88	1.55%	15.44%	S/ 0.1714

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 106

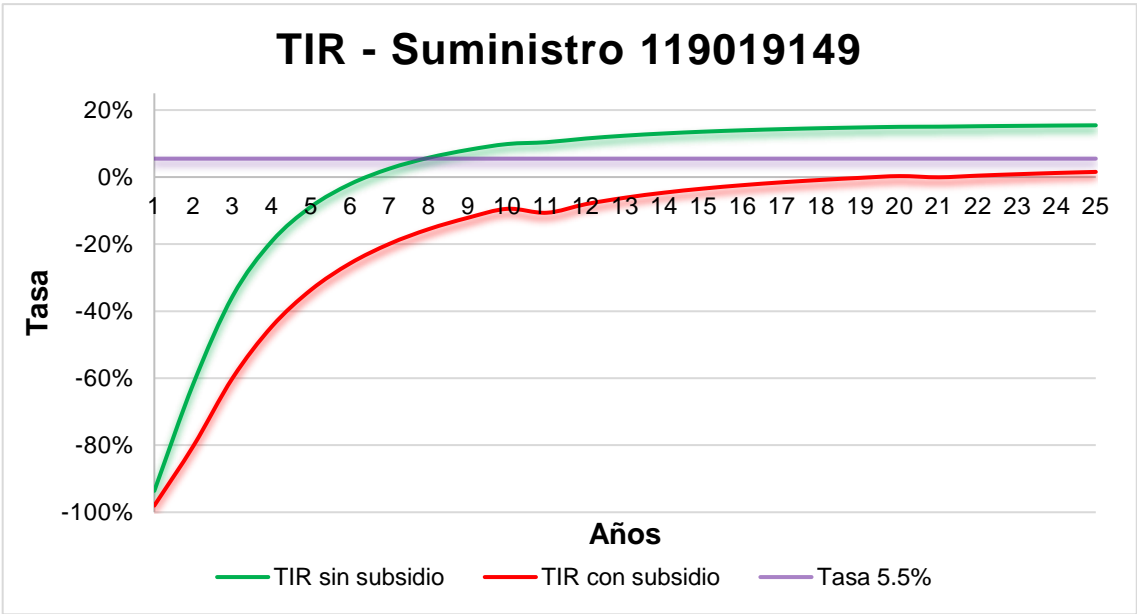
Gráfica del VAN – Suministro 119019149.



Nota: Elaboración propia.

Figura 107

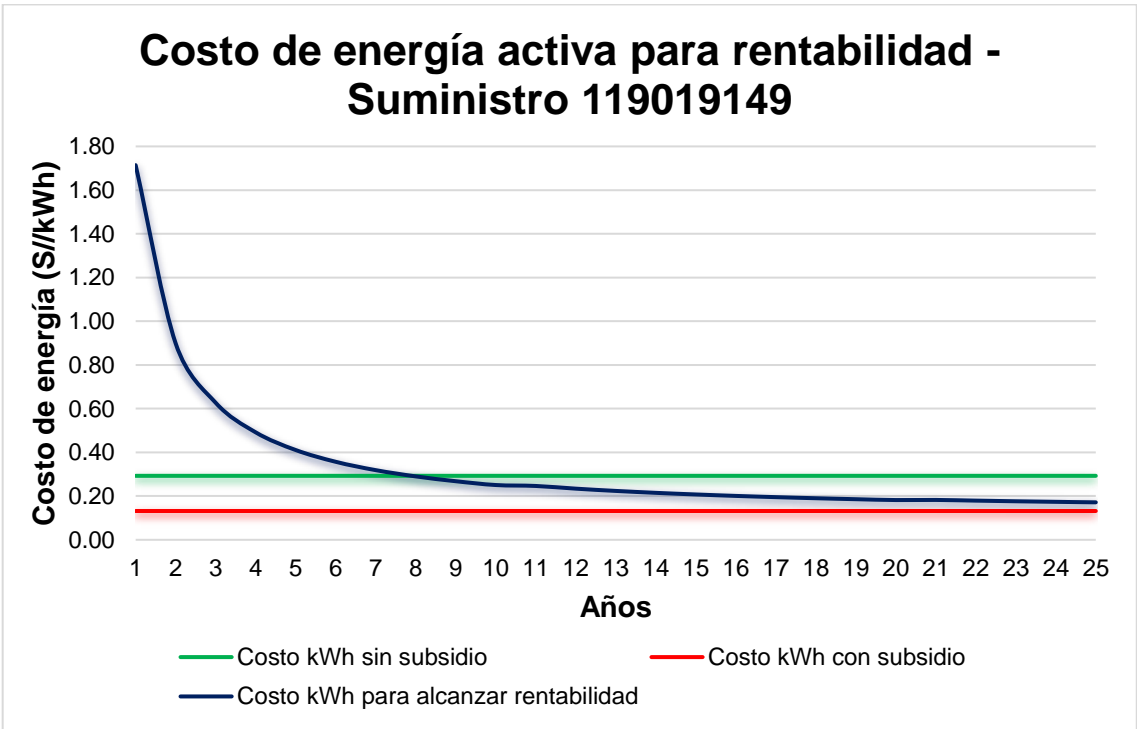
Gráfica de la TIR – Suministro 119019149.



Nota: Elaboración propia.

Figura 108

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019149.



Nota: Elaboración propia.

**Tabla 50**

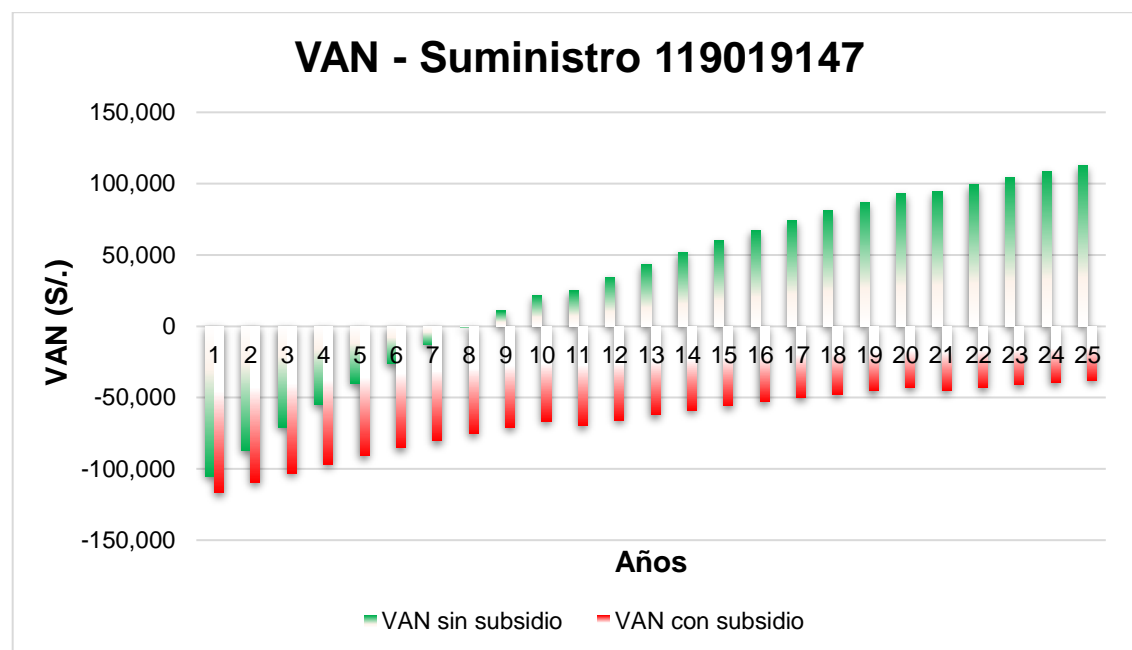
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019147.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 90,866.46	-S/ 40,114.06	-33.20%	-9.36%	S/ 0.4199
6	-S/ 85,364.14	-S/ 26,193.61	-25.32%	-2.58%	S/ 0.3640
7	-S/ 80,198.95	-S/ 13,110.59	-19.52%	2.05%	S/ 0.3242
8	-S/ 75,350.69	-S/ 815.52	-15.15%	5.31%	S/ 0.2945
9	-S/ 70,800.36	S/ 10,738.19	-11.78%	7.68%	S/ 0.2715
10	-S/ 66,530.06	S/ 21,594.43	-9.14%	9.43%	S/ 0.2533
11	-S/ 69,516.86	S/ 24,800.62	-10.85%	9.86%	S/ 0.2504
12	-S/ 65,757.13	S/ 34,383.47	-8.13%	10.99%	S/ 0.2374
13	-S/ 62,229.88	S/ 43,385.70	-6.13%	11.87%	S/ 0.2266
14	-S/ 58,921.07	S/ 51,841.83	-4.58%	12.56%	S/ 0.2174
15	-S/ 55,817.51	S/ 59,784.31	-3.32%	13.10%	S/ 0.2094
16	-S/ 52,906.81	S/ 67,243.72	-2.30%	13.53%	S/ 0.2026
17	-S/ 50,177.28	S/ 74,248.85	-1.44%	13.89%	S/ 0.1966
18	-S/ 47,617.95	S/ 80,826.78	-0.71%	14.17%	S/ 0.1914
19	-S/ 45,218.49	S/ 87,003.02	-0.09%	14.40%	S/ 0.1868
20	-S/ 42,969.18	S/ 92,801.58	0.44%	14.60%	S/ 0.1827
25	-S/ 37,768.12	S/ 112,780.48	1.63%	15.06%	S/ 0.1721

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 109**

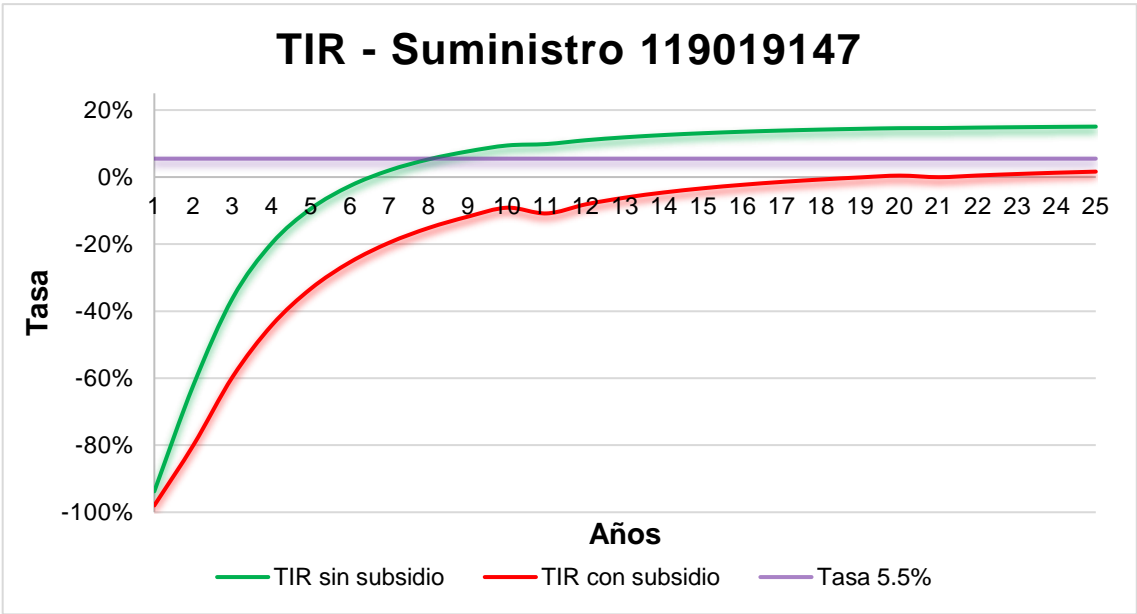
*Gráfica del VAN – Suministro 119019147.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 110**

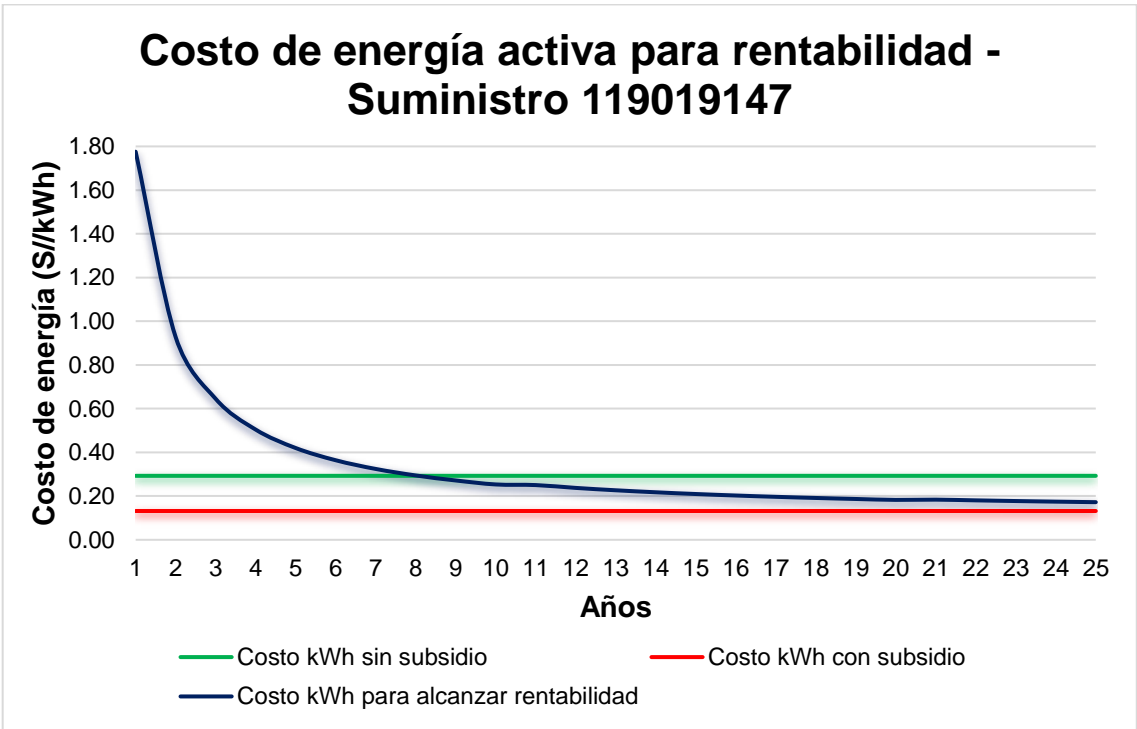
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019147.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 111**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019147.*



*Nota: Elaboración propia.*

Tabla 51

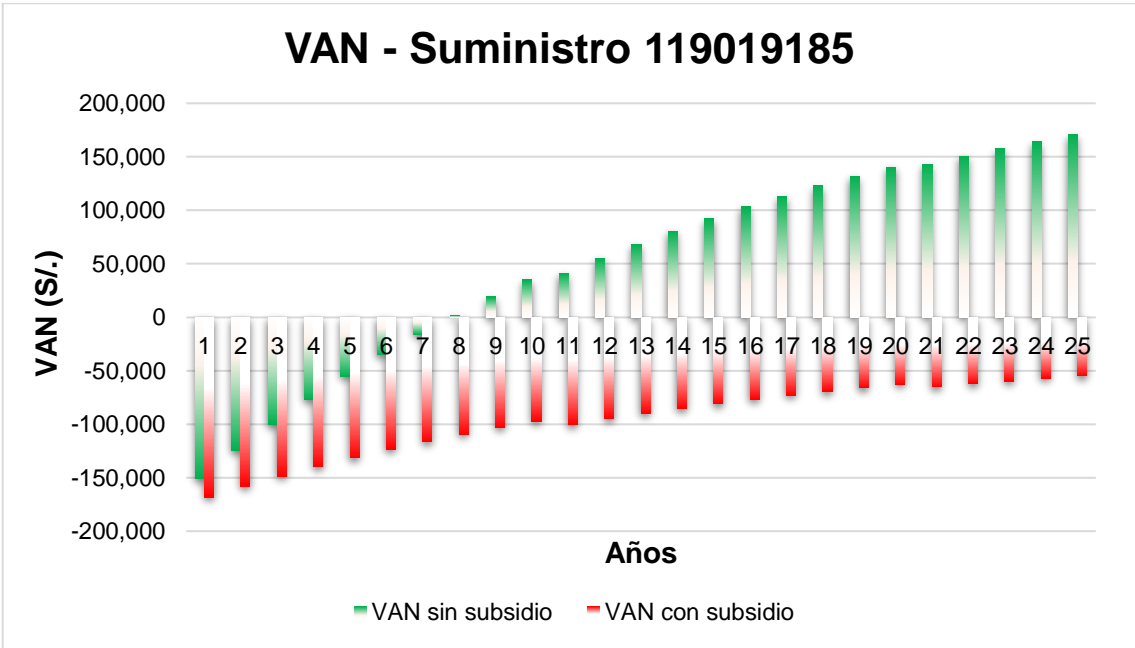
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019185.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 131,460.66	-S/ 55,499.03	-33.50%	-8.75%	S/ 0.4103
6	-S/ 123,672.57	-S/ 35,112.09	-25.62%	-2.00%	S/ 0.3565
7	-S/ 116,365.92	-S/ 15,955.57	-19.82%	2.59%	S/ 0.3183
8	-S/ 109,511.66	S/ 2,043.43	-15.43%	5.82%	S/ 0.2898
9	-S/ 103,082.49	S/ 18,953.51	-12.06%	8.17%	S/ 0.2677
10	-S/ 97,052.72	S/ 34,839.31	-9.40%	9.90%	S/ 0.2502
11	-S/ 100,140.53	S/ 41,019.29	-10.56%	10.45%	S/ 0.2459
12	-S/ 94,838.47	S/ 55,035.47	-8.00%	11.55%	S/ 0.2336
13	-S/ 89,867.51	S/ 68,199.40	-6.09%	12.40%	S/ 0.2232
14	-S/ 85,207.54	S/ 80,561.86	-4.58%	13.06%	S/ 0.2145
15	-S/ 80,839.65	S/ 92,170.63	-3.36%	13.58%	S/ 0.2069
16	-S/ 76,746.05	S/ 103,070.70	-2.35%	14.00%	S/ 0.2004
17	-S/ 72,910.01	S/ 113,304.40	-1.50%	14.34%	S/ 0.1947
18	-S/ 69,315.80	S/ 122,911.60	-0.79%	14.62%	S/ 0.1898
19	-S/ 65,948.64	S/ 131,929.80	-0.18%	14.84%	S/ 0.1854
20	-S/ 62,794.61	S/ 140,394.30	0.35%	15.03%	S/ 0.1815
25	-S/ 54,908.56	S/ 170,389.88	1.60%	15.48%	S/ 0.1709

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 112

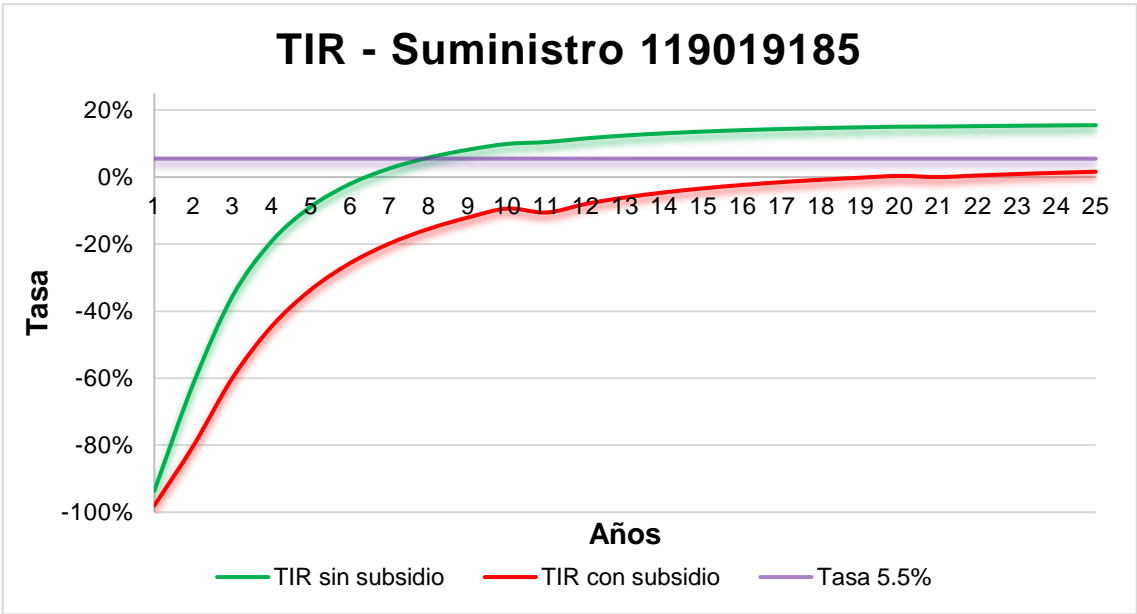
Gráfica del VAN – Suministro 119019185.



Nota: Elaboración propia.

**Figura 113**

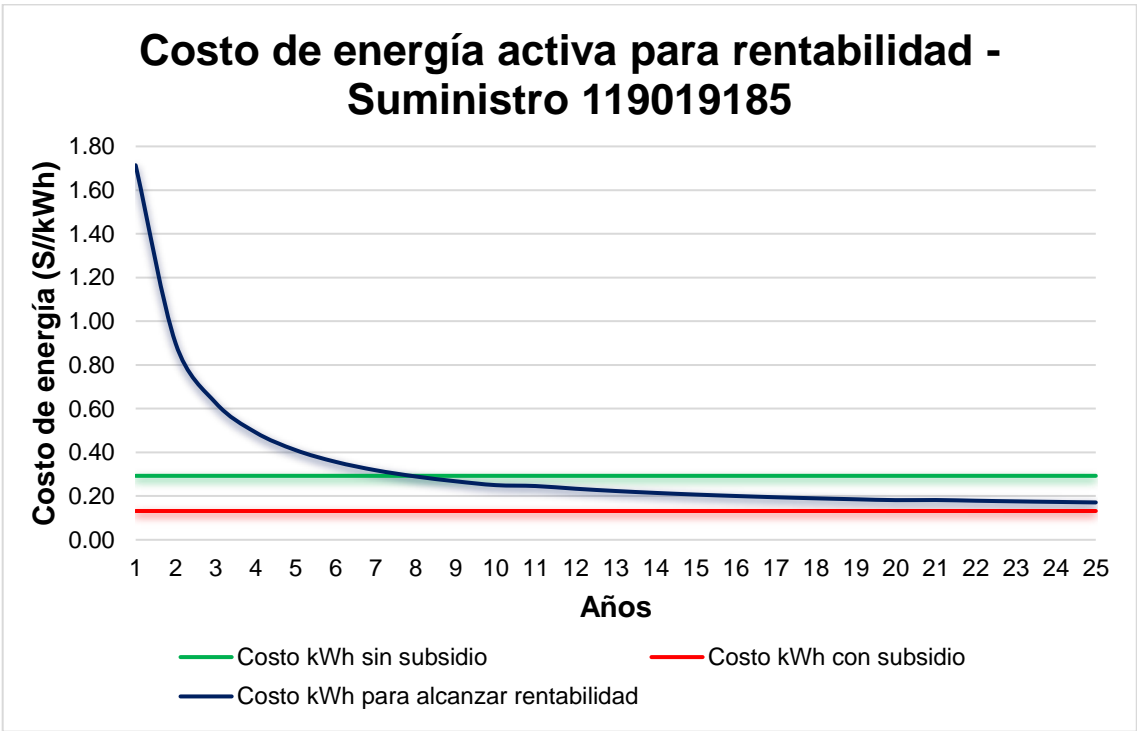
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019185.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 114**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019185.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 52**

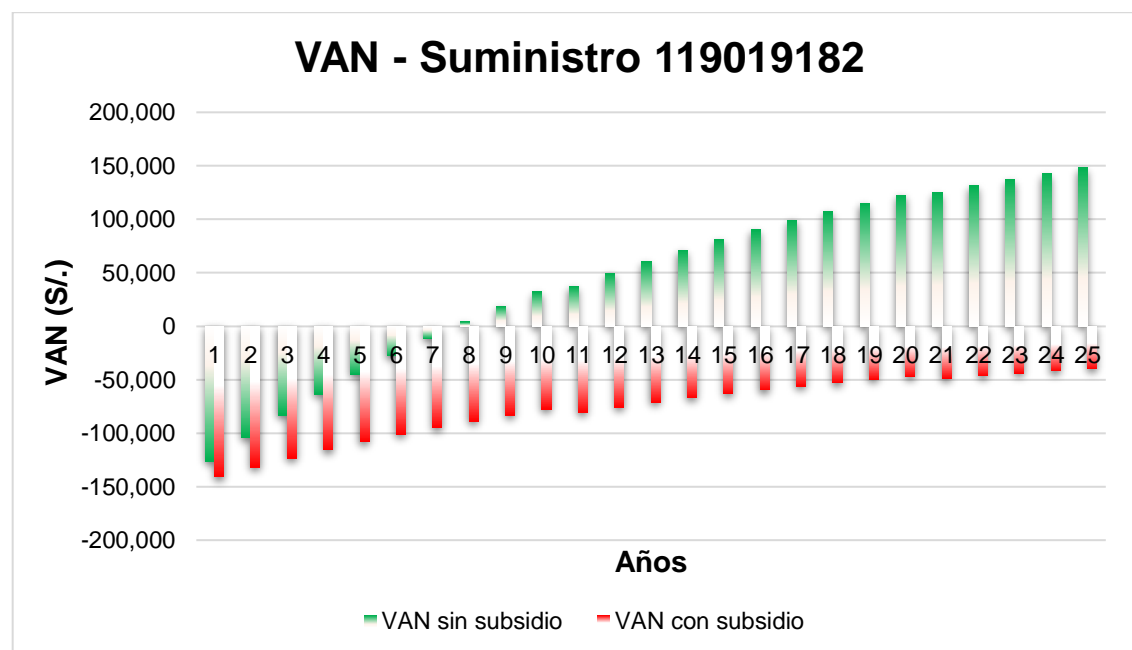
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019182.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 108,208.71	-S/ 44,927.17	-32.41%	-8.20%	S/ 0.4070
6	-S/ 101,294.46	-S/ 27,516.22	-24.56%	-1.48%	S/ 0.3527
7	-S/ 94,803.27	-S/ 11,152.03	-18.80%	3.09%	S/ 0.3142
8	-S/ 88,709.80	S/ 4,227.20	-14.46%	6.30%	S/ 0.2854
9	-S/ 82,990.23	S/ 18,679.72	-11.13%	8.62%	S/ 0.2631
10	-S/ 77,622.15	S/ 32,260.34	-8.51%	10.33%	S/ 0.2454
11	-S/ 80,277.71	S/ 37,327.41	-9.62%	10.86%	S/ 0.2416
12	-S/ 75,550.52	S/ 49,316.11	-7.14%	11.94%	S/ 0.2291
13	-S/ 71,115.16	S/ 60,578.93	-5.27%	12.78%	S/ 0.2186
14	-S/ 66,954.05	S/ 71,158.98	-3.80%	13.43%	S/ 0.2098
15	-S/ 63,050.66	S/ 81,096.84	-2.61%	13.95%	S/ 0.2021
16	-S/ 59,389.42	S/ 90,430.70	-1.63%	14.36%	S/ 0.1955
17	-S/ 55,955.69	S/ 99,196.54	-0.81%	14.69%	S/ 0.1898
18	-S/ 52,735.70	S/ 107,428.21	-0.12%	14.96%	S/ 0.1847
19	-S/ 49,716.49	S/ 115,157.59	0.48%	15.18%	S/ 0.1803
20	-S/ 46,885.89	S/ 122,414.67	0.99%	15.36%	S/ 0.1763
25	-S/ 39,687.82	S/ 148,043.90	2.19%	15.80%	S/ 0.1657

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 115**

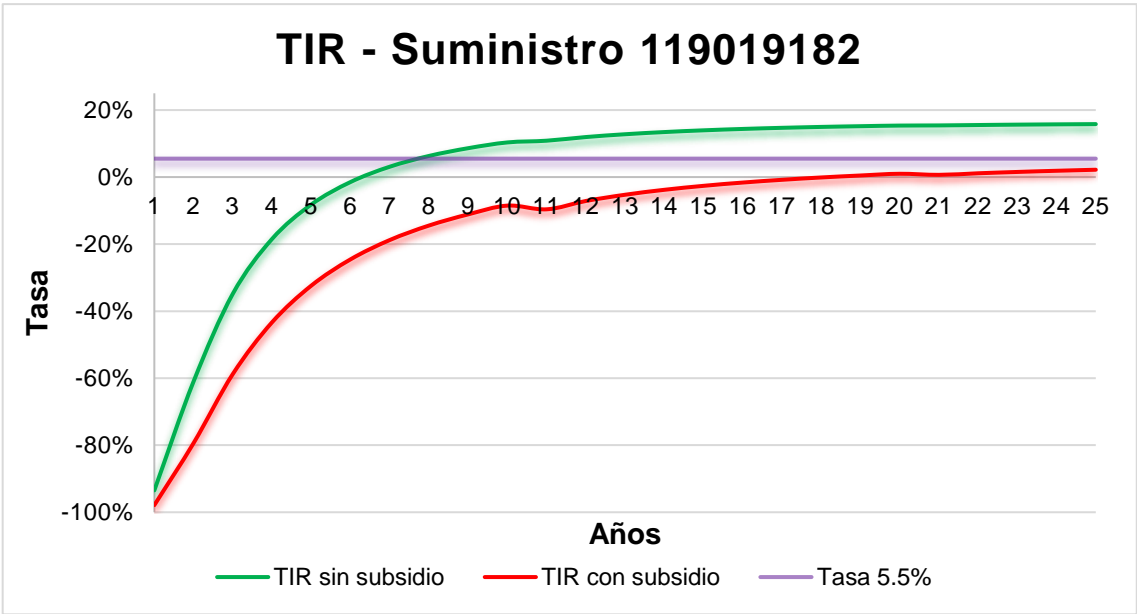
*Gráfica del VAN – Suministro 119019182.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 116**

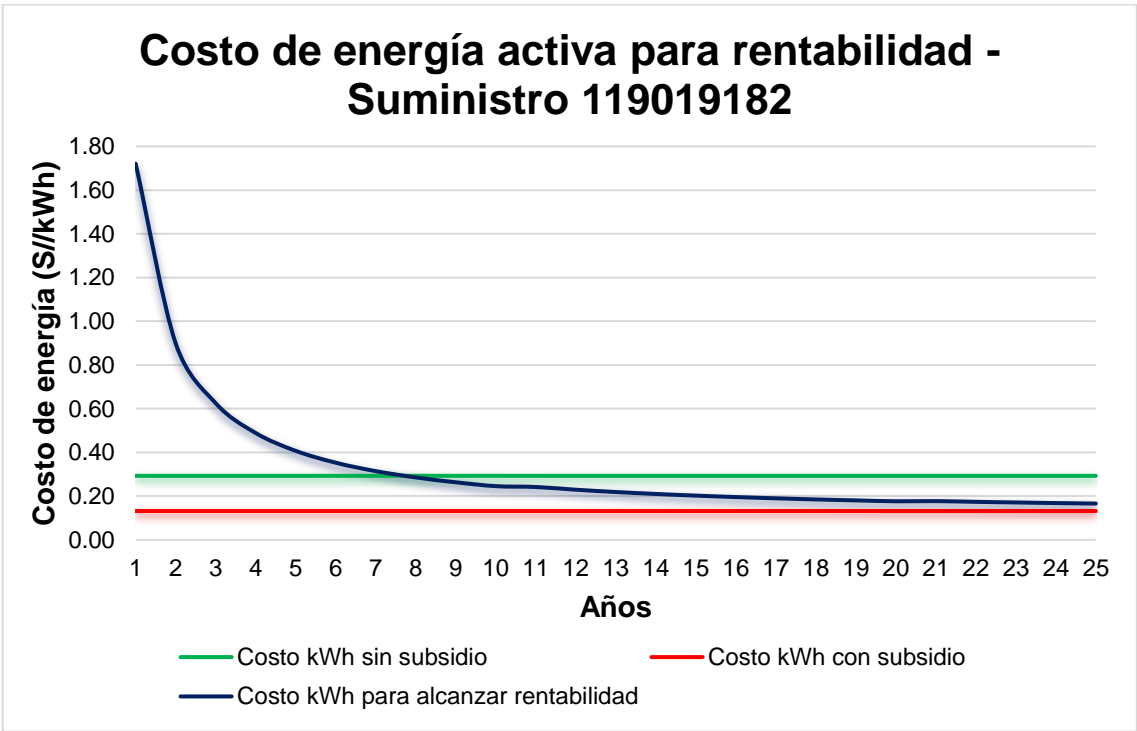
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019182.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 117**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019182.*



*Nota: Elaboración propia.*

Tabla 53

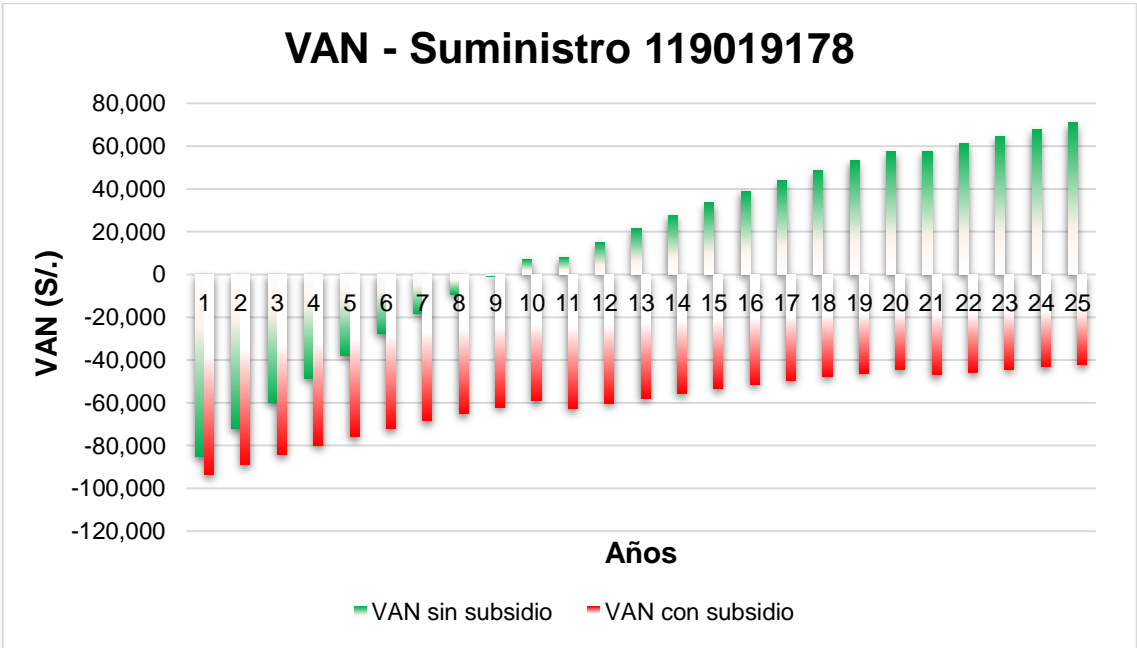
Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019178.

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 75,846.25	-S/ 37,707.78	-35.97%	-12.27%	S/ 0.4525
6	-S/ 72,052.83	-S/ 27,589.40	-28.00%	-5.34%	S/ 0.3931
7	-S/ 68,495.19	-S/ 18,083.00	-22.09%	-0.57%	S/ 0.3509
8	-S/ 65,159.05	-S/ 9,152.26	-17.59%	2.82%	S/ 0.3194
9	-S/ 62,030.99	-S/ 763.01	-14.11%	5.30%	S/ 0.2951
10	-S/ 59,098.38	S/ 7,116.94	-11.35%	7.16%	S/ 0.2758
11	-S/ 62,760.41	S/ 8,106.83	-15.15%	7.35%	S/ 0.2747
12	-S/ 60,183.77	S/ 15,057.31	-11.45%	8.61%	S/ 0.2608
13	-S/ 57,769.03	S/ 21,584.18	-8.98%	9.59%	S/ 0.2493
14	-S/ 55,506.32	S/ 27,712.72	-7.13%	10.36%	S/ 0.2394
15	-S/ 53,386.33	S/ 33,466.71	-5.68%	10.97%	S/ 0.2310
16	-S/ 51,400.34	S/ 38,868.55	-4.50%	11.47%	S/ 0.2237
17	-S/ 49,540.15	S/ 43,939.32	-3.52%	11.87%	S/ 0.2173
18	-S/ 47,798.02	S/ 48,698.86	-2.69%	12.20%	S/ 0.2117
19	-S/ 46,166.72	S/ 53,165.84	-1.99%	12.47%	S/ 0.2068
20	-S/ 44,639.41	S/ 57,357.82	-1.39%	12.69%	S/ 0.2024
25	-S/ 42,104.75	S/ 70,985.23	-0.25%	13.21%	S/ 0.1919

Nota: Elaboración propia en Excel.

Figura 118

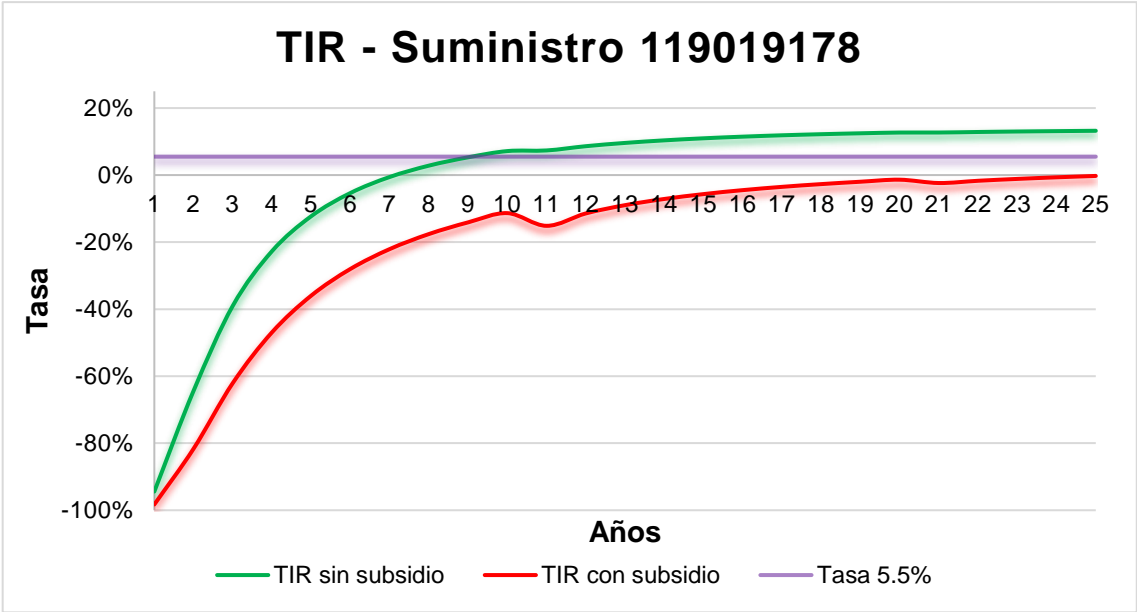
Gráfica del VAN – Suministro 119019178.



Nota: Elaboración propia.

**Figura 119**

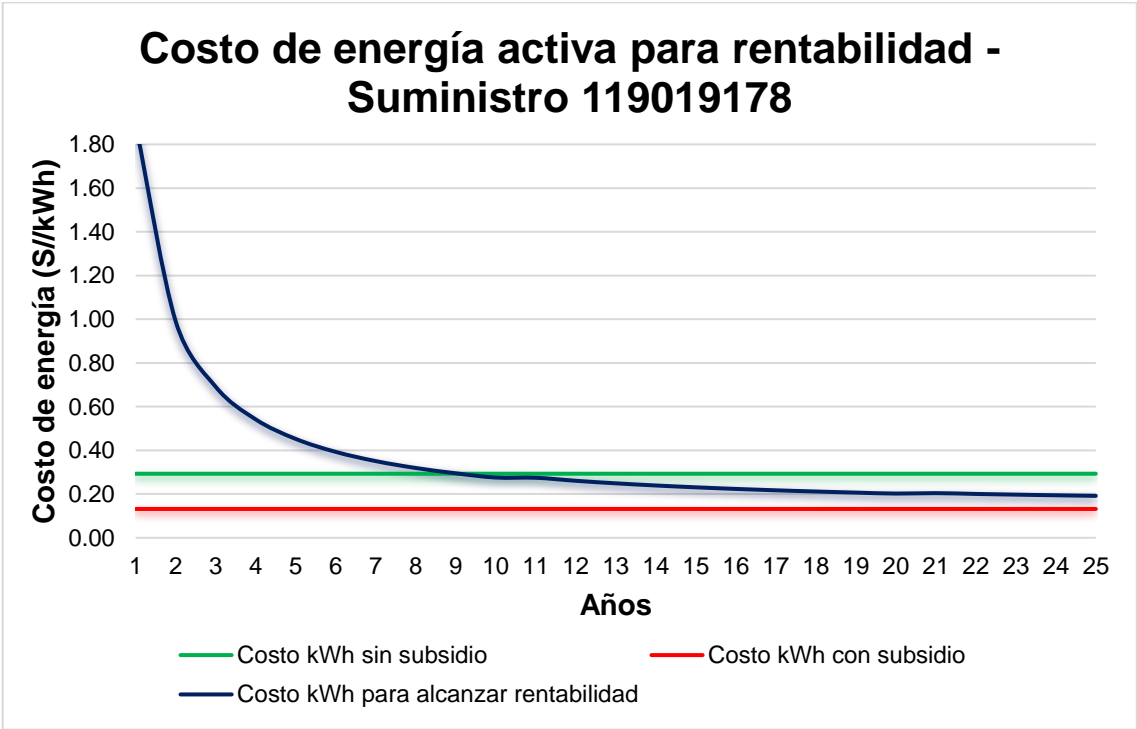
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019178.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 120**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019178.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 54**

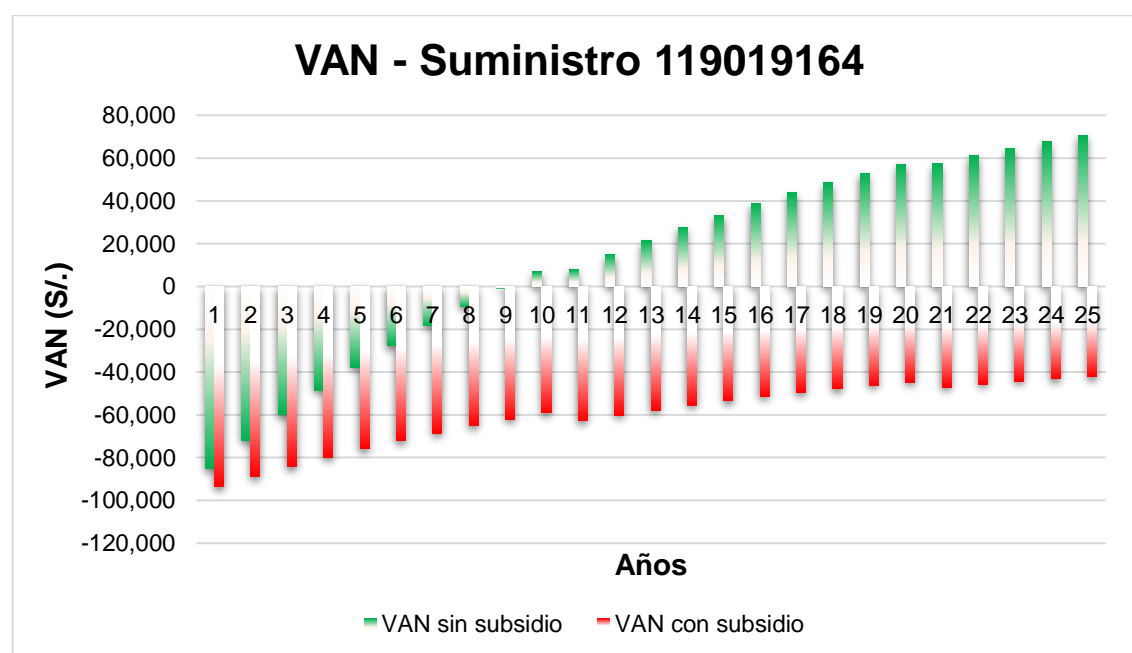
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019164.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 75,865.20	-S/ 37,778.78	-35.98%	-12.31%	S/ 0.4524
6	-S/ 72,074.83	-S/ 27,672.08	-28.01%	-5.38%	S/ 0.3930
7	-S/ 68,520.03	-S/ 18,176.64	-22.10%	-0.60%	S/ 0.3508
8	-S/ 65,186.53	-S/ 9,256.18	-17.61%	2.79%	S/ 0.3193
9	-S/ 62,060.93	-S/ 876.56	-14.12%	5.27%	S/ 0.2950
10	-S/ 59,130.60	S/ 6,994.35	-11.36%	7.13%	S/ 0.2757
11	-S/ 62,794.75	S/ 7,975.77	-15.17%	7.32%	S/ 0.2746
12	-S/ 60,220.09	S/ 14,918.31	-11.46%	8.59%	S/ 0.2607
13	-S/ 57,807.18	S/ 21,437.74	-8.99%	9.57%	S/ 0.2491
14	-S/ 55,546.16	S/ 27,559.30	-7.14%	10.34%	S/ 0.2393
15	-S/ 53,427.76	S/ 33,306.75	-5.69%	10.95%	S/ 0.2309
16	-S/ 51,443.23	S/ 38,702.46	-4.51%	11.44%	S/ 0.2236
17	-S/ 49,584.40	S/ 43,767.50	-3.53%	11.84%	S/ 0.2172
18	-S/ 47,843.53	S/ 48,521.66	-2.70%	12.17%	S/ 0.2116
19	-S/ 46,213.39	S/ 52,983.61	-2.00%	12.44%	S/ 0.2067
20	-S/ 44,687.16	S/ 57,170.88	-1.39%	12.67%	S/ 0.2023
25	-S/ 42,156.78	S/ 70,778.85	-0.26%	13.19%	S/ 0.1918

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 121**

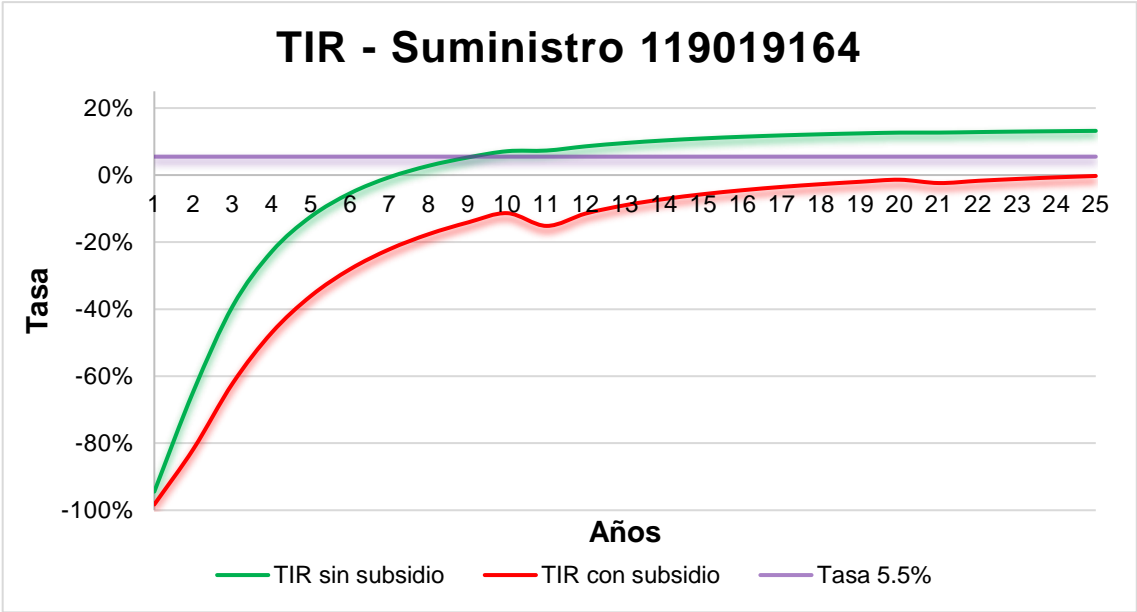
*Gráfica del VAN – Suministro 119019164.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 122**

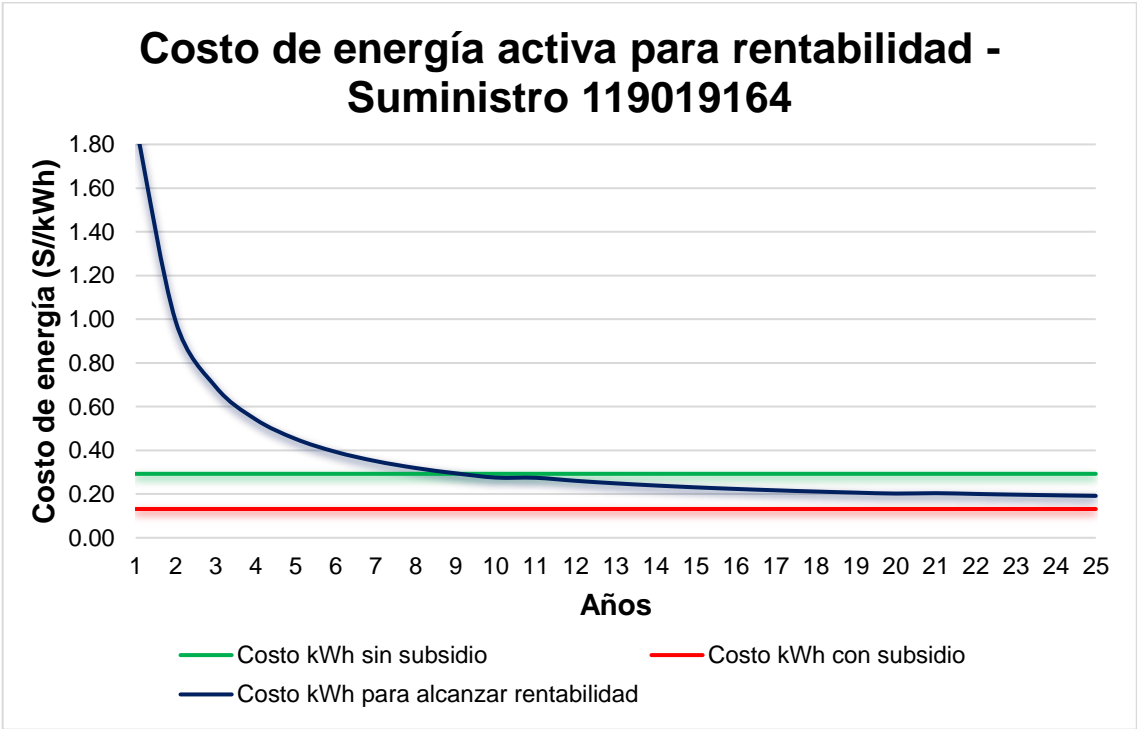
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019164.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Figura 123**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019164.*



*Nota: Elaboración propia.*

**Tabla 55**

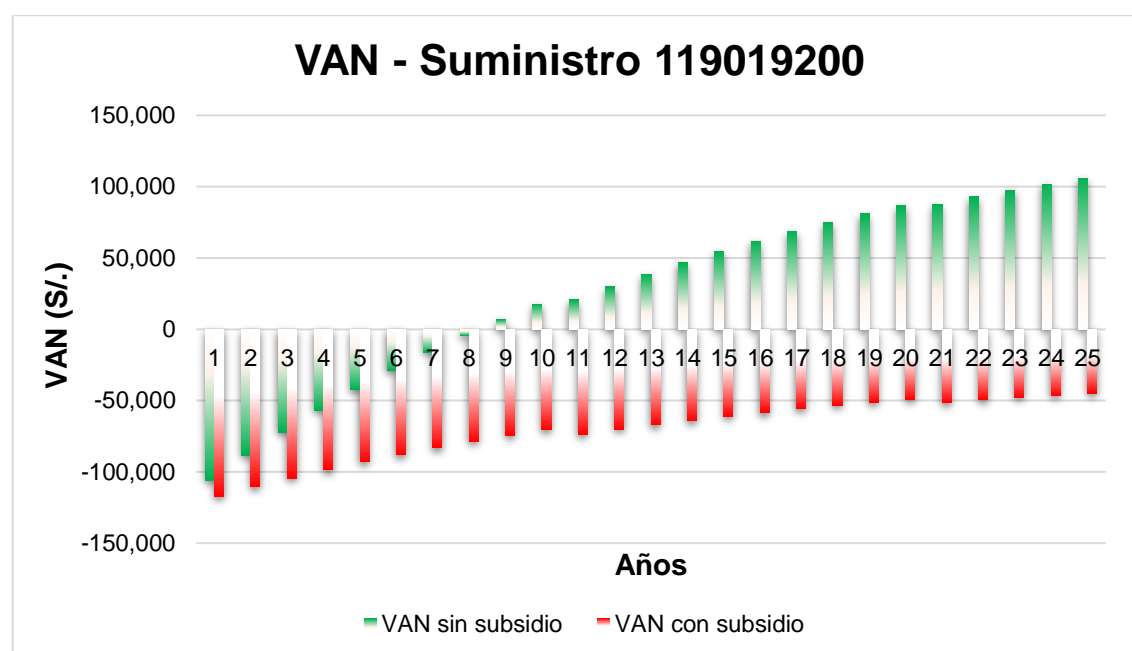
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019200.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 93,076.73	-S/ 42,324.34	-34.57%	-10.24%	S/ 0.4270
6	-S/ 87,949.80	-S/ 28,779.26	-26.65%	-3.41%	S/ 0.3710
7	-S/ 83,140.42	-S/ 16,052.05	-20.79%	1.26%	S/ 0.3312
8	-S/ 78,629.42	-S/ 4,094.25	-16.36%	4.56%	S/ 0.3015
9	-S/ 74,398.77	S/ 7,139.78	-12.94%	6.96%	S/ 0.2786
10	-S/ 70,431.48	S/ 17,693.00	-10.24%	8.74%	S/ 0.2604
11	-S/ 73,705.50	S/ 20,611.98	-12.38%	9.15%	S/ 0.2575
12	-S/ 70,218.02	S/ 29,922.58	-9.43%	10.31%	S/ 0.2446
13	-S/ 66,948.82	S/ 38,666.76	-7.31%	11.21%	S/ 0.2338
14	-S/ 63,884.61	S/ 46,878.29	-5.67%	11.92%	S/ 0.2246
15	-S/ 61,012.90	S/ 54,588.92	-4.35%	12.48%	S/ 0.2167
16	-S/ 58,321.96	S/ 61,828.57	-3.27%	12.93%	S/ 0.2099
17	-S/ 55,800.73	S/ 68,625.40	-2.37%	13.29%	S/ 0.2039
18	-S/ 53,438.85	S/ 75,005.89	-1.61%	13.59%	S/ 0.1987
19	-S/ 51,226.54	S/ 80,994.98	-0.96%	13.83%	S/ 0.1941
20	-S/ 49,154.63	S/ 86,616.14	-0.40%	14.03%	S/ 0.1900
25	-S/ 44,711.08	S/ 105,837.52	0.81%	14.51%	S/ 0.1795

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 124**

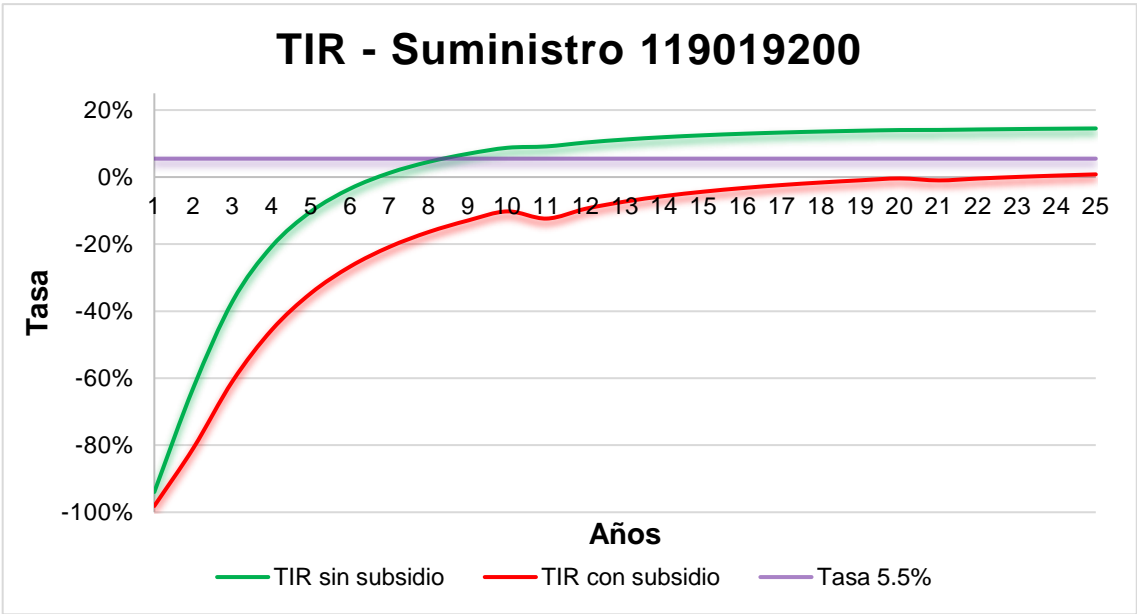
*Gráfica del VAN – Suministro 119019200.*



*Nota:* Elaboración propia.

Figura 125

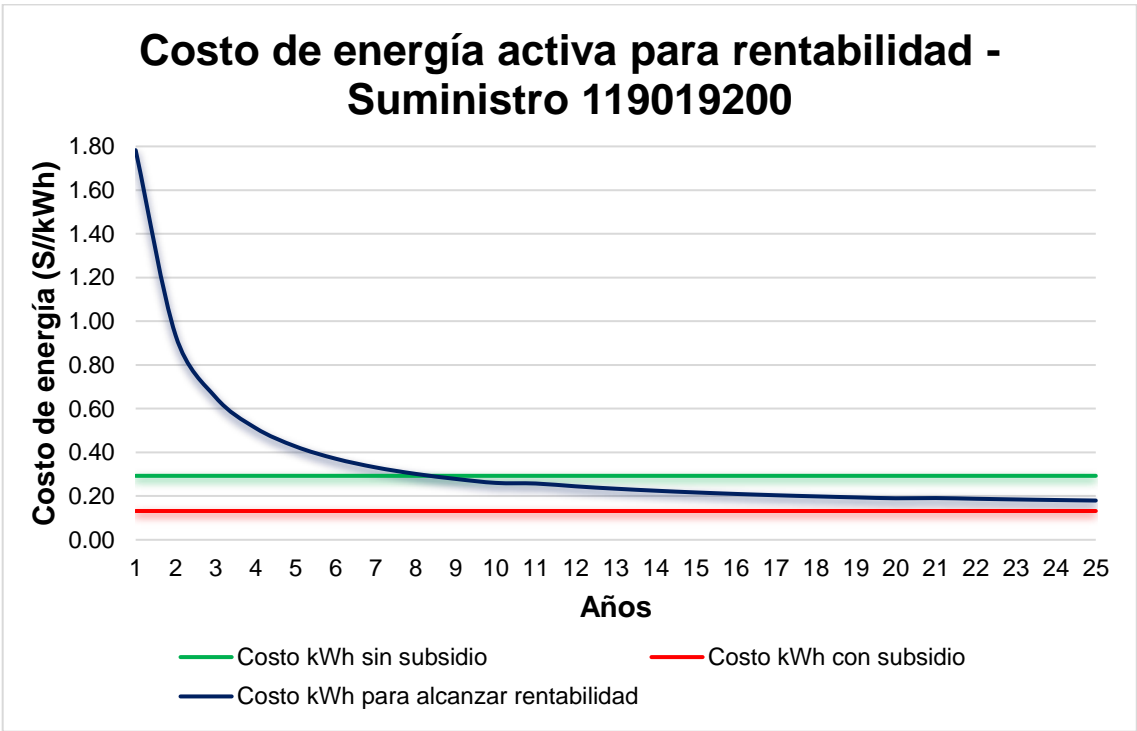
Gráfica de la TIR – Suministro 119019200.



Nota: Elaboración propia.

Figura 126

Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019200.



Nota: Elaboración propia.

**Tabla 56**

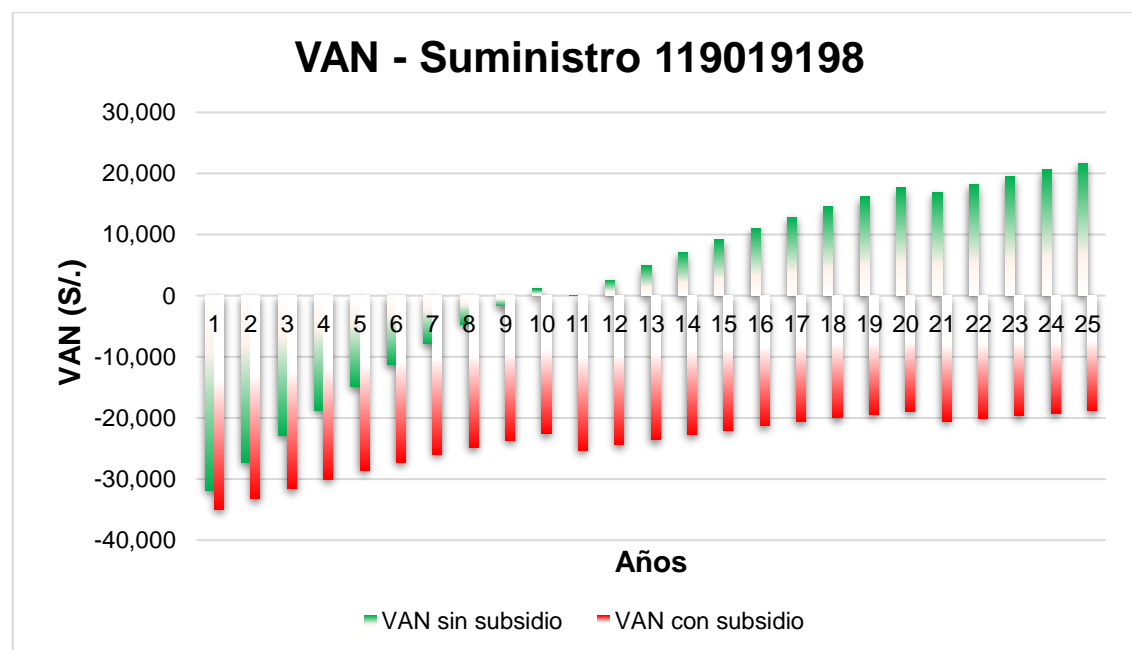
*Análisis económico del sistema fotovoltaico - suministro 119019198.*

Años	VAN		TIR		Costo de energía (Soles/kWh)
	Con subsidio	Sin subsidio	Con subsidio	Sin subsidio	
5	-S/ 34,958.54	-S/ 31,878.76	-98.35%	-94.68%	S/ 2.1371
6	-S/ 33,206.17	-S/ 27,229.52	-82.12%	-65.37%	S/ 1.1194
7	-S/ 31,562.49	-S/ 22,861.17	-62.74%	-40.23%	S/ 0.7807
8	-S/ 30,020.93	-S/ 18,757.07	-47.67%	-23.95%	S/ 0.6117
9	-S/ 28,575.30	-S/ 14,901.53	-36.72%	-13.47%	S/ 0.5107
10	-S/ 27,219.80	-S/ 11,279.79	-28.73%	-6.48%	S/ 0.4436
11	-S/ 25,948.96	-S/ 7,877.95	-22.79%	-1.65%	S/ 0.3959
12	-S/ 24,757.64	-S/ 4,682.93	-18.26%	1.79%	S/ 0.3603
13	-S/ 23,640.98	-S/ 1,682.41	-14.75%	4.32%	S/ 0.3328
14	-S/ 22,594.46	S/ 1,135.20	-11.96%	6.22%	S/ 0.3109
15	-S/ 25,323.47	S/ 71.16	-	5.55%	S/ 0.3188
16	-S/ 24,404.63	S/ 2,555.07	-16.39%	6.99%	S/ 0.3027
17	-S/ 23,543.84	S/ 4,886.95	-12.19%	8.10%	S/ 0.2891
18	-S/ 22,737.54	S/ 7,075.88	-9.59%	8.96%	S/ 0.2776
19	-S/ 21,982.40	S/ 9,130.44	-7.70%	9.65%	S/ 0.2678
20	-S/ 21,275.26	S/ 11,058.69	-6.24%	10.20%	S/ 0.2592
25	-S/ 20,613.18	S/ 12,868.21	-5.06%	10.65%	S/ 0.2518

*Nota:* Elaboración propia en Excel.

**Figura 127**

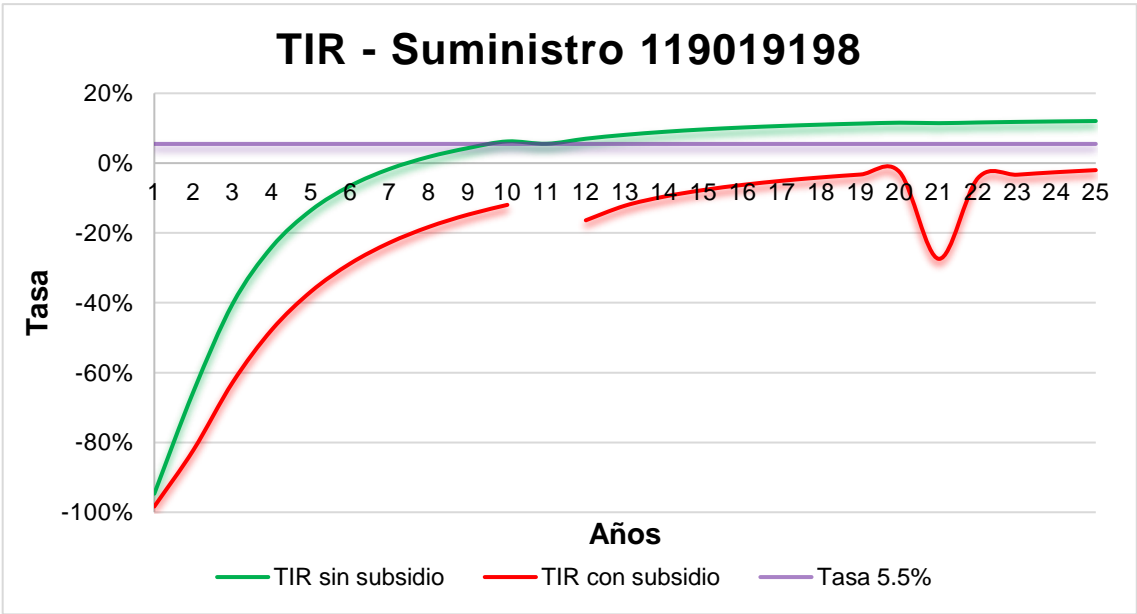
*Gráfica del VAN – Suministro 119019198.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 128**

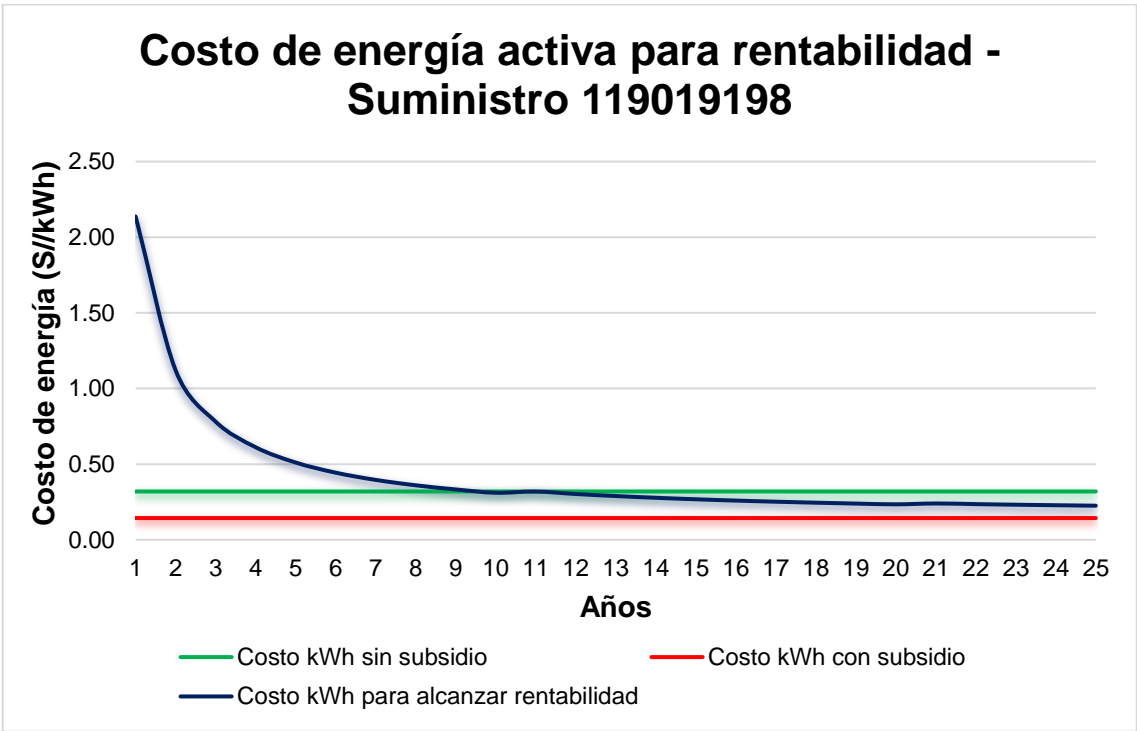
*Gráfica de la TIR – Suministro 119019198.*



*Nota:* Elaboración propia.

**Figura 129**

*Costo de energía activa para rentabilidad – Suministro 119019198.*



*Nota:* Elaboración propia.

## Capítulo IV. Análisis de resultados

### 4 Resultados, Contrastación De Hipótesis Y Discusión Resultados

#### 4.1 Resultados

A continuación, se presentan los resultados de los costos de inversión para cada sistema fotovoltaico correspondiente a cada suministro, incluyendo el número de paneles, la energía generada por el sistema, su eficiencia y su potencia nominal.

**Tabla 57**

*Detalles del sistema fotovoltaico para cada suministro.*

Item	Suministro	Potencia consumo (kW)	Tiempo consumo diario (h)	Potencia del SF (kW)	Eficiencia del SF	Número paneles	Energía del SF (kWh)	Costo de inversión
1	119019138	94.63	16.24	90.00	73%	221	164119.94	S/ 272,123.46
2	119019135	73.52	17.11	60.00	73%	147	109325.56	S/ 178,772.80
3	119019134	104.98	16.56	100.00	73%	245	182367.19	S/ 298,125.82
4	119019131	89.62	17.33	80.00	73%	196	146083.27	S/ 243,587.74
5	119019128	89.22	16.72	80.00	73%	196	146083.27	S/ 243,587.74
6	119019127	117.44	16.71	110.00	73%	270	201169.55	S/ 322,510.64
7	119019126	110.36	17.00	100.00	73%	245	182367.19	S/ 298,125.82
8	119019139	106.76	15.84	100.00	73%	245	182367.19	S/ 298,125.82
9	119019155	79.62	15.22	70.00	73%	172	127850.38	S/ 218,122.94
10	119021425	71.70	17.15	60.00	73%	147	109325.56	S/ 178,772.80
11	119019196	94.78	15.17	90.00	73%	221	164119.94	S/ 272,123.46
12	119021381	54.36	16.35	50.00	73%	122	91071.25	S/ 150,128.10
13	119019144	104.46	17.08	100.00	73%	245	182367.19	S/ 298,125.82
14	119019145	68.54	17.72	60.00	73%	147	109325.56	S/ 178,772.80
15	119019149	60.85	17.79	60.00	73%	147	109325.56	S/ 178,772.80
16	119019147	46.51	16.09	40.00	73%	98	73041.63	S/ 124,234.72
17	119019185	63.93	16.82	60.00	73%	147	109325.56	S/ 178,772.80
18	119019182	58.67	16.74	50.00	73%	122	91071.25	S/ 150,128.10
19	119019178	30.20	16.86	30.00	73%	74	54817.87	S/ 98,915.78
20	119019164	35.16	8.37	30.00	73%	74	54817.87	S/ 98,915.78
21	119019200	50.80	9.34	40.00	73%	98	73041.63	S/ 124,234.72
22	119019198	10.72	6.44	10.00	71%	25	18047.95	S/ 36,826.58

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

De la tabla anterior, se observa que las eficiencias de los sistemas fotovoltaicos apenas superan el 70%, y los costos de inversión varían en función del número de paneles

que tiene cada sistema fotovoltaico, lo cual, a su vez, depende de la potencia que tiene dicho sistema diseñado.

A continuación, se presentan los resultados del cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para cada suministro en periodos de 5, 10, 15, 20 y 25 años, mostrando la rentabilidad correspondiente en cada periodo para condiciones de consumo sin subsidio energético.

**Tabla 58**

*Cálculo del VAN por suministro sin subsidio energético.*

Item	Suministro	VAN en condiciones de consumo sin subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
1	119019138	-S/ 87,373.18	S/ 47,998.07	S/ 131,840.54	S/ 204,080.43	S/ 247,800.34
2	119019135	-S/ 55,538.29	S/ 34,770.00	S/ 92,078.34	S/ 140,284.42	S/ 170,266.54
3	119019134	-S/ 92,548.20	S/ 58,108.52	S/ 152,566.10	S/ 232,993.24	S/ 282,345.04
4	119019131	-S/ 79,221.69	S/ 41,230.20	S/ 115,341.26	S/ 179,639.94	S/ 218,269.58
5	119019128	-S/ 79,221.69	S/ 41,230.20	S/ 115,341.26	S/ 179,639.94	S/ 218,269.58
6	119019127	-S/ 95,316.75	S/ 71,202.00	S/ 176,578.54	S/ 265,498.74	S/ 320,636.03
7	119019126	-S/ 87,231.97	S/ 67,471.97	S/ 165,010.61	S/ 247,783.21	S/ 298,920.47
8	119019139	-S/ 92,548.12	S/ 58,108.67	S/ 152,566.30	S/ 232,993.47	S/ 282,345.30
9	119019155	-S/ 70,930.02	S/ 37,032.36	S/ 102,667.60	S/ 160,415.87	S/ 194,666.02
10	119021425	-S/ 55,539.37	S/ 34,768.09	S/ 92,075.80	S/ 140,281.40	S/ 170,263.15
11	119019196	-S/ 87,052.94	S/ 48,563.32	S/ 132,593.28	S/ 204,976.60	S/ 248,806.26
12	119021381	-S/ 45,916.41	S/ 30,514.18	S/ 78,771.55	S/ 119,646.26	S/ 144,936.45
13	119019144	-S/ 89,011.77	S/ 64,350.79	S/ 160,878.71	S/ 242,889.93	S/ 293,453.76
14	119019145	-S/ 55,537.87	S/ 34,770.74	S/ 92,079.31	S/ 140,285.59	S/ 170,267.85
15	119019149	-S/ 55,692.90	S/ 34,497.10	S/ 91,714.92	S/ 139,851.75	S/ 169,780.88
16	119019147	-S/ 40,114.06	S/ 21,594.43	S/ 59,784.31	S/ 92,801.58	S/ 112,780.48
17	119019185	-S/ 55,499.03	S/ 34,839.31	S/ 92,170.63	S/ 140,394.30	S/ 170,389.88
18	119019182	-S/ 44,927.17	S/ 32,260.34	S/ 81,096.84	S/ 122,414.67	S/ 148,043.90
19	119019178	-S/ 37,707.78	S/ 7,116.94	S/ 33,466.71	S/ 57,357.82	S/ 70,985.23
20	119019164	-S/ 37,778.78	S/ 6,994.35	S/ 33,306.75	S/ 57,170.88	S/ 70,778.85
21	119019200	-S/ 42,324.34	S/ 17,693.00	S/ 54,588.92	S/ 86,616.14	S/ 105,837.52
22	119019198	-S/ 14,901.53	S/ 1,135.20	S/ 9,130.44	S/ 17,653.71	S/ 21,672.43

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los sistemas fotovoltaicos logran alcanzar rentabilidad a lo largo de los 25 años de vida útil de los paneles.

A continuación, se presentan los cálculos correspondientes de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para cada sistema fotovoltaico, evaluados en periodos de 5, 10, 15, 20 y 25 años para cada suministro en condiciones de consumo sin subsidio energético.

**Tabla 59**

*Cálculo del TIR por suministro sin subsidio energético.*

Item	Suministro	TIR en condiciones de consumo sin subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
1	119019138	-9.27%	9.49%	13.15%	14.64%	15.10%
2	119019135	-8.76%	9.89%	13.58%	15.02%	15.47%
3	119019134	-8.75%	9.90%	13.54%	14.99%	15.44%
4	119019131	-9.47%	9.34%	12.99%	14.50%	14.96%
5	119019128	-9.47%	9.34%	12.99%	14.50%	14.96%
6	119019127	-8.03%	10.47%	14.06%	15.46%	15.89%
7	119019126	-7.88%	10.58%	14.15%	15.55%	15.98%
8	119019139	-8.75%	9.90%	13.54%	14.99%	15.44%
9	119019155	-9.47%	9.35%	12.96%	14.48%	14.93%
10	119021425	-8.76%	9.89%	13.58%	15.02%	15.47%
11	119019196	-9.21%	9.54%	13.19%	14.68%	15.13%
12	119021381	-8.52%	10.08%	13.72%	15.16%	15.60%
13	119019144	-8.17%	10.36%	13.95%	15.37%	15.80%
14	119019145	-8.76%	9.89%	13.58%	15.02%	15.47%
15	119019149	-8.80%	9.86%	13.55%	14.99%	15.44%
16	119019147	-9.36%	9.43%	13.10%	14.60%	15.06%
17	119019185	-8.75%	9.90%	13.58%	15.03%	15.48%
18	119019182	-8.20%	10.33%	13.95%	15.36%	15.80%
19	119019178	-12.27%	7.16%	10.97%	12.69%	13.21%
20	119019164	-12.31%	7.13%	10.95%	12.67%	13.19%
21	119019200	-10.24%	8.74%	12.48%	14.03%	14.51%
22	119019198	-13.47%	6.22%	9.65%	11.58%	12.06%

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

De la tabla anterior, se observa que, en todos los casos, que en 10 años la TIR es superior al 5.5%, lo que indica que los sistemas fotovoltaicos son rentables.

A continuación, se presentan los resultados del cálculo del Valor Actual Neto (VAN) para cada suministro en periodos de 5, 10, 15, 20 y 25 años, mostrando la rentabilidad correspondiente en cada periodo para condiciones de consumo con subsidio energético.

**Tabla 60**

*Cálculo del VAN del mismo suministro con subsidio energético.*

Item	Suministro	VAN en condiciones de consumo con subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
1	119019138	-S/ 201,404.67	-S/ 149,989.69	-S/ 127,865.34	-S/ 100,920.20	-S/ 90,381.74
2	119019135	-S/ 131,499.92	-S/ 97,122.02	-S/ 80,931.95	-S/ 62,904.49	-S/ 55,031.90

Item	Suministro	VAN en condiciones de consumo con subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
3	119019134	-S/ 219,262.23	-S/ 161,907.99	-S/ 136,046.00	-S/ 105,966.44	-S/ 93,501.99
4	119019131	-S/ 180,726.48	-S/ 135,018.77	-S/ 115,862.39	-S/ 91,901.59	-S/ 82,827.61
5	119019128	-S/ 180,726.48	-S/ 135,018.77	-S/ 115,862.39	-S/ 91,901.59	-S/ 82,827.61
6	119019127	-S/ 235,097.13	-S/ 171,505.85	-S/ 141,804.28	-S/ 108,430.24	-S/ 93,991.04
7	119019126	-S/ 214,335.62	-S/ 153,221.05	-S/ 124,488.93	-S/ 92,218.71	-S/ 78,082.23
8	119019139	-S/ 219,262.15	-S/ 161,907.84	-S/ 136,045.81	-S/ 105,966.21	-S/ 93,501.73
9	119019155	-S/ 159,762.40	-S/ 117,205.74	-S/ 99,653.63	-S/ 77,194.95	-S/ 68,798.03
10	119021425	-S/ 131,501.00	-S/ 97,123.93	-S/ 80,934.49	-S/ 62,907.51	-S/ 55,035.29
11	119019196	-S/ 201,084.44	-S/ 149,424.44	-S/ 127,112.61	-S/ 100,024.02	-S/ 89,375.81
12	119021381	-S/ 109,197.96	-S/ 79,368.30	-S/ 65,375.95	-S/ 49,654.30	-S/ 42,795.27
13	119019144	-S/ 215,725.80	-S/ 155,665.72	-S/ 127,733.40	-S/ 96,069.75	-S/ 82,393.27
14	119019145	-S/ 131,499.51	-S/ 97,121.29	-S/ 80,930.97	-S/ 62,903.33	-S/ 55,030.59
15	119019149	-S/ 131,654.53	-S/ 97,394.92	-S/ 81,295.36	-S/ 63,337.16	-S/ 55,517.55
16	119019147	-S/ 90,866.46	-S/ 66,530.06	-S/ 55,817.51	-S/ 42,969.18	-S/ 37,768.12
17	119019185	-S/ 131,460.66	-S/ 97,052.72	-S/ 80,839.65	-S/ 62,794.61	-S/ 54,908.56
18	119019182	-S/ 108,208.71	-S/ 77,622.15	-S/ 63,050.66	-S/ 46,885.89	-S/ 39,687.82
19	119019178	-S/ 75,846.25	-S/ 59,098.38	-S/ 53,386.33	-S/ 44,639.41	-S/ 42,104.75
20	119019164	-S/ 75,865.20	-S/ 59,130.60	-S/ 53,427.76	-S/ 44,687.16	-S/ 42,156.78
21	119019200	-S/ 93,076.73	-S/ 70,431.48	-S/ 61,012.90	-S/ 49,154.63	-S/ 44,711.08
22	119019198	-S/ 28,575.30	-S/ 22,594.46	-S/ 21,982.40	-S/ 18,870.34	-S/ 18,809.89

Nota: Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

A continuación, se presentan los cálculos correspondientes de la Tasa Interna de Retorno (TIR) para cada sistema fotovoltaico, evaluados en periodos de 5, 10, 15, 20 y 25 años para cada suministro en condiciones de consumo sin subsidio energético.

**Tabla 61**

*Cálculo del TIR del mismo suministro con subsidio energético.*

Item	Suministro	TIR en condiciones de consumo con subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
1	119019138	-33.87%	-9.69%	-3.83%	0.02%	1.21%
2	119019135	-33.52%	-9.41%	-3.37%	0.34%	1.59%
3	119019134	-33.51%	-9.41%	-3.48%	0.28%	1.49%
4	119019131	-34.01%	-9.79%	-3.98%	-0.09%	1.09%
5	119019128	-34.01%	-9.79%	-3.98%	-0.09%	1.09%
6	119019127	-33.02%	-9.02%	-3.08%	0.59%	1.81%
7	119019126	-32.28%	-8.41%	-2.57%	1.03%	2.22%
8	119019139	-33.51%	-9.41%	-3.48%	0.28%	1.49%
9	119019155	-33.28%	-9.20%	-3.54%	0.30%	1.45%
10	119021425	-33.52%	-9.41%	-3.37%	0.34%	1.59%

Item	Suministro	TIR en condiciones de consumo con subsidio energético				
		5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
11	119019196	-33.78%	-9.61%	-3.76%	0.07%	1.27%
12	119021381	-32.90%	-8.91%	-2.97%	0.69%	1.90%
13	119019144	-32.62%	-8.69%	-2.82%	0.82%	2.02%
14	119019145	-33.52%	-9.41%	-3.37%	0.34%	1.59%
15	119019149	-33.59%	-9.47%	-3.42%	0.30%	1.55%
16	119019147	-33.20%	-9.14%	-3.32%	0.44%	1.63%
17	119019185	-33.50%	-9.40%	-3.36%	0.35%	1.60%
18	119019182	-32.41%	-8.51%	-2.61%	0.99%	2.19%
19	119019178	-35.97%	-11.35%	-5.68%	-1.39%	-0.25%
20	119019164	-35.98%	-11.36%	-5.69%	-1.39%	-0.26%
21	119019200	-34.57%	-10.24%	-4.35%	-0.40%	0.81%
22	119019198	-36.72%	-11.96%	-7.70%	-2.57%	-2.01%

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

Como se puede apreciar de las dos últimas tablas, en la condición donde el suministro cuenta con el subsidio energético del 55%, el proyecto deja de ser rentable lo que nos aclara que los subsidios del gobierno no permiten un avance tecnológico en la zona de La Yarada.

A continuación, se presenta el costo que debería tener el kWh de la tarifa eléctrica para que el sistema fotovoltaico sea rentable en un determinado periodo. Actualmente, el costo del kWh de la concesionaria se sitúa entre 29.27 y 31.93 centavos. Sin embargo, al aplicar el subsidio, los costos bajan a entre 13.17 y 14.37 centavos por kWh, lo que reduce significativamente el costo de consumo y, como muestran los resultados de los cálculos del VAN y TIR de las tablas 60 y 61, impide que los sistemas fotovoltaicos sean rentables.

**Tabla 62**

*Cálculo del costo del kWh para cada suministro.*

Item	Suministro	Costo del kWh (S//kWh)	Costo del kWh subsidiado (S//kWh)	Costo del kWh para ser rentable (S//kWh)				
				5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
1	119019138	0.2927	0.1317	0.4160	0.2537	0.2110	0.1850	0.1747
2	119019135	0.2927	0.1317	0.4104	0.2503	0.2070	0.1816	0.1710
3	119019134	0.2927	0.1317	0.4103	0.2502	0.2076	0.1820	0.1718
4	119019131	0.2927	0.1317	0.4183	0.2550	0.2124	0.1862	0.1760
5	119019128	0.2927	0.1317	0.4183	0.2550	0.2124	0.1862	0.1760
6	119019127	0.2927	0.1317	0.4025	0.2455	0.2034	0.1784	0.1682

Item	Suministro	Costo del kWh (S//kWh)	Costo del kWh subsidiado (S//kWh)	Costo del kWh para ser rentable (S//kWh)				
				5 años	10 años	15 años	20 años	25 años
7	119019126	0.2936	0.1321	0.4044	0.2442	0.2016	0.1759	0.1656
8	119019139	0.2927	0.1317	0.4103	0.2502	0.2076	0.1820	0.1718
9	119019155	0.2927	0.1317	0.4212	0.2540	0.2110	0.1840	0.1738
10	119021425	0.2927	0.1317	0.4104	0.2503	0.2070	0.1816	0.1710
11	119019196	0.2927	0.1317	0.4156	0.2532	0.2105	0.1845	0.1743
12	119021381	0.2927	0.1317	0.4095	0.2480	0.2047	0.1789	0.1684
13	119019144	0.2927	0.1317	0.4058	0.2456	0.2030	0.1773	0.1670
14	119019145	0.2927	0.1317	0.4104	0.2503	0.2070	0.1816	0.1710
15	119019149	0.2927	0.1317	0.4107	0.2506	0.2074	0.1819	0.1714
16	119019147	0.2927	0.1317	0.4199	0.2533	0.2094	0.1827	0.1721
17	119019185	0.2927	0.1317	0.4103	0.2502	0.2069	0.1815	0.1709
18	119019182	0.2927	0.1317	0.4070	0.2454	0.2021	0.1763	0.1657
19	119019178	0.2931	0.1319	0.4525	0.2758	0.2310	0.2024	0.1919
20	119019164	0.2927	0.1317	0.4524	0.2757	0.2309	0.2023	0.1918
21	119019200	0.2927	0.1317	0.4270	0.2604	0.2167	0.1900	0.1795
22	119019198	0.3193	0.1437	0.5107	0.3109	0.2678	0.2344	0.2253

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores.

Como se observa en la tabla anterior, los costos del kWh de los sistemas fotovoltaicos, a partir del año 10, ya son más bajos que los costos del kWh ofrecidos por la concesionaria eléctrica en condiciones normales (sin subsidio). Sin embargo, estos costos siguen siendo mayores que los costos del kWh subsidiado. Esto evidencia que los sistemas fotovoltaicos son rentables en condiciones normales, pero debido al subsidio energético del 55% otorgado por el gobierno, establecido en el DS No 134-94-PCM, estos sistemas resultan inviables para los 77 suministros que reciben dicho beneficio.

A continuación, se presenta la reducción en toneladas de CO2 lograda gracias al ahorro energético generado por los sistemas fotovoltaicos en cada suministro.

**Tabla 63**

*Reducción en toneladas de CO2 para cada suministro.*

Item	Suministro	Potencia del SF (kW)	ΔkWh	Ahorro energético	ΔtCO2
1	119019138	90.00	164120	29.66%	34.96
2	119019135	60.00	109326	24.14%	23.29
3	119019134	100.00	182367	29.14%	38.85
4	119019131	80.00	146083	26.12%	31.12

Item	Suministro	Potencia del SF (kW)	$\Delta kWh$	Ahorro energético	$\Delta tCO_2$
5	119019128	80.00	146083	27.20%	31.12
6	119019127	110.00	201170	28.47%	42.86
7	119019126	100.00	182367	27.00%	38.85
8	119019139	100.00	182367	29.96%	38.85
9	119019155	70.00	127850	29.31%	27.24
10	119021425	60.00	109326	24.70%	23.29
11	119019196	90.00	164120	31.71%	34.96
12	119021381	50.00	91071	28.47%	19.40
13	119019144	100.00	182367	28.40%	38.85
14	119019145	60.00	109326	25.00%	23.29
15	119019149	60.00	109326	28.06%	23.29
16	119019147	40.00	73042	27.11%	15.56
17	119019185	60.00	109326	28.23%	23.29
18	119019182	50.00	91071	25.75%	19.40
19	119019178	30.00	54818	29.90%	11.68
20	119019164	30.00	54818	51.72%	11.68
21	119019200	40.00	73042	42.74%	15.56
22	119019198	10.00	18048	72.57%	3.84

*Nota:* Elaboración propia en Excel con tablas y gráficas anteriores. SF: sistema fotovoltaico, kWh: kilowatt hora,  $\Delta tCO_2$ : reducción en toneladas de CO<sub>2</sub>.

La tabla 63 muestra la reducción de toneladas de CO<sub>2</sub> lograda para cada suministro mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos. Los resultados indican que estos sistemas permiten un ahorro energético superior al 20% en todos los suministros analizados, con reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub> que varían entre 3.84 y 42.86 toneladas por suministro, dependiendo de la potencia instalada y el consumo energético. En general, la integración de estos sistemas no solo genera ahorros energéticos significativos, sino que también contribuye a la disminución de la huella de carbono en las operaciones de bombeo de agua.

#### 4.2 Contrastación de hipótesis

**Hipótesis general.** La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna, será económicamente rentable, generando un retorno positivo de la inversión en términos de valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR).

**Contrastación hipótesis general.** Con base en los resultados obtenidos y presentados en las tablas previas, se concluye que la hipótesis general es válida bajo condiciones estándar de costo energético. La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna, demuestra ser económicamente rentable. Los indicadores financieros analizados respaldan esta conclusión de manera sólida: en todos los casos evaluados, la Tasa Interna de Retorno (TIR) supera el 5.5%, lo que indica que la inversión no solo cubre el costo de capital, sino que también genera una rentabilidad adicional. Asimismo, el Valor Actual Neto (VAN) es positivo para los 22 suministros analizados, y el periodo de recuperación de la inversión es inferior a 10 años, lo que refuerza la viabilidad económica de la propuesta.

Sin embargo, en el caso en que se aplique el subsidio del 55% al consumo de energía eléctrica de la concesionaria, el proyecto deja de ser rentable. Esto se debe a que los costos energéticos con el subsidio son considerablemente reducidos, limitando los ahorros de los sistemas fotovoltaicos para garantizar un retorno positivo de la inversión. Por lo tanto, la rentabilidad económica de la integración de sistemas fotovoltaicos depende directamente de las condiciones tarifarias aplicadas al consumo eléctrico.

**Hipótesis específica 1.** El mayor consumo de energía y potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua ocurrirá durante el día.

**Contrastación Hipótesis específica 1.** Según el análisis de consumo realizado para los 22 suministros, se determinó que 19 de ellos presentan un consumo de energía entre 15 y 18 horas diarias, abarcando todo el periodo de horas soleadas. En los 3 suministros restantes, el consumo varía entre 6 y 10 horas, ocurriendo también durante el día.

**Hipótesis específica 2.** La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos generará un ahorro energético significativo en comparación con el uso de la red eléctrica convencional.

**Contrastación Hipótesis específica 2.** Según los resultados presentados, el ahorro energético para 19 de los suministros varía entre un 24% y un 32% de la energía

consumida inicial, mientras que, para los 3 suministros restantes, oscila entre un 42% y un 73% de la energía consumida inicial.

**Hipótesis específica 3.** La inversión inicial en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos se recuperará en un plazo de menos de cinco años gracias a los ahorros en costos energéticos.

**Contrastación Hipótesis específica 3.** El análisis de los resultados indica que la inversión inicial en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos no se recupera en un plazo menor a cinco años bajo las condiciones actuales. La rentabilidad del proyecto se alcanza en un periodo promedio de 10 años para los 22 suministros evaluados, lo que lleva a rechazar la hipótesis inicial y aceptar la hipótesis nula.

Para alcanzar un periodo de recuperación inferior a cinco años, sería necesario un incremento significativo en el costo de la energía eléctrica, elevando el precio del kWh a un rango de 0.4025 a 0.5107 soles/kWh.

**Hipótesis específica 4.** La implementación de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos reducirá significativamente las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en comparación con los sistemas de bombeo que utilizan energía de fuentes convencionales.

**Contrastación Hipótesis específica 4.** Según los resultados presentados, la implementación de sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y dicha reducción está relacionada con la potencia del sistema fotovoltaico. Para sistemas con potencias superiores a 80 kW, la disminución de CO<sub>2</sub> supera las 30 toneladas. En sistemas con potencias entre 30 kW y 80 kW, la reducción oscila entre 10 y 30 toneladas de CO<sub>2</sub>. Por otro lado, para sistemas de 10 kW, se logra una reducción de 3.84 toneladas de CO<sub>2</sub>.

#### **4.3 Discusión de resultados**

Al comparar los resultados obtenidos en la presente investigación con los estudios previos de Salazar Arrayán (2020) y Baltazar Jiménez (2020), se observa que los sistemas fotovoltaicos evaluados presentan un desempeño económico sólido en condiciones sin

subsidio, demostrando rentabilidad a lo largo de su vida útil de 25 años. En todos los casos analizados, la Tasa Interna de Retorno (TIR) supera el 5.5%, alcanzando valores positivos en periodos más prolongados, mientras que el Valor Actual Neto (VAN) resulta positivo cuando los costos de energía se calculan sin el subsidio aplicado. Estos resultados refuerzan la viabilidad económica del sistema fotovoltaico como una alternativa energética sostenible en escenarios de tarifas eléctricas no subsidiadas.

En contraste, bajo las condiciones actuales de subsidio al consumo eléctrico, que reduce el costo del kWh a rangos de 13.17 a 14.37 centavos, los sistemas fotovoltaicos pierden rentabilidad debido a que los ahorros energéticos resultantes no son suficientes para cubrir la inversión inicial en menos de 25 años. Esto resalta el impacto negativo que el subsidio tiene en la viabilidad económica de los sistemas fotovoltaicos, desincentivando su implementación en sectores donde el costo energético es artificialmente bajo.

En cuanto a la comparación con investigaciones previas, mientras que Salazar Arrayán (2020) reportó una rentabilidad significativa con un VAN positivo de S/ 11,126.90 y una TIR del 13.87% en un periodo de 5 años, los resultados de la presente investigación son consistentes con estos hallazgos bajo condiciones no subsidiadas

A diferencia del diseño propuesto por Baltazar Jiménez (2020), que incorpora el uso de baterías, nuestro proyecto se basa en un sistema fotovoltaico interconectado a la red, eliminando así la necesidad de almacenamiento de energía. Esto no solo simplifica la configuración del sistema, sino que también reduce significativamente los costos, ya que las baterías representan uno de los componentes más costosos en un sistema fotovoltaico.

En conclusión, la presente investigación demuestra que los sistemas fotovoltaicos evaluados son económicamente viables y rentables en un horizonte de 25 años bajo condiciones tarifarias sin subsidio, destacando su capacidad para generar ahorros significativos y un retorno positivo de la inversión. Esto refuerza la factibilidad de implementar sistemas fotovoltaicos como una alternativa energética sostenible en escenarios donde el costo del kWh refleja su verdadero valor.

Sin embargo, bajo las condiciones actuales de subsidio energético, los sistemas fotovoltaicos pierden rentabilidad, ya que el bajo costo del kWh subsidiada a los usuarios de la red eléctrica convencional, disminuyen el incentivo para adoptar tecnologías renovables. Esto resalta la importancia de considerar políticas que promuevan una transición energética equilibrada y reduzcan la dependencia de subsidios en el sector eléctrico.

## Conclusiones

La implementación de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua para los pozos de La Yarada, Tacna, demuestra ser económicamente rentable en escenarios sin subsidio energético. En este escenario, los sistemas alcanzan un retorno positivo de la inversión con una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior al 5.5% y un Valor Actual Neto (VAN), con un periodo de recuperación inferior a 10 años. Sin embargo, bajo las condiciones de tarifa eléctrica subsidiada, la rentabilidad del proyecto se ve afectada negativamente, lo que dificulta la factibilidad económica en un horizonte de 25 años.

La potencia de consumo de los pozos varía entre 10 kW y 120 kW. Asimismo, 19 de los suministros operan entre 15 y 18 horas diarias, mientras que los 3 restantes lo hacen entre 6 y 10 horas.

Los sistemas fotovoltaicos analizados generan un ahorro energético que oscila entre el 24.14% y 31.71% para los suministros con consumos diarios superiores a 15 horas. Por otro lado, para los suministros con consumos diarios inferiores a 10 horas, se registró un ahorro que varía entre 42.74% y 72.57% del consumo energético total.

El periodo estimado para la recuperación de la inversión es inferior a 10 años en todos los suministros evaluados cuando no se aplica el subsidio energético. Sin embargo, en escenarios con tarifas eléctricas subsidiadas, el periodo de recuperación supera los 25 años, lo que limita significativamente la viabilidad económica del proyecto bajo estas condiciones.

La incorporación de sistemas fotovoltaicos permite una notable reducción de emisiones anuales de dióxido de carbono, superando las 30 toneladas para sistemas con potencias superiores a 80 kW, reduciéndose entre 10 y 30 toneladas para potencias entre 30 kW y 80 kW, y logrando una disminución de 3.84 toneladas para sistemas de 10 kW.

## **Recomendaciones**

Para futuros diseños de sistemas fotovoltaicos, se recomienda priorizar áreas donde no se apliquen subsidios gubernamentales a la tarifa eléctrica. Esto permitirá evaluar con mayor precisión la rentabilidad real del sistema fotovoltaico y obtener un retorno de inversión más atractivo.

Para reducir las pérdidas de energía, se recomienda ubicar los paneles solares lo más cerca posible del cuarto de máquinas o centro de control. Asimismo, es fundamental emplear conductores con un calibre adecuado y materiales de baja resistividad, lo que garantizará una mayor eficiencia en la transmisión de energía.

Es importante calcular y ajustar el ángulo de inclinación de los paneles solares en función de la ubicación geográfica y la estacionalidad. Este ajuste maximiza la captación de radiación solar y, por ende, incrementa la generación de energía.

Para garantizar la máxima eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, es esencial realizar un mantenimiento periódico, con especial atención a la limpieza de los paneles solares. La acumulación de polvo, suciedad u otros residuos puede reducir considerablemente la producción de energía si no se atiende regularmente.

## Referencias bibliográficas

- Abad Mariños, P. S., & Flores Mendo, E. A. (2016). *Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo para reducir el consumo de combustible en la plataforma de descarga de la pesquera Exalmar—Chimbote Perú* [Universidad Nacional del Santa]. <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/20.500.14278/2637>
- Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. (2019). *Descripción general de los gases de efecto invernadero* [Overviews and Factsheets]. Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. <https://espanol.epa.gov/la-energia-y-el-medioambiente/descripcion-general-de-los-gases-de-efecto-invernadero>
- Alva Silva, J. Z. (2016). *Estudio De Factibilidad De Un Sistema Fotovoltáico Para El Suministro De Energía Eléctrica En El Caserío De Vigaspampa, Celendín, Cajamarca, 2016.* [Universidad César Vallejo]. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/10955>
- ALWA Ingeniería Sostenible. (2024). *Huella de carbono corporativa 2023—REP.* ALWA Ingeniería Sostenible. <https://www.isarep.com.pe/DocumentosISAREP/Reporte%20Sostenibilidad/>
- Baltazar Jimenez, M. (2020). *Sistema de bombeo solar fotovoltaico para abastecimiento de agua en la I.E.P. Apóstol San Pedro del Distrito Tres de Diciembre* [Universidad Nacional del Centro del Perú]. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/6670>
- Camarena Rojas, M. R., & Lozano Vilcarano, M. Á. (2016). *Determinación del ángulo de inclinación óptimo de un panel fotovoltaico en el Valle del Mantaro* [Universidad Nacional del Centro del Perú]. <http://repositorio.uncp.edu.pe/handle/20.500.12894/3747>

- Castro Martínez, J. (2019). *Análisis de pérdidas por suciedad en plantas fotovoltaicas* [Universidad Carlos III de Madrid]. <https://hdl.handle.net/10016/29375>
- Corporación Departamental del Desarrollo de Tacna (CORDETACNA), Proyecto Integral La Yarada, Angulo Salas, Ó., & Quispe Navarrete, F. (1986). *Control del acuífero La Yarada 1985: Inventario de recursos hídricos subterráneos*. Autoridad Nacional del Agua. <https://repositorio.ana.gob.pe/handle/20.500.12543/1698>
- Costos soluciones. (s. f.). Suplemento Técnico Mayo 2024. *Costos Soluciones*. Recuperado 30 de junio de 2024, de <https://www.costosperu.com>
- Decreto Supremo N° 011-2006-VIVIENDA. (2006). Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE). *Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento*. <https://www.gob.pe/institucion/sencico/informes-publicaciones/887225-normas-del-reglamento-nacional-de-edificaciones-rne>
- Delgado Avendaño, J. (2008). *FISICANOVA: Una Aproximación a la Realidad* (Primera). FISICANOVA.
- Dirección Regional de Agricultura Tacna. (2024). *Estadísticas—DRAT*. Dirección Regional de Agricultura Tacna. <https://www.agritacna.gob.pe/estadisticas>
- Dueñas, L. M. O., Baena, S. A. G., Galván, G. A. V., & Figueroa, J. E. D. (2019). Aprovechamiento de la energía solar para el Área Académica de la Escuela de Aviación Policial mediante un sistema fotovoltaico con conexión a red. *Revista Logos Ciencia & Tecnología*, 11(2), Article 2. <https://doi.org/10.22335/rlct.v11i2.446>
- Grupo de Apoyo al Sector Rural. (2017). *El desarrollo de la energía solar en el Perú*. Grupo de Apoyo al Sector Rural. <https://gruporural.pucp.edu.pe/nota/el-desarrollo-de-la-energia-solar-en-el-peru/>

- Hualpa Huamaní, M. T. (2011). *Estudio de factibilidad de sistemas híbridos eólico-solar en el Departamento de Moquegua* [Pontífica Universidad Católica del Perú].  
<https://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/handle/20.500.12404/1032>
- Leloux, J. (2005). *Implantación de una huerta solar fotovoltaica con seguidores sobre un terreno irregular* [Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas].  
<https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2597.1364/1>
- Lema Carrera, M. Á. (2015). *Diseño e implementación de un sistema automático de purificación de Agua por medio de energía y reflexión solar y luz ultravioleta* [bachelorThesis, Escuela Politécnica Nacional].  
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/10492>
- Ministerio del Ambiente. (2019). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2000-2014. *Infocarbono*. <https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2017/09/INGEI-2014-PERU-MOD-ENER2020.pdf>
- Ministerio del Ambiente. (2021). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2000-2016. *Infocarbono*. [https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2021/06/INGEI\\_2016\\_Junio-2021\\_Final.pdf](https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2021/06/INGEI_2016_Junio-2021_Final.pdf)
- Ministerio del Ambiente. (2023). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2000-2019. *Infocarbono*. [https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2023/01/Informe-INGEI-2019-VF\\_2.pdf](https://infocarbono.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2023/01/Informe-INGEI-2019-VF_2.pdf)
- NASA. (s. f.). *NASA POWER | DAV*. NASA POWER | DAV. Recuperado 13 de agosto de 2024, de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- Pinilla Bohórquez, C. M., González Castro, R. A., & Muñoz Zabaleta, R. J. (2014). *Análisis de factibilidad de un sistema fotovoltaico para generación de energía eléctrica como alternativa en el sistema de bombeo de agua en la Vereda de Apiay, municipio de*

- Villavicencio [Universidad Autónoma de Bucaramanga].  
<https://repository.unab.edu.co/handle/20.500.12749/11887>
- Polo Bravo, C. A. (2013). *Potencial energético solar y su impacto ambiental en la Región Tacna* [Universidad Nacional Jorge Basadre].  
<https://repositorio.unjbg.edu.pe/handle/20.500.12510/2050>
- Rengifo D., M. (2023). Genera tu propia electricidad con el Sol. *Mar Rengifo*.  
<https://marrengifo.com/2023/04/09/genera-tu-propia-electricidad-con-el-sol/>
- Resolución Ministerial N° 037-2006-MEM-DM. (2006). Código Nacional de Electricidad – Utilización. *Dirección General de Electricidad*.  
<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/738607-037-2006-mem-dm>
- Salazar Arrayán, R. J. (2020). *Estudio de factibilidad para la implementación de un sistema solar fotovoltaico en la clínica de reproducción Melo para fuente de suministro eléctrico como estrategia medio ambiental y de reducción de costos* [Universidad Católica de Santa María].  
<https://repositorio.ucsm.edu.pe/handle/20.500.12920/10452>
- SENAMHI. (2003). Atlas de energía solar. *Repositorio Institucional - SENAMHI*.  
<http://repositorio.senamhi.gob.pe/handle/20.500.12542/343>
- Skoog, D. A., Holler, F. J., & Crouch, S. R. (2018). *PRINCIPIOS DE ANALISIS INSTRUMENTAL* (7.<sup>a</sup> ed.). Cengage Learning.

## **Anexos**

Anexo 1: Matriz de consistencia. ....	1
Anexo 2: Fichas técnicas de equipos y materiales.....	2
Anexo 3 Tablas del Código Nacional de Electricidad – Utilización.....	18
Anexo 4: Precios de equipos y materiales. ....	19
Anexo 5: Análisis de precio unitarios utilizados.....	31
Anexo 6: Fotografías del lugar .....	34

Anexo 1: Matriz de consistencia.

Problema General	Objetivos	Hipótesis	Variables	Metodología
<b>Principal</b>	<b>Objetivo general</b>	<b>Hipótesis general</b>	<b>Variable independiente</b>	<b>Unidad de análisis</b>
¿Es factible económicamente incorporar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna?	Analizar la prefactibilidad económica de integrar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna.	La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos de La Yarada, Tacna, será económicamente rentable, generando un retorno positivo de la inversión en términos de valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR).	Integrar sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua.  <b>Dimensiones</b> - Producción de energía	Todos los pozos de agua formales del distrito de La Yarada que cuentan con suministro eléctrico para sus respectivos sistemas de bombeo, y que tengan una tarifa eléctrica tipo MT2 con un consumo de energía y potencia aproximadamente constante a lo largo de todos los meses del año.
<b>Problemas secundarios</b>	<b>Objetivos específicos</b>	<b>Hipótesis específicas</b>	<b>Variable dependiente</b>	<b>Tipo de investigación</b>
a) ¿Qué características tiene el consumo de energía y potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua?	a) Analizar el consumo de energía y la potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua.	a) El mayor consumo de energía y potencia eléctrica de los sistemas de bombeo de los pozos de agua ocurrirá durante el día.		Aplicada
b) ¿Cuánto es el ahorro energético generado por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos?	b) Determinar el ahorro energético estimado generado por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos.	b) La integración de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos generará un ahorro energético significativo en comparación con el uso de la red eléctrica convencional.	Prefactibilidad económica.	<b>Enfoque de la investigación</b> Cuantitativa
c) ¿Cuánto es el tiempo estimado de recuperación de la inversión en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos?	c) Determinar el tiempo estimado de recuperación de la inversión en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos.	c) La inversión inicial en sistemas fotovoltaicos para el bombeo de agua en los pozos se recuperará en un plazo de menos de cinco años gracias a los ahorros en costos energéticos.	<b>Dimensiones</b> - Retorno de inversión	<b>Nivel de la investigación</b> Correlacional
d) ¿Cuánto es la reducción estimada de emisiones de dióxido de carbono (CO2) generada por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua de los pozos?	d) Determinar la reducción estimada de emisiones de dióxido de carbono (CO2) generada por los sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua de los pozos.	d) La implementación de sistemas fotovoltaicos en el bombeo de agua en los pozos reducirá significativamente las emisiones de dióxido de carbono (CO2) en comparación con los sistemas de bombeo que utilizan energía de fuentes convencionales.		<b>Diseño de la investigación</b> No experimental

Anexo 2: Fichas técnicas de equipos y materiales.

# Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

505W MBB Half-cell Module

JAM66S30 480-505/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

Higher output power

Lower LCOE

Less shading and lower resistive loss

Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Year	New linear power warranty (%)	Standard module linear power warranty (%)
1	97.5%	84.8%
5	96.4%	84.3%
10	95.3%	83.8%
15	94.2%	83.3%
20	93.1%	82.8%
25	81.1%	83.1%

New linear power warranty

Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941:2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing

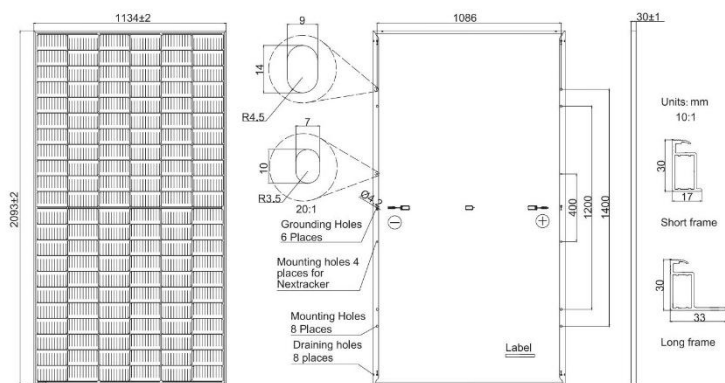
JASOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

2

## MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

## SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	26.3kg
Dimensions	2093±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm <sup>2</sup> (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/QC 4,10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 792pcs/40HQ Container

## ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR
Rated Maximum Power(P <sub>max</sub> ) [W]	480	485	490	495	500	505
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	45.07	45.20	45.33	45.46	45.59	45.72
Maximum Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	37.62	37.81	37.99	38.17	38.35	38.53
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.2	20.4	20.6	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub> (α <sub>Isc</sub> )	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub> (β <sub>Voc</sub> )	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub> (γ <sub>Pmp</sub> )	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , cell temperature 25°C, AM1.5G					

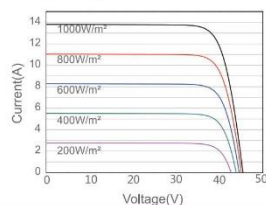
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

## ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

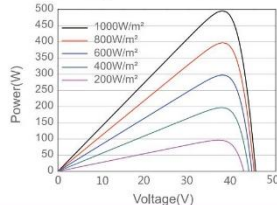
TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR	OPERATING CONDITIONS
Rated Max Power(P <sub>max</sub> ) [W]	363	367	370	374	378	382	Maximum System Voltage 1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V <sub>oc</sub> ) [V]	42.15	42.30	42.43	42.58	42.72	42.86	Operating Temperature -40°C ~ +85°C
Max Power Voltage(V <sub>mp</sub> ) [V]	35.54	35.67	35.76	35.84	35.93	36.02	Maximum Series Fuse Rating 25A
Short Circuit Current(I <sub>sc</sub> ) [A]	10.99	11.06	11.13	11.20	11.27	11.34	Maximum Static Load, Front* 5400Pa(112lb/ft <sup>2</sup> ) Maximum Static Load, Back* 2400Pa(50lb/ft <sup>2</sup> )
Max Power Current(I <sub>mp</sub> ) [A]	10.21	10.28	10.36	10.44	10.52	10.60	NOCT 45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m <sup>2</sup> , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class Class II
	*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 2400Pa while Maximum Static Load, Back is 2400Pa.						Fire Performance UL Type 1

## CHARACTERISTICS

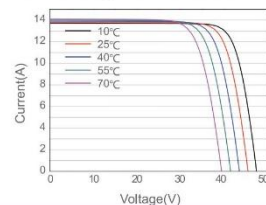
Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Power-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global\_EN\_20220808A

# MAC 30~60KTL3-X LV

- 3 MPPTs
- Smart diagnosis
- High efficiency up to 98.8%
- Local WIFI configuration
- OLED display and touch button
- AC&DC type II SPD
- Data storage up to 25 years
- DC side 2 in 1 connection enabled



**Growatt**  
POWERING TOMORROW

[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

P O W E R  
- I N G  
T O M O -  
R R O W

Datasheet	MAC 30KTL3-X LV	MAC 40KTL3-X LV	MAC 50KTL3-X LV	MAC 60KTL3-X LV
Inputu data (DC)				
Max. recommended PV power(for module STC)	45000W	60000W	75000W	90000W
Max.DC voltage	1100V			
Start voltage	250V			
Nominal voltage	600V			
MPPT voltage range	200V-1000V			
No. of MPP trackers	3			
No. of PV strings per MPP tracker	3/3/2	3/3/3	4/3/3	4/4/4
Max. input current per MPP tracker	37.5A/37.5A/25A	37.5A/37.5A/37.5A	50A/37.5A/37.5A	50A/50A/50A
Max. short-circuit current per MPP tracker	45A	45A	55A	55A
Output data (AC)				
Rated AC output power	30000W	40000W	50000W	60000W
Max. AC apparent power	33300VA	44400VA	55500VA	66600VA
Nominal AC voltage (range*)	230V/400V (340-440V)			
AC grid frequency (range*)	50/60 Hz (45-55Hz/55-65 Hz)			
Max. output current	48.3A	64.4A	80.5A	96.6A
Adjustable power factor	0.8leading ...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	3W+N+PE			
Efficiency				
Max. efficiency	98.7%	98.7%	98.7%	98.8%
European efficiency	98.4%	98.5%	98.5%	98.5%
MPPT efficiency	99.9%			
Protection devices				
DC reverse polarity protection	Yes			
DC switch	Yes			
AC/DC surge protection	Type II / Type II			
Insulation resistance monitoring	Yes			
AC short-circuit protection	Yes			
Ground fault monitoring	Yes			
Grid monitoring	Yes			
Anti-islanding protection	Yes			
Residual-current monitoring unit	Yes			
General data				
Dimensions(W / H / D)	680/508/281mm			
Weight	52kg			
Operating temperature range	- 25°C ... +60°C			
Nighttime power consumption	< 1W			
Topology	Transformerless			
Cooling	Smart air cooling			
Protection degree	IP65			
Relative humidity	0~100%			
Altitude	4000m			
DC connection	H4/MC4(Optional)			
AC connection	Cable gland+OT terminal			
Display	OLED+LED/WIFI+APP			
Interfaces: RS485 / USB /WIFI/ GPRS / RF	Yes/Yes /Optional/Optional/Optional			
Warranty: 5 years / 10 years	Yes /Optional			
CE, IEC62116, IEC61727, IEC 60068, IEC 61683, IEC60529, KSC8565				

\* The AC voltage range and frequency range may vary depending on specific country grid standard.  
All specifications are subject to change without notice.

# MAC 10~20KTL3-XL

- Eficiencia máxima de hasta el 98,5%
- Función AFCI incluida
- Listo para monitorizar autoconsumo
- Tecla táctil y pantalla OLED
- SPD de tipo II en el lado de DC y AC



**GROWATT**



[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O

Hoja de datos	MAC 10KTL3-XL	MAC 12KTL3-XL	MAC 15KTL3-XL	MAC 20KTL3-XL
Datos de entrada (CD)				
Máxima potencia EV recomendada (STC)	15000W	18000W	22500W	30000W
Máximo voltaje CD	1100V			
Voltaje de arranque	250V			
Voltaje nominal	360V			
Rango de voltaje de MPPT	200-850V			
Número de MPPTs	4			
Cadenas por MPPT	2/2/2/2			
Máxima corriente por MPPT	26A/26A/26A			
Corriente de corto circuito por MPPT	32A/32A/32A/32A			
Salida (CA)				
Potencia nominal CA	10000W	12000W	15000W	20000W
Potencia aparente máxima	11100VA	13300VA	16600VA	22200VA
Voltaje nominal CA (Rango*)	220V/101.6-139.7V			
Frecuencia de red CA (Rango*)	50/60 Hz, 46 – 54/56-64 Hz			
Corriente máxima de salida	29.2A	34.9A	43.6A	58.3A
Factor de potencia nominal / ajustable	>0.99 / +0.8 ... -0.8			
Distorsión armónica total	< 3%			
Tipo de conexión CA	3L+N+PE			
Eficiencia				
Máxima eficiencia	98.50%			
Eficiencia europea	98.00%			
Eficiencia de MPPT	99.90%			
Dispositivos de protección				
Protección de polaridad inversa CD	Sí			
Interruptor CD	Sí			
Protección contra sobretensión CA/CD	Clase II / Clase II			
Monitoreo de resistencia de aislamiento	Sí			
Protección de corto circuito CA	Sí			
Monitoreo de red	Sí			
Monitoreo de cadenas	Opcional			
Protección anti-isla	Sí			
Monitoreo de corriente residual	Sí			
AFCI	Sí			
Datos generales				
Dimensiones	580/435/230mm			
Peso	31kg			
Rango de temperatura de operación	- 25 °C ... +60 °C			
Autoconsumo (noche)	≤ 1W			
Topología	Sin transformador			
Enfriamiento	Enfriamiento Inteligente (ventiladores de velocidad variable)			
Grado de protección	IP65			
Humedad relativa	0-100%			
Altitud	4000m			
Conexión CD	H4/MC4 (Opcional)			
Conexión CA	Conector Glándula / Terminal OT			
Pantalla	OLED+ LED/WIFI+ APP			
Comunicación: RS485 / USB / WIFI / GPRS / RF / LAN	Sí/Sí/Opcional/Opcional/Opcional/Opcional			
Garantía: 5 años / 10 años	Sí/Opcional			
CE, IEC 62116, IEC 61727, IEC 62109, INMETRO, AS4777, UL1741, IEEE1547				

\* El rango de voltaje y frecuencia de CA puede variar dependiendo del estándar de la red del país. Todas las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

# Growatt ShineMaster

- Local webserver for easy configuration
- Supports RS485, Ethernet, 4G communication
- Up to 64 inverters connection
- Multi-function and high performance



**Growatt**

[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O

Datasheet	ShineMaster		ShineMaster 4G
Hardware Parameter			
Power adapter	Input: 100-240V, 50/60Hz AC Output 5V(+/-15%), 1A DC		
Power consumption	2.5W		
Application Parameters			
Max. communication range	500m		
Communication with inverters	RS485 (Modbus RTU protocol)		
Communication with server	TCP (Modbus TCP protocol)		
Support network	Ethernet	4G	
Data transfer interval	5 Minutes		
Default server URL	server.growatt.com		
Supported servers	ShineServer		
General Data			
Dimensions(W/H/D)	130/84/25mm		
Weight	180g		
Language	English		
Mounting options	Wall-mounted		
Ambient temperature range	-30°C ~ +60°C		
Degree of protection	IP30		
Warranty	1 year		
CE			

# Growatt Smart Meter

SPM-E/TPM-E

- Class 1 measurement accuracy
- LCD display, easy to operation and check
- Compatible with Growatt storage and solar inverters



**Growatt** powering tomorrow

[www.ginverter.com](http://www.ginverter.com)

P O W E R  
- I N G O  
T O M O -  
R R O W O

Datasheet	SPM-E	TPM-E
General Data		
Dimension (W/D/H)	36/99/63mm	72/94.5/65 mm
Weight	223g	398g
Mounting type	DIN rail 35mm	
Operating temperature range	-25°C to +55°C	
Storage temperature range	-40°C to +70°C	
Operating humidity	0 to 90%, non-condensing	
Environment protection rating	IP51	
Electrical Data		
Power grid type	1P2W	3P4W
Input voltage	184~276VAC (L-N)	320~520VAC (L-L)
Frequency	50/60Hz (45~56)Hz	
Normal current/Max. current	10A/100A	
Measurement Range		
Voltage Accuracy	0.5%	
Current Accuracy	0.5%	
Power Accuracy	1%	
Frequency Accuracy	0.2%	
Communication		
Interface	RS485	
Baud rate	9600	
Communication protocol	Modbus RTU	
Accessories	RS485 Cable (15m)	
Certification	CE	

## Ficha de datos

- Alimentación directa trifásica de 100 A
- Certificación MID B+D
- Registrado en UL
- Precisión Clase 0.5 (Energía Activa)
- Medida Bidireccional para kWh y kWh
- Salida pulsada configurable (Importar/Exportar/Nett kWh)
- Modbus (SDM630Modbus) o Mbus (SDM630Mbus)
- Medición multiparámetro
- Multi-Tarifa
- Software de configuración gratuito



La serie SDM630 es una solución avanzada de monitoreo de energía trifásica multifunción con salidas opcionales como Pulsed, RS485 RTU Modbus y Mbus. Equipado con botones de configuración y visualización para facilitar la navegación a través de los distintos parámetros y configuraciones. En caja para montaje en carril DIN, protección IP51 y conexión directa hasta 100A.

Modos de medición seleccionables usando nuestro software de configuraciones gratuito para visualización de kWh, Total kWh (Importar + Exportar), Importar kWh y Neto kWh (Exportar - Importar) Certificado según la Directiva de la UE 2014/32/UE. Número de certificado MID 0120 / SGS0151

## Tabla de especificaciones

Especificación	
Tensión nominal (UN)	3x230/400 V ca
Voltaje operativo	80% - 120% de la CAU
Capacidades de aislamiento	
- Resistencia a la tensión CA	4kV por 1 minuto
- Tensión de impulso soportada	8kV-1.2µs
Corriente básica (Ib)	10 A
Corriente nominal máxima (I <sub>max</sub> )	100A según página 11
Rango de corriente operativa	0.4% fo-load
Sobrecarga de resistencia actual	30 veces durante 0.01 s
Rango de frecuencia operativa	50 a 60Hz
Consumo de energía por fase	≤ 2W/10VA
Mostrar	LCD
Clima de funcionamiento	
Humedad de funcionamiento	≤ 90%
Humedad de almacenamiento	≤ 95%
Temperatura de funcionamiento	-25°C - +55°C
Temperatura de almacenamiento	-40°C - +70°C
Temperatura de referencia	23°C ± 2°C
Estándar internacional	CEI 62053-21 / EN50470-1:3
Clase de precisión	Clase 1/Clase B
Categoría de instalación	CAT III
Entorno mecánico	M1
Entorno electromagnético	E2
Grado de contaminación	2
Protección contra la penetración de polvo y agua	IP51 (interior)
Medidor encapsulado aislante de clase de protección	-
Descargas electrostáticas	contacto de 8 kV / entertero de 15 kV
Clase de inmunidad de radiofrecuencia	CEI 61000-4-3
Transitorios eléctricos rápidos	4kV
Multi-Tarifa	
precisión del relé de tiempo	1s/5s
Accesos	4
Segmentos de tiempo	10
Modbus	
tipo de comunicación	RS485 (point-to-point)
Protocolo	Modbus RTU
Tasa de baudios	2400/4800/9600/19200/38400bps
Rango de direcciones	1-247
máx. Carga de esclavos	64 esclavos
Distancia de comunicación	1000M
Polaridad	PAR/IMP/PA/IN/QU/NO
bit de datos	8
bit de parada	1
M-bus	
tipo de comunicación	Master/Slave
Protocolo	EN13757-3
Tasa de baudios	300/600/1200/2400/4800/9600
Polaridad	NINGUNO/PA/IMP/PA/IN/QU/NO
bit de datos	1 a 2
dirección primaria	1 a 250
Dirección secundaria	00 00 00 01 a 99 99 99 99
Salida de pulsos	
Salidas de pulsos	2
Tipos de salida de pulsos	Pasivo
Salida de pulsos 1	Configurable
Ancho de pulso	200/100 (predeterminado)/50 ms
Salida de pulsos 2	400imp/kWh

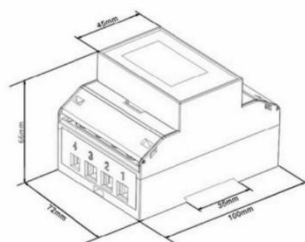
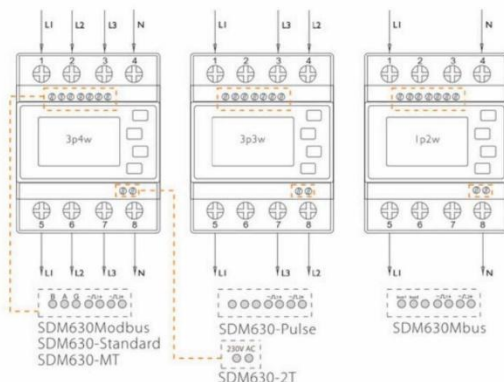
Para obtener más información sobre estos productos, comuníquese con nuestro equipo de ventas al 0203 758 3494 o envíe un correo electrónico a [sales@eastroneurope.com](mailto:sales@eastroneurope.com)

[www.eastroneurope.com](http://www.eastroneurope.com)

Ficha de datos\_Ana02022

## Configuración de cableado

## Dibujo de dimensiones



Height 100mm  
Width 72mm  
Depth 66mm

## Opciones de pedido

Tipos de medidor	Descripción del medidor
SDM630-Modbus	3PH-4W, 3PH-3W, 1PH-2W, 3x230(400)V, 0,5-10(100)A, 50/60Hz, pantalla LCD retroiluminada, 2 salidas de pulso, RS485 Modbus RTU. Mide kWh, kVarh, W, Var, VA, V, A, PF, THD, Hz, Max.DMD, Imp_kWh, Exp_kWh, etc.
SDM630-Mbus	3PH-4W, 3PH-3W, 1PH-2W, 3x230(400)V, 0,5-10(100)A, 50/60Hz, pantalla LCD retroiluminada, 2 salidas de pulso, comunicación M-Bus EN13757-3. Mide kWh, kVarh, W, Var, VA, V, A, PF, THD, Hz, Max.DMD, Imp_kWh, Exp_kWh, etc.
SDM630-MT	3PH-4W, 3PH-3W, 1PH-2W, 3x230(400)V, 0,5-10(100)A, 50/60Hz, pantalla LCD retroiluminada, 2 salidas de pulso, RS485 Modbus RTU, multitarifas. Mide kWh, kVarh, W, Var, VA, V, A, PF, THD, Hz, Max.DMD, Imp_kWh, Exp_kWh, etc.
SDM630-estándar	3PH-4W, 3PH-3W, 1PH-2W, 3x230(400)V, 0,5-10(100)A, 50/60Hz, pantalla LCD retroiluminada, 2 salidas de pulso, RS485 Modbus RTU. Mide kWh, kVarh, Imp_kWh, Exp_kWh, etc.
SDM630-Pulso	3PH-4W, 3PH-3W, 1PH-2W, 3x230(400)V, 0,5-10(100)A, 50/60Hz, pantalla LCD retroiluminada, 2 salidas de pulso. Mide kWh, kVarh, W, Var, VA, V, A, PF, THD, Hz, Max.DMD, Imp_kWh, Exp_kWh, etc.

## Referencias de conformidad

Compatibilidad electromagnética: EN61326-1:2013 y EN61326-2-3:2013

Directiva de bajo voltaje: EN61010-1-2010 y EN61010-2-30-2010

DIRECTIVA MEDIA: 2014/32/UE

Para obtener más información sobre estos productos, comuníquese con nuestro equipo de ventas al 0203 758 3494 o envíe un correo electrónico a [sales@eastroneurope.com](mailto:sales@eastroneurope.com)

[www.eastroneurope.com](http://www.eastroneurope.com)

Hoja de datos\_Abr2022

**Contacto**

Ventas Local  
ventas.peru@nexans.com

## FREETOX N2XOH 0,6/1 kV Unipolares

Aplicación especial en aquellos ambientes poco ventilados y lugares de alta afluencia de público.

### Descripción

#### Aplicación:

En redes eléctricas de distribución de baja tensión. Aplicación especial en aquellos ambientes poco ventilados, aplicación directa en lugares de alta afluencia de público. Se puede instalar en ductos o directamente enterrado en lugares secos y húmedos.

#### Construcción:

1. Conductor: Cobre, clase 2.
2. Aislamiento: Polietileno reticulado XLPE.
3. Cubierta externa: Compuesto termoplástico libre de halógenos.

#### Principales características:

El cable tiene excelentes propiedades eléctricas. El aislamiento de polietileno reticulado permite mayor capacidad de corriente en cualquier condición de operación, mínimas pérdidas dieléctricas, alta resistencia de aislamiento. La cubierta exterior tiene las siguientes características: No propaga el incendio, baja emisión de humos densos y libre de halógenos.

#### Calibre:

Desde 2.5 mm<sup>2</sup> hasta 500 mm<sup>2</sup>.

#### Marcación:

FREETOX N2XOH 0.6/1 kV Sección.

#### Embalaje:

En carretes de madera no retornables.

#### Color:

Aislamiento: Natural.

Cubierta externa: Negro.

#### Norma

**Internacional** IEC 60228;  
IEC 60332-1; IEC 60332-3-24 Cat.C;  
IEC 60502-1; IEC 60684-2;  
IEC 60754-2; IEC 60811-1-1;  
IEC 60811-1-2; IEC 60811-1-3;  
IEC 60811-1-4; IEC 60811-2-1;  
IEC 60811-3-1; IEC 61034

**Nacional** NTP-IEC 60228; NTP-IEC 60502-1

#### Normas nacionales

**NTP-IEC 60228:** Conductores para cables aislados.

**NTP-IEC 60502-1:** Cables de energía con aislamiento extruido y sus aplicaciones para tensiones nominales desde 1 kV y 3 kV.

#### Normas internacionales aplicables

**IEC 60228:** Conductores para cables aislados.

**IEC 60332-1:** Ensayo de propagación de llama vertical para un alambre o cable



Libre de  
halógenos  
IEC 60754-2



Libre de  
plomo  
Si



Tensión nominal de  
servicio U<sub>0</sub>/U  
0.6/1 kV



No propagación de  
la llama  
IEC 60332-1



No propagador del  
incendio  
IEC 60332-3 Cat.C



Densidad de los  
humos  
IEC 61034



Temperatura máxima  
del conductor  
90 °C

## FREETOX N2XOH 0,6/1 kV Unipolares

simple.

**IEC 60332-3-24:** Ensayo para llama vertical extendida de alambres agrupados o cables montados verticalmente - Categoría C.

**IEC 60502-1:** Cables de energía con aislamiento extruido y sus aplicaciones para tensiones nominales desde 1 kV y 3 kV.

**IEC 60684-2:** Tubos aislantes flexibles - Métodos de ensayo.

**IEC 60754-2:** Determinación del grado de acidez de los gases producidos durante la combustión de los materiales de los cables por la medición del pH y la conductividad.

**IEC 60811-1-1:** Medición de espesores y dimensiones exteriores - Ensayos para la determinación de las propiedades mecánicas.

**IEC 60811-1-2:** Métodos de envejecimiento térmico.

**IEC 60811-1-3:** Ensayos de absorción de agua - Ensayo de contracción.

**IEC 60811-1-4:** Ensayo a baja temperatura.

**IEC 60811-2-1:** Ensayo de resistencia al ozono, ensayo de alargamiento en caliente y resistencia al aceite mineral.

**IEC 60811-3-1:** Ensayo de presión a alta temperatura - Ensayo de resistencia al agrietamiento.

**IEC 61034-2:** Medida de la densidad de los humos emitidos por cables en combustión bajo condiciones definidas.

### Características

Características de construcción	
Material del conductor	Cobre
Material de aislamiento	XLPE
Cubierta exterior	Compuesto Termoplástico Libre de Halógenos
Color de cubierta	Negro
Libre de halógenos	IEC 60754-2
Libre de plomo	Si
Características eléctricas	
Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U	0.6/1 kV
Características de uso	
No propagación de la llama	IEC 60332-1
No propagador del incendio	IEC 60332-3 Cat.C
Densidad de los humos	IEC 61034
Temperatura máxima del conductor	90 °C

						
Libre de halógenos IEC 60754-2	Libre de plomo Si	Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U 0.6/1 kV	No propagación de la llama IEC 60332-1	No propagador del incendio IEC 60332-3 Cat.C	Densidad de los humos IEC 61034	Temperatura máxima del conductor 90 °C

## FREETOX N2XOH 0,6/1 kV Unipolares

### Datos Dimensionales

Sección [mm²]	Nº total alambres	Diam. Conductor [mm]	Mín. espes. Aislam. [mm]	Mín. espes. Cubierta [mm]	Diam. Nom. Exterior [mm]	Peso aprox. [kg/km]
1,5	7	1,5	0,7	0,9	6,88	67
2,5	7	1,92	0,7	0,9	5,3	47
4	7	2,44	0,7	0,9	5,8	64
6	7	2,98	0,7	0,9	6,3	86
10	7	3,99	0,7	0,9	7,1	128
16	7	4,67	0,7	0,9	8,0	189
25	7	5,88	0,9	0,9	9,7	287
35	7	6,92	0,9	0,9	10,7	384
50	19	8,15	1,0	0,9	12,1	507
70	19	9,78	1,1	0,9	14,0	713
95	19	11,55	1,1	1,0	15,9	975
120	37	13,0	1,2	1,0	17,6	1216
150	37	14,41	1,4	1,1	19,6	1497
185	37	16,16	1,6	1,2	22,0	1879
240	37	18,34	1,7	1,2	26,4	2532
300	37	20,73	1,8	1,3	27,2	3040
400	61	23,51	2,0	1,4	30,6	3877
500	61	26,57	2,2	1,5	34,2	4931

### Datos Eléctricos

Sección [mm²]	Nº total alambres	Amperaje enterrado 20°C [A]	Amperaje aire 30°C [A]	Amperaje ducto a 20°C [A]
1,5	7	40	35	34
2,5	7	50	40	38
4	7	65	55	55
6	7	85	65	68
10	7	115	90	95
16	7	155	125	125
25	7	200	160	160
35	7	240	200	195
50	19	280	240	230
70	19	345	305	275
95	19	415	375	330
120	37	470	435	380
150	37	520	510	410
185	37	590	575	450

Libre de halógenos IEC 60754-2	Libre de plomo Si	Tensión nominal de servicio Uo/U 0,6/1 kV	No propagación de la llama IEC 60332-1	No propagador del incendio IEC 60332-3 Cat.C	Densidad de los humos IEC 61034	Temperatura máxima del conductor 90 °C

## **FREETOX N2XOH 0,6/1 kV Unipolares**

Sección [mm²]	Nº total alambres	Amperaje enterrado 20°C [A]	Amperaje aire 30°C [A]	Amperaje ducto a 20°C [A]
240	37	690	690	525
300	37	775	790	600
400	61	895	955	680
500	61	1010	1100	700

### **Condiciones de Cálculo de Corriente N2XOH**

#### **CONDICIONES DE CALCULO DE CORRIENTE**

Temperatura máxima del conductor : 90°C

Temperatura ambiente : 30°C

Temperatura del terreno : 20°C

Profundidad de tendido : 0.7 m

Resistividad térmica del terreno : 1.0 K.m/W

						
Libre de halógenos IEC 60754-2	Libre de plomo Si	Tensión nominal de servicio U <sub>0</sub> /U 0.6/1 kV	No propagación de la llama IEC 60332-1	No propagador del incendio IEC 60332-3 Cat.C	Densidad de los humos IEC 61034	Temperatura máxima del conductor 90 °C

**Tabla 5A**

(Ver las Reglas 030-004(8) y 070-2212 y Tablas 1, 2, 57 y 58)

**Factores de corrección para temperatura ambiente distinta de 30 °C para cables al aire y distinta a 20 °C para cables en ductos enterrados**

Aplicables a las columnas de la 2 a la 16 de las Tablas 1 y 2

Temperatura ambiente [°C]	PVC		XLPE o EPR		MI - Mineral * (al aire)	
	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cables al aire	Cables en ductos enterrados	Cubierta de PVC o desnudo y expuesto al contacto 70°C	Desnudo no expuesto al contacto 105 °C
10	1,22	1,10	1,15	1,07	1,26	1,14
15	1,17	1,05	1,12	1,04	1,20	1,11
20	1,12	1,00	1,08	1,00	1,14	1,07
25	1,06	0,95	1,04	0,96	1,07	1,04
30	1,00	0,89	1,00	0,93	1,00	1,00
35	0,94	0,84	0,96	0,89	0,93	0,96
40	0,87	0,77	0,91	0,85	0,85	0,92
45	0,79	0,71	0,87	0,80	0,87	0,88
50	0,71	0,63	0,85	0,76	0,67	0,84
55	0,61	0,55	0,76	0,71	0,57	0,80
60	0,50	0,45	0,71	0,65	0,45	0,75
65	-	-	0,65	0,60	-	0,70
70	-	-	0,58	0,53	-	0,65
75	-	-	0,50	0,46	-	0,60
80	-	-	0,41	0,38	-	0,54
85	-	-	-	-	-	0,47
90	-	-	-	-	-	0,40
95	-	-	-	-	-	0,32

\* Para temperaturas ambiente mayores, también se puede consultar al fabricante.

**Tabla 5B**

**Factores de corrección para cables embutidos en ductos para resistividades térmicas de suelo distintas de 2,5 K.m/W**

A ser aplicados a la capacidad de corriente nominal para el método de referencia D

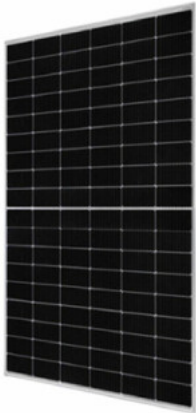
Resistividad térmica [K.m/W]	1	1,5	2	2,5	3
Factor de corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Nota 1: Los factores de corrección dados han sido promediados del rango de dimensiones del conductor y tipos de instalación incluidos en la Tabla 2. La precisión de los factores de corrección está dentro del  $\pm 5\%$ .

Nota 2: Los factores de corrección son aplicables a cables tendidos en ductos soterrados; para cables directamente apoyados en la tierra los factores de corrección para resistividad térmica menor de 2,5 K.m/W deben ser mayores. Cuando sean requeridos valores más precisos pueden ser calculados por métodos dados en la Norma IEC 60287.

Nota 3: Los factores de corrección son aplicables a ductos hasta una profundidad de 0,8 m.

## Anexo 4: Precios de equipos y materiales.



### Panel Solar 500W Deep Blue 3.0 JA Solar

**S/.618,92** SIN IGV S/. 524,51

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalo el lunes 16 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**


Fabricante: JA Solar | Cod. Artículo: 1002327

Cantidad:


**AÑADIR AL CARRITO** **COMPRAR**

1 año de garantía 14 días de devolución 100% pago seguro

Secured by GeoTrust



El Panel Solar 500W Deep Blue 3.0 JA Solar Mono, esta gama cuenta con células monocristalinas de tipo PERC lo que proporciona a la placa unas características técnicas excelentes, puesto que estas células ofrecen la posibilidad de generar una mayor producción y eficiencia con la misma cantidad de células que tiene un panel normal. Tiene unas características muy particulares. Contiene medias células que ofrecen una muy alta eficiencia con 500W de potencia. Cuenta con tecnología PERC y es del reconocido fabricante mundial JA Solar. El Panel Solar 500W Deep Blue es un panel de la marca JA Solar, uno de los mejores fabricantes que se pueden encontrar actualmente en el sector.



### Inversor Red Trifásico Growatt MAC 10KTL3-XL

**S/.9.529,54** SIN IGV S/. 8.075,88

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalo el jueves 3 de octubre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Plazo de entrega estimado para pedidos cancelados. Envío gratuito no aplicable para las delegaciones de Marvisur de Lima y Callao. El tiempo de entrega puede variar según destino o rotura de stock, consúltenos para más información.


Fabricante: Growatt | Cod. Artículo: 3205112

Cantidad:

**AÑADIR AL CARRITO** **COMPRAR**

1 año de garantía 14 días de devolución 100% pago seguro

Secured by GeoTrust



El Inversor On Grid Growatt MAC 10KTL3-XL es un nuevo modelo de inversor de **gran calidad y con un diseño muy compacto y moderno**. Toda esta familia de inversores **dispone de 4 seguidores MPPT** y un amplísimo rango de funcionamiento. Estos inversores se conectan a la red eléctrica del lugar donde estén instalados para inyectar la energía que producen los paneles y ahorrar en la factura de electricidad. **Ofrecen unas excelentes características para un plazo de amortización corto gracias a su ajustado precio.**

## Inversor Red Trifásico Growatt MID 30KTL3-X



**S/.10.942,74**

SIN IGV  
S/. 9.273,51

★★★★★  
[1 Opinión](#)

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalos el viernes 13 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom > de provincias**

Fabricante: **Growatt** | Cod. Artículo: 3205132

Cantidad:

**AÑADIR AL CARRITO**

**COMPRAR**

### Inversor Red Trifásico Growatt MID 30KTL3-X opiniones

[Ver más opiniones](#)



Ken Junior B ★★★★★

02.11.2023

este equipo trabaja normal con la red trifasica 380v?

 **1 año**  
de garantía

 **14 días**  
de devolución

 **100%**  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**

El **Inversor On Grid Growatt MID 30KTL3-X** es un nuevo modelo de inversor de **gran calidad y con un diseño muy compacto y moderno**. Toda esta familia de inversores **dispone de 3 seguidores MPPT** y un amplísimo rango de funcionamiento. Estos inversores se conectan a la red eléctrica del lugar donde estén instalados para inyectar la energía que producen los paneles y ahorrar en la factura de electricidad. **Ofrecen unas excelentes características para un plazo de amortización corto gracias a su ajustado precio.**

## Inversor On Grid Growatt MAC 50KTL3-X MV



**S/.13.119,89**

SIN IGV  
S/. 11.118,55

☆☆☆☆☆

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalos el jueves 19 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom > de provincias**

Fabricante: **Growatt** | Cod. Artículo: 3205146

Cantidad:

**AÑADIR AL CARRITO**

**COMPRAR**

 **1 año**  
de garantía

 **14 días**  
de devolución

 **100%**  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**

El Inversor On Grid Growatt MAC 50KTL3-X MV este modelo de inversor es de uno de los mayores fabricantes de inversores a nivel mundial, Growatt. Es un producto de gran calidad y con un diseño moderno y compacto. Estos inversores se conectan a la red eléctrica del lugar donde estén instalados para inyectar la energía que producen los paneles y ahorrar en la factura de electricidad. Toda esta familia de inversores **dispone de 3 seguidores MPPT y un amplísimo rango de funcionamiento.**

## ☑ Inversor Red Trifásico Growatt MAC 60KTL3-X LV



**s/.14.997,03**

SIN IGV  
S/. 12.709,35

☆☆☆☆☆

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalo el viernes 13 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom > de provincias**

Fabricante: Growatt | Cod. Artículo: 3205143

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR

1 año  
de garantía

14 días  
de devolución

100%  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**



El Inversor On Grid Growatt MAC 60KTL3-XV es un nuevo modelo de inversor de **gran calidad y con un diseño muy compacto y moderno**. Toda esta familia de inversores **dispone de 3 seguidores MPPT** y un amplísimo rango de funcionamiento. Estos inversores se conectan a la red eléctrica del lugar donde estén instalados para inyectar la energía que producen los paneles y ahorrar en la factura de electricidad. **Ofrecen unas excelentes características para un plazo de amortización corto gracias a su ajustado precio.**

## ☑ Monitorización Growatt ShineMaster



**s/.1.756,87**

SIN IGV  
S/. 1.488,87

☆☆☆☆☆

Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalo el viernes 13 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom > de provincias**

Fabricante: Growatt | Cod. Artículo: 3202026

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR

1 año  
de garantía

14 días  
de devolución

100%  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**

La **Monitorización Growatt Shine Master** es un dispositivo de monitorización ideal para grandes instalaciones fotovoltaicas comerciales. Este accesorio de monitorización está especialmente diseñado para plantas de energía solar ya que se pueden monitorear un total de 64 inversores con Growatt.

## Termomagnético 16A 1200Vdc 4P ZJ Beny



**S/.100,91**

SIN IGV  
S/. 85,52

☆☆☆☆☆

Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: **Recójalos el lunes 16 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Fabricante: ZJ Beny | Cod. Artículo: 7107020

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR

1 año  
de garantía

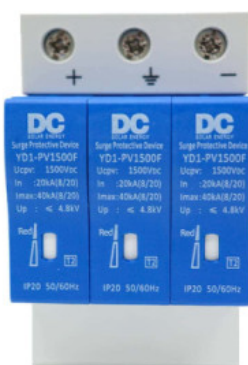
14 días  
de devolución

100%  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**

El Termomagnético o Circuit Breaker de 16A a 1200Vdc de la marca ZJ Beny se utiliza principalmente para la protección contra sobrecargas, cortocircuitos y el antirreflujo en equipos de sistemas de distribución de DC.

## Protección sobretensiones 3P 1500V 40kA DC



**S/.343,34**

SIN IGV  
S/. 290,97

☆☆☆☆☆

Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: **Recójalos el jueves 12 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Fabricante: Autosolar | Cod. Artículo: 7102503

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR

1 año  
de garantía

14 días  
de devolución

100%  
pago seguro

Secured by  
**GeoTrust**

La protección de sobretensiones 3P 1500Vdc 40kA de la marca DC es una protección que se instala en paralelo en las redes CC para la conexión entre paneles e inversor frente a picos de voltaje excesivos. Este componente actúa derivando a una conexión a tierra independiente cuando hay un voltaje excesivo o sobretensión en la línea de paneles sobre la que se instala.

## Vatímetro Trifásico Growatt TPM-E



**S/.810,86**

SIN IGV  
S/. 687,17



Envío: Envío gratuito a provincias!

Entrega: **Recójalo el viernes 13 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom > de provincias**

Fabricante: Growatt | Cod. Artículo: 3202011

Cantidad:

**AÑADIR AL CARRITO**

**COMPRAR**



1 año  
de garantía



14 días  
de devolución



100%  
pago seguro



La compra del vatímetro debe ir asociada siempre a su inversor correspondiente. Cualquier compra de este vatímetro sin el inversor será devuelta.

Home > INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO ACTI 9 IC60N 3 X 40 AMP 20KA 220V, A9F74340, SCHNEIDER-ELECTRIC



## INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO ACTI 9 IC60N 3 X 40 AMP 20KA 220V, A9F74340, SCHNEIDER-ELECTRIC

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 222.89**

0428

Ref. Proveedor: A9F74340

Cant

**AÑADIR AL CARRO**

AÑADIR AL COTIZADOR

INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO ACTI 9 IC60N 3 X 40 AMP 20KA 220V

Home > INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS250F, TMD, 3X 175 - 250A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV525333, SCHNEIDER



## INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS250F, TMD, 3X 175 - 250A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV525333, SCHNEIDER

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 896.35**

SKU  
04620200761

Ref. Proveedor: LV525333

Cant

**AÑADIR AL CARRO**

AÑADIR AL COTIZADOR

Home

INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS100F, TMD, 3X 44 - 63A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV510335, SCHNEIDER



INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS100F, TMD, 3X 44 - 63A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV510335, SCHNEIDER

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc.

S/ 471.27

SKU

04620200757

Ref. Proveedor: LV510335

Cant

1

AÑADIR AL CARRO

AÑADIR AL COTIZADOR

Home

INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS100F, TMD, 3X 70 - 100A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV510337, SCHNEIDER



INTERRUPTOR AUTOMATICO REGULABLE CVS100F, TMD, 3X 70 - 100A, 220V(70KA)/380V(36KA)/440V(36KA), LV510337, SCHNEIDER

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc.

S/ 489.18

SKU

04620200758

Ref. Proveedor: LV510337

Cant

1

AÑADIR AL CARRO

AÑADIR AL COTIZADOR

Home

CABLE N2XOH 35MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007439, INDECO



CABLE N2XOH 35MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007439, INDECO

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc.

S/ 26.33

SKU

021305023

Ref. Proveedor: 10007439

Cant

1

AÑADIR AL CARRO

AÑADIR AL COTIZADOR

El precio que se visualiza es por metro.


CABLE N2XOH 35MM2 NEGRO 0.6/1KV

Ficha técnica / Certificación

Marca	Indeco
Ficha Técnica	CABLE N2XOH 35 MM2.pdf
Certificado	N/A
QR	N/A
Etiqueta de Eficiencia	N/A
Código Proveedor	10007439

24

Home > Tienda > Conductores > Libre de Halógenos Fuerza > N2XOH > CABLE N2XOH 25MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10013123, INDECO



**CABLE N2XOH 25MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10013123, INDECO**

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 19.54** SKU 021305021

Ref. Proveedor: 10013123

Cant  [AÑADIR AL CARRO](#) [AÑADIR AL COTIZADOR](#)


**El precio que se visualiza es por metro.**

CABLE N2XOH 25MM2 NEGRO 0.6/1KV

**Ficha técnica / Certificación**

Marca	Indeco
Ficha Técnica	<a href="#">CABLE N2XOH 25 MM2.pdf</a>
Certificado	N/A
QR	N/A
Etiqueta de Eficiencia	N/A
Código Proveedor	10013123

Home > Tienda > Conductores > Libre de Halógenos Fuerza > N2XOH > CABLE N2XOH 16MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10012924, INDECO



**CABLE N2XOH 16MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10012924, INDECO**

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 12.54** SKU 021305049

Ref. Proveedor: 10012924

Cant  [AÑADIR AL CARRO](#) [AÑADIR AL COTIZADOR](#)


**El precio que se visualiza es por metro.**

CABLE N2XOH 16MM2 NEGRO 0.6/1KV

**Ficha técnica / Certificación**

Marca	Indeco
Ficha Técnica	<a href="#">CABLE N2XOH 16 MM2.pdf</a>
Certificado	N/A
QR	N/A
Etiqueta de Eficiencia	N/A
Código Proveedor	10012924

Home > Tienda > Conductores > Libre de Halógenos Fuerza > N2XOH > CABLE N2XOH 10MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007438, INDECO



### CABLE N2XOH 10MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007438, INDECO

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 8.48** SKU 021305027

Ref. Proveedor: 10007438

Cant  [AÑADIR AL CARRO](#) [AÑADIR AL COTIZADOR](#)

**El precio que se visualiza es por metro.**


CABLE N2XOH 10MM2 NEGRO 0.6/1KV

---

#### Ficha técnica / Certificación

Marca	Indeco
Ficha Técnica	<a href="#">CABLE N2XOH 10 MM2.pdf</a>
Certificado	N/A
QR	N/A
Etiqueta de Eficiencia	N/A
Código Proveedor	10007438

Home > Tienda > Conductores > Libre de Halógenos Fuerza > N2XOH > CABLE N2XOH 6MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007437, INDECO



### CABLE N2XOH 6MM2 NEGRO 0.6/1KV, 10007437, INDECO

Producto sujeto a disponibilidad

Precio Internet IGV Inc. **S/ 5.88** SKU 021305055

Ref. Proveedor: 10007437

Cant  [AÑADIR AL CARRO](#) [AÑADIR AL COTIZADOR](#)

**El precio que se visualiza es por metro.**

CABLE N2XOH 6MM2 NEGRO 0.6/1KV

---

#### Ficha técnica / Certificación

Marca	Indeco
Ficha Técnica	<a href="#">CABLE N2XOH 6 MM2.pdf</a>
Certificado	No
QR	No
Etiqueta de Eficiencia	No
Código Proveedor	10007437

Inicio > Tuberías y Canalización > Tuberías de PVC > Tuberías de PVC > **Tubo PVC SAP 1" x3mts**



Imagen referencial

TUBOPLAS

## Tubo PVC SAP 1" x3mts

SAP

**S/9.84** Inc. IGV

Stock disponible : 5

SKU: 1028728

Precio Online

-	1	+
---	---	---

Agregar al carro de compras

♥ [Agregar a favoritos](#) ⓘ [Agregar al comparador](#)

### Disponibilidad y tiempos de entrega

🚚 Disponible despacho a domicilio [Calcular despacho](#)

🏠 Disponible retiro en tienda [Ver ubicación de la tienda](#)

### Comparte este producto



Inicio > Tuberías y Canalización > Tuberías Conduit > Tuberías EMT > **Tubo Conduit acero galvanizado EMT 2" x3mts, UL**



Imagen referencial

E.F.

## Tubo Conduit acero galvanizado EMT 2" x3mts, UL

EMT-200

**S/46.57** Inc. IGV

Stock disponible : 34

SKU: 1037500

Precio Online

-	1	+
---	---	---

Agregar al carro de compras

♥ [Agregar a favoritos](#) ⓘ [Agregar al comparador](#)

### Disponibilidad y tiempos de entrega

🚚 Disponible despacho a domicilio [Calcular despacho](#)

🏠 Disponible retiro en tienda [Ver ubicación de la tienda](#)

### Comparte este producto



Inicio > Tuberías y Canalización > Tuberías Conduit > Tuberías EMT > **Tubo Conduit acero galvanizado EMT 1 1/2" x3mts, UL**



Imagen referencial

E.F.

## Tubo Conduit acero galvanizado EMT 1 1/2" x3mts, UL

EMT-150

**S/35.66** Inc. IGV

Stock disponible : 16

SKU: 1037499

Precio Online

-	1	+
---	---	---

Agregar al carro de compras

♥ [Agregar a favoritos](#) ⓘ [Agregar al comparador](#)

### Disponibilidad y tiempos de entrega

🚚 Disponible despacho a domicilio [Calcular despacho](#)

🏪 Disponible retiro en tienda [Ver ubicación de la tienda](#)

### Comparte este producto



Inicio > Tuberías y Canalización > Tuberías Conduit > Accesorios > **Conector a caja acero EMT 2" UL**



Imagen referencial

E.F.

## Conector a caja acero EMT 2" UL

TC-506S

**S/5.63** Inc. IGV

Stock disponible : 306

SKU: 1033758

Precio Online

-	1	+
---	---	---

Agregar al carro de compras

♥ [Agregar a favoritos](#) ⓘ [Agregar al comparador](#)

### Disponibilidad y tiempos de entrega

🚚 Disponible despacho a domicilio [Calcular despacho](#)

🏪 Disponible retiro en tienda [Ver ubicación de la tienda](#)

### Comparte este producto





Imagen referencial

E.F.

## Conector a caja acero EMT 1" UL

TC-503S

**S/1.85** Inc. IGV

Stock disponible : 818

SKU: 1033755

Precio Online

- 1 +

Agregar al carro de compras

[Agregar a favoritos](#) [Agregar al comparador](#)

### Disponibilidad y tiempos de entrega

Disponible despacho a domicilio [Calcular despacho](#)

Disponible retiro en tienda [Ver ubicación de la tienda](#)

### Comparte este producto



## # Abrazadera Final Falcat



**S/.16,52**

SIN IGV  
S/. 14,00



Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: **Recójalo el miércoles 11 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Fabricante: Falcat | Cod. Artículo: 1503110

Cantidad: - 1 +

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR



1 año  
de garantía



14 días  
de devolución



100%  
pago seguro



La **Abrazadera Final Falcat** es un accesorio para la instalación de paneles fotovoltaicos. Esta abrazadera o presor final se ubica en la sección final de cada rail que forma parte de un soporte de paneles solares.

## # Empalme de riel



**S/.8,92** SIN IGV  
S/. 7,56



Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: **Recójalos el miércoles 11 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Fabricante: Falcat | Cod. Artículo: 1503111

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR



1 año  
de garantía



14 días  
de devolución



100%  
pago seguro



Accesorio de estructura Falcat para unión de los rieles para crear un número indeterminado de arreglos de paneles (string).

## # Lengüeta de Tierra Falcat



**S/.28,32** SIN IGV  
S/. 24,00



Envío: Envío gratuito a provincias por más de S/. 500

Entrega: **Recójalos el miércoles 11 de septiembre en agencia Marvisur o Shalom de provincias**

Fabricante: Falcat | Cod. Artículo: 1503113

Cantidad:

AÑADIR AL CARRITO

COMPRAR



1 año  
de garantía



14 días  
de devolución



100%  
pago seguro



Accesorio de estructura Falcat para la conexión de la estructura con un punto de toma tierra.

Anexo 5: Análisis de precio unitarios utilizados

M.O. Montaje de paneles solares			Rend:	50 UND/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 0.53
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 4.43
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 3.15
				S/ 8.12
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 8.12	S/ 0.41
				S/ 0.41
Costo Unitario:				S/ 8.53
M.O. Soporte de estructura panel solar			Rend:	4 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.2	S/ 33.25	S/ 13.30
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 55.42
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 39.42
				S/ 108.14
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 108.14	S/ 5.41
				S/ 5.41
Costo Unitario:				S/ 113.55
M.O. Montaje Estructura panel solar			Rend:	1.0 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 26.60
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 221.68
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 157.68
				S/ 405.96
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 405.96	S/ 20.30
				S/ 20.30
Costo Unitario:				S/ 426.26
M.O. Base de concreto con columna			Rend:	20 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 1.33
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 11.08
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 7.88
				S/ 20.30
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 20.30	S/ 1.01
				S/ 1.01
Costo Unitario:				S/ 21.31

Montaje de tablero T-SFVCC			Rend:	1 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 26.60
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 221.68
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 157.68
				S/ 405.96
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 405.96	S/ 20.30
				S/ 20.30
			Costo Unitario:	S/ 426.26
M.O. Conexión paneles fotovoltaicos			Rend:	100.0 M/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 0.27
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 2.22
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 1.58
				S/ 4.06
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 4.06	S/ 0.20
				S/ 0.20
			Costo Unitario:	S/ 4.26
M.O. Conexión paneles fotovoltaicos al T-SFVCC			Rend:	20.0 M/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 1.33
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 11.08
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 7.88
				S/ 20.30
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 20.30	S/ 1.01
				S/ 1.01
			Costo Unitario:	S/ 21.31
M.O. Instalacion Inversor			Rend:	1.0 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 26.60
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 221.68
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 157.68
				S/ 405.96
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 405.96	S/ 20.30
				S/ 20.30
			Costo Unitario:	S/ 426.26

M.O. Montaje de tablero T-SFVCA			Rend:	1 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 26.60
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 221.68
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 157.68
				S/ 405.96
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 405.96	S/ 20.30
				S/ 20.30
Costo Unitario:				S/ 426.26
M.O. Conexión de T-SFVCC, inversor, T-SFVCA			Rend:	0.7 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 38.00
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 316.69
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 225.26
				S/ 579.94
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 579.94	S/ 29.00
				S/ 29.00
Costo Unitario:				S/ 608.94
M.O. Conexión del T-SFVCA al tablero general			Rend:	1.5 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 17.73
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 147.79
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 105.12
				S/ 270.64
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 270.64	S/ 13.53
				S/ 13.53
Costo Unitario:				S/ 284.17
Configuración del sistema fotovoltaico			Rend:	3.0 PTO/DIA
Descripción Insumo	Unidad	Cantidad	Precio	Parcial
Mano de Obra				
Capataz	hh	0.1	S/ 33.25	S/ 8.87
Operario	hh	1	S/ 27.71	S/ 73.89
Ayudante	hh	1	S/ 19.71	S/ 52.56
				S/ 135.32
Equipo				
Herramienta manual	%MO	5%	S/ 135.32	S/ 6.77
				S/ 6.77
Costo Unitario:				S/ 142.09

## Anexo 6: Fotografías del lugar





