

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Departamento Ingeniería Eléctrica/Electromecánica

PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA EN EL
COMPLEJO UNIVERSITARIO “MANUEL BELGRANO” DE
LA UNMdP

Autores:

- Nill, Néstor Maximiliano
- Brieva, Nicolás

Director del Proyecto:

- Funes, Marcos

Co-Director del Proyecto

- Dimenna, Claudio

Trabajo Final de Grado para acceder al título de Ingeniero Electricista

Mar del Plata, lunes 12 del mes de Julio de 2021



RINFI se desarrolla en forma conjunta entre el INTEMA y la Biblioteca de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Tiene como objetivo recopilar, organizar, gestionar, difundir y preservar documentos digitales en Ingeniería, Ciencia y Tecnología de Materiales y Ciencias Afines.

A través del Acceso Abierto, se pretende aumentar la visibilidad y el impacto de los resultados de la investigación, asumiendo las políticas y cumpliendo con los protocolos y estándares internacionales para la interoperabilidad entre repositorios



Esta obra está bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-
NoComercial-CompartirIgual 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/).

Universidad Nacional de Mar del Plata

Facultad de Ingeniería

Departamento Ingeniería Eléctrica/Electromecánica

PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA EN EL
COMPLEJO UNIVERSITARIO “MANUEL BELGRANO” DE
LA UNMdP

Autores:

- Nill, Néstor Maximiliano
- Brieva, Nicolás

Director del Proyecto:

- Funes, Marcos

Co-Director del Proyecto

- Dimenna, Claudio

Trabajo Final de Grado para acceder al título de Ingeniero Electricista

Mar del Plata, lunes 12 del mes de Julio de 2021

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	2
ÍNDICE DE FIGURAS	6
ÍNDICE DE TABLAS	17
RESUMEN	25
AGRADECIMIENTOS	26
1. INTRODUCCIÓN	27
2. ENERGÍAS ALTERNATIVAS	29
2.1. Energía eólica	30
2.2. Energía solar	30
2.3. Biomasa	32
2.4. Biogás	32
2.5. Biocombustibles	32
2.6. Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	33
2.7. Geotermia	34
2.8. Energía mareomotriz y undimotriz	34
3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	37
3.1. Fundamentos básicos	38
3.2. Movimiento solar	41
3.3. Masa de aire	43
3.4. Principio de funcionamiento	45
3.5. Principales componentes de una planta FV	48
4. PLANTA PILOTO FACULTAD DE INGENIERÍA	65
5. PROGRAMAS ASOCIADOS AL CÁLCULO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS	68

5.1.	Simulación de instalaciones fotovoltaicas.....	68
5.2.	Análisis estructural.....	75
6.	SIMULACIÓN DE PLANTA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MEDIANTE PVSYST.....	76
7.	COMPLEJO UNIVERSITARIO MANUEL BELGRANO.....	77
7.1.	Instalación eléctrica.....	79
7.2.	Paneles a usar.....	94
7.3.	Inversores a usar.....	95
7.4.	Disposición de los paneles.....	96
7.5.	Etapa 1 – Diseño 1.....	98
7.6.	Etapa 1 – Diseño 2.....	135
7.7.	Etapa 2 – Diseño 1.....	162
7.8.	Etapa 2 – Diseño 2.....	187
7.9.	Etapa 3 – Diseño 1.....	210
7.10.	Etapa 3 – Diseño 2.....	246
7.11.	Etapa 4 – Diseño 1.....	272
7.12.	Etapa 4 – Diseño 2.....	297
7.13.	Etapa 5 – Diseño 1.....	322
7.14.	Etapa 5 – Diseño 2.....	346
7.15.	Etapa 6 – Diseño 1.....	370
7.16.	Etapa 6 – Diseño 2.....	395
7.17.	Comparaciones.....	416
7.18.	Proyecto final.....	420
8.	MEDIO AMBIENTE.....	421
8.1.	Cambio climático.....	421
8.2.	Efecto invernadero.....	421
8.3.	Potencial de calentamiento global.....	423
8.4.	Huella de carbono.....	423

9.	MANTENIMIENTO	427
9.1.	Tipos de mantenimiento	427
9.2.	Plan de mantenimiento	430
10.	CONCLUSIONES	436
	ANEXOS	439
11.	Anexo I: Simulación FI-UNMdP	440
11.1.	Sitio geográfico	440
11.2.	Paneles solares.....	445
11.3.	Inversores	451
11.4.	Uso del PVsyst	454
12.	Anexo II: Simulación complejo universitario	479
12.1.	Paneles solares.....	479
12.2.	Inversores	483
12.3.	Uso del PVsyst	487
13.	Anexo III: Cálculo de la fuerza del viento por CIRSOC.....	495
13.1.	Velocidad básica del viento.....	496
13.2.	Factor de direccionalidad del viento	497
13.3.	Factor de importancia.....	498
13.4.	Categorías de exposición.....	499
13.5.	Efectos topográficos	501
13.6.	Factor de efecto de ráfaga	501
13.7.	Presión dinámica	501
13.8.	Coeficientes de fuerza	502
13.9.	Fuerza del viento	503
14.	Anexo IV: Cálculo de cortocircuitos	504
14.1.	Cálculo de la impedancia de cada línea	505
14.2.	Cálculo de la impedancia de los motores	508

14.3.	Cálculo de la impedancia de acometida	509
14.4.	Cálculo de la impedancia del transformador	510
14.5.	Cálculo de cortocircuitos trifásicos máximos	511
14.6.	Cálculo de cortocircuitos trifásicos mínimos	528
15.	Anexo V: Dimensionamiento de barras.....	540
15.1.	Cálculo de esfuerzos.....	543
15.2.	Selección de soporte.....	548
15.3.	Cálculo de costos.....	552
16.	Anexo VI: Selección y verificación de cables y protecciones.....	553
16.1.	Cable de corriente continua.....	553
16.2.	Cable de corriente alterna.....	556
16.3.	Protección de los conductores y cables contra las corrientes de sobrecarga y cortocircuito	561
16.4.	Verificación del cable de corriente continua utilizado.....	567
17.	Anexo VII: Evaluación económica.....	569
17.1.	Inversión inicial.....	569
17.2.	Ahorro energético.....	570
17.3.	Indicadores económicos	571
17.1.	Influencia de subsidios sobre la tarifa eléctrica	573
18.	Anexo VIII: Hojas de datos	575
19.	BIBLIOGRAFÍA	595

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Generación neta del MEM.	28
Fig. 2.1. Molinos eólicos.	30
Fig. 2.2. Planta solar térmica.	31
Fig. 2.3. Paneles fotovoltaicos.	31
Fig. 2.4. Central hidroeléctrica pequeña.	33
Fig. 2.5. Central geotérmica.	34
Fig. 2.6. Turbina mareomotriz.	35
Fig. 2.7. Dispositivos generadores de energía eléctrica.	36
Fig. 3.1. Radiación extraatmosférica.	38
Fig. 3.2. Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.	39
Fig. 3.3. Componentes de la radiación solar.	40
Fig. 3.4. Piranómetro.	40
Fig. 3.5. Estaciones del año.	41
Fig. 3.6. Movimiento del sol en el hemisferio norte.	42
Fig. 3.7. Densidad espectral de energía. AM del inglés Air Mass.	43
Fig. 3.8. Cálculo de la masa de aire. AM del inglés Air Mass.	44
Fig. 3.9. Silicio dopado.	45
Fig. 3.10. Funcionamiento de una célula fotovoltaica.	46
Fig. 3.11. Efecto fotovoltaico.	47
Fig. 3.12. Paneles solares fijados.	48
Fig. 3.13. Composición de un generador fotovoltaico.	48
Fig. 3.14. Paneles solares de silicio monocristalino.	49
Fig. 3.15. Paneles solares de silicio policristalino.	50
Fig. 3.16. Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS	52
Fig. 3.17. Curva corriente-tensión y potencia-tensión.	53
Fig. 3.18. Curva de corriente-tensión de un panel fotovoltaico.	54
Fig. 3.19. Circuito equivalente de un panel fotovoltaico.	55
Fig. 3.20. Variación de la curva corriente-tensión en función de la irradiancia incidente.	56
Fig. 3.21. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar. [8]	57
Fig. 3.22. Efecto del sombreado parcial en un panel fotovoltaico.	58
Fig. 3.23. Efecto del sombreado en una cadena de paneles solares.	59
Fig. 3.24. Esquema de inversor monofásico con topología VSI.	60
Fig. 3.25. Seguidor del punto de potencia máximo.	61
Fig. 3.26. Diagrama de una planta fotovoltaica aislada de la red.	62
Fig. 3.27. Diagrama de una planta fotovoltaica conectada a la red.	64

<i>Fig. 4.1. Paneles solares instalados en la Facultad de Ingeniería</i>	67
<i>Fig. 5.1. Interfaz de usuario PVsyst.</i>	69
<i>Fig. 5.2. Interfaz de usuario HOMER.</i>	70
<i>Fig. 5.3. Interfaz de usuario Skelion.</i>	71
<i>Fig. 5.4. Interfaz de usuario Pvlb Python.</i>	72
<i>Fig. 5.5. Interfaz de usuario NREL SAM.</i>	73
<i>Fig. 5.6. Interfaz de usuario RAM Elements.</i>	75
<i>Fig. 7.1. Vista espacial del complejo.</i>	77
<i>Fig. 7.2. Distribución del complejo por etapas.</i>	78
<i>Fig. 7.3. Subestación y acometida sobre la calle Rodríguez Peña.</i>	80
<i>Fig. 7.4. Interior de tablero TG4-0.</i>	80
<i>Fig. 7.5. Tableros TG4-1 y TG4-2.</i>	81
<i>Fig. 7.6. Interior de tablero TG4-2.</i>	82
<i>Fig. 7.7. Interior de tablero TG4-3.</i>	83
<i>Fig. 7.8. Unifilar de las áreas de Cs. Exactas y Naturales, Aulario y Arquitectura, Urbanismo y Diseño – Parte 1.</i>	84
<i>Fig. 7.9. Unifilar de las áreas de Cs. Exactas y Naturales, Aulario y Arquitectura, Urbanismo y Diseño – Parte 2.</i>	85
<i>Fig. 7.10. Diagrama de potencia y energía demandada en la banda resto por Exáctas durante el 2018.</i>	87
<i>Fig. 7.11. Subestación sobre calle San Lorenzo.</i>	88
<i>Fig. 7.12. Sala con tablero TG5-0 sobre la calle Dean Funes.</i>	88
<i>Fig. 7.13. Interior de tablero TG5-0</i>	89
<i>Fig. 7.14. Interior de tablero TG5-1.</i>	90
<i>Fig. 7.15. Gabinete de paso.</i>	91
<i>Fig. 7.16. Unifilar de las áreas CC e IIB</i>	92
<i>Fig. 7.17. Panel solar modelo TSM-320PD14.</i>	94
<i>Fig. 7.18. Inversor modelo SolarLake 10000TL-PM.</i>	95
<i>Fig. 7.19. Distancia mínima entre paneles.</i>	96
<i>Fig. 7.20. Etapa 1 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 1 y 2.</i>	99
<i>Fig. 7.21. Etapa 1 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 1 y 2 con sus paneles en PVsyst.</i>	99
<i>Fig. 7.22. Etapa 1 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	101
<i>Fig. 7.23. Panel solar inclinado 35°.</i>	103
<i>Fig. 7.24. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.</i>	105
<i>Fig. 7.25. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.</i>	106
<i>Fig. 7.26. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.</i>	107
<i>Fig. 7.27. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.</i>	108
<i>Fig. 7.28. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 3 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.</i>	109

Fig. 7.29. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 3: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	110
Fig. 7.30. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 4 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. ____	111
Fig. 7.31. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 4: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales. _____	112
Fig. 7.32. Etapa 1 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	114
Fig. 7.33. Etapa 1 – Diseño 1: intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre. _____	116
Fig. 7.34. Etapa 1 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones. _____	118
Fig. 7.35. Etapa 1 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	123
Fig. 7.36. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. ____	127
Fig. 7.37 Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	130
Fig. 7.38. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	133
Fig. 7.39. Etapa 1 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 1 y 2. _____	135
Fig. 7.40. Etapa 1 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 1 y 2 con sus paneles en PVsyst. _____	136
Fig. 7.41. Etapa 1 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	137
Fig. 7.42. Panel solar inclinado 10º. _____	138
Fig. 7.43. Etapa 1 – Diseño 2: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. ____	139
Fig. 7.44. Etapa 1 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales. _____	140
Fig. 7.45. Etapa 1 – Diseño 2: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. ____	141
Fig. 7.46. Etapa 1 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales. _____	142
Fig. 7.47. Etapa 1 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	144
Fig. 7.48. Etapa 1 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	148
Fig. 7.49. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. ____	152
Fig. 7.50. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	156
Fig. 7.51. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	160
Fig. 7.52. Etapa 2 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 3. _____	162
Fig. 7.53. Etapa 2 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 3 con sus paneles en PVsyst. _____	163
Fig. 7.54. Etapa 2 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	164

Fig. 7.55. Etapa 2 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	165
Fig. 7.56. Etapa 2 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre. _____	167
Fig. 7.57. Etapa 2 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones. _____	169
Fig. 7.58. Etapa 2 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	173
Fig. 7.59. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. __	177
Fig. 7.60. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	181
Fig. 7.61. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	185
Fig. 7.62. Etapa 2 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 3. _____	187
Fig. 7.63. Etapa 2 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 3 con sus paneles en PVsyst. _____	188
Fig. 7.64. Etapa 2 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	189
Fig. 7.65. Etapa 2 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	192
Fig. 7.66. Etapa 2 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	196
Fig. 7.67. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. __	200
Fig. 7.68. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	204
Fig. 7.69. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	208
Fig. 7.70. Etapa 3 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 4 y 5. _____	210
Fig. 7.71. Etapa 3 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 3 y 4 con sus paneles en PVsyst. _____	211
Fig. 7.72. Etapa 3 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	212
Fig. 7.73. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. __	214
Fig. 7.74. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	215
Fig. 7.75. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. __	216
Fig. 7.76. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	217
Fig. 7.77. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 3 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. __	218
Fig. 7.78. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 3: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	219
Fig. 7.79. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 4 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. __	220
Fig. 7.80. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 4: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	221

Fig. 7.81. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 5 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. ____	222
Fig. 7.82. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 5: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales. _____	223
Fig. 7.83. Etapa 3 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	225
Fig. 7.84. Etapa 3 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre. _____	227
Fig. 7.85. Etapa 3 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones. _____	229
Fig. 7.86. Etapa 3 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	233
Fig. 7.87. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. _____	237
Fig. 7.88. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	240
Fig. 7.89. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	244
Fig. 7.90. Etapa 3 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 4 y 5. _____	246
Fig. 7.91. Etapa 3 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 3 y 4 con sus paneles en PVsyst. _____	247
Fig. 7.92. Etapa 3 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	248
Fig. 7.93. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z. ____	249
Fig. 7.94. Etapa 3 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales. _____	250
Fig. 7.95. Etapa 3 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	252
Fig. 7.96. Etapa 3 – Diseño 2: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre. _____	253
Fig. 7.97. Etapa 3 – Diseño 2: curvas de actuación de las protecciones. _____	255
Fig. 7.98. Etapa 3 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño. _____	260
Fig. 7.99. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. ____	263
Fig. 7.100. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	267
Fig. 7.101. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado. _____	271
Fig. 7.102. Etapa 4 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 6 y 7. _____	273
Fig. 7.103. Etapa 4 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 6 y 7 con sus paneles en PVsyst. _____	274
Fig. 7.104. Etapa 4 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	275
Fig. 7.105. Etapa 4 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles. _____	277
Fig. 7.106. Etapa 4 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre. _____	278
Fig. 7.107. Etapa 4 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones. _____	280

<i>Fig. 7.108. Etapa 4 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	284
<i>Fig. 7.109. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	288
<i>Fig. 7.110. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	291
<i>Fig. 7.111. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	295
<i>Fig. 7.112. Etapa 4 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 6 y 7.</i>	297
<i>Fig. 7.113. Etapa 4 – Diseño 2: paneles bajo análisis de sombreado.</i>	298
<i>Fig. 7.114. Etapa 4 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 6 y 7 con sus paneles en PVsyst.</i>	301
<i>Fig. 7.115. Etapa 4 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	302
<i>Fig. 7.116. Etapa 4 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.</i>	304
<i>Fig. 7.117. Etapa 4 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	308
<i>Fig. 7.118. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	312
<i>Fig. 7.119. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	316
<i>Fig. 7.120. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	320
<i>Fig. 7.121. Etapa 5 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 8.</i>	322
<i>Fig. 7.122. Etapa 5 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 8 con sus paneles en PVsyst.</i>	323
<i>Fig. 7.123. Etapa 5 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	324
<i>Fig. 7.124. Etapa 5 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.</i>	326
<i>Fig. 7.125. Etapa 5 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.</i>	327
<i>Fig. 7.126. Etapa 5 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.</i>	329
<i>Fig. 7.127. Etapa 5 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	333
<i>Fig. 7.128. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	337
<i>Fig. 7.129. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	340
<i>Fig. 7.130. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	344
<i>Fig. 7.131. Etapa 5 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 8.</i>	346
<i>Fig. 7.132. Etapa 5 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 8 con sus paneles en PVsyst.</i>	347
<i>Fig. 7.133. Etapa 5 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	348

<i>Fig. 7.134. Etapa 5 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.</i>	350
<i>Fig. 7.135. Etapa 5 – Diseño 2: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.</i>	351
<i>Fig. 7.136. Etapa 5 – Diseño 2: curvas de actuación de las protecciones.</i>	353
<i>Fig. 7.137. Etapa 5 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	357
<i>Fig. 7.138. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	361
<i>Fig. 7.139. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	364
<i>Fig. 7.140. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	368
<i>Fig. 7.141. Etapa 6 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 9.</i>	370
<i>Fig. 7.142. Etapa 6 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 9 con sus paneles en PVsyst.</i>	371
<i>Fig. 7.143. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	372
<i>Fig. 7.144. Etapa 6 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.</i>	374
<i>Fig. 7.145. Etapa 6 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.</i>	375
<i>Fig. 7.146. Etapa 6 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.</i>	377
<i>Fig. 7.147. Etapa 6 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	381
<i>Fig. 7.148. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	385
<i>Fig. 7.149. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	389
<i>Fig. 7.150. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	393
<i>Fig. 7.151. Etapa 6 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 9.</i>	395
<i>Fig. 7.152. Etapa 6 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 9 con sus paneles en PVsyst.</i>	396
<i>Fig. 7.153. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	397
<i>Fig. 7.154. Etapa 6 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.</i>	399
<i>Fig. 7.155. Etapa 6 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.</i>	402
<i>Fig. 7.156. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	406
<i>Fig. 7.157. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	410
<i>Fig. 7.158. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.</i>	414
<i>Fig. 8.1 Radiación solar emitida hacia la Tierra.</i>	422
<i>Fig. 8.2. Potencial de Calentamiento Global de distintos gases.</i>	423

<i>Fig. 8.3 Distribución de las emisiones totales generadas en la República Argentina en el año 2016. [17]</i>	424
<i>Fig. 11.1. Pantalla principal del programa PVsyst: bases de datos.</i>	440
<i>Fig. 11.2. Pantalla principal de la base de datos.</i>	441
<i>Fig. 11.3. Base de datos de los sitios geográficos.</i>	441
<i>Fig. 11.4. Búsqueda de la localización de la instalación.</i>	442
<i>Fig. 11.5. Importación de datos meteorológicos a partir de coordenadas geográficas.</i>	443
<i>Fig. 11.6. Datos meteorológicos importados.</i>	443
<i>Fig. 11.7. Guardado de los datos meteorológicos.</i>	444
<i>Fig. 11.8. Base de datos de los paneles solares.</i>	445
<i>Fig. 11.9. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: datos básicos de los paneles.</i>	446
<i>Fig. 11.10. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: dimensiones y tecnología.</i>	447
<i>Fig. 11.11. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: resistencias serie y paralelo.</i>	448
<i>Fig. 11.12. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: coeficiente de temperatura.</i>	448
<i>Fig. 11.13. FI – UNMDP: Definición de un módulo FV: datos adicionales: parámetros secundarios.</i>	449
<i>Fig. 11.14. Definición de un módulo FV: datos adicionales: IAM personalizado. FI – UNMDP.</i>	450
<i>Fig. 11.15. FI – UNMDP: Definición de un inversor: parámetros principales del inversor.</i>	451
<i>Fig. 11.16. FI – UNMDP: Definición de un inversor: curva de eficiencia.</i>	452
<i>Fig. 11.17. FI – UNMDP: Definición de un inversor: dimensiones y tecnología.</i>	453
<i>Fig. 11.18. Pantalla principal del programa PVsyst: diseño del proyecto.</i>	454
<i>Fig. 11.19. FI – UNMDP: Nombre del proyecto y datos meteorológicos usados.</i>	455
<i>Fig. 11.20. FI – UNMDP: Selección de base de datos de archivos meteorológicos.</i>	455
<i>Fig. 11.21. FI – UNMDP: Selección de los datos meteorológicos guardados.</i>	456
<i>Fig. 11.22. FI – UNMDP: Parámetros del proyecto: albedo.</i>	456
<i>Fig. 11.23. FI – UNMDP: Parámetros del proyecto: condiciones de diseño.</i>	457
<i>Fig. 11.24. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: orientación de los paneles.</i>	458
<i>Fig. 11.25. FI – UNMDP: Definición de la orientación e inclinación de los paneles.</i>	458
<i>Fig. 11.26. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: sistema.</i>	459
<i>Fig. 11.27. FI – UNMDP: Sistema: configuración del conjunto a utilizar.</i>	459
<i>Fig. 11.28. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: pérdidas detalladas.</i>	460
<i>Fig. 11.29. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: parámetros térmicos.</i>	460
<i>Fig. 11.30. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: pérdidas óhmicas del conjunto.</i>	461
<i>Fig. 11.31. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: definición de distintas pérdidas.</i>	462
<i>Fig. 11.32. Suciedad acumulada en los paneles. Fuente: Camila N. De Souza.</i>	463
<i>Fig. 11.33. Paneles parcialmente cubiertos por polvo. Fuente: Camila N. De Souza.</i>	464
<i>Fig. 11.34. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: pérdidas anuales por suciedad.</i>	464
<i>Fig. 11.35. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: garantía del módulo.</i>	465

Fig. 11.36. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: cálculo de desajuste. _____	466
Fig. 11.37. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: gráficos. _____	466
Fig. 11.38. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: sombreado cercano. _____	467
Fig. 11.39. FI – UNMDP: Sombreado cercano: construcción/perspectiva. _____	467
Fig. 11.40. FI – UNMDP: Sombreado cercano: vista 3D de las estructuras cercanas que pueden provocar sombreado. _____	468
Fig. 11.41. FI – UNMDP: Sombreado cercano: tabla de sombreado. _____	468
Fig. 11.42. FI – UNMDP: Sombreado cercano: tabla de sombreado generada. _____	469
Fig. 11.43. FI – UNMDP: Sombreado cercano: cálculo eléctrico detallado. _____	469
Fig. 11.44. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: disposición módulo. _____	470
Fig. 11.45. FI – UNMDP: Disposición módulo: mecánico (disposición de la mesa). _____	470
Fig. 11.46. FI – UNMDP: Disposición módulo: mecánico (disposición de los módulos). _____	471
Fig. 11.47. FI – UNMDP: Disposición módulo: eléctrico (arreglo de paneles). _____	471
Fig. 11.48. FI – UNMDP: Disposición módulo: eléctrico (distribución del arreglo en la mesa). _____	472
Fig. 11.49. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (animación de sombreado). _____	472
Fig. 11.50. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (vista del sombreado parcial en la fecha y el horario seleccionados). _____	473
Fig. 11.51. FI – UNMDP: Construcción de la situación de sombreado (vista 3D de los paneles parcialmente sombreados a las 7:45hs). _____	473
Fig. 11.52. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (progresión del sombreado a las 8hs). _____	474
Fig. 11.53. FI – UNMDP: Construcción de la situación de sombreado (vista 3D de los paneles parcialmente sombreados). _____	474
Fig. 11.54. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: simulación. _____	475
Fig. 11.55. FI – UNMDP: Desarrollo de la simulación horaria. _____	475
Fig. 11.56. FI – UNMDP: Resultados principales del proyecto. _____	476
Fig. 11.57. FI – UNMDP: Resultados de la simulación para el año 3 (2016). _____	476
Fig. 11.58. FI – UNMDP: Detalle de pérdidas obtenidas en la simulación para el año 3 (2016). _____	477
Fig. 11.59. FI – UNMDP: Resultados de la simulación para el año 4 (2017). _____	477
Fig. 11.60. FI – UNMDP: Detalle de pérdidas obtenidas en la simulación para el año 4 (2017). _____	478
Fig. 12.1. CUMB: Definición de un módulo FV: datos básicos. _____	479
Fig. 12.2. CUMB: Definición de un módulo FV: dimensiones y tecnología. _____	480
Fig. 12.3. CUMB: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: resistencias serie y paralelo. _____	480
Fig. 12.4. CUMB: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: coeficiente de temperatura. _____	481
Fig. 12.5. CUMB: Definición de un módulo FV: datos adicionales: IAM personalizado. _____	481
Fig. 12.6. CUMB: Definición de un módulo FV: datos adicionales: parámetros secundarios. _____	482
Fig. 12.7. Parámetros principales del inversor SolarLake 10000TL-PM. _____	483

Fig. 12.8. CUMB: Definición de un inversor: curva de eficiencia.	484
Fig. 12.9. Curvas de eficiencia del inversor SolarLake 10.000TL-PM.	484
Fig. 12.10. CUMB: Definición de un inversor: parámetros adicionales.	485
Fig. 12.11. CUMB: Definición de un inversor: dimensiones y tecnología.	486
Fig. 12.12. CUMB: Definición del conjunto a utilizar: condiciones de funcionamiento.	488
Fig. 12.13. CUMB: Pantalla principal del proyecto: Simulación avanzada.	489
Fig. 12.14. CUMB: Simulación avanzada.	490
Fig. 12.15. CUMB: Herramienta de envejecimiento.	490
Fig. 12.16. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: garantía del módulo.	491
Fig. 12.17. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: cálculo de desajuste.	491
Fig. 12.18. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: gráficos.	492
Fig. 12.19. CUMB: Energía generada durante 30 años.	492
Fig. 12.20. CUMB: Construcción de la situación de sombreado: animación del sombreado.	493
Fig. 12.21 CUMB: Construcción de la situación de sombreado: animación del sombreado de terrazas 3 y 4 el día 21/06 a las 10:30hs.	494
Fig. 13.1. Velocidades básicas del viento en ciudades.	496
Fig. 13.2. Factor de direccionalidad K_d .	497
Fig. 13.3. Clasificación de edificios y otras estructuras para cargas de viento.	498
Fig. 13.4. Factor de importancia.	499
Fig. 13.5. Coeficientes de exposición para la presión dinámica.	500
Fig. 13.6. Coeficientes de fuerza.	502
Fig. 14.1. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 22.	511
Fig. 14.2. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 23.	513
Fig. 14.3. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 24.	515
Fig. 14.4. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 28.	517
Fig. 14.5. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 29.	519
Fig. 14.6. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 30.	521
Fig. 14.7. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-1.	523
Fig. 14.8. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-3.	524
Fig. 14.9. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-0.	525
Fig. 14.10. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG5-1.	527
Fig. 14.11. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 22.	528
Fig. 14.12. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 23.	530
Fig. 14.13. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 24.	531
Fig. 14.14. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 28.	533
Fig. 14.15. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 29.	534
Fig. 14.16. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 30.	535
Fig. 14.17. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-1.	536

Fig. 14.18. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-3.	537
Fig. 14.19. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-0.	538
Fig. 14.20. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG5-1.	539
Fig. 15.1 Factor k_1 para la modificación de la corriente permanente en materiales cuprosos con una conductividad que difiere de $56 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2$.	540
Fig. 15.2 Factor k_2 para la modificación de la corriente permanente con temperaturas del aire distintas a $35 \text{ }^\circ\text{C}$ y/u otras temperaturas en las barras que la de $65 \text{ }^\circ\text{C}$.	541
Fig. 15.3 Factor k_3 para la modificación de la corriente permanente en la disposición horizontal del ancho de las barras o para el tendido vertical de las barras en largos mayores a 2 metros.	542
Fig. 15.4 Factor k_4 para la modificación de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a la disposición de las barras.	542
Fig. 15.5. Dimensiones de cada barra.	544
Fig. 15.6. Distancia entre conductores.	544
Fig. 15.7. Factor β en función de la forma del soporte y la fijación.	546
Fig. 15.8. Módulo resistente de fases simples.	547
Fig. 15.9. Fuerzas actuantes sobre las barras.	549
Fig. 15.10. Vista 3D del juego de barras.	551
Fig. 16.1. Cable Prysmian PV1-F.	553
Fig. 16.2. Posibles fallas en un circuito fotovoltaico.	555
Fig. 16.3. Condiciones de utilización.	556
Fig. 16.4. Principales características del cable Afumex 1000.	557
Fig. 16.5. Factor de reducción por contenido armónico.	559
Fig. 16.6. Factor de reducción por temperatura ambiente. [27]	559
Fig. 16.7. Corriente admisible en cortocircuito para cables de cobre XLPE de distinta sección. [26]	566

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 9. 3.1. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de celdas solares.</i>	52
<i>Tabla 9. 3.2. Ventajas y desventajas de cada material usado en las células de capa fina.</i>	53
<i>Tabla 4.1. Características eléctricas de los paneles solares.</i>	67
<i>Tabla 5.1. Comparación de programas.</i>	74
<i>Tabla 6.1. FI – UNMDP: resultados de la simulación.</i>	76
<i>Tabla 7.1. Potencias y energías demandadas por Exáctas durante el 2018.</i>	86
<i>Tabla 7.2. Potencias y energías demandadas en el medidor de Económicas durante el 2018.</i>	93
<i>Tabla 7.3. Diagrama de potencia y energía demandada en la banda resto por Económicas durante el 2018.</i>	93
<i>Tabla 7.4. Principales características eléctricas del panel a usar.</i>	94
<i>Tabla 7.5.. Principales características eléctricas del inversor a usar.</i>	95
<i>Tabla 7.6 .Etapa 1 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	100
<i>Tabla 7.7. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2.</i>	106
<i>Tabla 7.8. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 3.</i>	108
<i>Tabla 7.9. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4.</i>	110
<i>Tabla 7.10. Etapa 1 – Diseño 1: costo de cada estructura.</i>	112
<i>Tabla 7.11. Etapa 1 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	113
<i>Tabla 7.12. Etapa 1 - Diseño 1: energía mensual generada el primer año.</i>	114
<i>Tabla 7.13. Etapa 1 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	115
<i>Tabla 7.14. Etapa 1 – Diseño 1: costo en cables.</i>	119
<i>Tabla 7.15. Etapa 1 – Diseño 1: costo en bulonería.</i>	119
<i>Tabla 7.16. Etapa 1 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.</i>	120
<i>Tabla 7.17. Etapa 1 – Diseño 1: costo en juego de barras.</i>	121
<i>Tabla 7.18. Etapa 1 – Diseño 1: comparación entre la energía consumida y la generada durante el mes de enero.</i>	121
<i>Tabla 7.19. Etapa 1 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	123
<i>Tabla 7.20. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	124
<i>Tabla 7.21. Etapa 1 – Diseño 1: potencia generada en 30 años..</i>	125
<i>Tabla 7.22. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	125
<i>Tabla 7.23. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	126
<i>Tabla 7.24. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	128
<i>Tabla 7.25. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	129
<i>Tabla 7.26. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	129
<i>Tabla 7.27. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	131

Tabla 7.28. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio. _____	132
Tabla 7.29. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio. _____	132
Tabla 7.30. Etapa 1 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	136
Tabla 7.31. Etapa 1 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1. _____	138
Tabla 7.32. Etapa 1 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2. _____	140
Tabla 7.33. Etapa 1 – Diseño 2: costo de cada estructura. _____	142
Tabla 7.34. Etapa 1 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación. _____	143
Tabla 7.35. Etapa 1 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios. _____	144
Tabla 7.36. Etapa 1 – Diseño 2: costo en cables. _____	145
Tabla 7.37. Etapa 1 – Diseño 2: costo en bulonería. _____	145
Tabla 7.38. Etapa 1 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas. _____	146
Tabla 7.39. Etapa 1 – Diseño 2: costo en juego de barras. _____	147
Tabla 7.40. Etapa 1 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño. _____	148
Tabla 7.41. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual. _____	149
Tabla 7.42. Etapa 1 – Diseño 2: potencia generada en 30 año. _____	149
Tabla 7.43. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual. _____	150
Tabla 7.44. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual. _____	151
Tabla 7.45. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual. _____	153
Tabla 7.46. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual. _____	154
Tabla 7.47. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual. _____	155
Tabla 7.48. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio. _____	157
Tabla 7.49. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio. _____	158
Tabla 7.50. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio. _____	159
Tabla 7.51. Etapa 2 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	163
Tabla 7.52. Etapa 2 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación. _____	165
Tabla 7.53. Etapa 2 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios. _____	166
Tabla 7.54. Etapa 2 – Diseño 1: costo en cables. _____	170
Tabla 7.55. Etapa 2 – Diseño 1: costo en bulonería. _____	171
Tabla 7.56. Etapa 2 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas. _____	171
Tabla 7.57. Etapa 2 – Diseño 1: costo en juego de barras. _____	172
Tabla 7.58. Etapa 2 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño. _____	173
Tabla 7.59. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual. _____	174
Tabla 7.60. Etapa 2 – Diseño 1: potencia generada en 30 años. _____	174
Tabla 7.61. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual. _____	175

Tabla 7.62. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual. _____	176
Tabla 7.63. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual. _____	178
Tabla 7.64. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual. _____	179
Tabla 7.65. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual. _____	180
Tabla 7.66. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio. _____	182
Tabla 7.67. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio. _____	183
Tabla 7.68. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio. _____	184
Tabla 7.69. Etapa 2 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	188
Tabla 7.70. Etapa 2 – Diseño 2: costo total en estructuras para cada separación. _____	190
Tabla 7.71. Etapa 2 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación. _____	191
Tabla 7.72. Etapa 2 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios. _____	192
Tabla 7.73. Etapa 2 – Diseño 2: costo en cables. _____	193
Tabla 7.74. Etapa 2 – Diseño 2: costo en bulonería. _____	193
Tabla 7.75. Etapa 2 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas. _____	194
Tabla 7.76. Etapa 2 – Diseño 2: costo en juego de barras. _____	194
Tabla 7.77. Etapa 2 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño. _____	196
Tabla 7.78. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual. _____	197
Tabla 7.79. Etapa 2 – Diseño 2: potencia generada en 30 años. _____	198
Tabla 7.80. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual. _____	198
Tabla 7.81. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual. _____	199
Tabla 7.82. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual. _____	202
Tabla 7.83. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual. _____	202
Tabla 7.84. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual. _____	203
Tabla 7.85. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio. _____	206
Tabla 7.86. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio. _____	206
Tabla 7.87. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio. _____	207
Tabla 7.88. Etapa 3 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles. _____	212
Tabla 7.89. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1. _____	213
Tabla 7.90. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2. _____	215
Tabla 7.91. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 3. _____	217
Tabla 7.92. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4. _____	219
Tabla 7.93. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4. _____	221
Tabla 7.94. Costo de cada estructura. _____	224
Tabla 7.95. Etapa 3 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación. _____	225

<i>Tabla 7.96. Etapa 3 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	226
<i>Tabla 7.97. Etapa 3 – Diseño 1: costo en cables.</i>	230
<i>Tabla 7.98. Etapa 3 – Diseño 1: costo en bulonería.</i>	230
<i>Tabla 7.99. Etapa 2 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.</i>	231
<i>Tabla 7.100. Etapa 3 – Diseño 1: costo en juego de barras.</i>	231
<i>Tabla 7.101. Etapa 3 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	233
<i>Tabla 7.102. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	234
<i>Tabla 7.103. Etapa 3 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.</i>	235
<i>Tabla 7.104. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	235
<i>Tabla 7.105. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	236
<i>Tabla 7.106. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	238
<i>Tabla 7.107. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	238
<i>Tabla 7.108. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	239
<i>Tabla 7.109. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	241
<i>Tabla 7.110. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	242
<i>Tabla 7.111. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	243
<i>Tabla 7.112. Etapa 3 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	247
<i>Tabla 7.113. Etapa 3 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1.</i>	248
<i>Tabla 7.114. Etapa 3 – Diseño 2: costo de cada estructura.</i>	250
<i>Tabla 7.115. Etapa 3 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	251
<i>Tabla 7.116. Etapa 3 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	252
<i>Tabla 7.117. Etapa 3 – Diseño 2: costo en cables.</i>	256
<i>Tabla 7.118. Etapa 3 – Diseño 2: costo en bulonería.</i>	256
<i>Tabla 7.119. Etapa 3 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.</i>	257
<i>Tabla 7.120. Etapa 3 – Diseño 2: costo en juego de barras.</i>	257
<i>Tabla 7.121. Etapa 3 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	259
<i>Tabla 7.122. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	260
<i>Tabla 7.123. Etapa 3 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.</i>	261
<i>Tabla 7.124. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	261
<i>Tabla 7.125. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	262
<i>Tabla 7.126. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	265
<i>Tabla 7.127. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	265
<i>Tabla 7.128. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	266
<i>Tabla 7.129. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	269
<i>Tabla 7.130. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	269
<i>Tabla 7.131. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	270

<i>Tabla 7.132. Etapa 4 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	274
<i>Tabla 7.133. Etapa 4 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	276
<i>Tabla 7.134. Etapa 4 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	277
<i>Tabla 7.135. Etapa 4 – Diseño 1: costo en cables.</i>	281
<i>Tabla 7.136. Etapa 4 – Diseño 1: costo en bulonería.</i>	281
<i>Tabla 7.137. Etapa 4 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.</i>	282
<i>Tabla 7.138. Etapa 4 – Diseño 1: costo en juego de barras.</i>	282
<i>Tabla 7.139. Etapa 4 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	284
<i>Tabla 7.140. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	285
<i>Tabla 7.141. Etapa 4 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.</i>	286
<i>Tabla 7.142. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	286
<i>Tabla 7.143. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	287
<i>Tabla 7.144. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	289
<i>Tabla 7.145. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	289
<i>Tabla 7.146. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	290
<i>Tabla 7.147. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	292
<i>Tabla 7.148. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	293
<i>Tabla 7.149. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	294
<i>Tabla 7.150. Etapa 4 – Diseño 2: tiempo de sombreado de la disposición original.</i>	299
<i>Tabla 7.151. Etapa 4 – Diseño 2: pérdidas de haz lineal de la disposición original.</i>	299
<i>Tabla 7.152. Etapa 4 – Diseño 2: tiempo de sombreado de la disposición modificada.</i>	300
<i>Tabla 7.153. Etapa 4 – Diseño 2: pérdidas de haz lineal de la disposición modificada.</i>	300
<i>Tabla 7.154. Etapa 4 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	301
<i>Tabla 7.155. Etapa 4 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	303
<i>Tabla 7.156. Etapa 4 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	304
<i>Tabla 7.157. Etapa 4 – Diseño 2: costo en cables.</i>	305
<i>Tabla 7.158. Etapa 4 – Diseño 2: costo en bulonería.</i>	305
<i>Tabla 7.159. Etapa 4 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.</i>	306
<i>Tabla 7.160. Etapa 4 – Diseño 2: costo en juego de barras.</i>	306
<i>Tabla 7.161. Etapa 4 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	308
<i>Tabla 7.162. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	309
<i>Tabla 7.163. Etapa 4 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.</i>	310
<i>Tabla 7.164. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	310
<i>Tabla 7.165. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	311

<i>Tabla 7.166. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	313
<i>Tabla 7.167. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	314
<i>Tabla 7.168. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	315
<i>Tabla 7.169. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	317
<i>Tabla 7.170. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	318
<i>Tabla 7.171. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	319
<i>Tabla 7.172. Etapa 5 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	324
<i>Tabla 7.173. Etapa 5 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	325
<i>Tabla 7.174. Etapa 5 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	326
<i>Tabla 7.175. Etapa 5 – Diseño 1: costo en cables.</i>	330
<i>Tabla 7.176. Etapa 5 – Diseño 1: costo en bulonería.</i>	331
<i>Tabla 7.177. Etapa 5 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.</i>	331
<i>Tabla 7.178. Etapa 5 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	333
<i>Tabla 7.179. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	334
<i>Tabla 7.180. Etapa 5 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.</i>	335
<i>Tabla 7.181. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	335
<i>Tabla 7.182. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	336
<i>Tabla 7.183. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	338
<i>Tabla 7.184. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	338
<i>Tabla 7.185. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	339
<i>Tabla 7.186. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	341
<i>Tabla 7.187. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	342
<i>Tabla 7.188. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	343
<i>Tabla 7.189. Etapa 5 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	347
<i>Tabla 7.190. Etapa 5 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	349
<i>Tabla 7.191. Etapa 5 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	350
<i>Tabla 7.192. Etapa 5 – Diseño 2: costo en cables.</i>	354
<i>Tabla 7.193. Etapa 5 – Diseño 2: costo en bulonería.</i>	355
<i>Tabla 7.194. Etapa 5 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.</i>	355
<i>Tabla 7.195. Etapa 5 – Diseño 2: costo en juego de barras.</i>	356
<i>Tabla 7.196. Etapa 5 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	357
<i>Tabla 7.197. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	358
<i>Tabla 7.198. Etapa 5 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.</i>	359
<i>Tabla 7.199. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	359

<i>Tabla 7.200. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	360
<i>Tabla 7.201. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	362
<i>Tabla 7.202. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	362
<i>Tabla 7.203. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	363
<i>Tabla 7.204. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	365
<i>Tabla 7.205. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	366
<i>Tabla 7.206. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	367
<i>Tabla 7.207. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	371
<i>Tabla 7.208. Etapa 6 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	373
<i>Tabla 7.209. Etapa 6 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	374
<i>Tabla 7.210. Etapa 6 – Diseño 1: costo en cables.</i>	378
<i>Tabla 7.211. Etapa 6 – Diseño 1: costo en bulonería.</i>	379
<i>Tabla 7.212. Etapa 6 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.</i>	379
<i>Tabla 7.213. Etapa 6 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	381
<i>Tabla 7.214. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	382
<i>Tabla 7.215. Etapa 6 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.</i>	383
<i>Tabla 7.216. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	383
<i>Tabla 7.217. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	384
<i>Tabla 7.218. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	386
<i>Tabla 7.219. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	387
<i>Tabla 7.220. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	388
<i>Tabla 7.221. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	390
<i>Tabla 7.222. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	391
<i>Tabla 7.223. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	392
<i>Tabla 7.224. Etapa 6 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.</i>	396
<i>Tabla 7.225. Etapa 6 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.</i>	398
<i>Tabla 7.226. Etapa 6 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.</i>	399
<i>Tabla 7.227. Etapa 6 – Diseño 2: costo en cables.</i>	400
<i>Tabla 7.228. Etapa 6 – Diseño 2: costo en bulonería.</i>	400
<i>Tabla 7.229. Etapa 6 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.</i>	401
<i>Tabla 7.230. Etapa 6 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.</i>	402
<i>Tabla 7.231. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.</i>	403
<i>Tabla 7.232. Etapa 6 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.</i>	404
<i>Tabla 7.233. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.</i>	404

<i>Tabla 7.234. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.</i>	405
<i>Tabla 7.235. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.</i>	407
<i>Tabla 7.236. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.</i>	408
<i>Tabla 7.237. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.</i>	409
<i>Tabla 7.238. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.</i>	411
<i>Tabla 7.239. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.</i>	412
<i>Tabla 7.240. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.</i>	413
<i>Tabla 7.241. Etapa 1 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	416
<i>Tabla 7.242. Etapa 1 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	416
<i>Tabla 7.243. Etapa 2 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	416
<i>Tabla 7.244. Etapa 2 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	417
<i>Tabla 7.245. Etapa 3 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	417
<i>Tabla 7.246. Etapa 3 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	417
<i>Tabla 7.247. Etapa 4 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	418
<i>Tabla 7.248. Etapa 4 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	418
<i>Tabla 7.249. Etapa 5 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	418
<i>Tabla 7.250. Etapa 5 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	419
<i>Tabla 7.251. Etapa 6 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.</i>	419
<i>Tabla 7.252. Etapa 6 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.</i>	419
<i>Tabla 8.1. Factores de emisión de los combustibles más utilizados en la generación de energía eléctrica en la Argentina. [20]</i>	425
<i>Tabla 8.2. Emisiones evitadas.</i>	426
<i>Tabla 9.1. Formulario de mantenimiento.</i>	435
<i>Tabla 11.1. Principales características eléctricas del panel solar nbsolar 190W.</i>	445
<i>Tabla 11.2. Principales características eléctricas del inversor Sirio 1500.</i>	451
<i>Tabla 11.3. Disposición de los paneles. FI – UNMDP.</i>	454
<i>Tabla 12.1. Tensiones límite en función de la cantidad de paneles conectados en serie.</i>	488
<i>Tabla 14.1. Valores de resistencia y reactancia de cada línea.</i>	507
<i>Tabla 15.1. Costo de cada componente.</i>	552
<i>Tabla 15.2. Costo total del juego de barras.</i>	552
<i>Tabla 15.3. Costo total del juego de barras.</i>	552
<i>Tabla 16.1. Factores de corrección para cables.</i>	557

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red en el Complejo Universitario “Manuel Belgrano” (CUMB) ubicado en la ciudad de Mar del Plata. Su finalidad es abastecer parte de la demanda energética que presenta actualmente el complejo.

A modo de introducción al tema de las energías renovables, se realiza una breve reseña de la situación energética del país y los motivos por el cual se avanza en su utilización, además de presentar una simple explicación sobre el funcionamiento de estas.

Luego se describe todo lo necesario para entender los principios básicos de la energía solar, cómo funcionan los paneles fotovoltaicos y los distintos tipos que existen en el mercado. Teniendo estos conceptos, se explican los principales componentes de una planta fotovoltaica y sus distintas tipologías.

A partir de modelos computacionales se simularon distintas situaciones para determinar la óptima ubicación de los paneles solares teniendo en cuenta la sombra que producen las estructuras cercanas y entre ellos, los valores de irradiancia en la zona y deterioro de los paneles entre otras cosas.

Para determinar la fiabilidad tanto del programa computacional como los datos climatológicos utilizados, se realizó la simulación de la instalación fotovoltaica instalada en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata. Los resultados fueron comparados con los valores medidos años anteriores en dicha facultad.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, queremos agradecer a nuestras familias que gracias a su apoyo incondicional, nos ayudaron a transitar todos nuestros años de estudio.

A nuestros tutores Marcos y Claudio, por su ayuda y dedicación para acompañarnos y aconsejarnos durante todo el tiempo que llevo realizar este trabajo. Sin ellos este trabajo no existiría y tampoco podríamos haber ampliado nuestro conocimiento sobre la energía solar.

También queremos agradecer a nuestros amigos, los de toda la vida y los que conocimos en la universidad. Sin ellos no habría sido fácil poder pasar los largos días de estudio y los distintos obstáculos que surgieron en el camino.

Muchísimas gracias a todos por su cariño, apoyo, compañerismo, y ayuda incondicional.

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático es el mal de nuestro tiempo y sus consecuencias pueden ser devastadoras si no reducimos drásticamente la dependencia de los combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. De hecho, los impactos del cambio climático ya son perceptibles y quedan puestos en evidencia por datos como:

- La temperatura media mundial ha aumentado ya 1,1°C desde la época preindustrial.
- El período 2015-2019, según la Organización Meteorológica Mundial (OMM), será probablemente el quinquenio más cálido jamás registrado.
- La tasa de subida del nivel del mar ha ascendido a 5 mm al año en el quinquenio 2014-2019.

Pero hoy también estamos viendo los impactos económicos y sociales, que serán cada vez más graves, como:

- Daños en las cosechas y en la producción alimentaria.
- Las sequías.
- Los riesgos en la salud.
- Los fenómenos meteorológicos extremos, como danas, tormentas y huracanes.
- Mega-incendios. [1]

Por su parte, la principal fuente de energía eléctrica utilizada en nuestro país es de origen térmico, basado en combustibles fósiles. De la generación neta acumulada en 2018, tal como se puede apreciar en la Fig. 1.1, el 65% corresponde a generación fósil, el 27,8% a hidráulica, el 5,1% a nuclear y tan sólo el 2,1% a otras renovables.

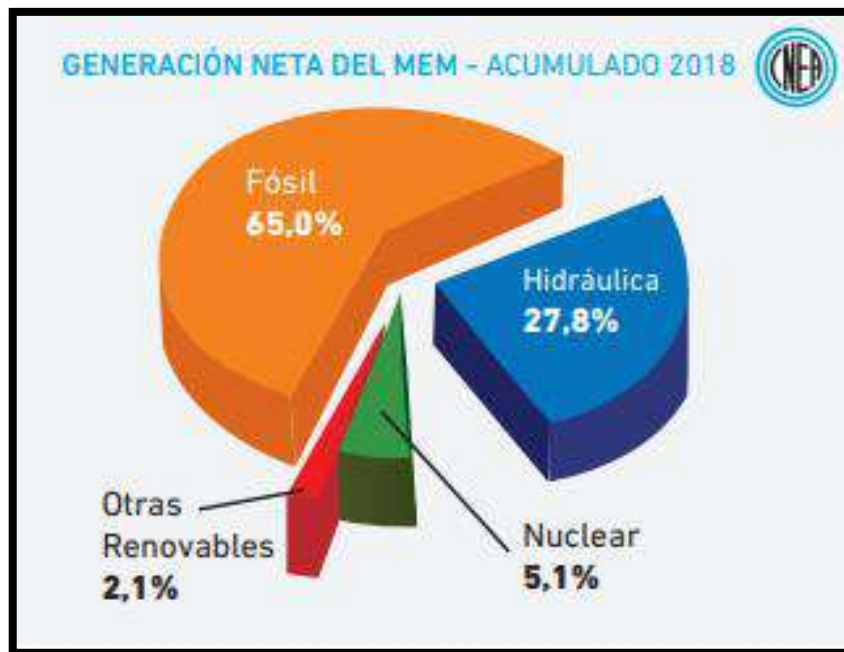


Fig. 1.1. Generación neta del MEM.

La generación de Otras Renovables, que surge de la gráfica precedente, comprende la generación eólica, fotovoltaica, de hidroeléctricas menores a 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa incorporadas hasta el momento. [2]

Existe una clara decisión del Gobierno Nacional y de numerosos Gobiernos Provinciales de impulsar la participación de las energías renovables en la matriz energética del país. Para dar cumplimiento a los compromisos contraídos respecto a la reducción de gases de efecto invernadero, diversificar la matriz de generación eléctrica, y cumplir con la ley 27191/15 (modificatoria de la ley 26190/06) “Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, se prevé la incorporación de energías renovables (excluyendo la hidroelectricidad de gran escala) en la producción de energía eléctrica, para llegar como objetivo a un 20% para el año 2025.

En 2016, y a fin de avanzar en el cumplimiento de los objetivos fijados en la ley 27191, el Gobierno Nacional realizó los primeros llamados a licitación en el marco del Programa RENOVAR, adjudicándose aproximadamente 2400 MW entre generación eólica y solar fotovoltaica, en las denominadas Ronda 1 y 1,5. Durante el segundo semestre de 2017 se realizó la Ronda 2 del programa Renovar, donde se licitaron 1200 MW, habiéndose recibido 228 ofertas por un total de poco más de 9400 MW. [3]

2. ENERGÍAS ALTERNATIVAS

En el presente contexto energético y medioambiental mundial, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes más allá incluso del protocolo de Kyoto se ha convertido en un objetivo de primer orden. La explotación de fuentes de energía alternativas y renovables usadas conjuntamente y la menor dependencia de unos combustibles fósiles condenados a agotarse forman parte de la solución. [4]

El Protocolo de Kyoto es un tratado internacional que entró en vigor en febrero de 2005 y forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) establecida en 1992. Allí se fijaron límites para las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los países industrializados.

El objetivo principal del protocolo era lograr que entre 2008 y 2012 los países industrializados disminuyan sus emisiones de GEI a un 5,2% menos del nivel de emisiones generadas en 1990. Estos gases son dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrofluorocarbonos (HFC) y hexafluoruro de azufre (SFG). A todos ellos se les asigna un potencial de generación de efecto invernadero que permite referenciar a cada uno al CO_2 , y así utilizar como unidad común de referencia el CO_2 equivalente. [5]

Se denomina “energías renovables” a aquellas fuentes energéticas basadas en la utilización del sol, el viento, el agua o la biomasa vegetal o animal -entre otras-. Se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles -como sucede con las energías convencionales-, sino recursos inagotables en un período humano. Su impacto ambiental es de menor magnitud dado que además de no emplear recursos finitos, no generan contaminantes. Sus beneficios van desde la diversificación de la matriz energética del país hasta el fomento a la industria nacional; y desde el desarrollo de las economías regionales hasta el impulso al turismo. [6]

A pesar de que el presente trabajo se base en el uso de la energía solar, es propicio explicar, aunque sea de manera breve, en que se basa el resto de las fuentes de energía mencionadas anteriormente.

2.1. ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía mecánica o eléctrica. Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua (algo muy común en el campo), y los aerogeneradores, equipos especialmente diseñados para producir electricidad. [6]



Fig. 2.1. Molinos eólicos.

2.2. ENERGÍA SOLAR

Esta energía es la que, mediante conversión a calor o electricidad, se aprovecha de la radiación proveniente del sol.

Nuestro planeta recibe del sol una gran cantidad de energía por año de la cual solo un 40% es aprovechable, cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable que se puede transformar en electricidad de dos maneras:

Energía solar térmica: utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. Su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del sol.

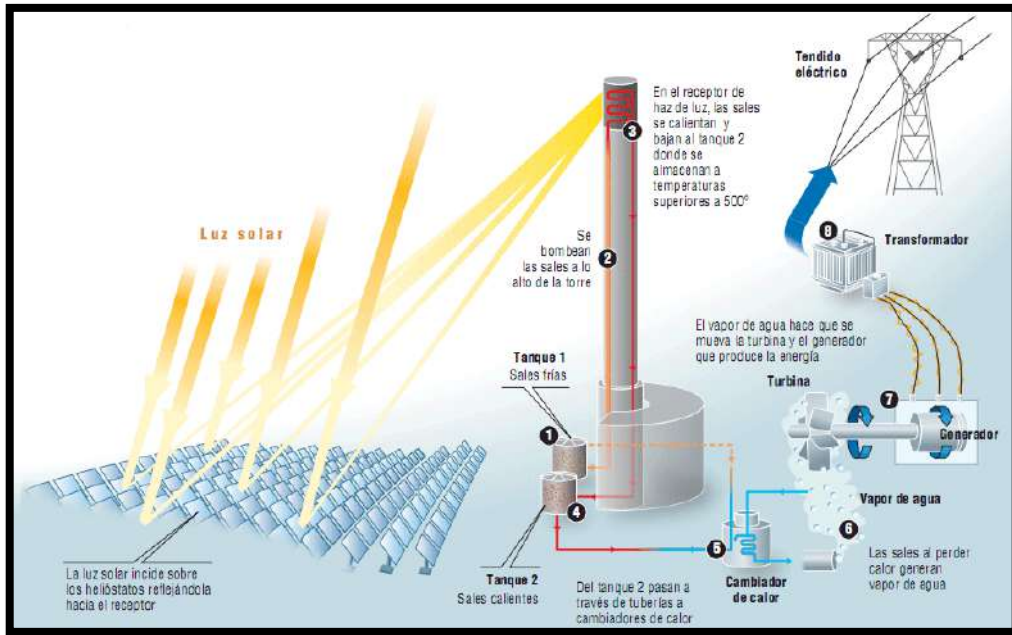


Fig. 2.2. Planta solar térmica.

Energía solar fotovoltaica: utiliza la otra parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, la transformación se realiza por medio de celdas fotovoltaicas, que son semiconductores sensibles a la luz solar que provoca una circulación de corriente eléctrica entre sus 2 caras. Un conjunto de celdas conectadas entre sí, componen módulos o paneles solares fotovoltaicos. [6]



Fig. 2.3. Paneles fotovoltaicos.

2.3. BIOMASA

Se denomina “biomasa” a toda porción orgánica proveniente de las plantas, los animales y de diversas actividades humanas. El término “biomasa” abarca una variada serie de fuentes energéticas: desde la simple combustión de la leña para calefacción hasta las plantas térmicas para producir electricidad, usando como combustible residuos forestales, agrícolas, ganaderos o incluso “cultivos energéticos”, pasando por el biogás de los vertederos o lodos de depuradoras, hasta los biocombustibles.

Cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, que sintetiza sustancias orgánicas a partir del CO₂ del aire y de otras sustancias simples, aprovechando la energía del sol. [6]

2.4. BIOGÁS

Aunque también sea biomasa, nos referimos a este fluido como el producto gaseoso que se obtiene de la descomposición de la materia orgánica por el proceso biológico de digestión anaeróbica en un medio con carencia de oxígeno y por medio de bacterias específicas.

Este gas refiere en general a la mezcla constituida por metano y dióxido de carbono, con pequeñas proporciones de hidrógeno, nitrógeno y sulfuro de hidrógeno. El porcentaje de metano lo caracteriza como combustible con poder calorífico apto para la combustión en motogeneradores que producen energía eléctrica. [6]

2.5. BIOCOMBUSTIBLES

Se entiende por “biocombustibles” al bioetanol, biodiesel y hasta el biogás producidos a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos.

Además de emplearse como combustibles para producir energía eléctrica, se los incorpora como corte de combustibles convencionales. [6]

2.6. PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

La fuente hidroeléctrica consiste en la conversión de la energía cinética y potencial gravitatoria del agua, en energía mecánica que finalmente es transformada en eléctrica.

De acuerdo con el "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica", la categoría de "Pequeño Aprovechamiento" corresponde en la Argentina a centrales hidroeléctricas de hasta 50 megawatts de potencia instalada.

Técnicamente esta fuente contempla tanto a los aprovechamientos llamados "de acumulación" (agua embalsada por un dique) como a los denominados "de paso" (o de agua fluyente), aunque los pequeños aprovechamientos se encuadran, en su mayoría, en esta última modalidad.

La generación de energía a partir de una corriente de agua es la fuente de energía renovable más usada en el mundo para generar electricidad. [6]



Fig. 2.4. Central hidroeléctrica pequeña.

2.7. GEOTERMIA

Por definición, entendemos por energía geotérmica a aquella que, aprovechando el calor que se puede extraer de la corteza terrestre, se transforma en energía eléctrica o en calor para uso humano o procesos industriales o agrícolas.

La generación de energía eléctrica a partir de la geotermia se basa en el aprovechamiento del vapor generado naturalmente, en turbinas de vapor que alimentan un generador eléctrico. [6]

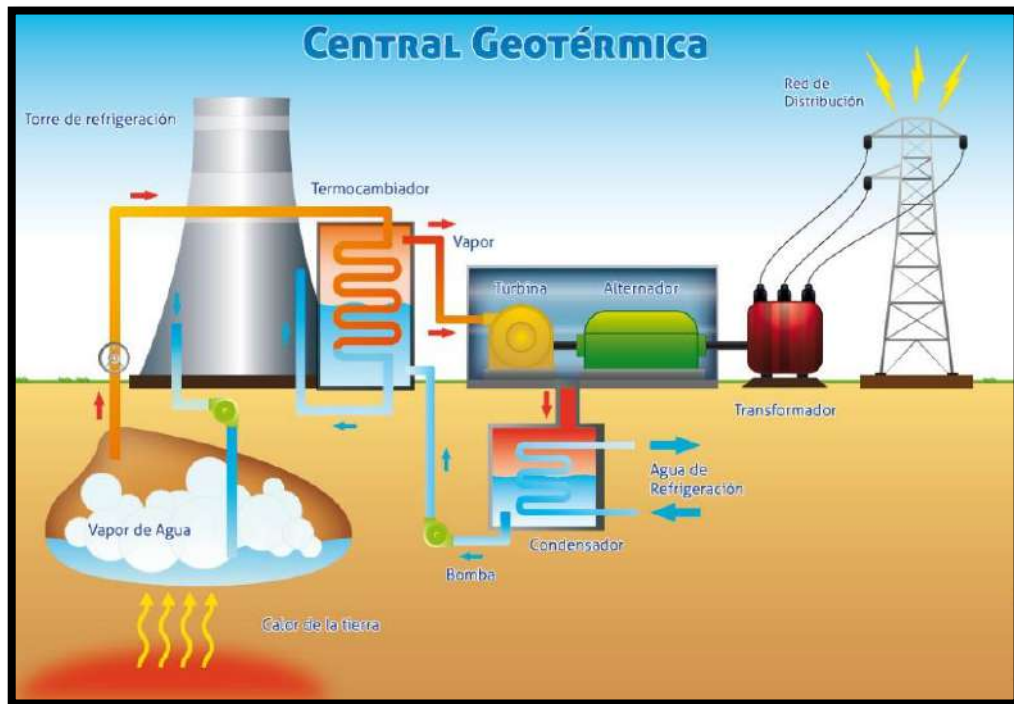


Fig. 2.5. Central geotérmica.

2.8. ENERGÍA MAREOMOTRIZ Y UNDIMOTRIZ

La enorme reserva energética que proporciona el mar (alrededor del 70% de la superficie terrestre está constituida por los océanos con una profundidad media de 4000 metros) representa distintas maneras de explotación. De hecho, además del calor debido al gradiente térmico (diferencia de temperatura entre dos puntos), el mar posee una energía cinética por la presencia de corrientes, olas y mareas.

En lugares donde existe una gran diferencia entre la marea alta y la baja se puede prever la construcción de una planta de generación de energía basada en la corriente de las mareas.

En una central mareomotriz, el agua entra y sale de un embalse de unos cuantos kilómetros cuadrados, pasando a través de una serie de tubos en los que gana velocidad y acciona algunas turbinas conectadas a generadores (alternadores). Durante el reflujos, el agua fluye desde el embalse hacia alta mar, accionando así la turbina; cuando el nivel del mar empieza a aumentar y la marea es lo suficientemente alta, el agua del mar fluye entonces hacia el interior del embalse y la turbina es de nuevo accionada. Una peculiaridad de este sistema es la reversibilidad de las turbinas que por tanto pueden funcionar tanto cuando la marea sube como cuando baja (Fig. 2.6).

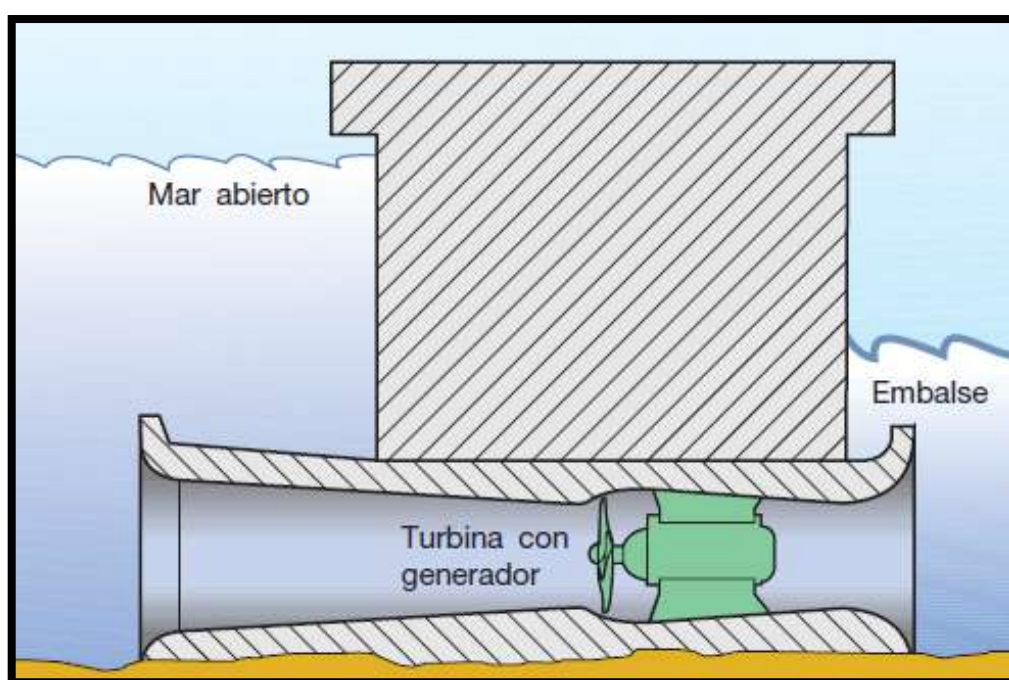


Fig. 2.6. Turbina mareomotriz.

Las tecnologías experimentales y las utilizadas son abundantes y variadas: dispositivos flotantes anclados mediante un cable desenrollado y vuelto a enrollar, placas piezoeléctricas, contenedores que se llenan de agua y se vacían, sistemas flotantes de diversa naturaleza y sistemas fijos tanto en la costa como en el fondo marino. [4]

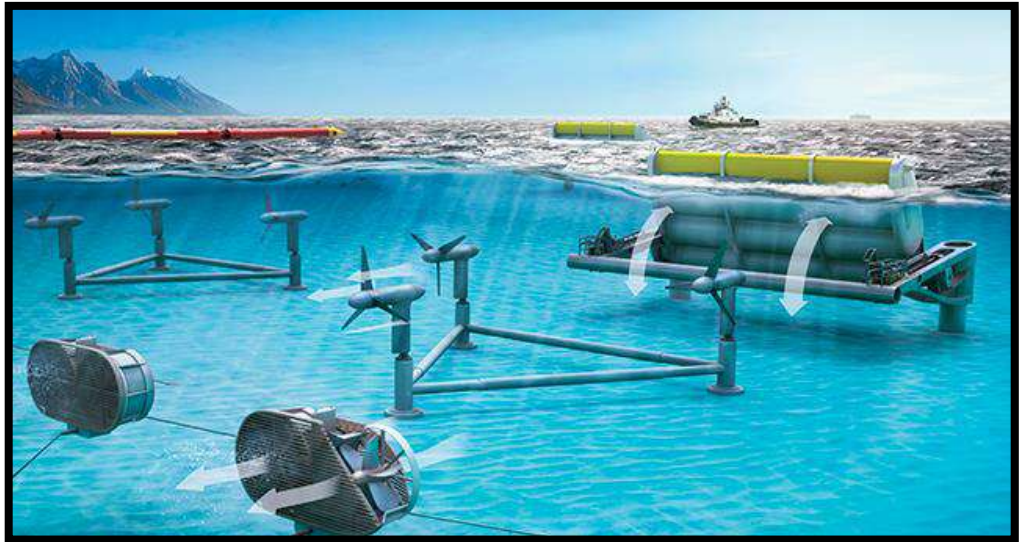


Fig. 2.7. Dispositivos generadores de energía eléctrica.

3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El Sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y que es posible utilizar con el máximo respeto al medio ambiente. Basta con pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al Sol recibe una potencia de más de 50.000 TW, es decir, la cantidad de energía solar que llega a la corteza terrestre viene a ser 10.000 veces mayor que la energía utilizada en todo el mundo.

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables, los basados en tecnología fotovoltaica son muy prometedores gracias a sus cualidades intrínsecas: tienen unos costes de funcionamiento muy reducidos (el “combustible” es gratis) y unas necesidades de mantenimiento limitadas, son fiables, no producen ruido y son fáciles de instalar. Además, la energía fotovoltaica en algunas aplicaciones aisladas es definitivamente mejor que otras fuentes energéticas, sobre todo allí donde la instalación de líneas eléctricas tradicionales resulta difícil y costosa.

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores “dopados” generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas son, en resumen:

- Generación distribuida donde sea necesario.
- No se emiten materiales contaminantes.
- Ahorro de combustibles fósiles.
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20 años).
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos.
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto de vista técnico y económico. Además, la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores. Entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación.
- Inclinação y orientación de los paneles.
- Presencia o no de sombras.
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores). [4]

3.1. FUNDAMENTOS BÁSICOS

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio (constante solar) alrededor de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol (Fig. 3.1) y de la actividad solar (manchas solares).

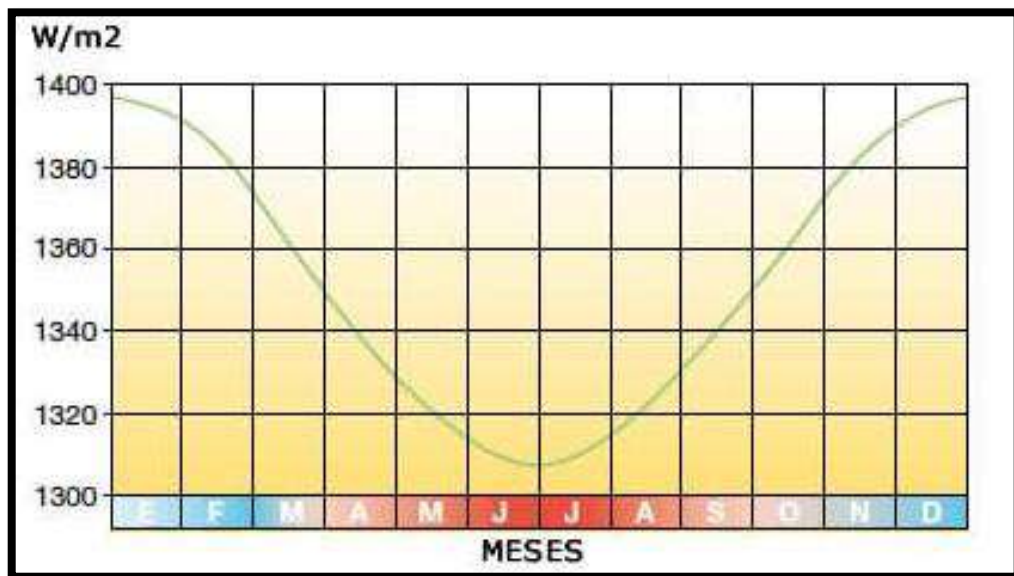


Fig. 3.1. Radiación extraatmosférica en el hemisferio sur.

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de un metro cuadrado $[kW/m^2]$. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (Fig. 3.2).

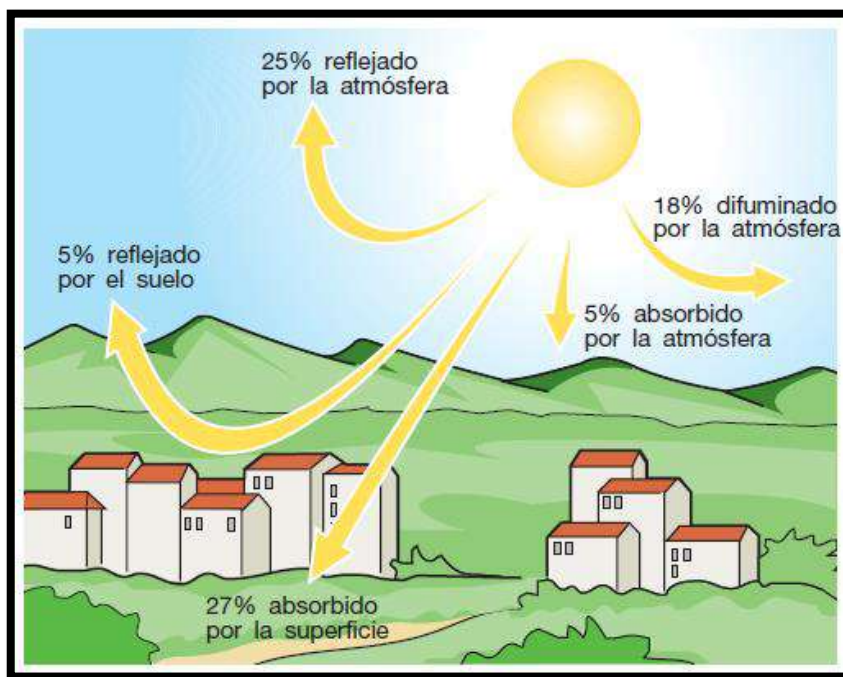


Fig. 3.2. Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.

La irradiación solar o insolación, es la integral de la irradiancia solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado $[kWh/m^2]$. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (Fig. 3.3). En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa. [4]. La suma de la radiación directa, difusa y reflejada se denomina radiación solar total o global.

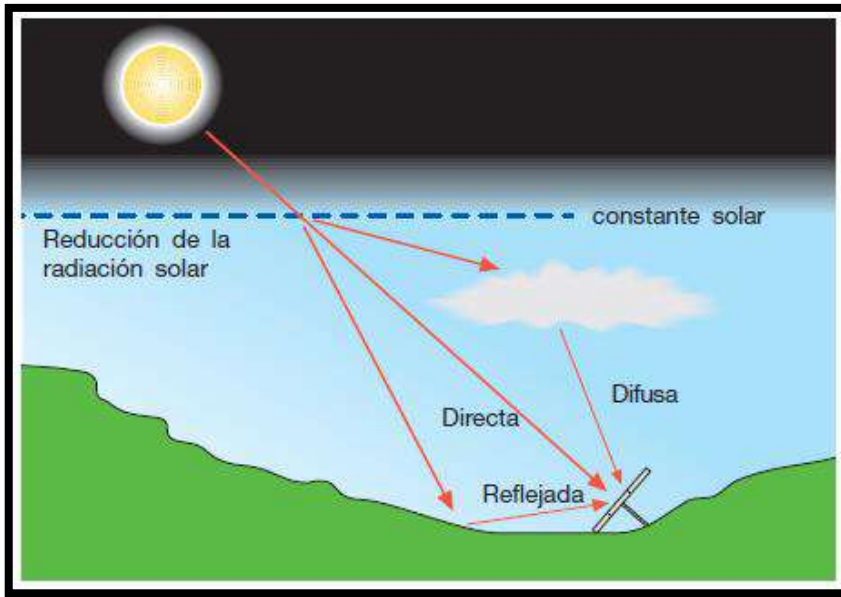


Fig. 3.3. Componentes de la radiación solar.

La medición de la radiación solar global se realiza midiendo sus tres componentes a partir de instrumentos denominados piranómetros.



Fig. 3.4. Piranómetro.

Medir la energía proveniente del Sol se considera necesario para:

- a) Estudiar el impacto que los cambios en los niveles de radiación debido a las variaciones periódicas o anómalas tienen sobre las condiciones climáticas (variaciones en la nubosidad, en la cantidad de partículas en suspensión en la atmósfera y en el agua que se puede precipitar, se verían inmediatamente reflejadas en la radiación medida).
- b) Determinar la influencia que la radiación solar a nivel de superficie tiene en el rendimiento de cosechas.
- c) Evaluar la evapotranspiración¹ potencial del suelo y determinar así su estado hídrico (agua disponible y necesidad de riego).
- d) Planificar el secado de productos vegetales con mayor eficiencia. [7]

3.2. MOVIMIENTO SOLAR

Como es sabido, el movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del Sol y un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación, la Tierra se desplaza alrededor del Sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el Sol ocupa uno de los focos. La duración de este movimiento define un año.

En el movimiento de giro, la Tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la eclíptica hay un ángulo constante de $23,45^\circ$. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une Tierra y Sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es la causa de las estaciones, de que el Sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que los de verano.

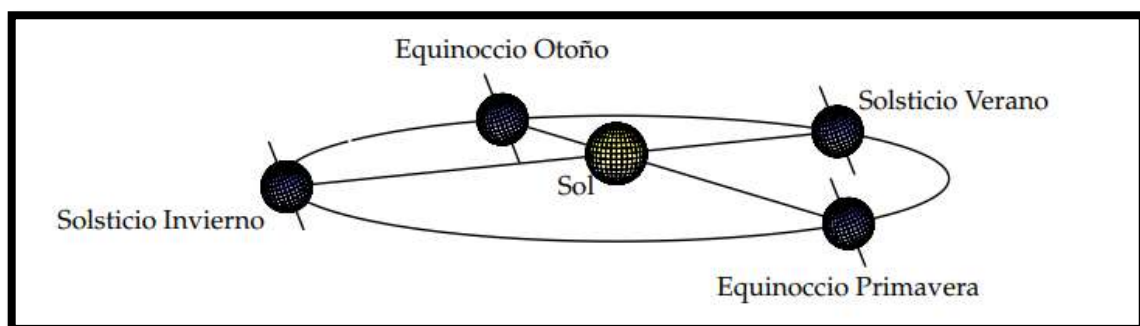


Fig. 3.5. Estaciones del año.

¹ Cantidad de agua del suelo que vuelve a la atmósfera como consecuencia de la evaporación y de la transpiración de las plantas.

El valor de la declinación toma ciertos valores característicos que definen las estaciones y sus fechas de transición. En los equinoccios la declinación es nula, de forma que el Sol amanece y anochece exactamente por el Este y Oeste, respectivamente, siendo equivalentes la duración de día y noche. En el solsticio de junio (21-22 junio, día del año 172-173) la declinación toma el valor $d = 23,45^\circ$. En el hemisferio Norte es llamado de verano, produciéndose aquí el día más largo del año con el Sol amaneciendo por el noreste y anocheciendo por el noroeste. En el solsticio de Diciembre (21-22 diciembre, día del año 355-356) la declinación toma el valor $d = -23,45^\circ$. En el hemisferio Norte este solsticio es denominado de invierno, ocurriendo el día más corto, con el Sol amaneciendo por el sureste y anocheciendo por el suroeste. [8]

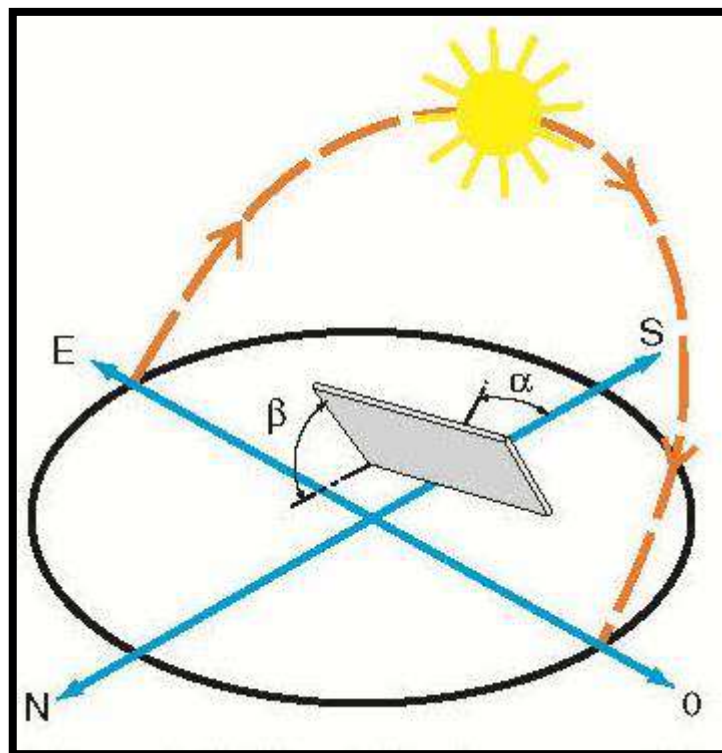


Fig. 3.6. Movimiento del sol en el hemisferio norte.

La Fig. 3.6 muestra una superficie situada en el hemisferio norte, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si pretendemos maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo. El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$), la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si está en el hemisferio sur. [9]

3.3. MASA DE AIRE

El Sol tiene una temperatura superficial de 5762 K (5489 °C) y su espectro de radiación puede ser aproximado por un cuerpo negro a esa temperatura. La emisión de radiación del Sol, al igual que la del cuerpo negro, es isotrópica². Sin embargo, la gran distancia entre la Tierra y el Sol (aproximadamente 149,6 millones de kilómetros) significa que sólo los fotones emitidos directamente en la dirección de la Tierra, contribuyen al espectro solar observado desde la Tierra. Por lo tanto, para propósitos prácticos, la luz recibida en la Tierra puede considerarse como corrientes paralelas de fotones. Justo por encima de la atmósfera terrestre, la intensidad de la radiación solar, o constante solar, es aproximadamente $1353 \left[\frac{kW}{m^2} \right]$ y la distribución espectral se conoce como un espectro de radiación de masa de aire cero (MA0). La masa de aire (MA) es una medida de cómo la absorción en la atmósfera afecta el contenido espectral y la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra. [10]

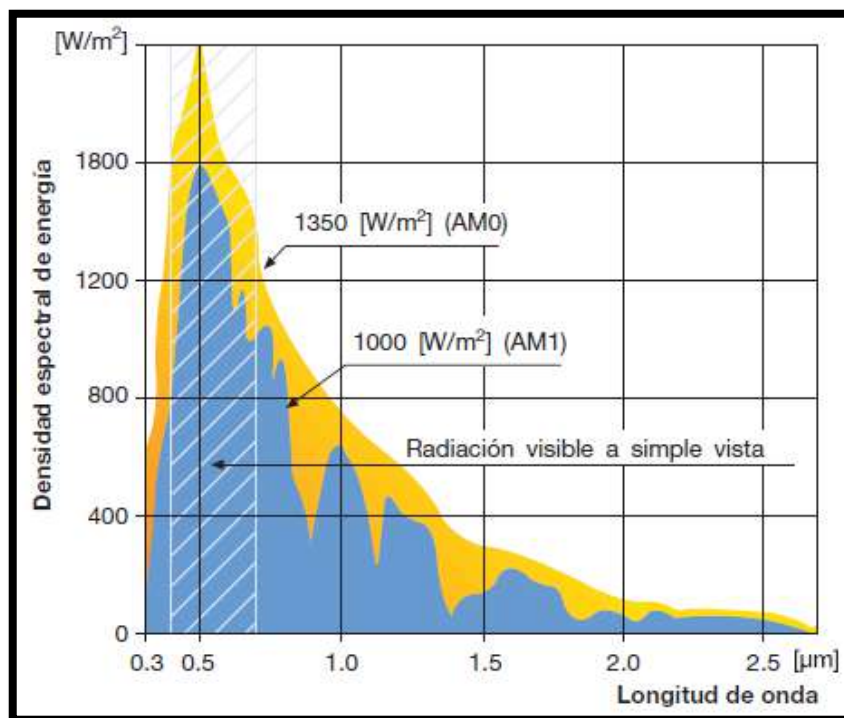


Fig. 3.7. Densidad espectral de energía. AM del inglés Air Mass.

El índice de masa de aire se calcula de la siguiente manera:

² Característica de algunos cuerpos cuyas propiedades físicas no dependen de la dirección en que son examinadas.

$$MA = \frac{P}{P_0 \cdot \sin(h)}$$

Donde:

P : presión atmosférica medido en el punto e instante considerado.

P_0 : presión de referencia a nivel del mar.

h : ángulo cenital, es decir, el ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte local en el instante considerado. Este se puede ver en la Fig. 3.8.

Fuera de la atmósfera $P = 0$, por lo tanto, $MA = 0$ (MA0). [4]

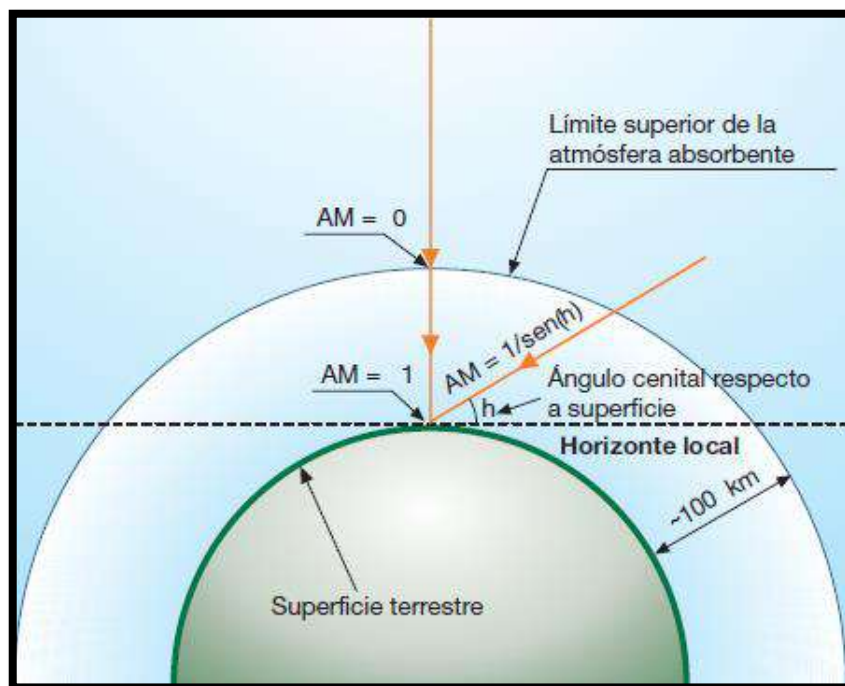


Fig. 3.8. Cálculo de la masa de aire. AM del inglés Air Mass.

Otras bibliografías desprecian los valores de presión y denominan a la masa de aire como:

$$MA = \frac{1}{\cos(\theta)}$$

Donde $\theta = 90^\circ - h$.

3.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 *mm* y una superficie de 100 a 225 [*cm*²].

El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se “dopa” con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra (Fig. 3.9). La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

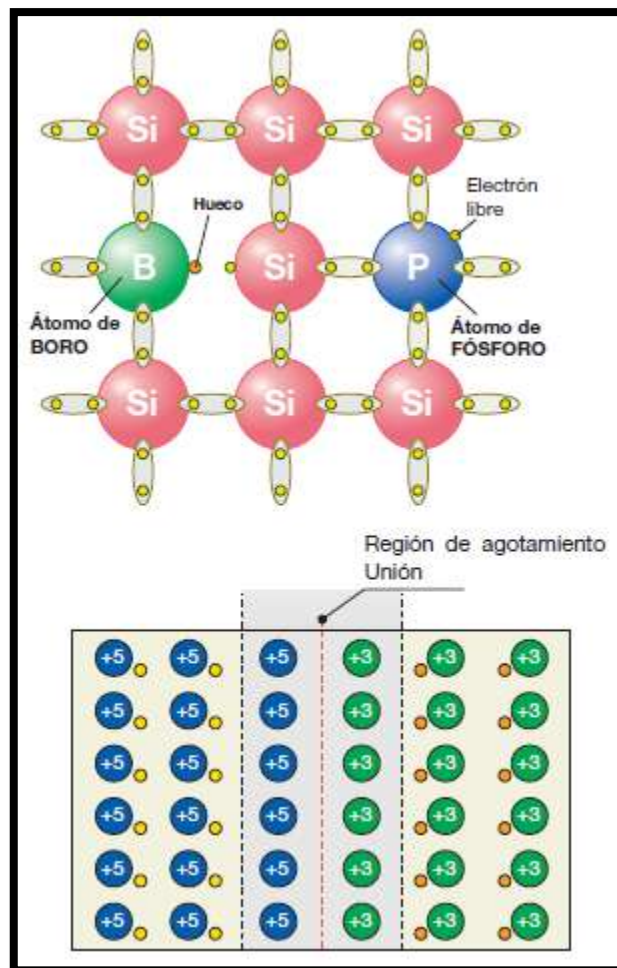


Fig. 3.9. Silicio dopado.

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos

de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas.

Para que una celda produzca electricidad se debe llevar a cabo el efecto fotovoltaico. Este fenómeno tiene lugar cuando un electrón de la banda de valencia de un material, normalmente un semiconductor, es liberado a la banda de conducción al absorber un fotón con la suficiente energía. De hecho, tanto en los materiales semiconductores como en los aislantes los electrones no pueden moverse libremente. Sin embargo, al comparar los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior.

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico, se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (Fig. 3.10).

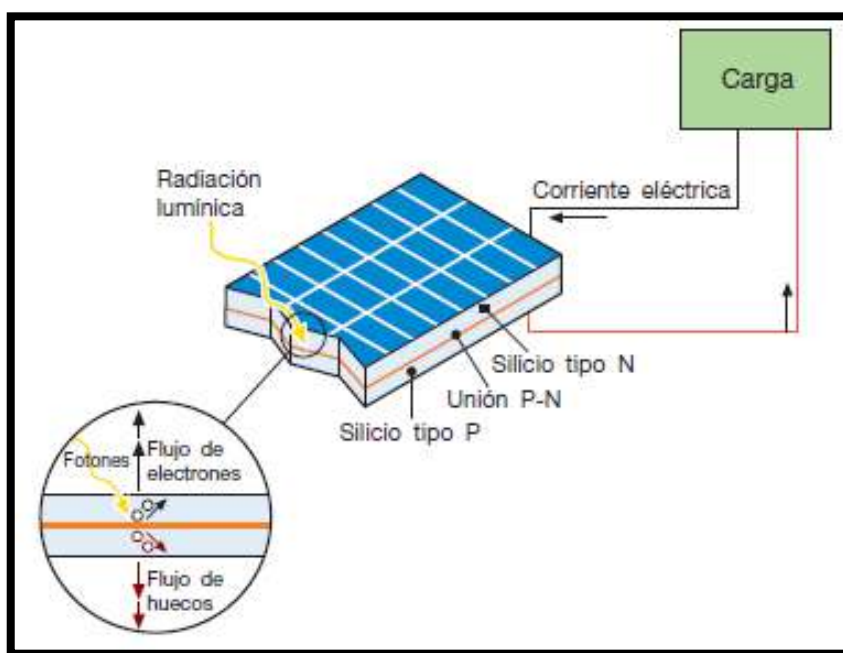


Fig. 3.10. Funcionamiento de una célula fotovoltaica.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada. [4]

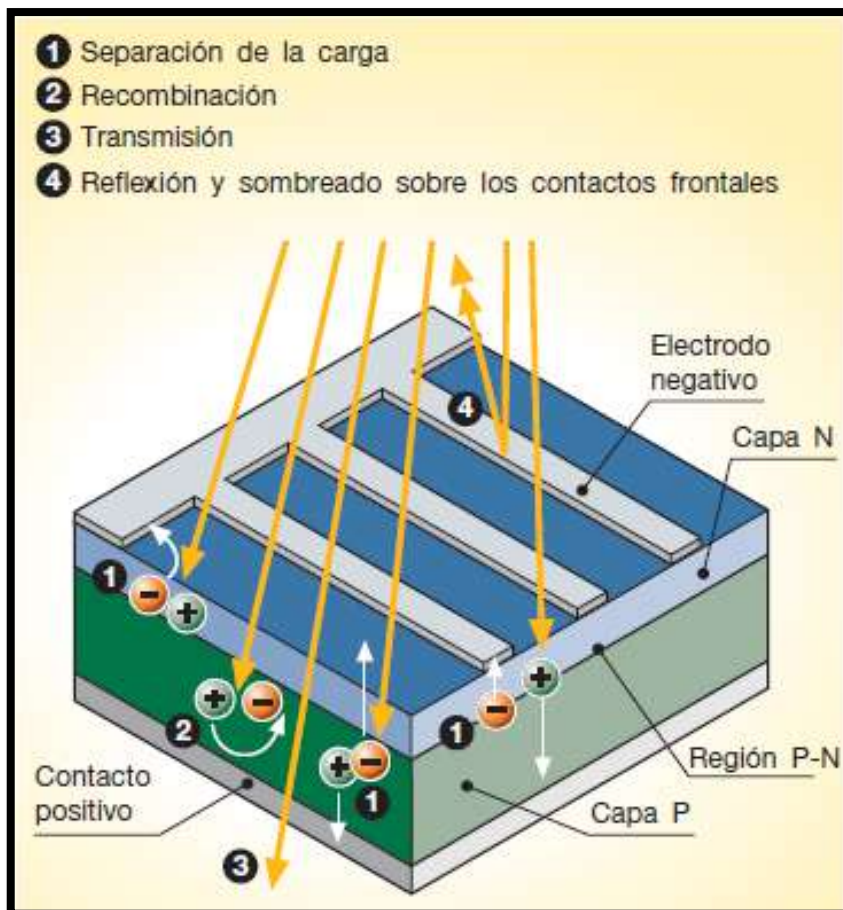


Fig. 3.11. Efecto fotovoltaico.

3.5. PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA PLANTA FV

3.5.1. PANELES SOLARES

Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entendido como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio (Fig. 3.12).



Fig. 3.12. Paneles solares fijados.

Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador fotovoltaico (Fig. 3.13). [4]

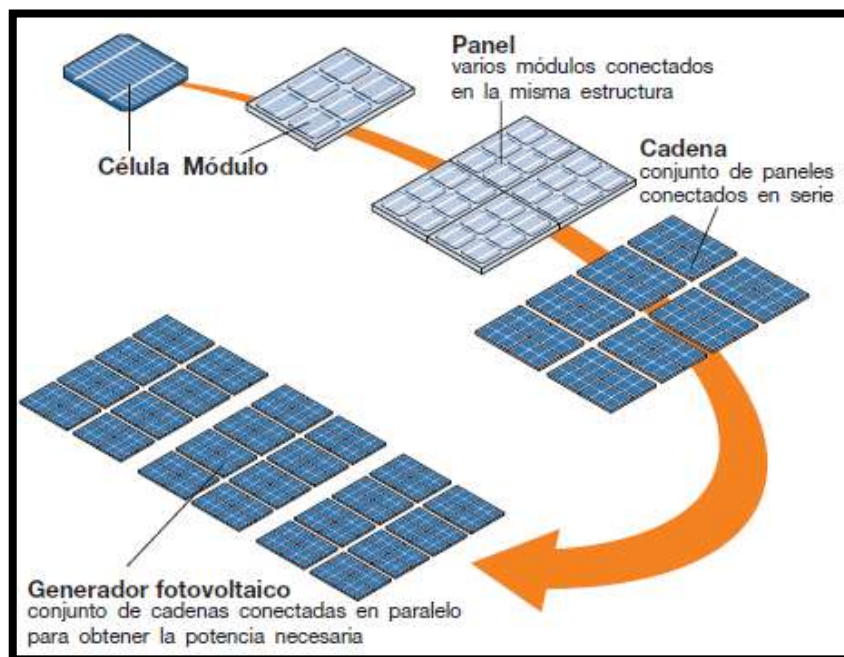


Fig. 3.13. Composición de un generador fotovoltaico.

3.5.1.1. Tipologías de paneles fotovoltaicos

Las células solares pueden fabricarse a partir de una serie de materiales semiconductores, generalmente silicio (Si): cristalino, policristalino y amorfo. Las células solares también se fabrican a partir de GaAs (Arseniuro de galio), GaInP (Fosforo de galio e indio), Cu(InGa)Se₂ (CIGS) y CdTe (Telururo de cadmio), por nombrar solo algunas. Los materiales de las células solares se eligen en gran medida en función de qué tan bien sus características de absorción coincidan con el espectro solar y su costo de fabricación. El silicio ha sido una opción común debido al hecho de que sus características de absorción se adaptan bastante bien al espectro solar, y la tecnología de fabricación de silicio está bien desarrollada como resultado de su omnipresencia en la industria de la electrónica de semiconductores. [10]

- Silicio monocristalino (Fig. 3.14):

Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. La principal ventaja de estas células es la eficiencia (14 a 17%), junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo que se debe al recubrimiento antirreflectante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.

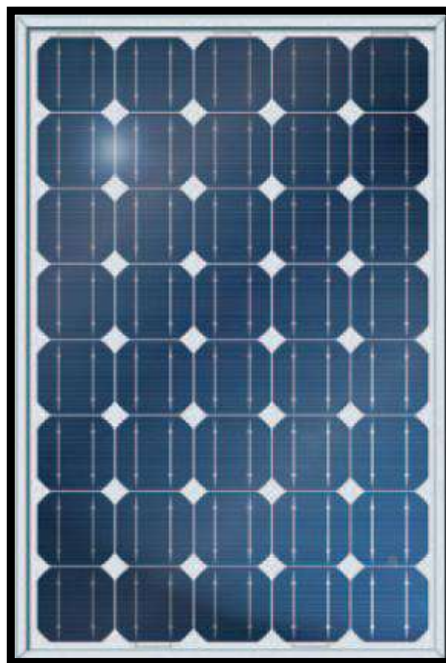


Fig. 3.14. Paneles solares de silicio monocristalino.

- Paneles de silicio policristalino (Fig. 3.15):

En los que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias³ características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino, pero su coste también lo es. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

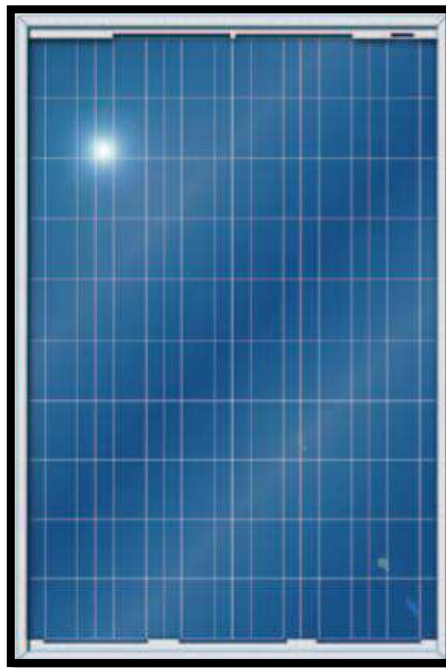


Fig. 3.15. Paneles solares de silicio policristalino.

- Paneles de silicio amorfo (capa fina):

Las células de capa fina están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, mientras que las células de silicio cristalino poseen un grosor de varios cientos de micras. En

³ Fenómeno óptico caracterizado como la propiedad de ciertas superficies en las cuales el tono de la luz varía de acuerdo al ángulo del que se observa la superficie.

consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células.

Los materiales usados son:

- Silicio amorfo.
- CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio)
- GaAs (arseniuro de galio)
- CIS, CIGS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre).

El silicio amorfo (símbolo a-Si) depositado como una película sobre un soporte (p. ej. aluminio) ofrece la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costes reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si es muy baja (5% a 6%) a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo. Una aplicación interesante de esta tecnología es la "tándem", que combina una capa de silicio amorfo con una o más capas de silicio cristalino multiunión; gracias a la separación del espectro solar, cada unión colocada en secuencia trabaja en su punto óptimo y garantiza niveles más elevados de eficiencia y de resistencia.

Las células solares de CdTeS (Fig. 3.16) constan de una capa P (CdTe) y de otra N (CdS) que forman una heterounión P-N. Estas células presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo: entre 10 y 11% para los productos industriales (15,8% en pruebas de laboratorio). La producción a gran escala de la tecnología CdTeS trae consigo el problema medioambiental en cuanto al CdTe que contiene la célula: al no ser soluble en agua y ser más estable que otros compuestos del cadmio, puede convertirse en un problema si no se recicla o utiliza de una forma apropiada.

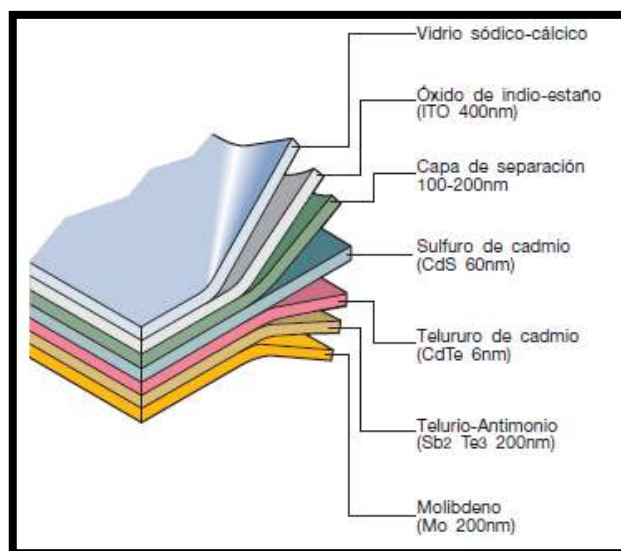


Fig. 3.16. Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS

Actualmente, la tecnología GaAS es la más interesante en términos de eficiencia obtenida, por encima del 25% y hasta un 30%, pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costes y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad y en la industria optoelectrónica. De hecho, la tecnología GaAs se utiliza principalmente para aplicaciones espaciales donde el peso y las dimensiones reducidas tienen un papel determinante.

En la siguiente tabla se resumen las ventajas y desventajas que tiene cada tipo de celda.

	Tipo de celda		
	Silicio monocristalino	Silicio policristalino	Capa fina (silicio amorfo)
η Célula	14-20%	12-17%	Monocristal 4-6% Tándem 7-10%
Ventajas	η elevado η constante Tecnología fiable	Menor coste Producción más simple Dimensionamiento óptimo	Menor coste Poca influencia de la temperatura Mayor salida energética con radiación difusa
Desventajas	Mayor energía necesaria para la producción	Sensibilidad a impurezas del proceso de fabricación	Mayores dimensiones Coste de estructura y tiempo de montaje

Tabla 9. 3.1. Ventajas y desventajas de los distintos tipos de celdas solares.

En la siguiente tabla se resumen las ventajas y desventajas de las células de capa fina compuestas por distintos materiales. [4]

	Material		
	GaAs	CdTe	CIS
η Célula	25-30%	11%	12%
Ventajas	Gran resistencia a altas temperaturas	Bajo coste	Muy constante
Desventajas	Toxicidad Disponibilidad de materiales	Toxicidad Disponibilidad de materiales	Toxicidad

Tabla 9. 3.2. Ventajas y desventajas de cada material usado en las células de capa fina.

3.5.1.2. Curvas I-V

En la Fig. 3.17 se muestra la curva característica intensidad-tensión de un módulo FV. En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (I_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{oc}). Al aumentar la tensión, la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima (P_m) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

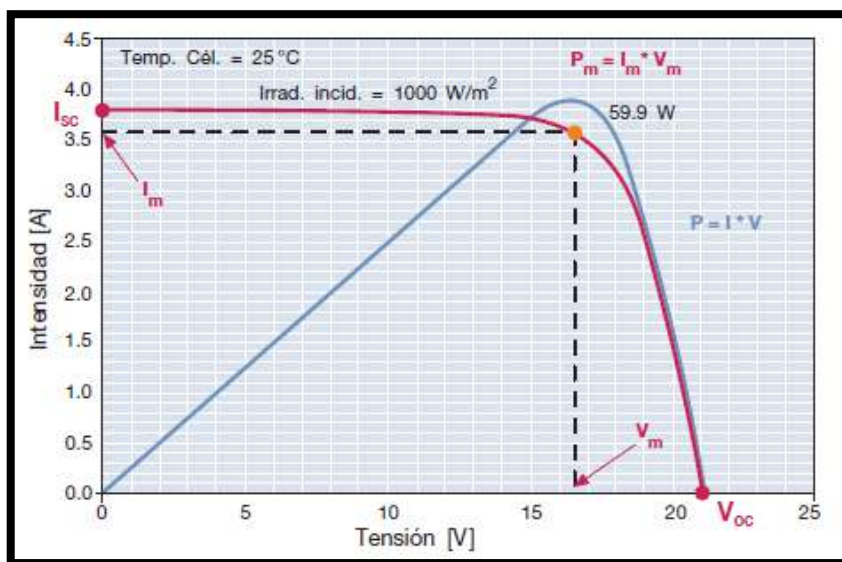


Fig. 3.17. Curva corriente-tensión y potencia-tensión.

Así pues, los datos característicos de un módulo solar se pueden resumir a:

- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito.
- V_{oc} : Tensión sin carga.
- P_m : Potencia máxima producida en condiciones estándar (STC).
- I_m : Intensidad en el punto de potencia máxima.
- V_m : Tensión en el punto de potencia máxima.
- FF : Factor de llenado: parámetro que determina la forma de la curva característica I-V e indica la relación entre la potencia máxima y el producto de la tensión sin carga multiplicada por la intensidad de cortocircuito ($V_{oc} * I_{sc}$).

Las condiciones de prueba estándar (STC) son:

- $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ insolación perpendicular a los paneles.
- 25 °C de temperatura en las células.
- Masa de aire igual a 1,5.

Si se aplica una tensión desde el exterior a una célula FV en la dirección inversa respecto al funcionamiento normal, la intensidad producida se mantiene constante y la célula absorbe la energía. Cuando se supera un valor determinado de tensión inversa (tensión de "ruptura"), se perfora la unión P-N, tal y como sucede en un diodo, y la intensidad alcanza un valor elevado que daña la célula. En ausencia de luz, la intensidad generada es cero para la tensión inversa hasta la tensión de "ruptura"; después existe una intensidad de descarga similar a la de un rayo (Fig. 3.18).

[4]

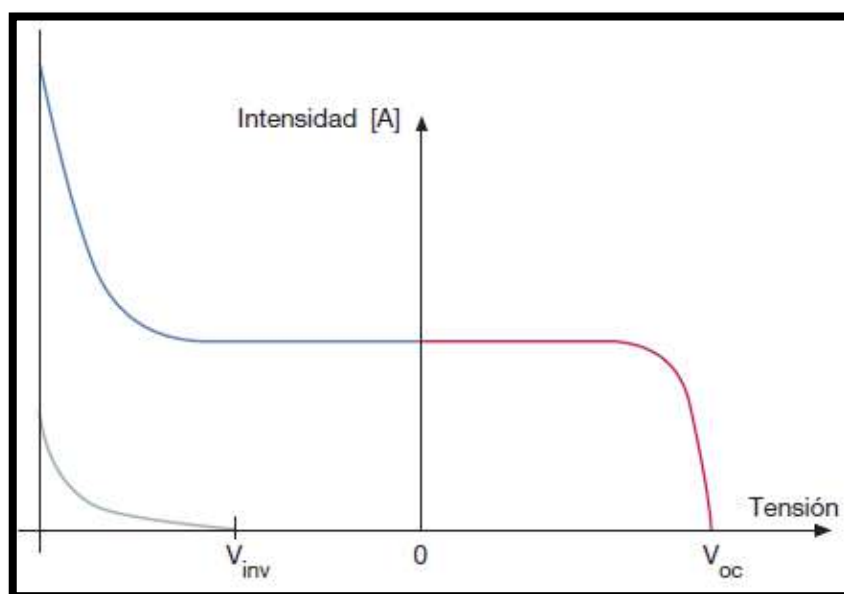


Fig. 3.18. Curva de corriente-tensión de un panel fotovoltaico.

3.5.1.3. Circuito equivalente

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de intensidad y puede representarse con el circuito equivalente de la Fig. 3.19.

La intensidad I en los terminales de salida es igual a la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico I_g con el generador de intensidad ideal, menos la intensidad del diodo I_d y la intensidad de fuga I_l .

La resistencia serie R_s representa la resistencia interna al flujo de la intensidad generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

La conductancia de fuga G_l tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales.

En una célula ideal encontraríamos $R_s = 0$ y $G_l = 0$. Sin embargo, en una célula de silicio de alta calidad $R_s = 0,05/0,10 \Omega$ y $G_l = 3/5 mS$. La eficiencia de conversión de la célula fotovoltaica se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s , mientras que es mucho menos sensible a una variación de G_l . [4]

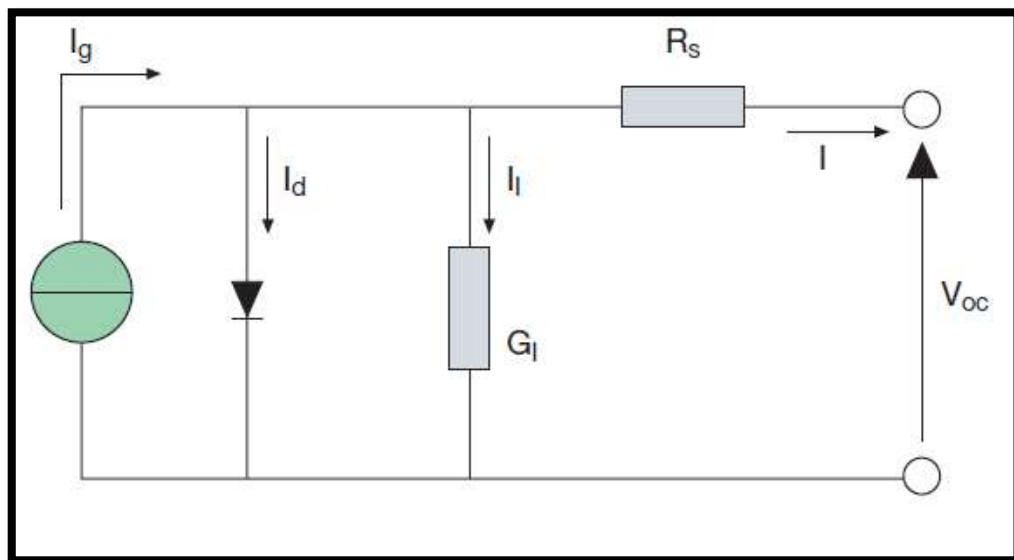


Fig. 3.19. Circuito equivalente de un panel fotovoltaico.

3.5.1.4. Variaciones en la energía producida

Los factores principales que afectan a la energía eléctrica producida por una instalación FV son:

- Irradiancia.
- Temperatura de los módulos.
- Sombreado.

✚ Irradiancia:

En la Fig. 3.20 se muestra el cambio de la curva característica I-V de células fotovoltaicas en función de la irradiancia incidente.

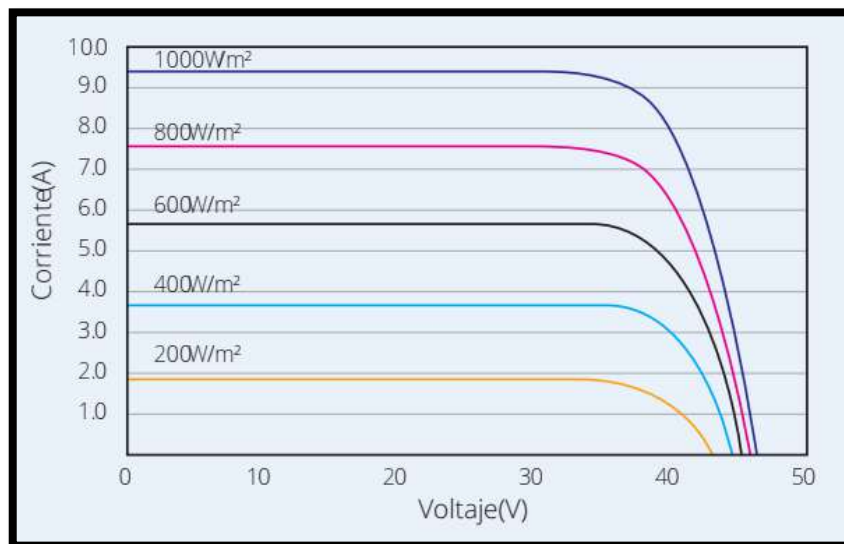


Fig. 3.20. Variación de la curva corriente-tensión en función de la irradiancia incidente.

Cuando la irradiancia desciende, la corriente fotovoltaica generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

La eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado.

Así pues, la reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia sino a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar.

[4]

✚ Temperatura:

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta, la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida (Fig. 3.21). [4]

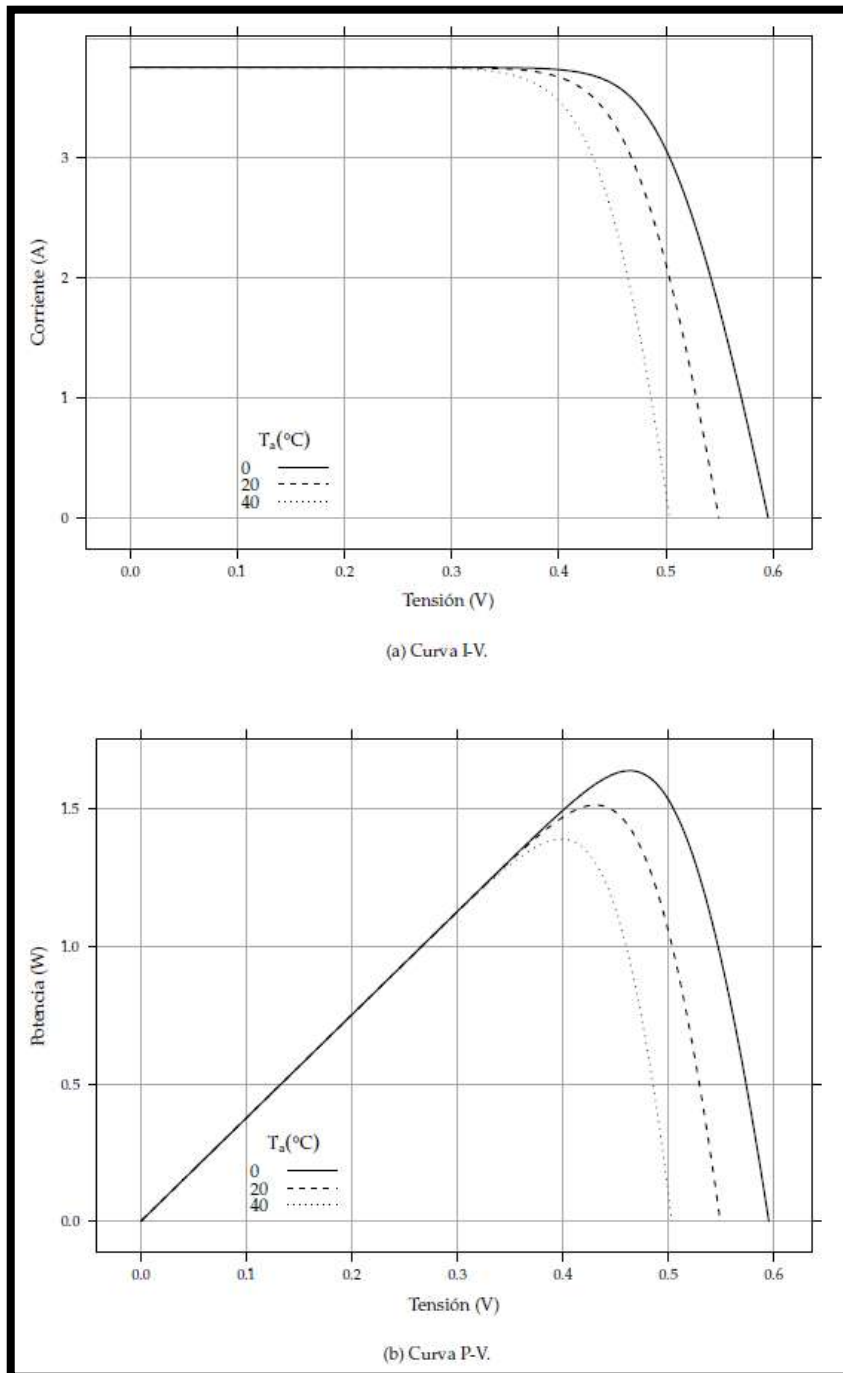


Fig. 3.21. Efecto de la temperatura en la curva característica de una célula solar. [8]

✚ Sombreado:

A la sombra, una célula fotovoltaica constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo, aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación costo/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo. [4]

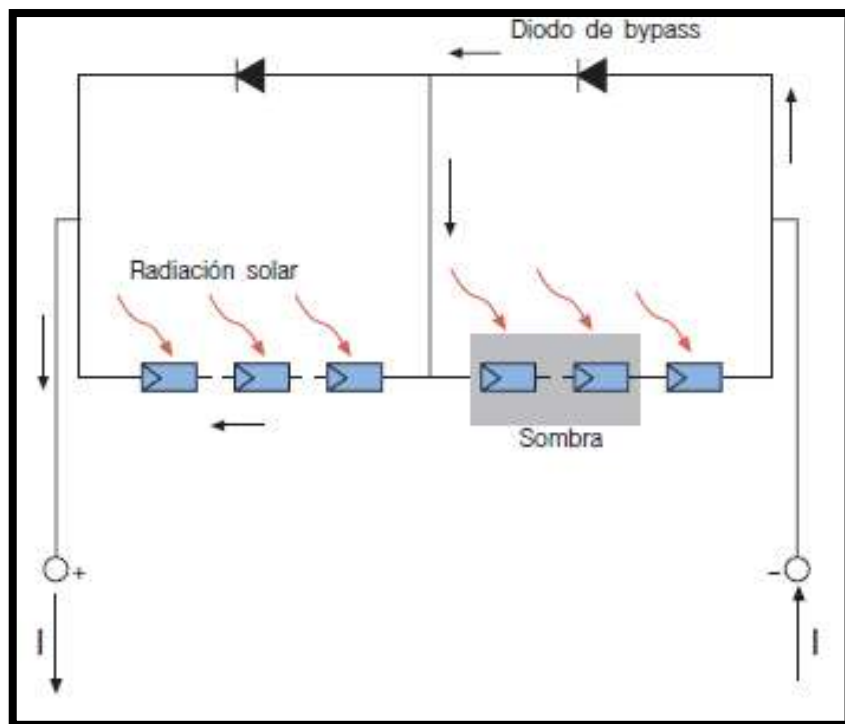


Fig. 3.22. Efecto del sombreado parcial en un panel fotovoltaico.

Cuando la suma de los voltajes positivos del resto de las células asociadas en serie con la célula sombreada supera el voltaje negativo de esta en una cantidad igual al voltaje de activación del diodo Bypass, entonces este comienza a conducir, ofreciendo un camino alternativo para la corriente, y evitando así que la célula sombreada resulte dañada.

Los diodos de paso sólo sirven como medida de protección para minimizar los efectos del “punto caliente” en asociaciones serie. [11]

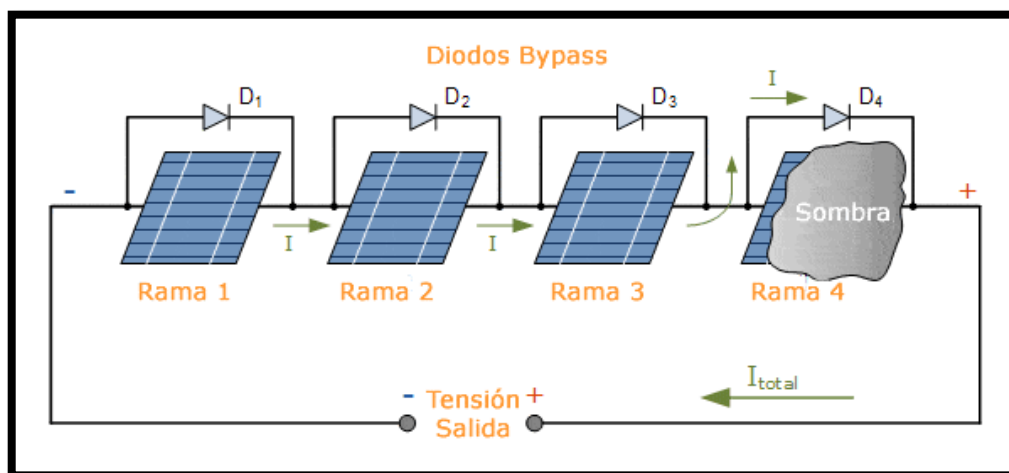


Fig. 3.23. Efecto del sombreado en una cadena de paneles solares.

3.5.2. INVERSOR

La señal de potencia suministrada por un generador fotovoltaico iluminado es en tensión continua, que debe ser acondicionada para permitir el correcto acoplamiento a la red eléctrica. El equipo de acondicionamiento de potencia, denominado inversor DC/AC, realiza la conversión de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión eficaz, frecuencia, distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad eléctrica, etc.

Un inversor suele estar compuesto por los siguientes bloques:

- Filtro de entrada: atenúa el rizado que produce la conmutación en la corriente de entrada.
- Convertidor DC/DC: adecúa (eleva o reduce) la tensión de salida del generador a la tensión necesaria para el puente de conmutación. Puede realizar las funciones de búsqueda del punto de máxima potencia.
- Puente inversor: realiza el troceado de la señal continua para convertirla en alterna.
- Filtro de salida: elimina o atenúa los armónicos no deseados.
- Transformador: adecua el valor de tensión de salida del puente al de la red y proporciona aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Control: realiza la supervisión de la entrada y salida del convertidor DC/DC y del puente inversor y entrega las consignas correspondientes para localizar y seguir el punto de

potencia máxima (MPP, Maximum Power Point) del generador, y para obtener una señal sinusoidal con bajo contenido en armónicos en la salida del inversor.

La parte fundamental de este equipo es el puente de conmutación, compuesto por un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia (MOSFETs e IGBTs, principalmente).

La Fig. 3.24 muestra el esquema de un inversor monofásico con topología VSI. La figura incluye un convertidor DC/DC tipo Boost (elevador) junto con el puente inversor, ambos utilizando dispositivos IGBTs. Este equipo incluye un transformador de baja frecuencia a la salida.

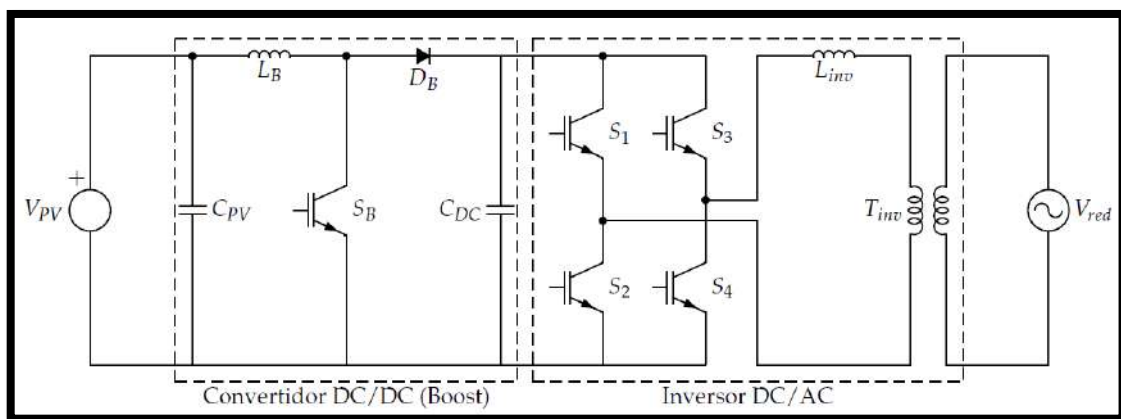


Fig. 3.24. Esquema de inversor monofásico con topología VSI.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica denominada modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Este método consiste en generar un patrón de conmutación a partir de la comparación entre una onda de referencia con una onda triangular. El caso más común elige una senoide como señal de referencia, adquiriendo la denominación SPWM (modulación del ancho de pulso con señal sinusoidal). [8]

La potencia suministrada por un generador FV depende del punto de la instalación en el que está operando. Para optimizar el suministro de energía de la planta, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre al punto de potencia máxima.

Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un convertidor controlado llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, Maximum Power Point Tracking). El MPPT calcula el valor instantáneo de la curva I-V (intensidad-tensión) del generador al cual se produce la máxima potencia disponible.

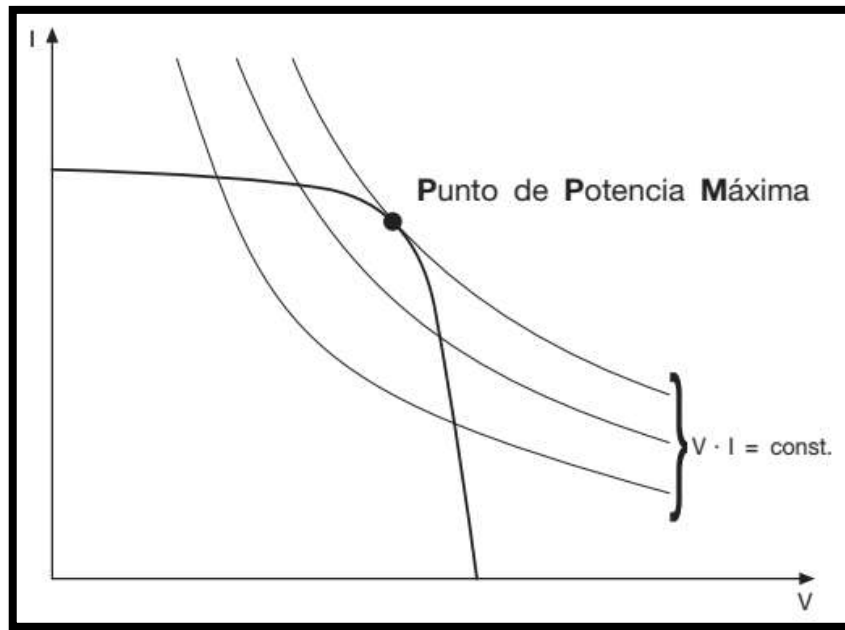


Fig. 3.25. Seguidor del punto de potencia máximo.

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación $V * I = constante$.

El sistema MPPT de uso comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante $V * I$ es mayor o menor que el anterior. En caso de aumento de carga, se mantiene la variación de las condiciones de carga en la dirección elegida. De lo contrario, se modifican las condiciones en el sentido opuesto.

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas:

- En las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga.
- En las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV. [4]

3.5.3. TIPOLOGIAS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

3.5.3.1. Plantas aisladas

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

La siguiente figura muestra el diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV aislada.

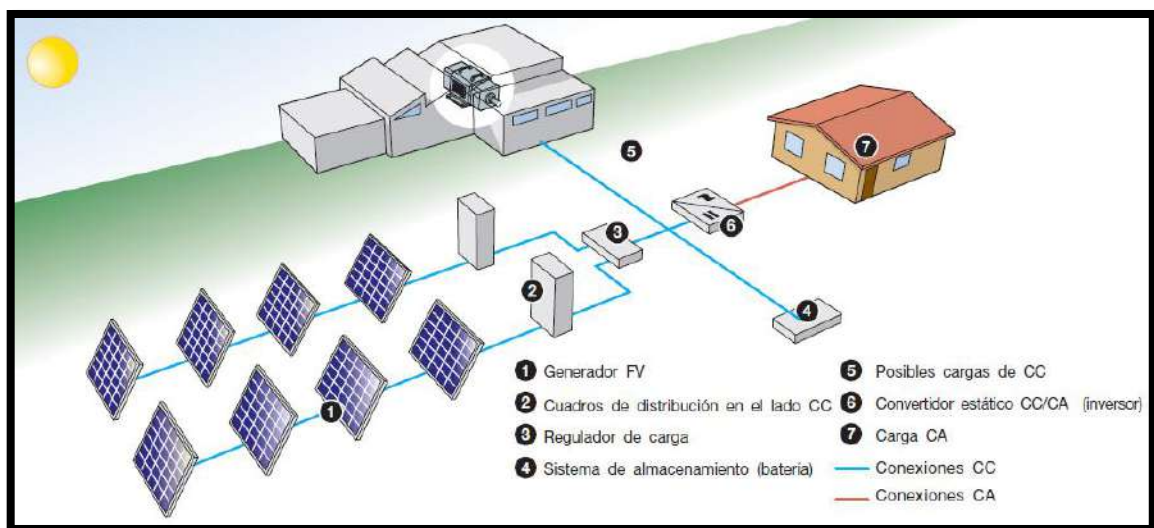


Fig. 3.26. Diagrama de una planta fotovoltaica aislada de la red.

Entre las aplicaciones actuales más frecuentes se encuentra el suministro a:

- Equipos de bombeo de agua.
- Radiorrepetidores, estaciones de observación climatológica o sísmica y de transmisión de datos.
- Sistemas de iluminación.
- Sistemas de señalización vial, portuaria y aeroportuaria.
- Campings y zonas de servicio para autocaravanas.
- Instalaciones publicitarias.
- Refugios a gran altitud. [4]

3.5.3.2. Plantas conectadas a la red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzcan los requisitos de la red durante el día, es decir, cuando la demanda es mayor.

La siguiente figura muestra el diagrama del principio de funcionamiento de una planta FV conectada a la red. [4]

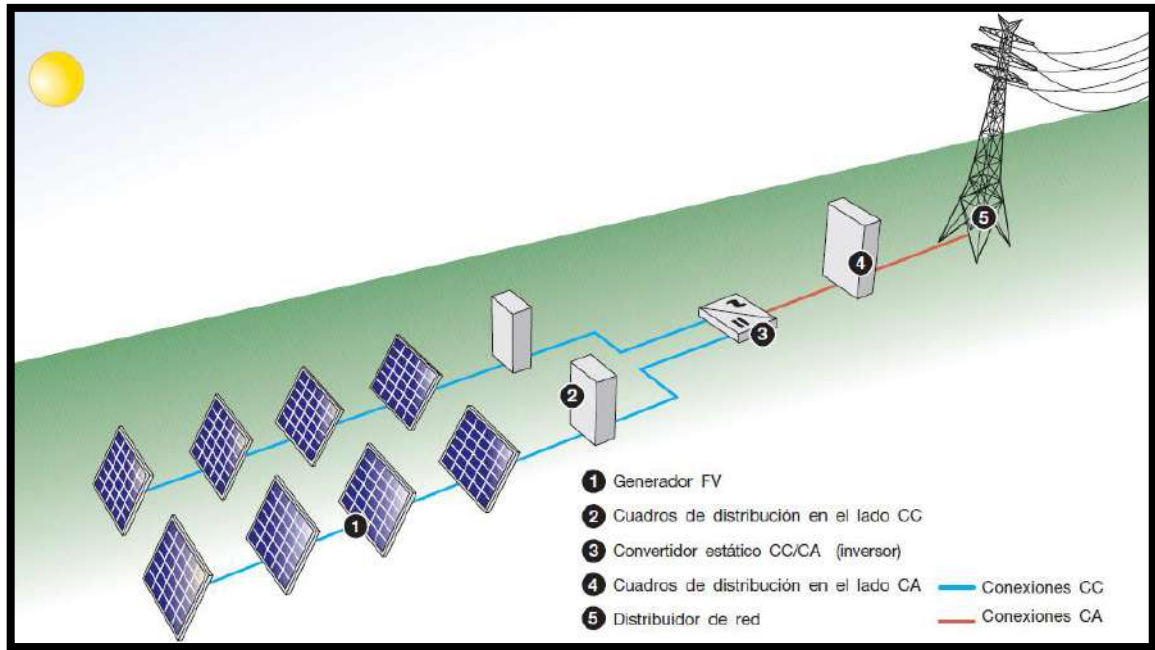


Fig. 3.27. Diagrama de una planta fotovoltaica conectada a la red.

4. PLANTA PILOTO FACULTAD DE INGENIERÍA

A fin de introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas y periurbanas, de sistemas solares fotovoltaicos (FV) distribuidos, surge el proyecto IRESUD “Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red Eléctrica en Ambientes Urbanos”. A tal fin, se propone:

- Generar y ejecutar proyectos de desarrollo de capacidades tecnológicas vinculados con la inserción en el país de las tecnologías de generación FV distribuida e interconectada a red.
- Desarrollar e impulsar el establecimiento de instrumentos (legislación, normativa, etc.) que promuevan la instalación en el país de sistemas FV distribuidos conectados a la red.
- Diseñar, instalar y operar sistemas FV, ubicados en viviendas y edificios públicos y privados, conectados a la red pública de baja tensión.
- Promover la inyección a la red de energía eléctrica generada mediante sistemas FV distribuidos.
- Instalar sistemas FV en los organismos de ciencia y tecnología involucrados, para análisis, ensayo, determinación de eficiencia y calificación de diseños y componentes de sistemas.
- Desarrollar recursos humanos especializados en las empresas y organismos intervinientes.

El proyecto fue parcialmente subsidiado con Fondos Argentinos Sectoriales (FONARSEC) a través de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT) del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCyT), y para su ejecución se creó el Convenio asociativo público- privado IRESUD conformado por dos organismos públicos, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), y 5 empresas privadas: Aldar S.A., Edenor S.A., Eurotec S.R.L., Q-Max S.R.L. y Tyco S.A.. Asimismo, contó con el apoyo del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), la Secretaría de Energía de la Nación, y las Secretarías de Energía de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y de las provincias de Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe. Participaron también en el proyecto desde un comienzo las Universidades de Buenos Aires (Facultad de Ingeniería), Nacional de General Sarmiento, Nacional de Luján, Nacional de La Plata y Tecnológica Nacional (Regionales Buenos Aires y Mendoza), a través de un proyecto de investigación científica y tecnológica orientado (PICTO) de la ANPCyT, y la Universidad Nacional del Nordeste. Además, se han

sumado otras universidades y organismos: Universidad Nacional de Misiones, Universidad Nacional de Santiago del Estero, Universidad Nacional de Tucumán, Universidad Nacional de Chaco, INENCO – Universidad Nacional de Salta, Universidad Nacional de Mar del Plata, Universidad Nacional de La Plata, UTN – Regional San Francisco, Cooperativa Luz y Fuerza de Rojas – Prov. Buenos Aires, y el Observatorio de Buenos Aires (Asociación Argentina de Amigos de la Astronomía), Secretaría de Energía del GCBA, Secretaría de Energía de Corrientes, Secretaría de Energía de Entre Ríos, Secretaría de Energía de Santa Fe y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad. [12]

Apoyando el desarrollo de proyectos sustentables y la creación de conocimiento en materia de instalación, operación y optimización de sistemas fotovoltaicos que inyecten energía a la red, la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar Del Plata (FI-UNMDP) cuenta con una planta piloto fotovoltaica produciendo energía desde el año 2014 con una potencia instalada de 5,22 kWp. La misma está formada por 18 paneles dispuestos en 3 arreglos, sobre soportes construidos con espacio suficiente para ampliar su capacidad. Estos paneles inyectan energía a la red por medio de tres inversores concentradores marca SIRIO de 1,5 kW y su producción energética fue publicada en distintos congresos relacionados con la temática (Jacob et al. 2014; Jacob et al. 2015), en el marco del proyecto de investigación “Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes” (proyecto 15G/247), que tiene entre sus objetivos desarrollar tecnología de convertidores de potencia para realizar inyección a red de sistemas de generación distribuida, tanto eólicos como solares.



Fig. 4.1. Paneles solares instalados en la Facultad de Ingeniería

Los paneles fotovoltaicos instalados en la facultad son de tipo poli-cristalinos marca NB-SOLAR de 290 Wp. En la Tabla 4.1 se presentan las características eléctricas de dichos paneles en condiciones de ensayo estándar (Standard Test Conditions - STC), es decir, irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de 25°C y masa de aire AM 1,5 de acuerdo a la Norma EN60904-3. La hoja de datos de estos paneles se encuentra en el [Anexo VIII](#). [13]

Potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$)	290 W
Tensión a $P_{m\acute{a}x}$ (V_{mp})	35,2 V
Corriente a $P_{m\acute{a}x}$ (I_{mp})	8,24 A
Tensión a circuito abierto (V_{oc})	44,2 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,59 A
Eficiencia del módulo (η_m)	14,9 %

Tabla 4.1. Características eléctricas de los paneles solares.

5. PROGRAMAS ASOCIADOS AL CÁLCULO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Para la realización del trabajo, se recurrió a la utilización de programas computacionales muy conocidos como AutoCAD, Excel y Word, pero además se usaron otros que quizás no sean tan conocidos mundialmente como es el caso de PVsyst y RAM ELEMENTS. A continuación se describe la funcionalidad de cada uno y se explica el motivo de su elección.

5.1. SIMULACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Hoy en día la variedad de programas de simulación que se encuentran disponibles es muy amplia. Mediante la búsqueda en internet se obtienen una gran cantidad de programas de diversa índole, muchos de ellos, desarrollados por empresas fabricantes o distribuidoras de material para este tipo de proyectos, entre las que se destacan:

- PVsyst.
- Homer.
- Skelion (para Sketch Up).
- System Advisor Model (SAM).
- PBLiv – Python.

A continuación, se hace una breve reseña de cada programa:

PVSYST:

PVsyst es una herramienta para desarrollar instalaciones fotovoltaicas que permite el estudio, la simulación y análisis de datos completa de los sistemas fotovoltaicos. Este software permite dimensionar el tamaño de las instalaciones teniendo en cuenta la radiación solar que recibiría en función de su ubicación gracias a su base de datos meteorológica, que permite su diseño en 3D y que tiene en cuenta la proyección de sombras gracias a la simulación del movimiento del sol durante el día.

También permite el análisis económico usando costos reales de componentes, costos adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda. PVsyst es una herramienta paga,

pero que se puede obtener gratis durante un periodo de un mes para poder probarla y después si no se adquiere una licencia funcionará en modo demostración.

PVsyst proporciona múltiples opciones al usuario para el diseño del proyecto como diseño preliminar, diseño del proyecto, base de datos y herramientas. Su objetivo es definir rápidamente las características generales de un sistema fotovoltaico planificado.

En diseño preliminar, las evaluaciones de rendimiento del sistema se realizan muy rápidamente en valores mensuales, definiendo solamente unas pocas características generales del sistema, sin componentes de sistema específicos definidos. El diseño del proyecto tiene como objetivo llevar a cabo un diseño completo del sistema fotovoltaico y el análisis del rendimiento mediante simulaciones detalladas por hora. Estos se organizan en el marco de un proyecto, que contiene esencialmente la situación geográfica, la ubicación y los datos meteorológicos horarios. Las optimizaciones y el análisis de parámetros se pueden realizar a través de diferentes simulaciones, denominadas variantes. Las herramientas incluyen la base de datos meteorológicos con pantallas gráficas o tablas. [14]

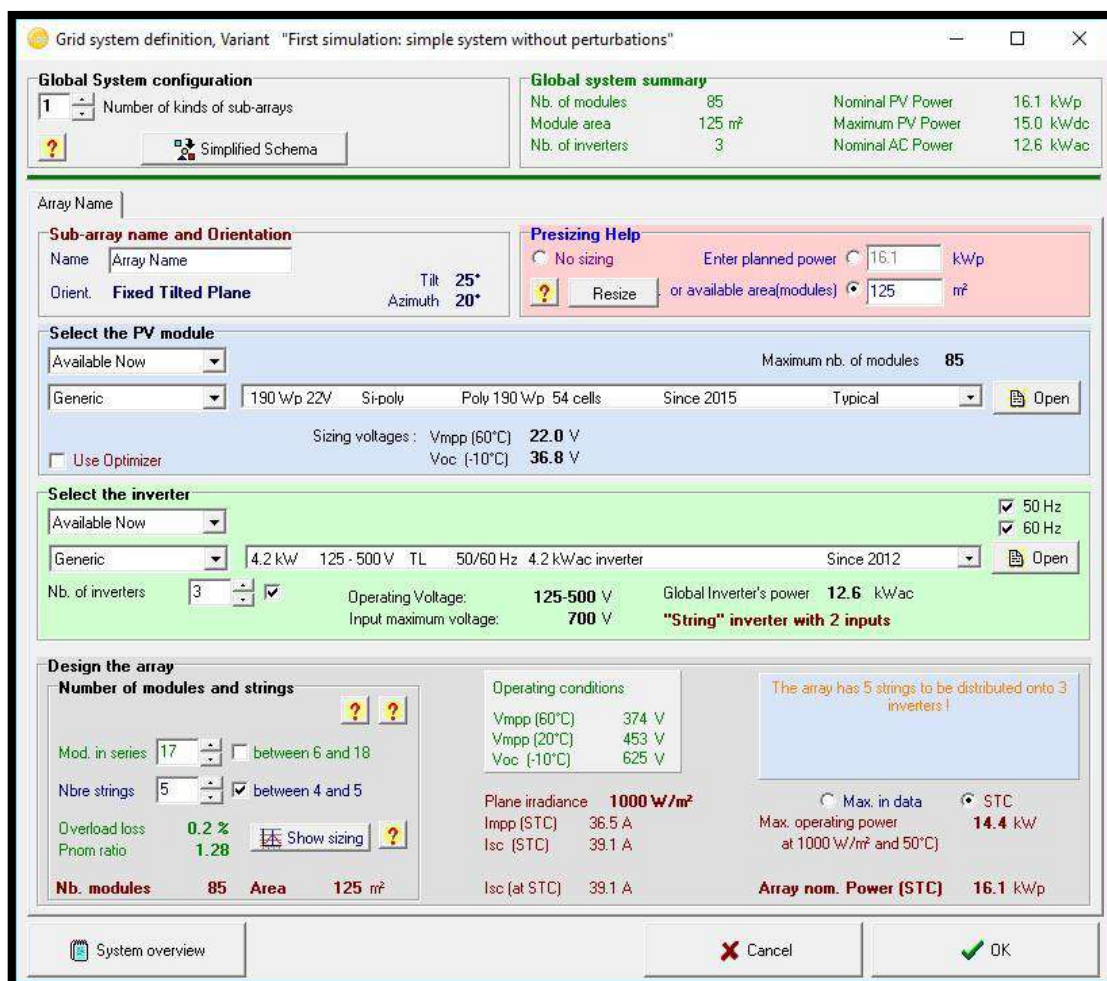


Fig. 5.1. Interfaz de usuario PVsyst.

HOMER:

HOMER es un modelo simplificado para el diseño de sistemas de generación distribuida tanto dentro como fuera de la red. Los algoritmos de optimización y análisis de sensibilidad de HOMER permiten a la interfaz de usuario evaluar la viabilidad económica y técnica de un gran número de opciones tecnológicas y explicar las variaciones en los costos tecnológicos y la disponibilidad de recursos energéticos.

Para su utilización debe obtenerse una licencia paga y se puede instalar en todas las versiones de Microsoft Windows y emuladores de Windows.

HOMER básicamente realiza tres funciones: análisis de sensibilidad, optimización y simulación en el sistema de generación distribuida. Ayuda a diseñar microsistemas de energía. Contiene un motor de cálculo muy potente, así como una unidad lógica y una verdadera interfaz entre el sistema y el usuario. Puede simular las tecnologías convencionales y las energías renovables: fuente de energía solar fotovoltaica, turbina eólica, ciclo hidráulico hidroeléctrico, microturbina, célula de combustible y generador: diésel, gasolina, biogás, combustibles alternativos y personalizados. No es recomendado para el diseño de instalaciones en zonas urbanas, siendo utilizado mayormente en sectores destinado para campos fotovoltaicos.

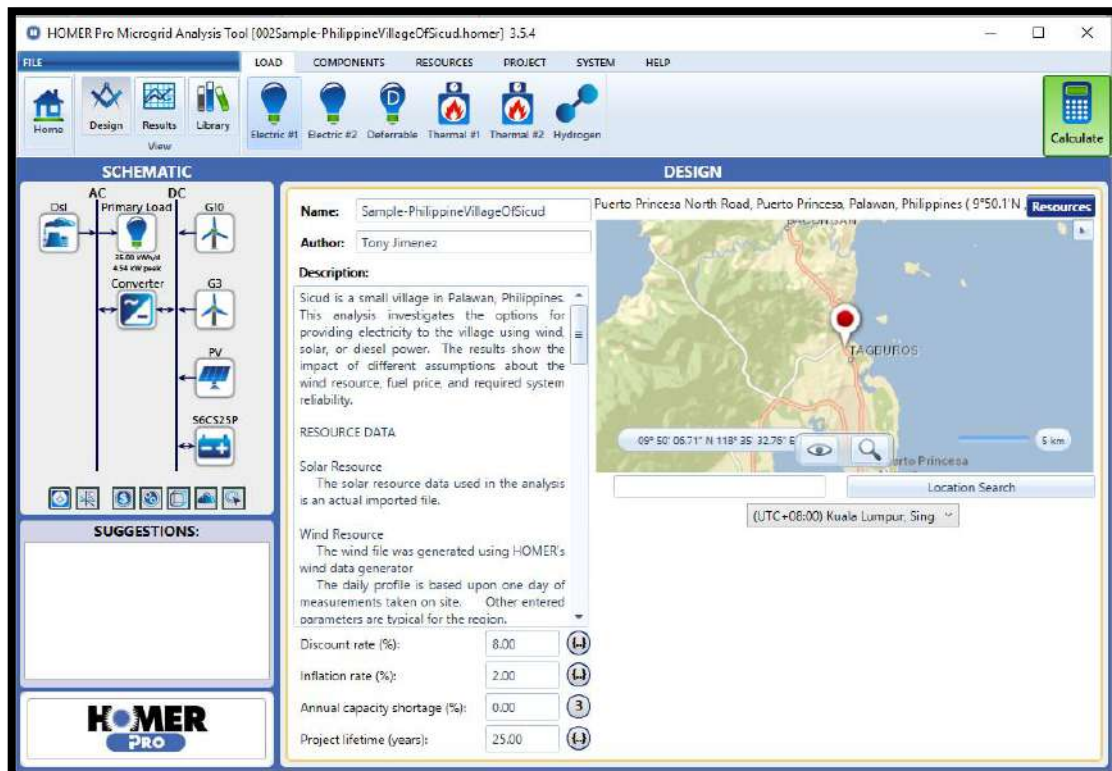


Fig. 5.2. Interfaz de usuario HOMER.

SKELION:

Skelion es un plugin para Google Sketchup que permite diseñar la instalación de paneles solares en edificios tanto térmicos como fotovoltaicos de una forma automática. Este software reduce considerablemente el tiempo promedio gastado en hacer presentaciones e informes de producción de energía con los sistemas solares. El plugin en forma gratuita permite: ahorrar tiempo de diseño, hacer presentaciones elegantes, mejorar la calidad de las propuestas incluyendo modelos 3D de la instalación solar, cargar la localización geográfica desde Google Earth. etc. Sin embargo, para poder exportar informes de energía, añadir los propios modelos a una base de módulos fotovoltaicos y controlar las sombras en cualquier momento del año, se debe adquirir su versión paga.

Su ventaja es la facilidad de uso para el diseño, sin embargo, se necesita contar con un software adicional para procesar la información.

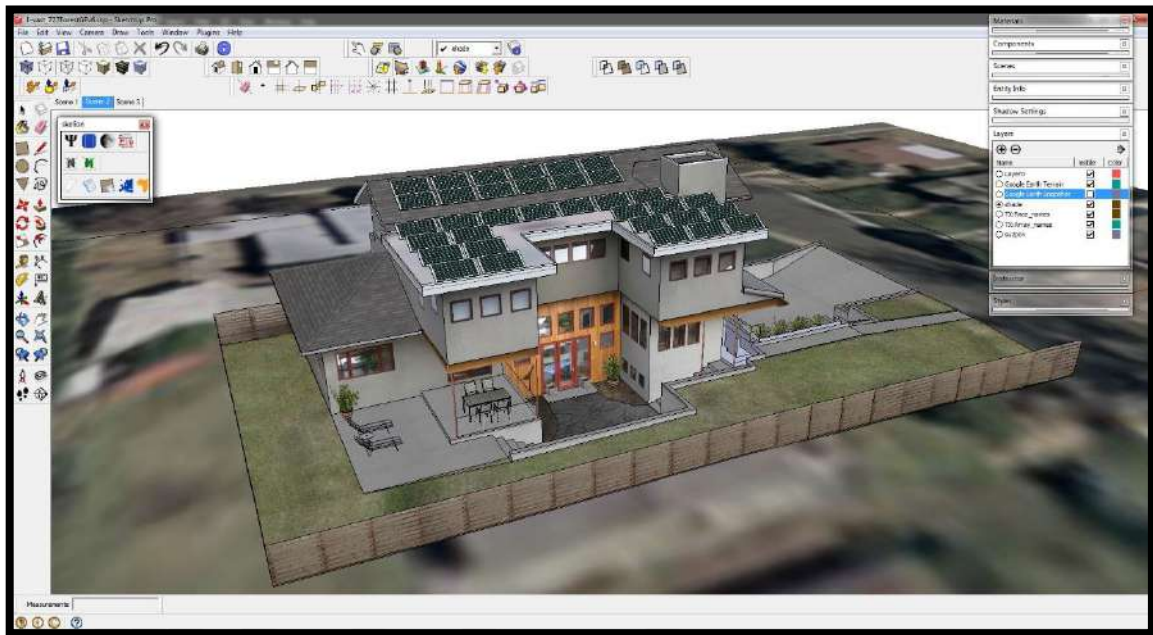


Fig. 5.3. Interfaz de usuario Skelion.

NREL SAM

System Advisor Model (SAM) es un modelo informático tecnoeconómico diseñado para facilitar la toma de decisiones para las personas involucradas en la industria de las energías renovables:

- Gestores de proyectos e ingenieros.
- Analistas financieros y de políticas.
- Desarrolladores de tecnología.
- Investigadores.

SAM es un proyecto de código abierto totalmente gratuito diseñado por NREL (National Renewable Energy Laboratory), que realiza predicciones para sistemas fotovoltaicos con o sin almacenamiento de batería, energía solar de concentración, calor de proceso industrial, calentamiento de agua por energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y sistemas de energía convencionales que suministran electricidad directamente a la red eléctrica o interactúan con la carga eléctrica de un edificio o instalación conectada a la red. Permite obtener resultados en forma de tablas y gráficos que pueden ser exportados a Excel.

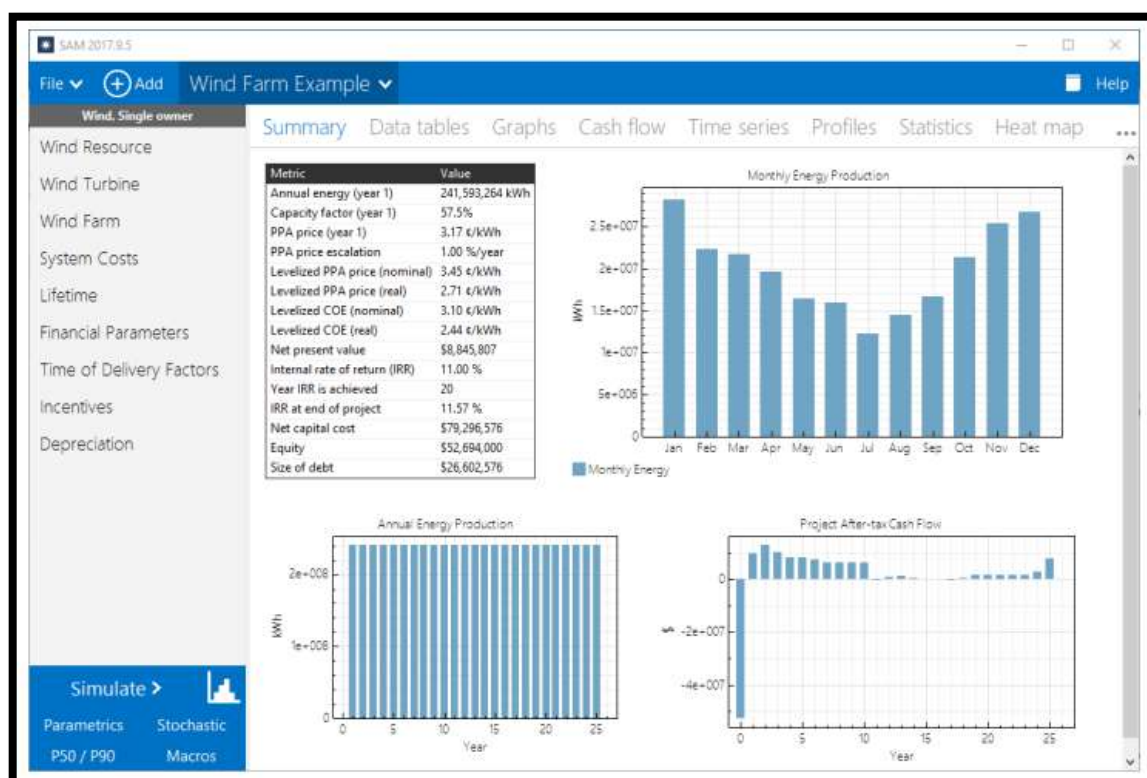


Fig. 5.5. Interfaz de usuario NREL SAM.

A fin de comparar las principales características de los programas comentados estas se resumen en la siguiente tabla:

Nombre	PVsyst	HOME R	Skelion	PBLib	SAM
Tipo	Programa	Programa	Extensión	Extensión	Programa
Independiente	Si	No	Si	Si	No
Útil en zona urbana	Si	No	Si	Si	Si
Sistema Operativo	Windows	Windows	Windows/Mac	Windows/Mac/Linux	Windows/Mac/Linux
Licencia	Paga	Paga	Paga (Versión full)	Gratuita	Gratuita
Complejidad	Media	Alta	Media	Alta	Baja

Tabla 5.1. Comparación de programas.

Se observa que cada programa tiene sus ventajas y desventajas. En el presente trabajo se utilizó el PVsyst ya que tiene gran potencial y profundidad en cada característica, permitiendo, por ejemplo, la creación de videos simulando el movimiento del sol y la generación de sombreado para cada día.

A pesar de tener una complejidad elevada, el programa presenta una interfaz intuitiva y permite tener en cuenta una gran cantidad de variables y ver sus diferentes efectos en los resultados de la simulación. Además cuenta con una ayuda donde explica detalladamente cada variable nombrando las fuentes de información.

5.2. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Ram Elements es un software de la empresa Bentley, muy utilizado en el análisis y diseño de estructuras metálicas, estructuras de hormigón armado, muros de mampostería y concreto, fundaciones y losas macizas.

Sus principales virtudes pueden resumirse en los siguientes puntos:

Su simpleza, su entorno gráfico intuitivo, su compatibilidad con programas como AutoCAD, sus informes y memorias de cálculo, y los módulos preconfigurados que presenta para análisis y diseño de vigas y columnas metálicas y de hormigón armado (incluyendo detallado y exportación a AutoCAD, Word, Excel, etc.), cerchas (celosías, o reticulados), muros de mampostería, de concreto y del tipo basculante, y zapatas aisladas y combinadas.

Es de gran utilidad para los trabajos cotidianos que se realizan en la ingeniería estructural.

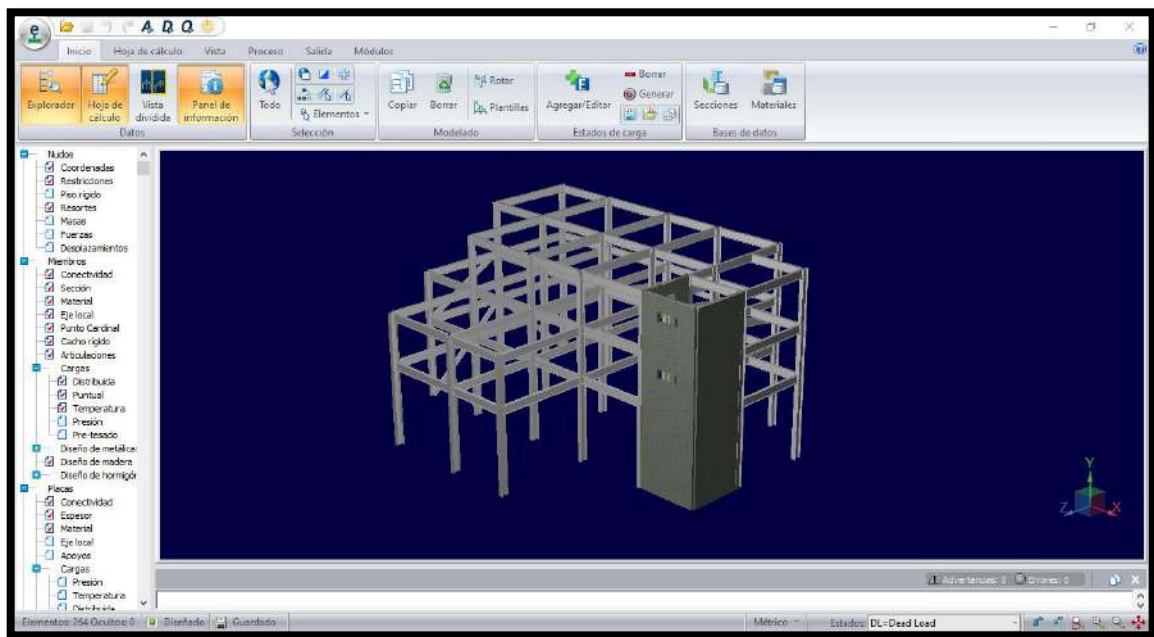


Fig. 5.6. Interfaz de usuario RAM Elements.

Debido a la complejidad que presenta realizar un cálculo estructural considerando todas las fuerzas actuantes y el tiempo que requeriría realizarlos manualmente, se recurrió a este programa por su sencillez y su completa ayuda con ejemplos muy prácticos.

6. SIMULACIÓN DE PLANTA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA MEDIANTE PVSYST

Con motivo de verificar el correcto funcionamiento del programa PVsyst, además de poder justificar su uso, se realizó la simulación de la instalación fotovoltaica instalada en la Facultad de Ingeniería de la UNMDP. Mediante los resultados obtenidos se calculó el error que estos arrojaron en comparación con los valores medidos durante los años 2016 y 2017.

La explicación paso a paso de la simulación realizada se encuentra en el [Anexo I](#), donde también se explica cómo agregar el sitio geográfico con sus datos meteorológicos y los paneles utilizados a la base de datos del PVsyst.

Como ya se comentó, en la facultad se tienen instalados 3 arreglos de 6 paneles cada uno, pero sólo se cuenta con los valores de energía generada de un solo arreglo durante los años 2016, 2017. Se realizó la simulación para estos 2 años teniendo en cuenta el envejecimiento de los paneles que operan desde el año 2014. En la siguiente tabla se comparan los resultados obtenidos con los valores medidos:

Mes	Energía generada [kWh]					
	Año 2016			Año 2017		
	Simulada	Medida	Error [%]	Simulada	Medida	Error [%]
Enero	276,6	296,44	-6,7	274,8	278,10	-1,2
Febrero	250,3	268,44	-6,8	248,7	253,80	-2,0
Marzo	247,1	275,66	-10,4	245,4	248,10	-1,1
Abril	200,4	144,89	38,3	199,1	200,30	-0,6
Mayo	167,6	70,88	136,5	166,5	166,20	0,2
Junio	138,3	125,88	9,9	137,3	136,80	0,4
Julio	158,5	138,19	14,7	157,4	157,40	0,0
Agosto	195,4	210,07	-7,0	194,1	195,80	-0,9
Septiembre	231	228,81	1,0	229,6	230,90	-0,6
Octubre	256,1	256,96	-0,3	254,4	258,50	-1,6
Noviembre	261,9	317,42	-17,5	260,3	263,60	-1,3
Diciembre	281,8	338,94	-16,9	280	284,10	-1,4
Total	2665	2672,57	-0,3	2647,6	2673,60	-1,0

Tabla 6.1. FI – UNMDP: resultados de la simulación.

En la tabla anterior se observa que los errores totales son despreciables, pero no así los errores en algunos meses del año 2016 como por ejemplo Mayo, donde el instrumento de medición no

pudo contabilizar varios días del mes y se tuvo que estimar la energía de los días faltantes como un promedio. En el año 2017 también hubo días sin contabilizar, pero fueron muchos menos.

7. COMPLEJO UNIVERSITARIO MANUEL BELGRANO

En este complejo se encuentran las facultades de Arquitectura, Urbanismo y Diseño; Ciencias Agrarias; Ciencias Económicas y Sociales; Ciencias Exactas y Naturales; Ciencias de la Salud y Servicio Social; Humanidades; Psicología y recientemente agregada la Escuela Superior de Medicina. El complejo Universitario y su ingreso se encuentra ubicado sobre la calle Funes entre San Lorenzo y Rodríguez Peña.



Fig. 7.1. Vista espacial del complejo.

El presente trabajo considera la instalación de los paneles solares en las terrazas que poseen un techo de chapa tipo parabólico. A cada terraza se la designó con un número y a su vez, se dividió al proyecto en etapas debido a la gran inversión que se requeriría para hacerlo en una única etapa. Esto se muestra en la Fig. 7.2.



Fig. 7.2. Distribución del complejo por etapas.

7.1. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

7.1.1. CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES – AULARIO – ARQUITECTURA, URBANISMO Y DISEÑO

Las instalaciones eléctricas de las áreas “Cs. Exactas y Naturales” y “Arquitectura, Urbanismo y Diseño”, son abastecidas de energía eléctrica por medio de un transformador de $630[kVA]$ – $13,2/0,4 [kV]$, que se encuentra geográficamente ubicado sobre la calle Rodríguez Peña. En la misma calle, y a unos metros del transformador, se encuentra la acometida en una sala externa a la Universidad (Fig. 7.3) donde se ubica el seccionador general y los seccionadores fusibles (tablero principal “TG4 – 0”) que alimentan cada área (Fig. 7.4).

El área “Cs. Exactas y Naturales” posee el tablero “TG4 – 2” el cual es alimentado por un seccionador fusible bajo carga que se encuentra en el tablero “TG4 – 1” (Fig. 7.5). Dentro del tablero “TG4 – 2” (Fig. 7.6) se encuentra un interruptor termomagnético tripolar de caja moldeada MERLIN GERIN de $250[A]$ que alimenta al sistema de barras que se halla en el mismo tablero y a partir del cual se abastecen de energía por medio de interruptores termomagnéticos tripolares los tableros de bombas “B1” (pluvial), “B2” (cloacal) y el “Aulario” donde se ubican los tableros de bombas “B3” (pluvial) y “B4” (cloacal).

El área de “Arquitectura, Urbanismo y Diseño” posee el tablero “TG4 – 3” (Fig. 7.7), el cual abastece de energía por medio de un interruptor termomagnético tripolar SIEMENS C20 a los tableros de bombas “B5” (pluvial) y “B6” (cloacal).

La red previamente descrita puede observarse, de manera simplificada debido a una cuestión de espacio, en la Fig. 7.8 y Fig. 7.9. El esquema unifilar completo se anexa de manera externa al presente trabajo debido a una cuestión de espacio.



Fig. 7.3. Subestación y acometida sobre la calle Rodríguez Peña.

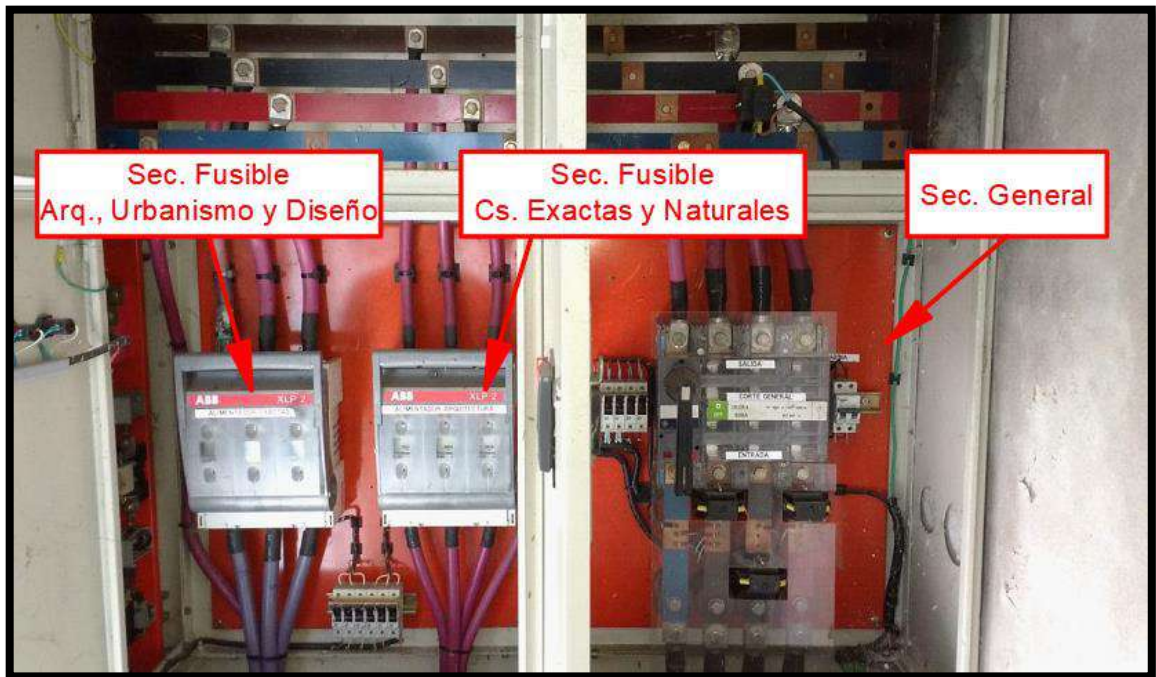


Fig. 7.4. Interior de tablero TG4-0.



Fig. 7.5. Tableros TG4-1 y TG4-2.

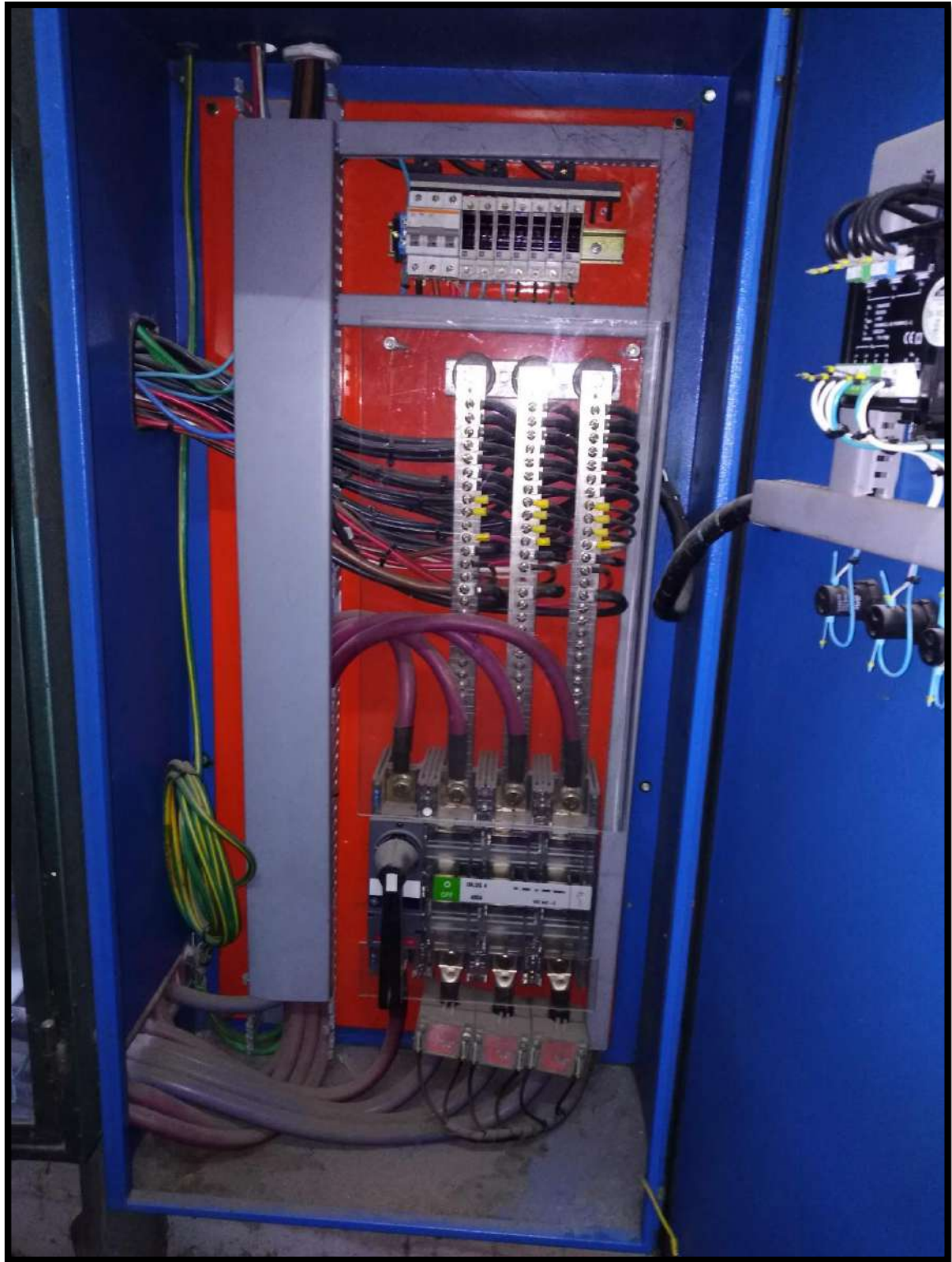


Fig. 7.6. Interior de tablero TG4-1.

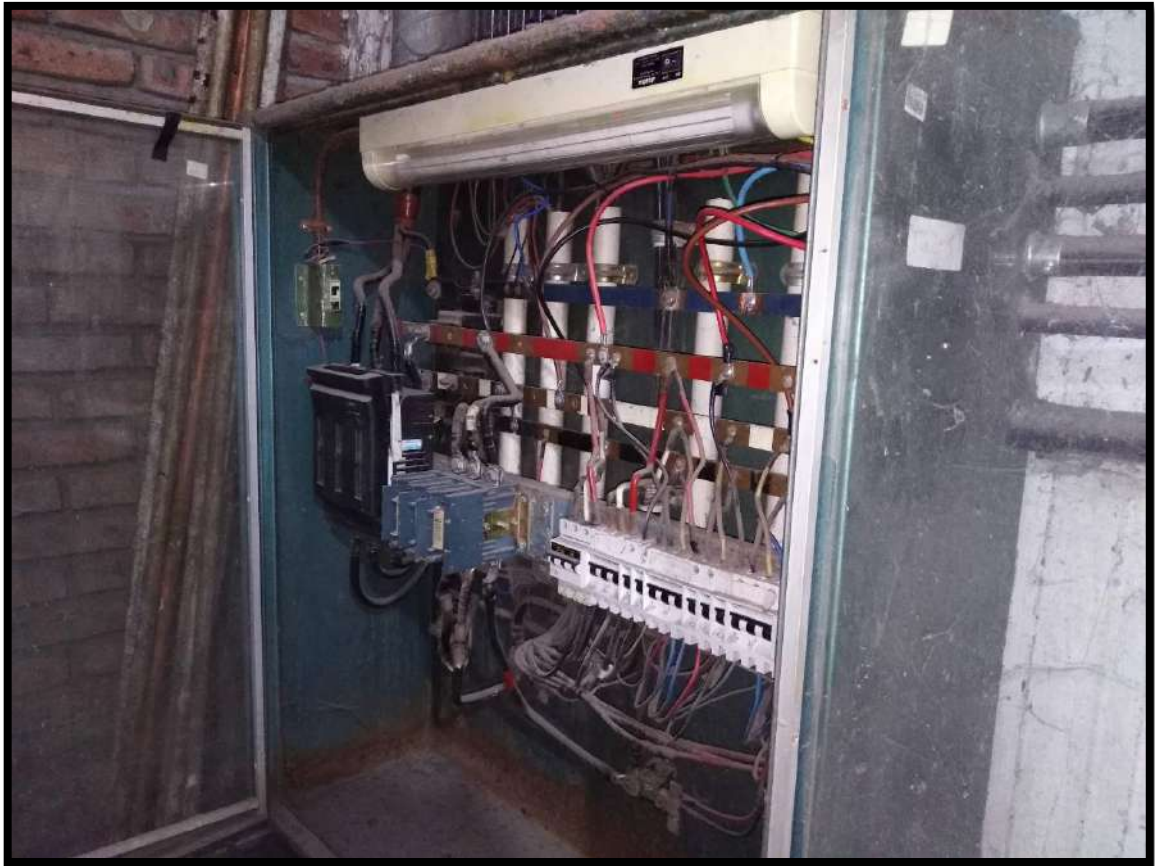


Fig. 7.7. Interior de tablero TG4-3.

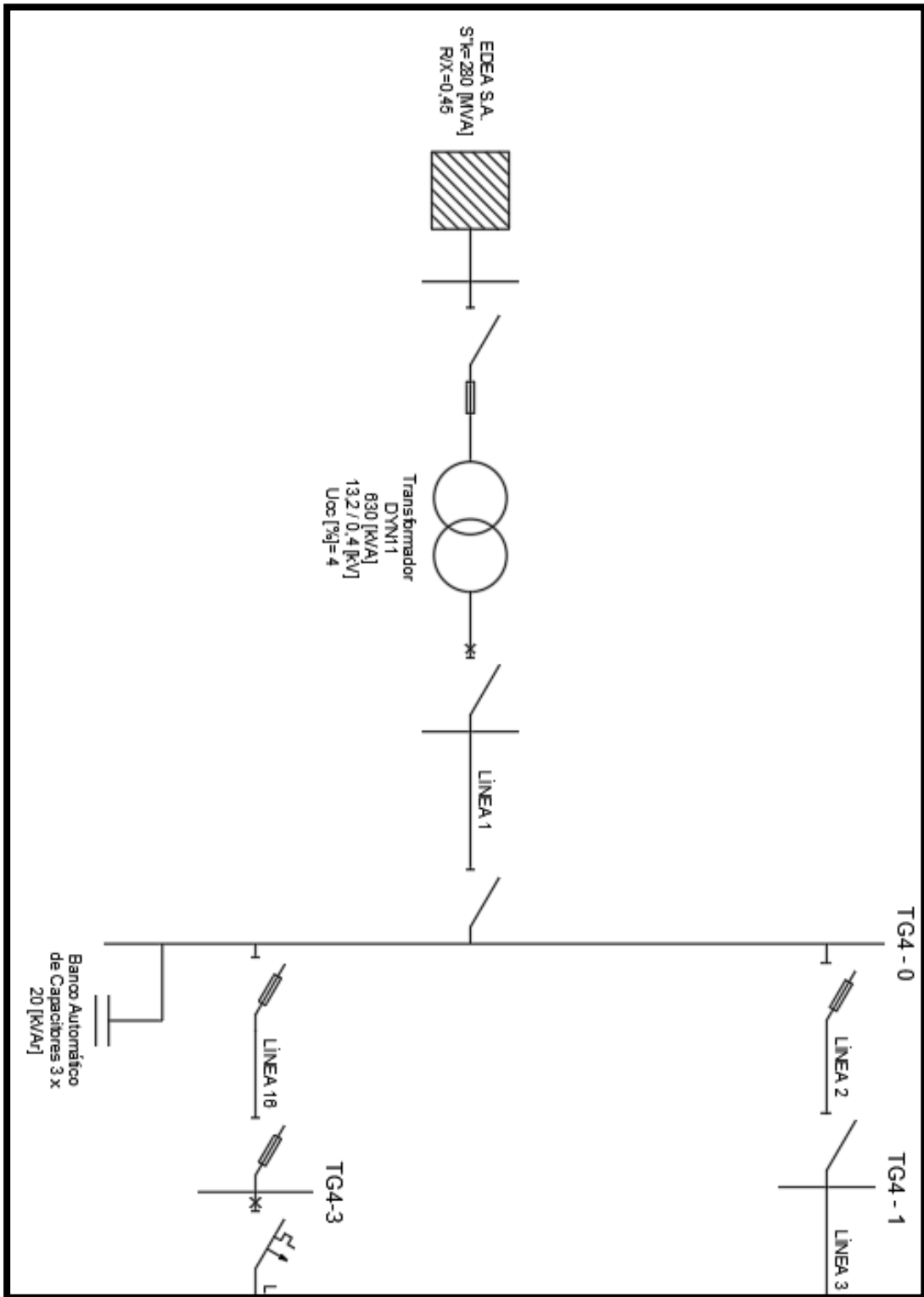


Fig. 7.8. Unifilar de las áreas de Cs. Exactas y Naturales, Aulario y Arquitectura, Urbanismo y Diseño – Parte 1.

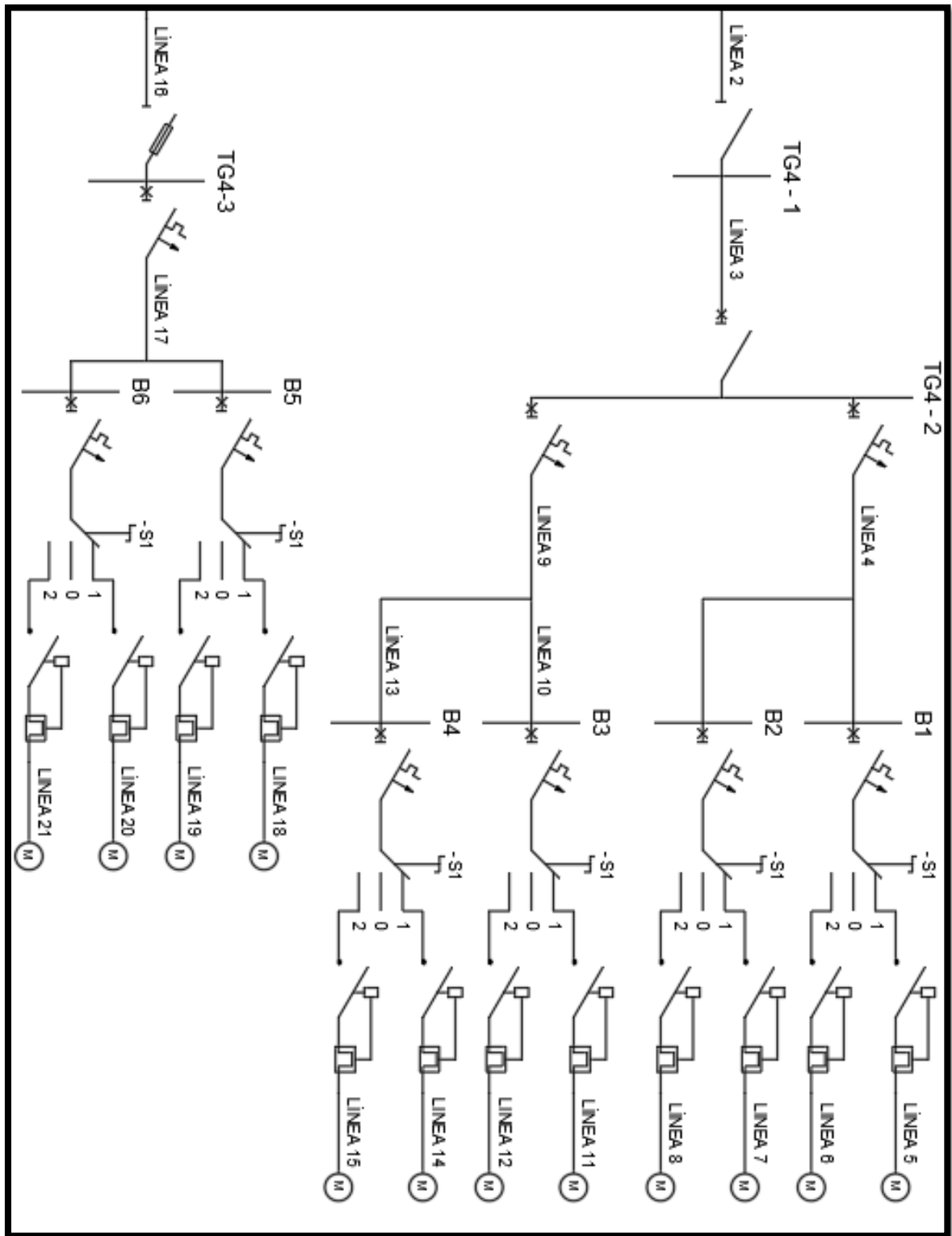


Fig. 7.9. Unifilar de las áreas de Cs. Exactas y Naturales, Aulario y Arquitectura, Urbanismo y Diseño – Parte 2.

7.1.1.1. Unifilar propuesto

A partir del conocimiento de la red, se propone realizar la inyección a la red de los paneles de la etapa 1 en el tablero TG4-3 y los de la etapa 2 y 3 en el tablero TG4-1, ya que ambos presentan el suficiente espacio para colocar las protecciones necesarias que se detallarán más adelante.

7.1.1.2. Consumo eléctrico

Es necesario para los análisis posteriores contar con el consumo de energía y potencia correspondientes al complejo, siendo dicha información aportada por la dirección del presente trabajo. A continuación se exponen ambos consumos de los edificios pertenecientes al medidor de “Exactas” (etapas 1, 2 y 3) durante el año 2018:

Mes	Potencia [<i>kW</i>]			Energía [<i>kWh</i>]		
	Pico	Resto	Valle	Pico	Resto	Valle
Enero	90	112	67	7.184	19.355	8.743
Febrero	70	99	54	7.612	20.736	9.189
Marzo	109	131	70	8.602	25.718	8.868
Abril	166	176	96	12.217	35.669	11.718
Mayo	166	186	93	12.894	39.820	11.948
Junio	179	227	109	14.515	45.793	13.856
Julio	179	224	109	16.194	48.709	16.399
Agosto	150	163	102	15.990	43.588	17.741
Septiembre	147	163	105	14.639	39.457	15.432
Octubre	161	179	110	14.900	42.322	14.859
Noviembre	157	184	109	15.798	46.247	15.890
Diciembre	123	142	72	10.620	31.303	10.302

Tabla 7.1. Potencias y energías demandadas por Exáctas durante el 2018.

Para este trabajo se utilizarán los datos de potencia y energía durante la banda de resto, ya que se considera que la energía fotovoltaica genera durante este período de tiempo. Ambas se muestran también en el siguiente gráfico:

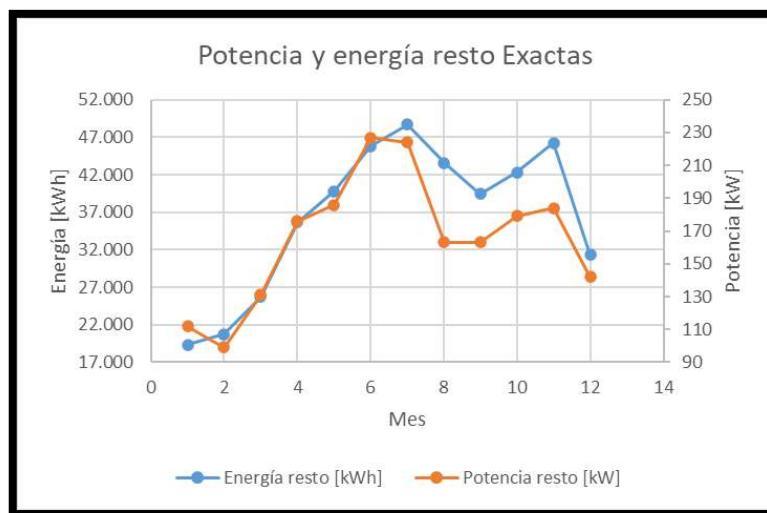


Fig. 7.10. Diagrama de potencia y energía demandada en la banda resto por Exáctas durante el 2018.

7.1.2. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES BIOLÓGICAS – CENTRO DE COMPUTOS – PSICOLOGÍA

Estos sectores son abastecidos de energía eléctrica por medio de un transformador de $630[kVA] - 13,2/0,4 [kV]$, que se encuentra geográficamente ubicado sobre la calle San Lorenzo (Fig. 7.11). A partir de aquí, se arriba a una distancia de aproximadamente 100 metros sobre la calle Dean Funes, a una sala (Fig. 7.12) donde se encuentra el tablero “TG5 - 0” (Fig. 7.13), para luego a través de cuatro cables unipolares llegar al tablero “TG5 – 1” (Fig. 7.14) que se encuentra a una distancia de 58 metros pasando previamente por un gabinete de paso (juego de barras) ubicado en la misma sala que dicho tablero (Fig. 7.15). A partir de este tablero se alimentan dos juegos de barras a través de los cuales por medio de tres seccionadores fusibles, se alimentan las áreas de “Centro de Cómputos” (tablero “T – CC”), “IIB” (tablero “T – IIB”) y “Psicología”.

La red previamente descrita puede observarse, de manera simplificada debido a una cuestión de espacio, en la Fig. 7.16. El esquema unifilar completo se anexa de manera externa al presente trabajo debido a una cuestión de espacio.



Fig. 7.11. Subestación sobre calle San Lorenzo.



Fig. 7.12. Sala con tablero TG5-0 sobre la calle Dean Funes.



Fig. 7.13. Interior de tablero TG5-0

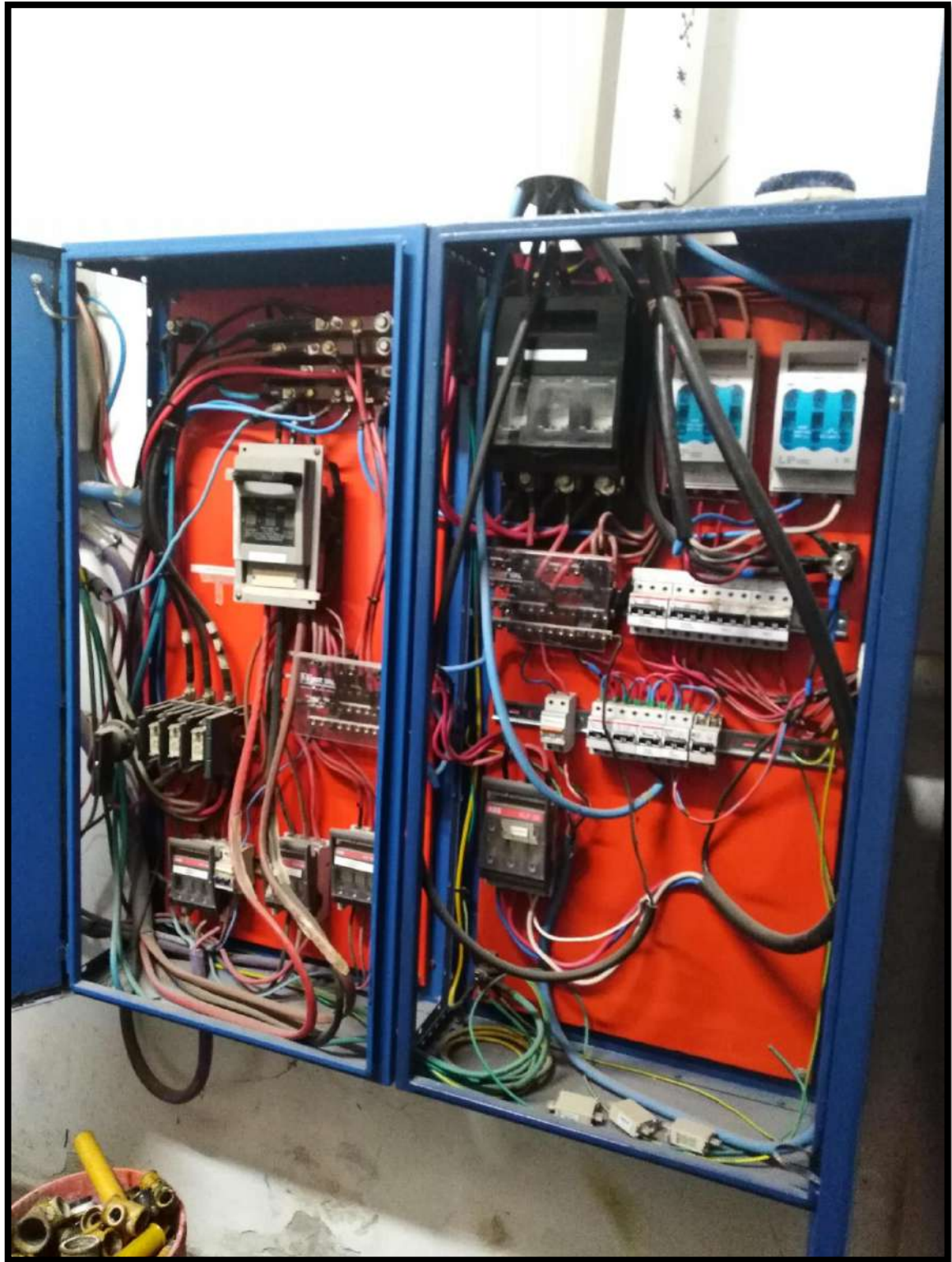


Fig. 7.14. Interior de tablero TG5-1.

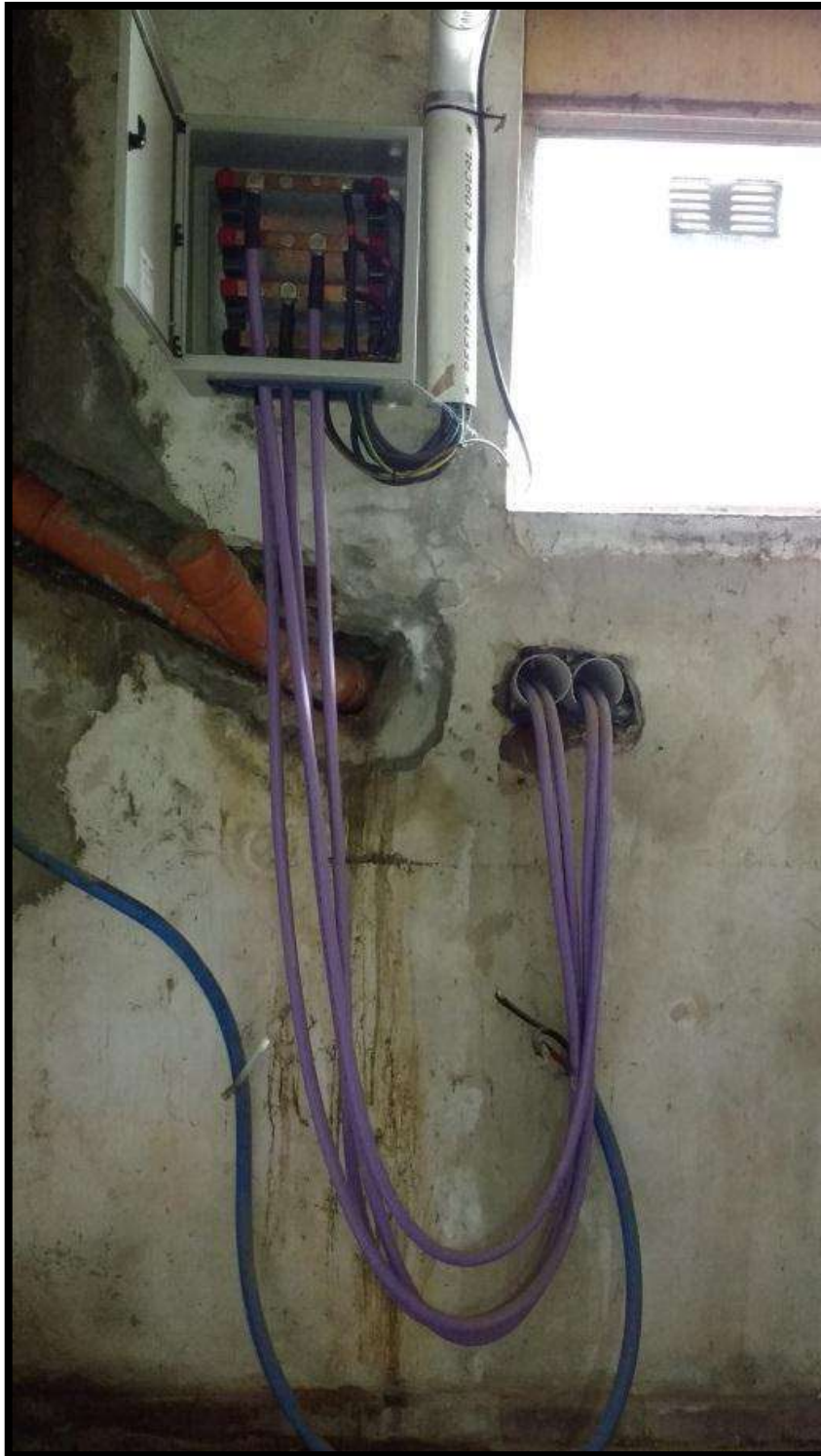


Fig. 7.15. Gabinete de paso.

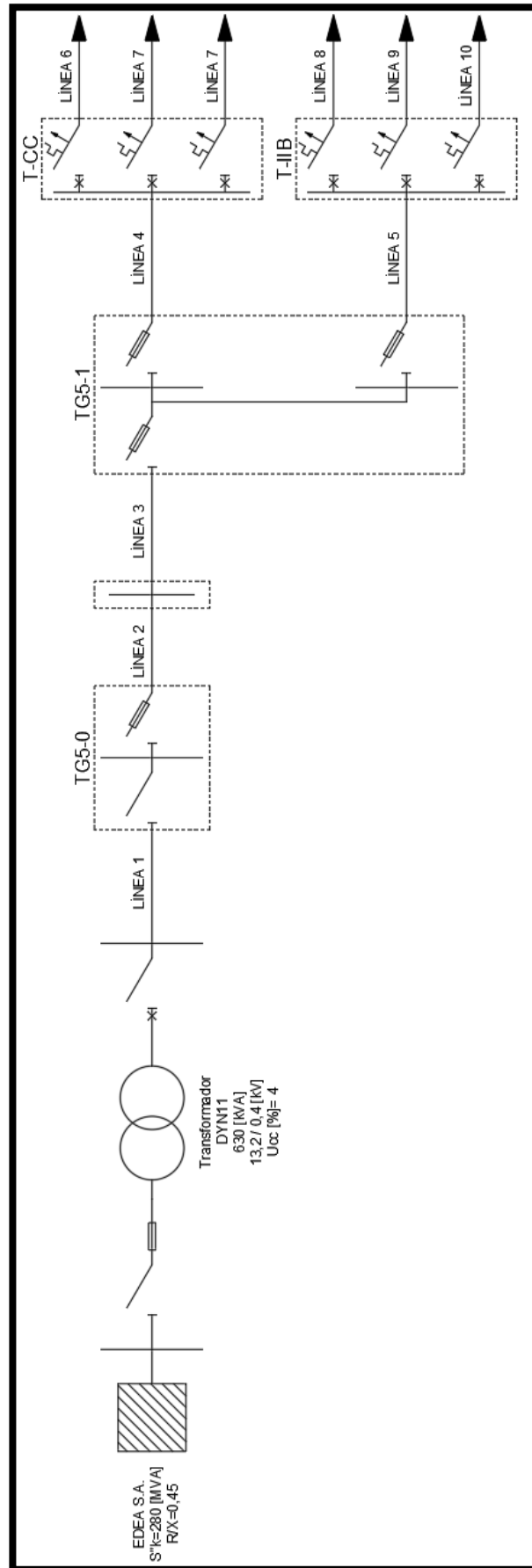


Fig. 7.16. Unifilar de las áreas CC e IIB

7.1.2.1. Unifilar propuesto

A partir del conocimiento de la red, se propone realizar la inyección a la red de los paneles de las etapas 4, 5 y 6 en el tablero TG5-1, ya que presenta el suficiente espacio para colocar las protecciones necesarias que se detallaran más adelante.

7.1.2.2. Consumo eléctrico

A continuación se exponen los valores de potencia y energía consumida por los edificios pertenecientes al medidor de “Económicas” (etapas 4, 5 y 6) del año 2018:

Mes	Potencia [kW]			Energía [kWh]		
	Pico	Resto	Valle	Pico	Resto	Valle
Enero	73	115	51	6.170	19.074	5.900
Febrero	64	122	45	6.769	21.566	6.606
Marzo	76	119	46	6.248	23.112	5.710
Abril	94	115	47	8.067	26.122	6.533
Mayo	98	131	48	8.397	28.086	6.701
Junio	103	144	52	8.656	29.816	7.143
Julio	114	164	53	8.286	31.259	6.952
Agosto	83	161	46	7.132	25.942	6.719
Septiembre	83	137	47	7.550	26.437	6.744
Octubre	95	140	43	7.440	26.880	5.820
Noviembre	92	143	48	9.000	30.120	7.080
Diciembre	97	133	53	7.800	26.580	6.420

Tabla 7.2. Potencias y energías demandadas en el medidor de Económicas durante el 2018.

Tanto la potencia como la energía demandada en la banda de resto, ya que por el área Económicas durante el año 2018 se muestran en el siguiente gráfico:

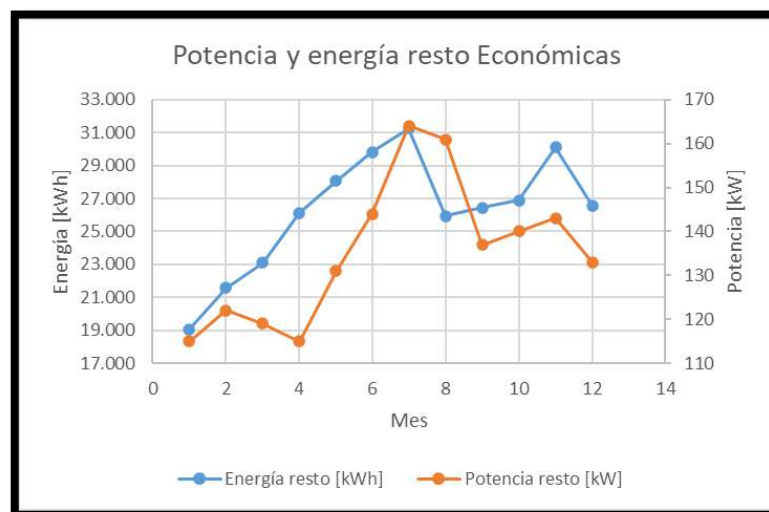


Tabla 7.3. Diagrama de potencia y energía demandada en la banda de resto por Económicas durante el 2018.

7.2. PANELES A USAR

Los paneles solares propuestos son marca Trinasolar modelo TSM-320PD14. En la Tabla 7.4 se exponen sus principales características. La hoja de datos completa se adjunta en el [Anexo VIII](#).



Fig. 7.17. Panel solar modelo TSM-320PD14.

Tipo de celda	Policristalina	Corriente de cortocircuito	9,1 [A]
Potencia	320 [W]	Tensión a circuito abierto	45,8 [V]
Área del módulo	1,94 [mm ²]	Coef. de temp. de tensión a circuito abierto	-0,32 [%/°C]
Temperatura nominal de celda	44 [°C]	Coef. de temp. de corriente de cortocircuito	0,05 [%/°C]
Tensión en el punto de potencia máxima	37,1 [V]	Coef. de temp. de MPP	-0,41 [%/°C]
Corriente en el punto de potencia máxima	8,63 [A]	Número de celdas en serie	72

Tabla 7.4. Principales características eléctricas del panel a usar.

7.3. INVERSORES A USAR

Los inversores utilizados son marca Samil Power modelo SolarLake 10000TL-PM. En la Tabla 7.5 se exponen sus principales características. La hoja de datos completa se adjunta en el [Anexo VIII](#).



Fig. 7.18. Inversor modelo SolarLake 10000TL-PM.

Potencia máxima de salida CA	10.500 [W]	Mínima tensión en continua MPPT	250 [V]
Eficiencia del inversor	98,1 %	Máxima tensión en continua MPPT	620 [V]
Tensión en alterna nominal	400 [V]	Número de entradas MPPT	2
Máxima tensión en continua	1.000 [V]	Potencia consumida durante la noche	0 [W]
Máxima corriente en continua	11,5 [A]		-

Tabla 7.5.. Principales características eléctricas del inversor a usar.

7.4. DISPOSICIÓN DE LOS PANELES

En el presente proyecto se evalúan dos tipos de diseños para cada etapa. En el primer diseño se considera la posición óptima de los paneles para su mejor aprovechamiento, es decir, con una orientación hacia el norte y con una inclinación óptima de 35°, de acuerdo a lo comentado en el apartado 12.3 y en el [Anexo II](#) respectivamente. En cambio, en el segundo diseño, se intenta disminuir el costo de las estructuras soporte para los paneles, orientando los mismos de tal forma que las estructuras sean más cortas e inclinándolos 10°, de tal manera que la fuerza que ejerce el viento sobre ellos sea menor.

Para determinar la separación mínima entre paneles, se recurre a la siguiente ecuación:

$$L = \frac{B \cdot \sin(S)}{\tan(\varphi)} \quad (1)$$

Donde:

B : longitud del panel.

S : inclinación del panel.

φ_{min} : ángulo mínimo de incidencia. [16]

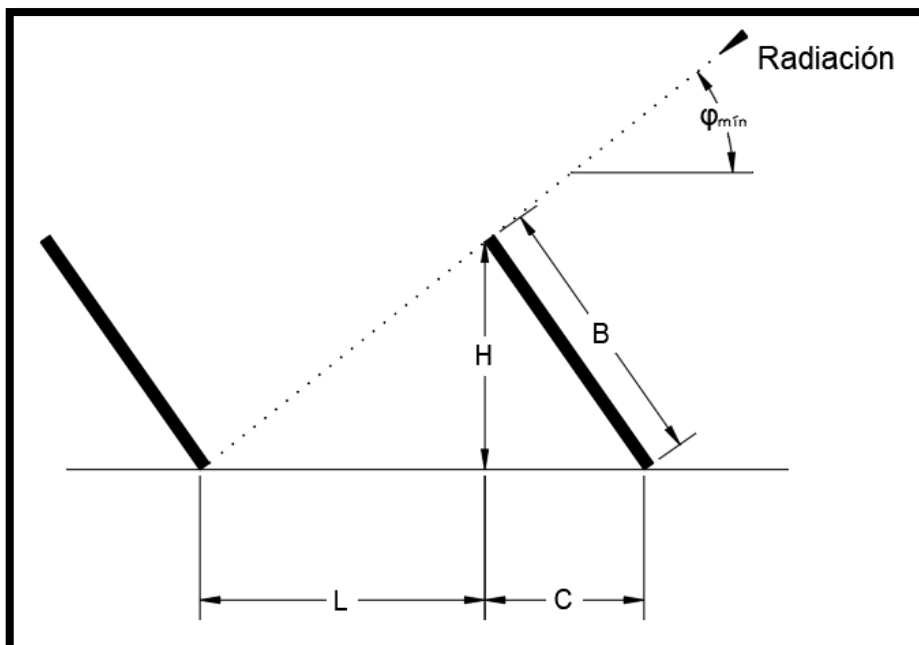


Fig. 7.19. Distancia mínima entre paneles.

El ángulo mínimo de incidencia varía de acuerdo a las estaciones del año. El valor que determinará la separación mínima entre placas corresponde para el caso más desfavorable del año (21 de junio), y se calcula de la siguiente manera:

$$\varphi_{min} = 90^{\circ} - lat - 23^{\circ} \quad (2)$$

En este caso, la latitud aproximada es de 38° , por lo tanto,

$$\varphi_{min} = 90^{\circ} - 38^{\circ} - 23^{\circ} = 29^{\circ}$$

7.4.1. DISTANCIA MÍNIMA CON UNA INCLINACIÓN DE 35°

Para una inclinación de 35° la separación mínima en invierno debe ser

$$L_{min} = \frac{1,956[m] \cdot \sin(35^{\circ})}{\tan(29^{\circ})} = 2,02 [m]$$

A partir de este cálculo, se opta por utilizar una separación mínima entre placas de $1,8[m]$ para poder apreciar las variaciones de energía a medida que aumenta la separación entre placas. Además, se considera que dicha separación permite una buena movilidad de las personas encargadas de realizar el mantenimiento de los paneles.

7.4.1. DISTANCIA MÍNIMA CON UNA INCLINACIÓN DE 10°

Para una inclinación de 10° la separación mínima en invierno debe ser:

$$L_{min} = \frac{1,956[m] \cdot \sin(10^{\circ})}{\tan(29^{\circ})} = 0,61 [m]$$

A partir de este cálculo, se opta por utilizar una separación mínima entre placas de $0,7[m]$ para poder tener una buena movilidad de las personas encargadas de realizar el mantenimiento de los paneles.

7.5. ETAPA 1 – DISEÑO 1

La primera etapa del proyecto está integrada por las terrazas 1 y 2 que se muestran en la Fig. 7.2.

En primera instancia se determinó la cantidad de paneles a instalar, para lo cual se tuvo en cuenta la sombra que generan las instalaciones del entorno, la propia sombra generada entre los paneles, la estructura de soporte, los inversores y el espacio para realizar las tareas de mantenimiento, tratando siempre de obtener el máximo aprovechamiento de las terrazas.

Se realizó la simulación en PVsyst de los paneles ubicados de manera equidistante, se aumentó la separación entre ellos de a 10[cm] y se calculó la energía generada en cada posición. Una vez realizado esto, se diseñó la estructura soporte para los paneles a través del programa RAM Elements y se hizo un listado de materiales para calcular un costo estimado de las estructuras a la vez que se calculó el costo de los paneles y los inversores a utilizar. Luego, a partir del precio de la energía para la tarifa correspondiente, se determinó el ahorro que generarían los paneles y se estimó la cantidad de años que se requieren para recuperar la inversión a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{costo total}}{\text{ahorro}} = \frac{C_{inv} + C_{paneles} + C_{est}}{E \cdot C_E} \quad (3)$$

Siendo:

C_{inv} : costo en inversores.

$C_{paneles}$: costo en paneles.

C_{est} : costo en estructuras.

E : energía generada por los paneles.

C_E : costo de la energía cobrada por EDEA.

A partir de esta relación, se determinó, entre todas las separaciones simuladas, la que presenta un menor tiempo de recuperación de la inversión. Al tener definida la disposición de los paneles en las terrazas, se procedió a agregar los costos no tenidos en cuenta como mano de obra, mantenimiento, cables, etc., para finalmente calcular los flujos de caja de la etapa y calcular los indicadores económicos explicados en el [Anexo VII](#).

7.5.1. SIMULACIÓN PVSYST

En esta sección se procedió a confeccionar la simulación dentro del programa elegido. Para ello se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en ambas terrazas, aprovechando la totalidad de estas con sus áreas activas orientadas al norte. Se tomó la precaución de dejar espacio suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

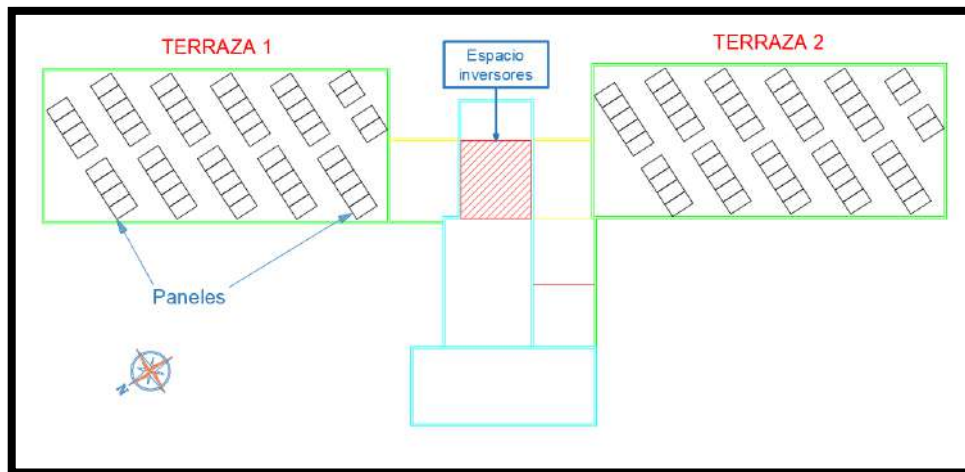


Fig. 7.20. Etapa 1 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 1 y 2.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener una distancia de 3,5 metros entre soportes.

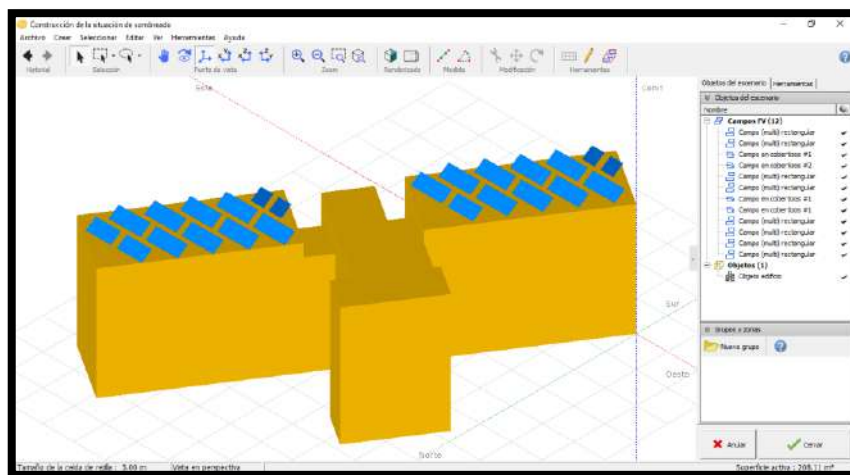


Fig. 7.21. Etapa 1 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 1 y 2 con sus paneles en PVsyst.

En el [Anexo II](#) se detalla paso a paso como se realizaron las simulaciones de esta etapa para entender el funcionamiento del programa y todos los parámetros que se tuvieron en cuenta.

Cabe aclarar que para las simulaciones no se tuvo en cuenta el desaprovechamiento de los inversores ya que eso también determinará la cantidad de años requeridos para recuperar la inversión. Es decir que, en determinadas separaciones, algunos inversores aportarían una menor potencia de la que podrían.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Inversores	Energía anual generada
	Terraza 1	Terraza 2	Total		[MWh]
1,8	52	53	105	4	46,988
1,9	51	52	103	4	47,017
2	48	48	96	3	44,901
2,1	47	48	95	3	45,258
2,2	46	47	93	3	44,969
2,3	45	46	91	3	44,089
2,4	44	45	89	3	43,307
2,5	43	44	87	3	42,693
2,6	42	43	85	3	41,853
2,7	41	43	84	3	41,442
2,8	38	42	80	3	39,700
2,9	39	41	80	3	39,783
3	38	39	77	3	38,380
3,1	38	39	77	3	38,435
3,2	38	39	77	3	38,476
3,3	37	38	75	3	37,472
3,4	36	38	74	3	37,016
3,5	36	37	73	3	36,592

Tabla 7.6 .Etapa 1 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

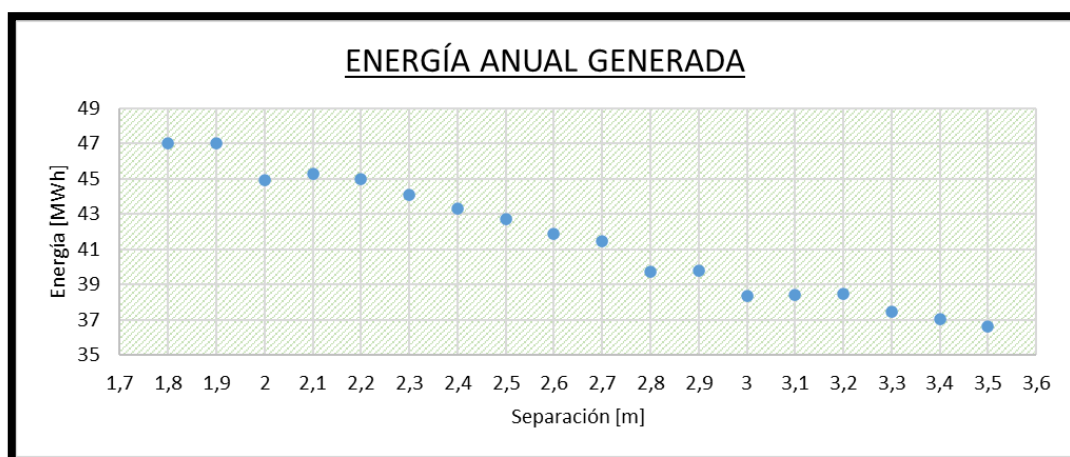


Fig. 7.22. Etapa 1 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

En la figura anterior se observan algunos puntos a recalcar, como es el caso de las separaciones de 2, 2,8 y 3 metros, en las cuales la energía anual generada se ve disminuida de sus anteriores puntos (1,9, 2,7 y 2,9 respectivamente) debido a una reducción drástica en la cantidad de paneles.

A partir de la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Para ello, se multiplicó dicha energía por el costo que la empresa distribidora de energía EDEA cobra a sus usuarios en el horario resto (de 5 a 18hs) en la fecha 20 de marzo del 2020.

$$Ahorro = Energía \cdot 2,5476 \left[\frac{\$}{kWh} \right] \quad (4)$$

Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta primera etapa del proyecto. El costo de cada uno de ellos en la fecha mencionada es:

- Panel: 11.899 [\\$].
- Inversor: 155.268 [\\$].

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.11.

7.5.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

En esta sección se procedió a evaluar la estructura soporte de los paneles, las cuales deben resistir tanto su peso como la fuerza que el viento ejerce sobre estos.

Para el diseño de la estructura soporte se realizó un estudio preliminar básico utilizando el programa RAM Elements, el cual permite de manera sencilla, determinar los esfuerzos máximos a los cuales está sometido cada miembro de la estructura diseñada. De esta manera se calculó el costo aproximado de esta. En caso de llevarse a cabo el proyecto se deberá realizar un estudio más detallado.

A partir de la norma CIRSOC 102-2005 “Acción del viento en edificaciones” correspondiente al año 2005 se efectuó el análisis de la fuerza del viento sobre la estructura diseñada. La explicación de los pasos realizados se encuentra en el [Anexo III](#) del presente trabajo. Una vez calculadas estas fuerzas, se deben ingresar al programa y para realizar la simulación, y así determinar los esfuerzos máximos a los que está sometido cada elemento de la estructura.

Como se explica en dicho anexo, a continuación se presentan los cálculos realizados para los pasos 8 y 9 de la norma utilizada.

Además se exponen los resultados de las simulaciones de cada estructura diseñada en el programa RAM Elements, teniendo en cuenta las fuerzas calculadas, y planteando dos posibilidades, el viento en dirección al eje Z y al eje -Z (ver Fig. 7.24). También se mostrarán las reacciones en cada nodo (necesarias para luego determinar el método y los materiales necesarios para realizar el emplazamiento) y el listado de materiales de cada estructura.

La norma CIRSOC 301 – “Estructuras de acero para edificios”, recomienda para dicha construcción un coeficiente de seguridad de 1,5, de modo que la tensión máxima en cualquiera de los miembros de la estructura no debería exceder el siguiente valor:

$$\sigma_{admisible} = \frac{\sigma_y}{f_s} \quad (5)$$

Donde:

σ_y : límite de fluencia del material (en este caso, acero A36).

f_s : factor de seguridad.

Para este proyecto, se considera no superar el siguiente valor:

$$\sigma_{admisible} = \frac{250[MPa]}{1,5} = 166,67 [MPa]$$

Sabiendo que los paneles tienen una altura y un ancho de 1,96 y 0,922 metros respectivamente y que la inclinación con respecto a la horizontal es de 35° , se puede obtener el área proyectada normal a la dirección del viento como:

$$A_f = 0,922[m] \cdot 1,12[m] = 1,033 [m^2]$$

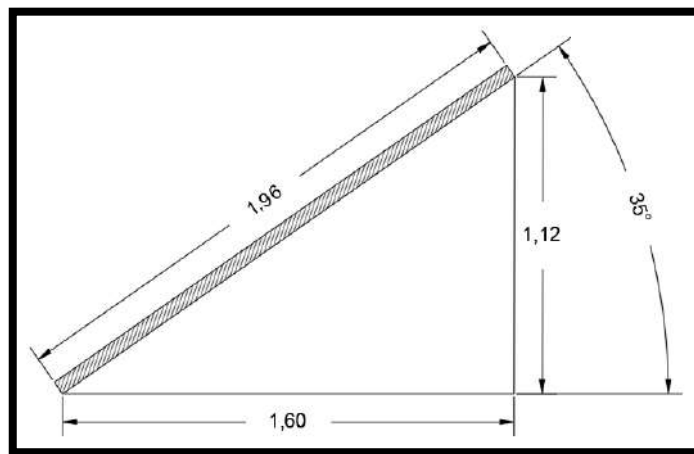


Fig. 7.23. Panel solar inclinado 35° .

Se realizaron cuatro diseños de estructuras distintos, los cuales soportan hasta 2, 4, 8 o 10 paneles.

7.5.2.1. Estructura 1: 2 paneles

A partir de las dimensiones de ambos paneles, se calculó la siguiente relación:

$$\frac{M}{N} = \frac{2}{2} = 1$$

Por lo tanto, de acuerdo al [Anexo III](#), C_f se puede estimar igual a 1,2.

Para esta estructura, el área perpendicular al viento es:

$$A_{f1} = 2 \cdot 1,033[m^2] = 2,066 [m^2]$$

Y la fuerza del viento:

$$F_1 = 1808 \left[\frac{N}{m^2} \right] \cdot 0,85 \cdot 1,2 \cdot 2,066[m^2] = 3.808,71 [N]$$

Esta es una fuerza puntual, pero para la simulación se consideró una carga distribuida, por lo tanto, se la dividió por la longitud de los perfiles a los que se fijaran los paneles (2,5 metros) y por la cantidad de perfiles a los que el panel será fijado (en este caso son 4).

$$F_1^d = \frac{F_1}{1000 \left[\frac{N}{kN} \right] \cdot 4 \cdot d} = \frac{3.808,71[N]}{1000 \left[\frac{N}{kN} \right] \cdot 4 \cdot 2,5[m]} \cong 0,381 \left[\frac{kN}{m} \right]$$

El peso de todos los paneles sobre la estructura es:

$$P_1 = 2 \cdot 22,5[kg] \cdot 9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right] = 441,45 [N]$$

Y el peso distribuido:

$$P_1^d = \frac{P_1}{1000 \left[\frac{N}{kN} \right] \cdot 4 \cdot d} = \frac{441,5[N]}{1000 \left[\frac{N}{kN} \right] \cdot 4 \cdot 2,5[m]} = 0,044 \left[\frac{kN}{m} \right]$$

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

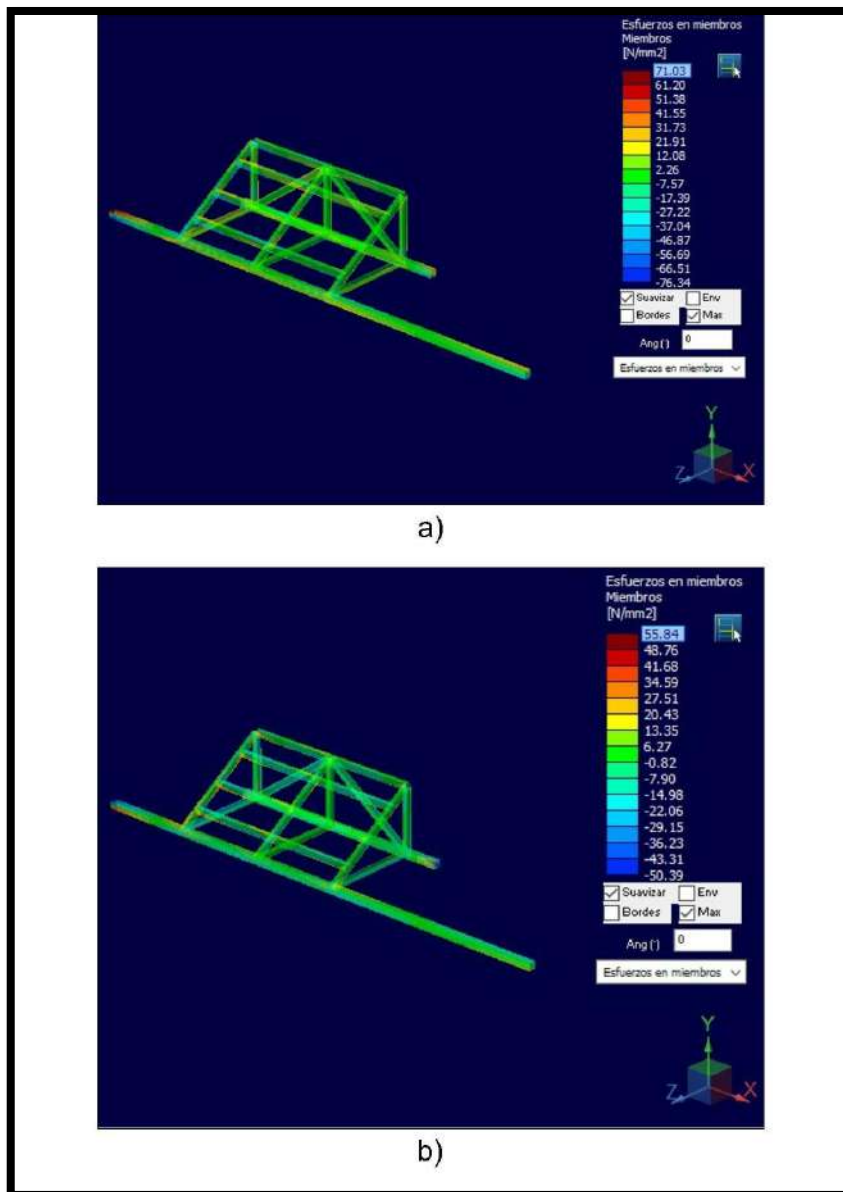


Fig. 7.24. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 71,03 [MPa] y en dirección al eje -Z es 55,84 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$71,03 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para esta estructura:

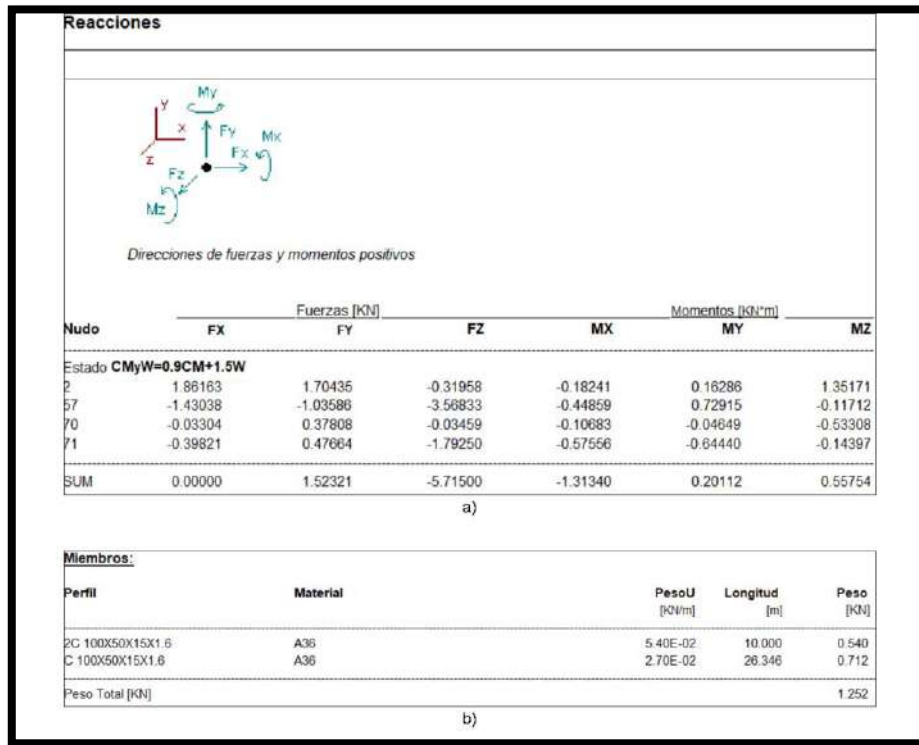


Fig. 7.25. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.5.2.2. Estructura 2: 4 paneles

En la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	M	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]	\overline{N}	[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
4	5	2	4,13	0,381	0,044

Tabla 7.7. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

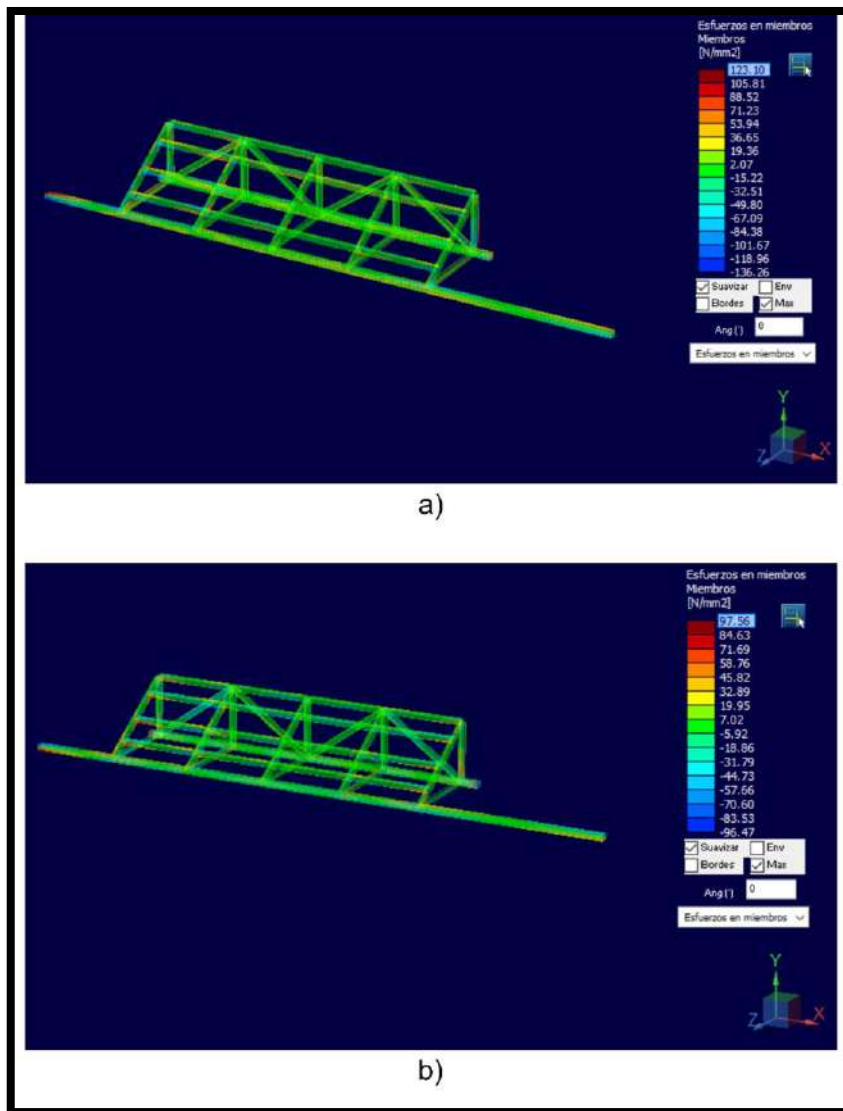


Fig. 7.26. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 123,1 [MPa] y en dirección al eje -Z es 97,56 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$123,1 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

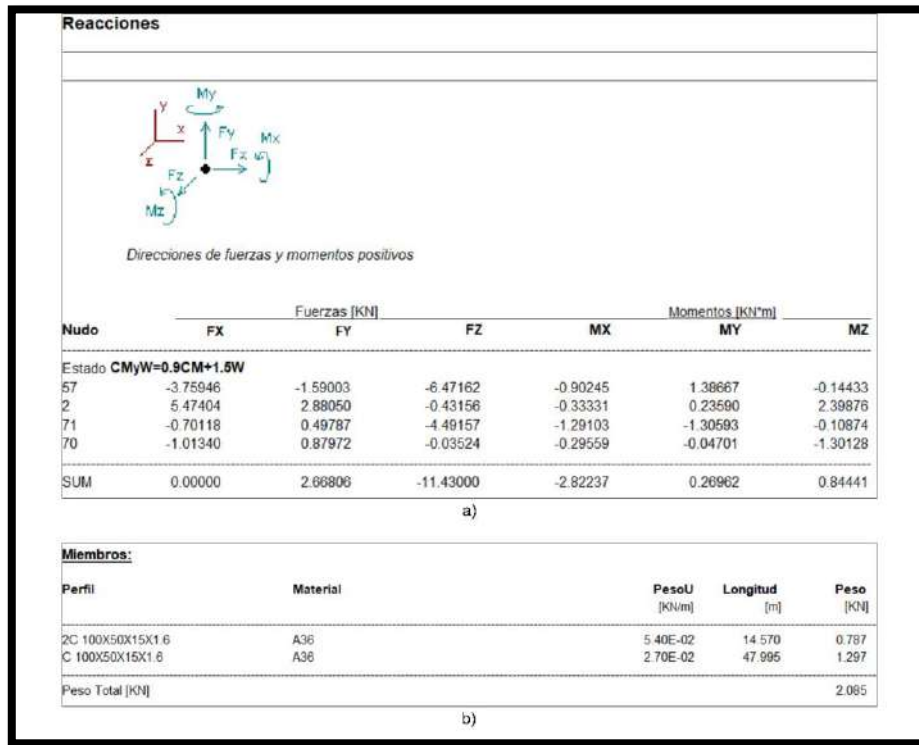


Fig. 7.27. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.5.2.3. Estructura 3: 8 paneles

En la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	$\frac{M}{N}$	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]		[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
8	9	4	8,26	0,423	0,049

Tabla 7.8. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 3.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

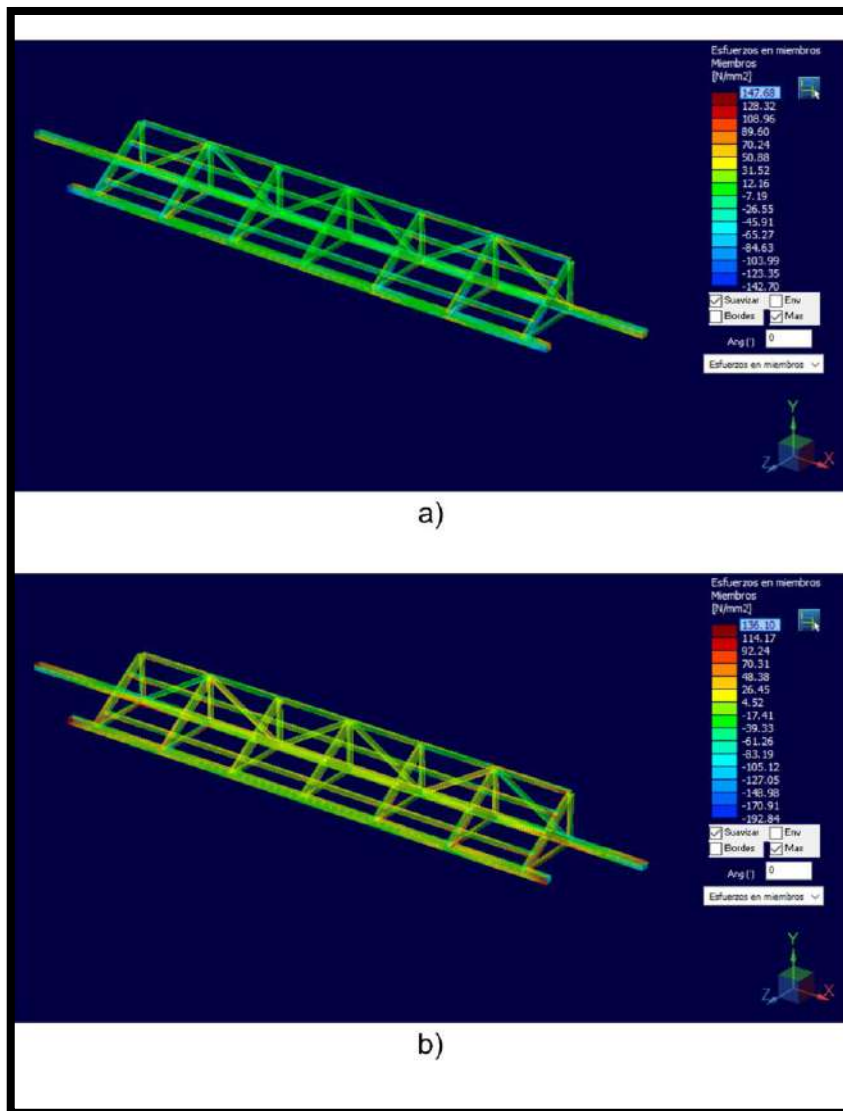


Fig. 7.28. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 3 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 147,68 [MPa] y en dirección al eje -Z es 136,1 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$147,68 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

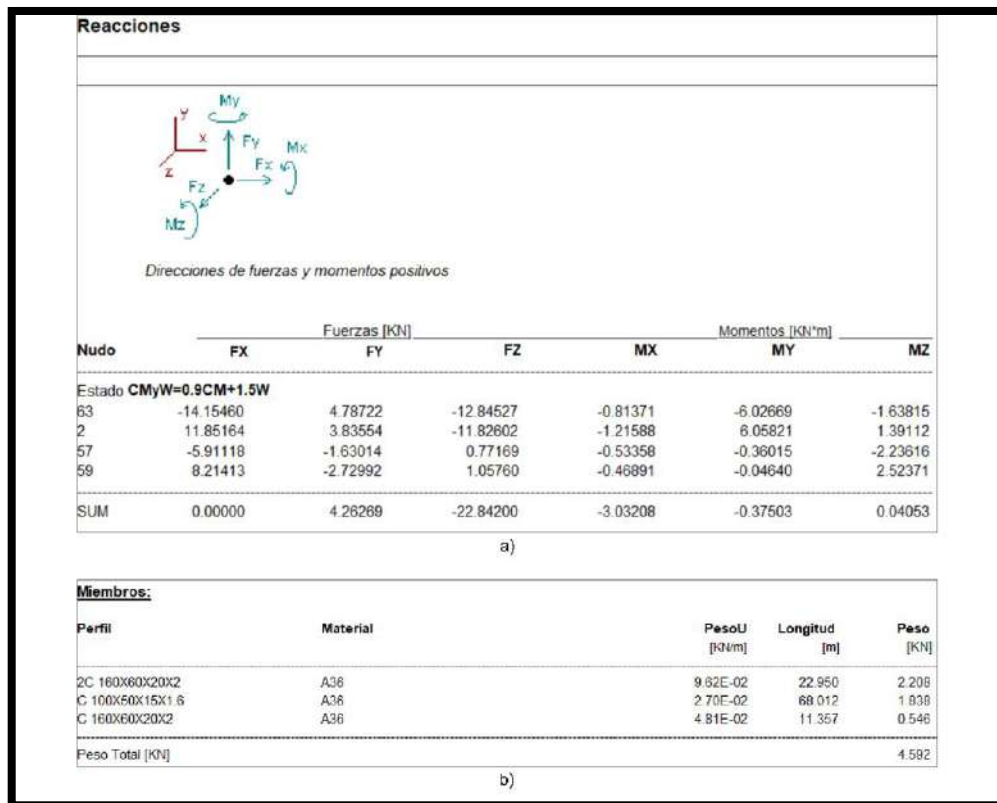


Fig. 7.29. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 3: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.5.2.4. Estructura 4: 10 paneles

En la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	M	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]	\bar{N}	[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
10	12	5	10,33	0,397	0,046

Tabla 7.9. Etapa 1 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

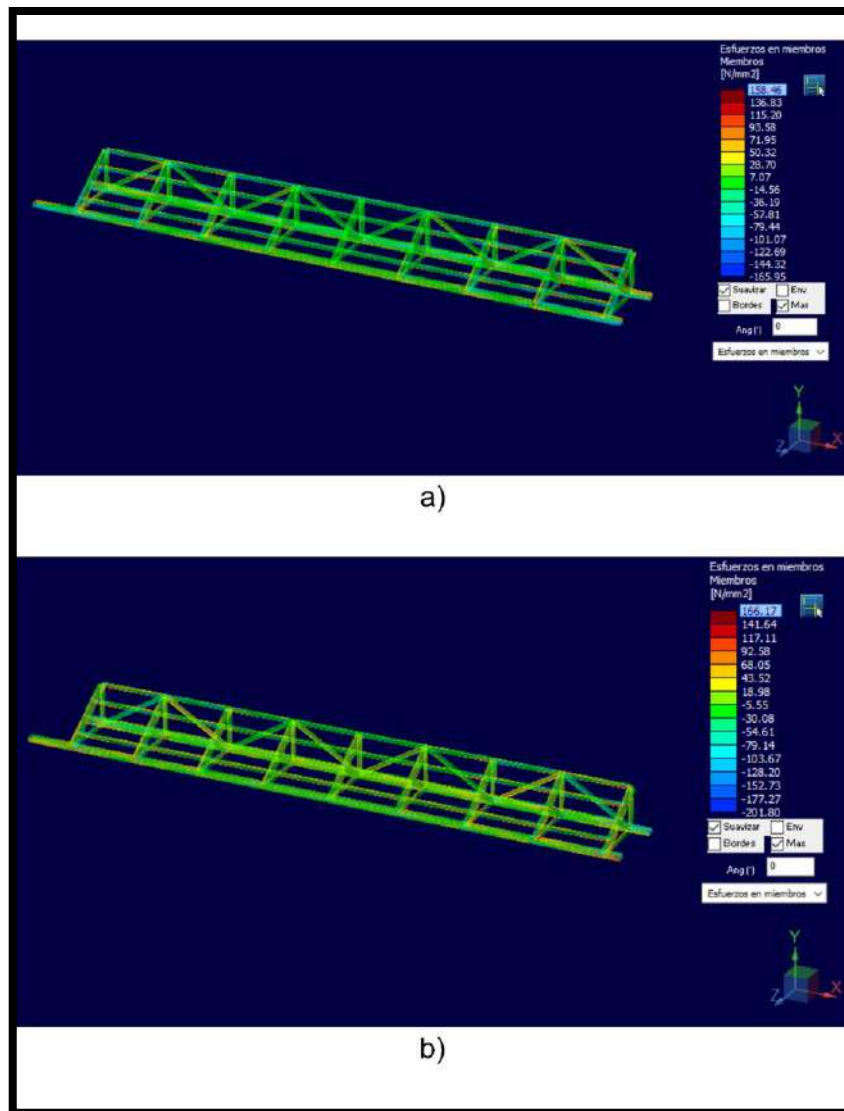


Fig. 7.30. Etapa 1 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 4 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 158,46 [MPa] y en dirección al eje -Z es 166,17 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la segunda. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$166,17 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

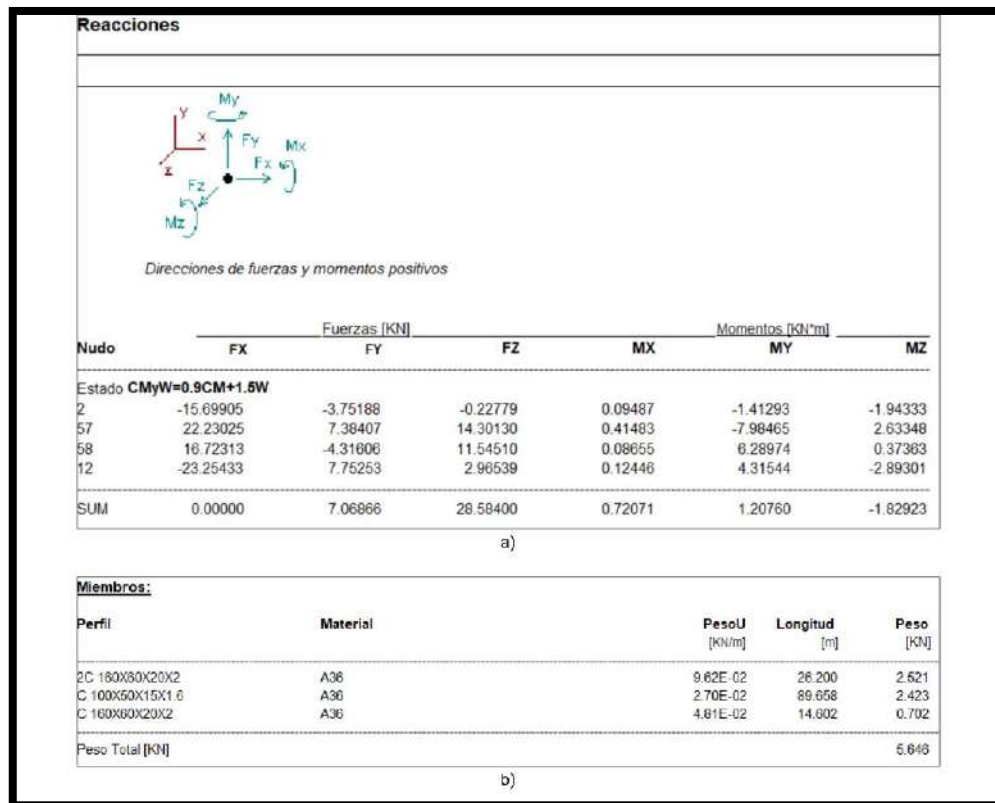


Fig. 7.31. Etapa 1 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 4: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales.

7.5.2.5. Costo de estructuras

Teniendo los listados de materiales de cada estructura, se determinó para cada una de ellas, la cantidad de perfiles de 12 metros de largo a utilizar, y con ello el costo de cada estructura. El costo de los perfiles utilizados en la fecha 20 de marzo del 2020 son:

- Perfil C 160x60x20x2[mm]: 7.680 $[\$/12m]$.
- Perfil C 100x50x15x1,6[mm]: 4.958 $[\$/12m]$.

Estructura	Perfiles		Costo [\$]
	C 100x50x15x1,6	C 160x60x20x2	
1	4	0	19.832
2	7	0	34.706
3	6	5	68.148
4	8	6	85.744

Tabla 7.10. Etapa 1 – Diseño 1: costo de cada estructura.

Luego, a partir de los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de estructuras necesarias para cada separación, con lo cual se pudo calcular la inversión necesaria para cada separación (Tabla 7.11).

7.5.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los cálculos explicados anteriormente. También se pueden observar los años necesarios para recuperar la inversión inicial, determinados a partir de la división del costo total por el dinero ahorrado.

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total		
1,8	1.249.395	621.072	838.872	2.709.339	119.706,63	22,63
1,9	1.225.597	621.072	838.872	2.685.541	119.780,51	22,42
2	1.142.304	465.804	779.376	2.387.484	114.389,79	20,87
2,1	1.130.405	465.804	779.376	2.375.585	115.299,28	20,60
2,2	1.106.607	465.804	744.184	2.316.595	114.563,02	20,22
2,3	1.082.809	465.804	744.184	2.292.797	112.321,14	20,41
2,4	1.059.011	465.804	744.184	2.268.999	110.328,91	20,57
2,5	1.035.213	465.804	684.980	2.185.997	108.764,69	20,10
2,6	1.011.415	465.804	684.980	2.162.199	106.624,70	20,28
2,7	999.516	465.804	684.980	2.150.300	105.577,64	20,37
2,8	951.920	465.804	650.274	2.067.998	101.139,72	20,45
2,9	951.920	465.804	655.232	2.072.956	101.351,17	20,45
3	916.223	465.804	620.526	2.002.553	97.776,89	20,48
3,1	916.223	465.804	620.526	2.002.553	97.917,01	20,45
3,2	916.223	465.804	620.526	2.002.553	98.021,46	20,43
3,3	892.425	465.804	620.526	1.978.755	95.463,67	20,73
3,4	880.526	465.804	585.334	1.931.664	94.301,96	20,48
3,5	868.627	465.804	585.334	1.919.765	93.221,78	20,59

Tabla 7.11. Etapa 1 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.11 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2,5 metros. Esta cantidad es representativa, ya que como se mencionó anteriormente, se requieren contabilizar otros costos, como la mano de obra, bulonería, etc.



Fig. 7.32. Etapa 1 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

Una vez determinada la separación más rentable para este diseño, se procedió a simular nuevamente considerando ahora la disposición de los módulos (ver [Anexo I](#), apartado 11.4). Teniendo esta simulación más completa, se extraen los valores de energía mensuales al igual que se observa en la Fig. 11.59 y la energía generada en 30 años por la instalación como se explica en el [Anexo II](#), apartado 12.3.

A continuación se expone la energía producida por la instalación durante cada mes del año.

Mes	Días	Energía producida
		[kWh]
Enero	31	4.356
Febrero	28	4.022
Marzo	31	4.036
Abril	30	3.305
Mayo	31	2.644
Junio	30	2.044
Julio	31	2.444
Agosto	31	3.221
Septiembre	30	3.785
Octubre	31	4.126
Noviembre	30	4.142
Diciembre	31	4.418

Tabla 7.12. Etapa 1 - Diseño 1: energía mensual generada el primer año.

La energía generada durante 30 años se muestra en la Tabla 7.20.

7.5.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.5.4.1. Cable de corriente continua

Tal como se explica en el [Anexo VI](#), el cable de corriente continua utilizado es el mismo en todas las etapas y sus correspondientes diseños. Por tal motivo, en dicho anexo se realizó su completa verificación.

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cable necesarios para realizar la interconexión de cada uno de los arreglos, teniéndose en cuenta que los paneles solares incluyen el cable necesario para conectar cada uno de estos en serie hasta una distancia de 2 metros entre ellos. Sin embargo, a causa de la disposición física de los paneles, interconectar algunos de ellos requieren de cables más largos de los incluidos, por lo que se deberá adicionar tramos con conectores MC4.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	14	60
2	15	36
3	14	53
4	15	57
5	14	46
6	15	78
Total		330

Tabla 7.13. Etapa 1 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 350 metros.

7.5.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 3. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5[A]. Por lo tanto, la corriente que circula por el cable de alimentación de los inversores es:

$$I = 14,5[A] \cdot 3 = 43,5 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo III](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{43,5[A]}{0,85} = 51,18 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 10[mm²], el cual tiene la siguiente corriente admisible:

$$I_{adm} = 68 [A]$$

Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91

Fig. 7.33. Etapa 1 – Diseño 1: intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 40 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 43,5[A] \cdot 0,04[km] \cdot \left\{ 2,34 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,08 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 1,52 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los tres inversores es $I_b = 43,5[A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 50[A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 68[A]$, por lo tanto:

$$43,5 [A] \leq 50 [A] \leq 68 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 50[A] = 65 [A]$$

$$65[A] \leq 1,45 \cdot 68[A] = 98,6 [A]$$

En la Fig. 7.34 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 3.662 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 2.573 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.778 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.213 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

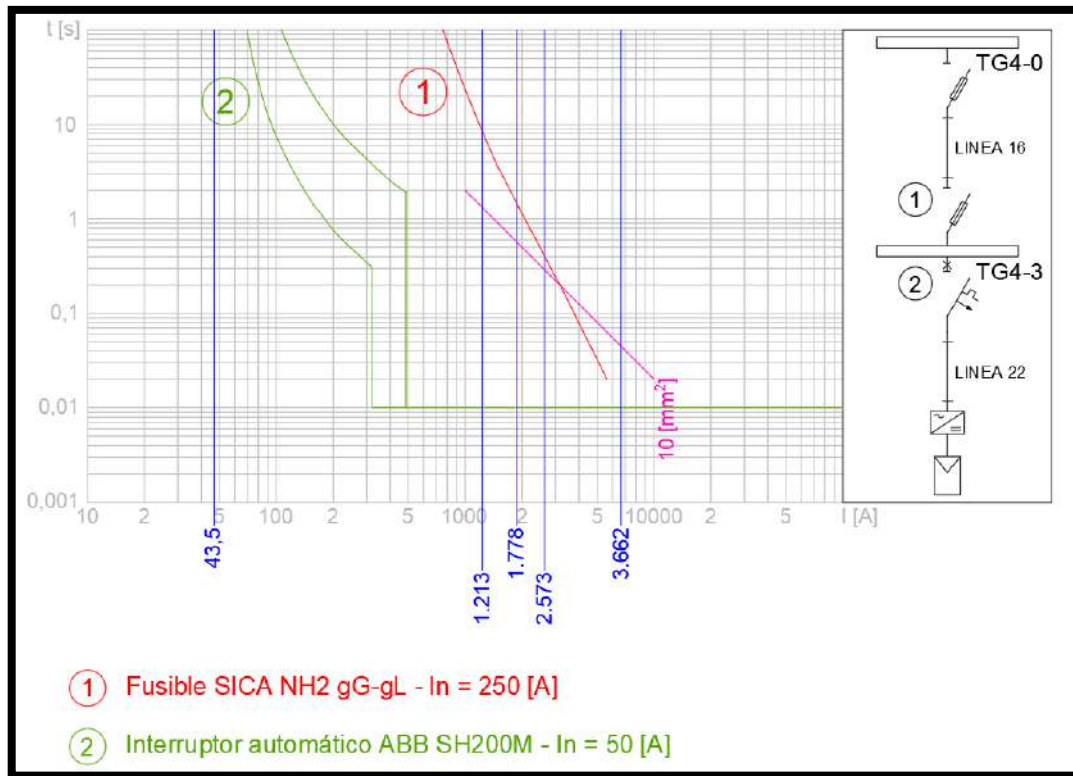


Fig. 7.34. Etapa 1 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

La energía que soporta el cable de 10[mm²] de sección es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (10[\text{mm}^2])^2 = 2.044.900 [\text{A}^2 \cdot \text{s}]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (3.662[\text{A}])^2 \cdot 0,01[\text{s}] \cong 134.102 \left[\frac{\text{A}^2}{\text{s}} \right]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

7.5.4.1. Costos de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/m]	[\$]
Afumex 1000 - 4x10[mm ²]	40	614	24.560
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	350	133	46.550
Total			71.110

Tabla 7.14. Etapa 1 – Diseño 1: costo en cables.

7.5.5. COSTOS ADICIONALES

7.5.5.1. Bulonería

De acuerdo al manual de los paneles dado por el fabricante, para poder instalarlos en la estructura diseñada anteriormente, se deben utilizar 8 tornillos M8 de 12[mm] de largo con 8 tuercas M8 y 16 arandelas M8 por panel. En este proyecto se utilizarán dichos productos de acero inoxidable para evitar su corrosión.

Esto se traduce en un costo de:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	696	6,32	4.399
Arandelas M8	1.392	8,45	11.763
Tuercas M8	696	3,25	2.262
Total			18.424

Tabla 7.15. Etapa 1 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.5.5.2. Conectores

Anteriormente se especificó que los paneles cuentan con un cable para la interconexión de estos, pero a causa de la disposición física se utilizó tramos de cables adicionales con los conectores pertinentes. Sabiendo esto, además de que cada arreglo debe conectarse a los inversores, se tiene lo siguiente:

- Existen 7 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 7 conectores.
- Es necesario conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 6 arreglos, se necesitan 12 conectores.

En consecuencia, se necesitan 19 conectores MC4-CON, los cuales tienen un costo de:

- MC4-CON: $160 \left[\frac{\$}{u} \right]$

Esto se traduce a un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 19[u] = 3.040 [\$]$$

7.5.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (6) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		$\left[\frac{\$}{u} \right]$	[\$]
Fusible SFUS-10	12	286	3.432
Base portafusible SPF-15	12	708	8.496
Interruptor automático ABB SH200M-50A	1	2.700	2.700
Interruptor diferencial ABB 4x63A	1	4.900	4.900
Total			19.528

Tabla 7.16. Etapa 1 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.

7.5.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 7.17. Etapa 1 – Diseño 1: costo en juego de barras.

7.5.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

La generación fotovoltaica aporta en promedio durante el año en la banda de resto (de 6 a 18 Hs.) coincidiendo también con la insolación promedio anual. Se entiende que en la banda de pico y valle no hay generación fotovoltaica y la energía en esos períodos no se tiene en cuenta en este análisis.

Para comenzar con el análisis económico del diseño en cuestión, primero se debe saber si la instalación fotovoltaica generará suficiente energía como para inyectar excedente a la red. Por solo contar con el dato de la energía mensual y no la diaria consumida por el área (Exáctas), se supone que la energía consumida durante el mes de enero, por ser este el que menor energía en la banda de resto demanda, dividida por la cantidad de días de dicho mes, podría ser aproximadamente la energía consumida durante un día no hábil.

Mes	Días	Energía mensual consumida	Energía diaria consumida	Energía mensual generada	Energía diaria generada
		[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Enero	31	19.355	624	4.356	141

Tabla 7.18. Etapa 1 – Diseño 1: comparación entre la energía consumida y la generada durante el mes de enero.

En la tabla anterior se observa que la energía diaria generada por este diseño es más de 4 veces menor a la demandada un día no hábil.

Para profundizar más en el análisis, y sentando las bases para las próximas etapas, se realizó la comparación entre la potencia demandada y la máxima generada por los paneles. La situación ideal consiste en obtener la curva de potencia demandada de la instalación, de esa manera, se puede determinar si se da el caso de inyección de energía hacia la red, pero al no contar con tal información se optó por este método. Para ello se utilizaron las siguientes ecuaciones, replicándolas con los valores pertinentes de cada etapa y diseño:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto:

$$\frac{\text{Energía mensual consumida durante la banda resto}}{12[h] \cdot 31[días]} \quad (6)$$

$$\frac{19.355[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 52,02 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 87 *paneles*
- Potencia máxima generada:

$$\text{Cantidad de paneles} \cdot 0,32[kW] \quad (7)$$

$$87 \cdot 0,32[kW] = 27,84 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.5.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

Para comenzar con la evaluación económica de la etapa, se presenta el siguiente cuadro donde se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Componente	Costo	
	[\$]	[US\$]
Paneles	1.035.213,00	16.563,41
Inversores	465.804,00	7.452,86
Bulonería	18.424,00	294,78
Estructura	684.980,00	10.959,68
Cables de CC	46.550,00	744,80
Cables de CA	24.560,00	392,96
Protecciones	19.528,00	312,45
Conectores	3.040,00	48,64
Barras	3.268,00	52,29
Mano de obra	300.203,40	4.803,25
Gastos no contemplados	103.521,30	1.656,34
Total	2.705.091,70	43.281,47

Tabla 7.19. Etapa 1 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, a fin de poder apreciar el peso económico que tiene cada componente en esta instalación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada uno de estos sobre la inversión total.

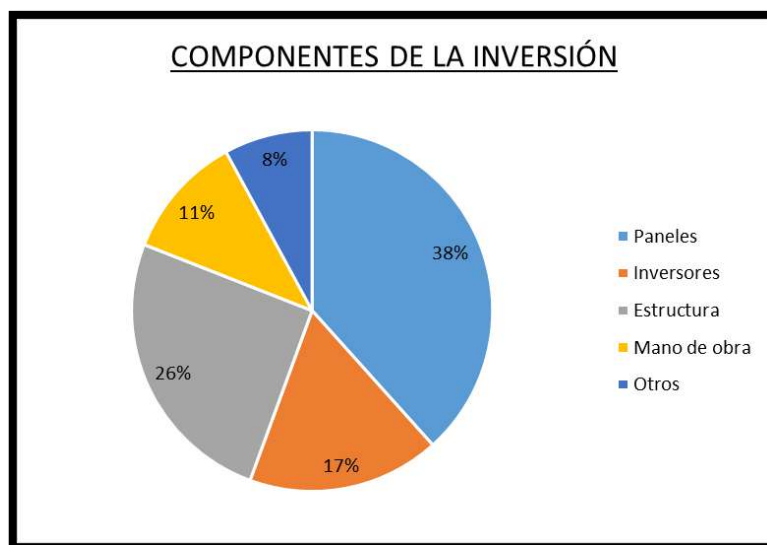


Fig. 7.35. Etapa 1 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación, se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Estos se volcaron en la siguiente tabla y se expresaron en valor monetario utilizando la tarifa dolarizada.

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.541,668	1.734,07	16	36.771,668	1.498,87
2	42.227,223	1.721,25	17	36.423,609	1.484,68
3	41.899,445	1.707,89	18	36.080,832	1.470,71
4	41.558,891	1.694,01	19	35.738,609	1.456,76
5	41.205,555	1.679,60	20	35.391,109	1.442,60
6	40.838,332	1.664,64	21	35.020,832	1.427,51
7	40.456,668	1.649,08	22	34.627,223	1.411,46
8	40.065,555	1.633,14	23	34.220,832	1.394,90
9	39.666,391	1.616,87	24	33.805,277	1.377,96
10	39.260,000	1.600,30	25	33.379,168	1.360,59
11	38.840,832	1.583,21	26	32.944,168	1.342,86
12	38.412,223	1.565,74	27	32.501,945	1.324,83
13	37.985,000	1.548,33	28	32.051,111	1.306,45
14	37.563,609	1.531,15	29	31.591,945	1.287,74
15	37.150,832	1.514,33	30	31.125,555	1.268,73

Tabla 7.20. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

Como la potencia que el complejo demanda de la empresa distribuidora disminuirá, se puede considerar disminuir la potencia contratada y poder así aumentar el ahorro. Para ello, se utiliza un dato que arroja el programa PVSYSY en los resultados de la simulación denominado PR (por sus siglas en ingles “performance ratio”), el cual considera las pérdidas ópticas (por sombreado e IAM), pérdidas en el arreglo (conversión fotovoltaica, envejecimiento, calidad del módulo, cableado) y pérdidas en el sistema (eficiencia del inversor). Utilizando este factor se estimó la máxima potencia instantánea de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,799	22,244	16	0,691	19,227
2	0,793	22,080	17	0,684	19,045
3	0,787	21,908	18	0,678	18,866
4	0,781	21,730	19	0,671	18,687
5	0,774	21,546	20	0,665	18,505
6	0,767	21,354	21	0,658	18,312
7	0,760	21,154	22	0,650	18,106
8	0,752	20,949	23	0,643	17,893
9	0,745	20,741	24	0,635	17,676
10	0,737	20,528	25	0,627	17,453
11	0,729	20,309	26	0,619	17,226
12	0,721	20,085	27	0,610	16,995
13	0,713	19,862	28	0,602	16,759
14	0,706	19,641	29	0,593	16,519
15	0,698	19,425	30	0,585	16,275

Tabla 7.21. Etapa 1 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

El mayor problema de este análisis recae en que los paneles año a año sufren deterioro, por lo que realizar el cambio de potencia contratada todos los años es poco práctico. Entonces, para este análisis se tomaron intervalos de 5 años, considerando como disminución de potencia contratada a la menor de dicho período.

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	21,546	75,83
Año 5 al 10	20,528	72,25
Año 10 al 15	19,425	68,37
Año 15 al 20	18,505	65,13
Año 20 al 25	17,453	61,43
Año 25 al 30	16,275	57,28

Tabla 7.22. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Tomando en cuenta el ahorro energético y el ahorro en potencia instalada, disminuye el monto destinado a impuestos en la factura. Dichos impuestos son:

- IVA = 21%
- Ley 11769 Art. 74 = 0,001%
- Ley 11769 Art. 75 = 6%
- Ley 11769 Fdo. Comp. = 2%

Porcentaje total de carga impositiva = 29,001%

Estos están aplicados a los costos por energía y potencia, por lo que al momento de calcular el ahorro se aplica también a estos. En resumen, el ahorro monetario será el siguiente:

$$(Valor\ energía\ generada + Valor\ potencia\ generada) \cdot 1,29001 = Ahorro$$

Restándole al ahorro los costos anuales, se obtuvo el flujo de caja y se calculó el flujo de caja acumulado año a año tomando la inversión total inicial como el del año cero. Para finalizar, se actualizaron los flujos de caja al año cero y luego se sumaron para obtener al final de la vida útil el valor neto actual.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	1.901,97	-41.379,49	1.892,51	-41.388,96
2	1.885,44	-39.494,05	1.866,73	-39.522,23
3	1.868,20	-37.625,85	1.840,46	-37.681,77
4	1.850,30	-35.775,55	1.813,75	-35.868,02
5	1.831,72	-33.943,83	1.786,60	-34.081,42
6	1.807,79	-32.136,05	1.754,49	-32.326,93
7	1.787,72	-30.348,33	1.726,38	-30.600,54
8	1.767,15	-28.581,17	1.698,03	-28.902,51
9	1.746,16	-26.835,01	1.669,52	-27.232,99
10	1.724,80	-25.110,21	1.640,88	-25.592,11
11	1.697,75	-23.412,46	1.607,11	-23.985,00
12	1.675,21	-21.737,25	1.577,89	-22.407,11
13	1.652,75	-20.084,51	1.548,98	-20.858,13
14	1.630,59	-18.453,92	1.520,61	-19.337,51
15	1.608,88	-16.845,04	1.492,91	-17.844,60
16	1.584,77	-15.260,27	1.463,22	-16.381,39
17	1.566,47	-13.693,81	1.439,12	-14.942,27
18	1.548,44	-12.145,37	1.415,49	-13.526,78
19	1.530,45	-10.614,92	1.392,08	-12.134,70
20	1.512,17	-9.102,75	1.368,61	-10.766,09
21	1.487,93	-7.614,82	1.339,97	-9.426,12
22	1.467,23	-6.147,59	1.314,75	-8.111,37
23	1.445,86	-4.701,73	1.289,16	-6.822,21
24	1.424,01	-3.277,72	1.263,36	-5.558,85
25	1.401,60	-1.876,12	1.237,30	-4.321,55
26	1.373,38	-502,74	1.206,35	-3.115,21
27	1.350,13	847,39	1.180,02	-1.935,18
28	1.326,42	2.173,81	1.153,54	-781,65
29	1.302,28	3.476,08	1.126,90	345,26
30	1.277,75	4.753,83	1.100,18	1.445,44

Tabla 7.23. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 0,75\%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

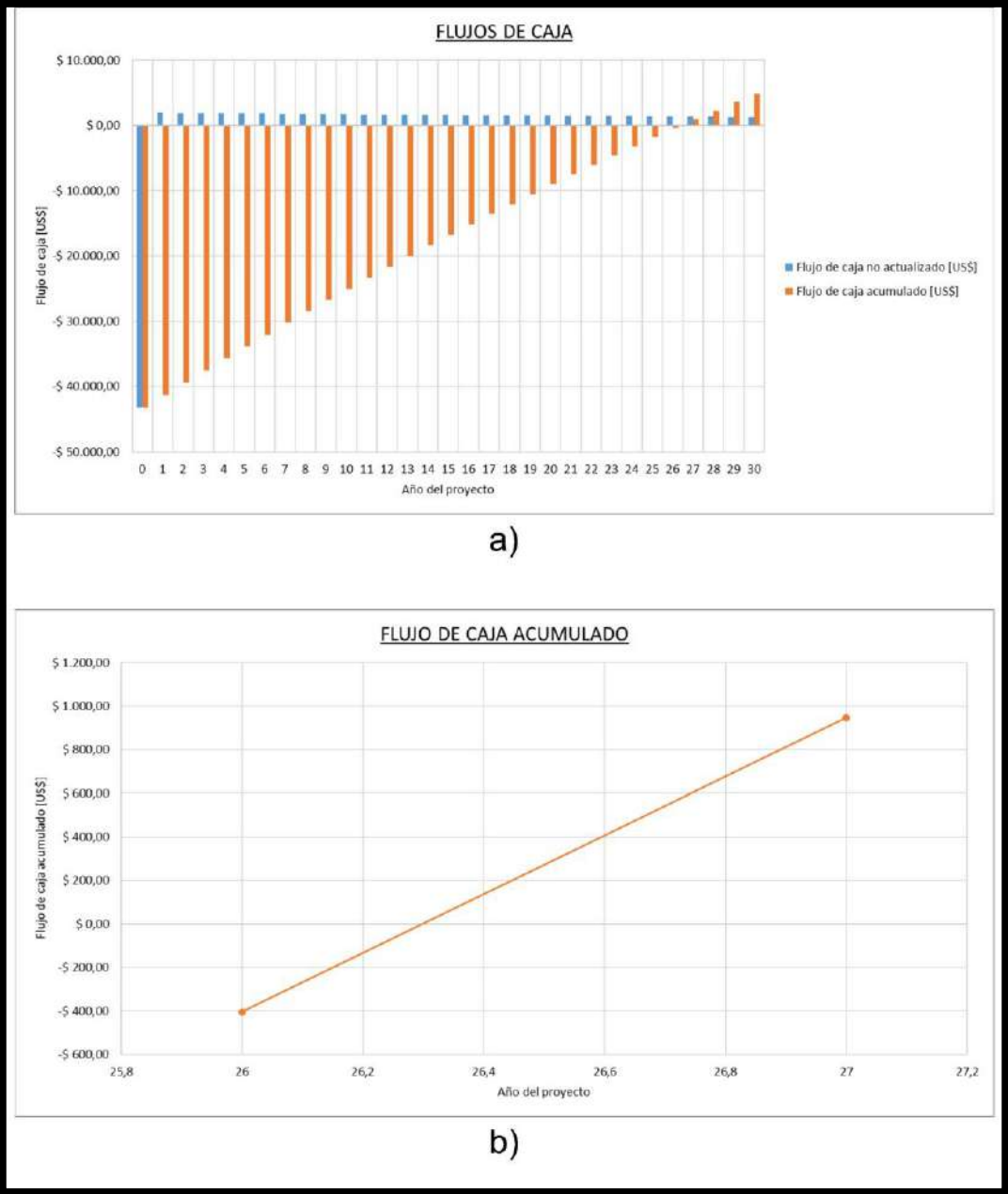


Fig. 7.36. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 26,3 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 0,75 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 26,3 \text{ años}$$

$$VAN = 1.445,44 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.5.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50 [\%] de subsidio} = 0,0608 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.541,668	2.588,36	16	36.771,668	2.237,30
2	42.227,223	2.569,23	17	36.423,609	2.216,12
3	41.899,445	2.549,29	18	36.080,832	2.195,27
4	41.558,891	2.528,57	19	35.738,609	2.174,44
5	41.205,555	2.507,07	20	35.391,109	2.153,30
6	40.838,332	2.484,73	21	35.020,832	2.130,77
7	40.456,668	2.461,50	22	34.627,223	2.106,82
8	40.065,555	2.437,71	23	34.220,832	2.082,10
9	39.666,391	2.413,42	24	33.805,277	2.056,81
10	39.260,000	2.388,70	25	33.379,168	2.030,89
11	38.840,832	2.363,19	26	32.944,168	2.004,42
12	38.412,223	2.337,11	27	32.501,945	1.977,52
13	37.985,000	2.311,12	28	32.051,111	1.950,09
14	37.563,609	2.285,48	29	31.591,945	1.922,15
15	37.150,832	2.260,37	30	31.125,555	1.893,77

Tabla 7.24. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	21,546	75,83
Año 5 al 10	20,528	72,25
Año 10 al 15	19,425	68,37
Año 15 al 20	18,505	65,13
Año 20 al 25	17,453	61,43
Año 25 al 30	16,275	57,28

Tabla 7.25. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	3.004,02	-40.277,44	2.989,08	-40.292,39
2	2.979,34	-37.298,10	2.949,77	-37.342,62
3	2.953,62	-34.344,48	2.909,75	-34.432,86
4	2.926,89	-31.417,60	2.869,07	-31.563,79
5	2.899,15	-28.518,44	2.827,75	-28.736,04
6	2.865,71	-25.652,73	2.781,23	-25.954,81
7	2.835,76	-22.816,97	2.738,46	-23.216,35
8	2.805,06	-20.011,91	2.695,34	-20.521,01
9	2.773,73	-17.238,18	2.651,98	-17.869,04
10	2.741,83	-14.496,35	2.608,44	-15.260,60
11	2.703,93	-11.792,42	2.559,58	-12.701,02
12	2.670,29	-9.122,14	2.515,16	-10.185,86
13	2.636,75	-6.485,38	2.471,22	-7.714,65
14	2.603,68	-3.881,70	2.428,08	-5.286,57
15	2.571,28	-1.310,42	2.385,94	-2.900,64
16	2.537,34	1.226,92	2.342,73	-557,91
17	2.510,03	3.736,95	2.305,98	1.748,07
18	2.483,12	6.220,07	2.269,91	4.017,98
19	2.456,26	8.676,33	2.234,19	6.252,17
20	2.428,99	11.105,32	2.198,39	8.450,55
21	2.395,15	13.500,46	2.156,97	10.607,53
22	2.364,25	15.864,72	2.118,56	12.726,09
23	2.332,36	18.197,07	2.079,58	14.805,67
24	2.299,74	20.496,82	2.040,30	16.845,97
25	2.266,30	22.763,11	2.000,62	18.846,59
26	2.226,80	24.989,92	1.955,98	20.802,57
27	2.192,09	27.182,01	1.915,91	22.718,48
28	2.156,71	29.338,72	1.875,61	24.594,09
29	2.120,67	31.459,39	1.835,09	26.429,18
30	2.084,06	33.543,46	1.794,44	28.223,62

Tabla 7.26. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,52 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

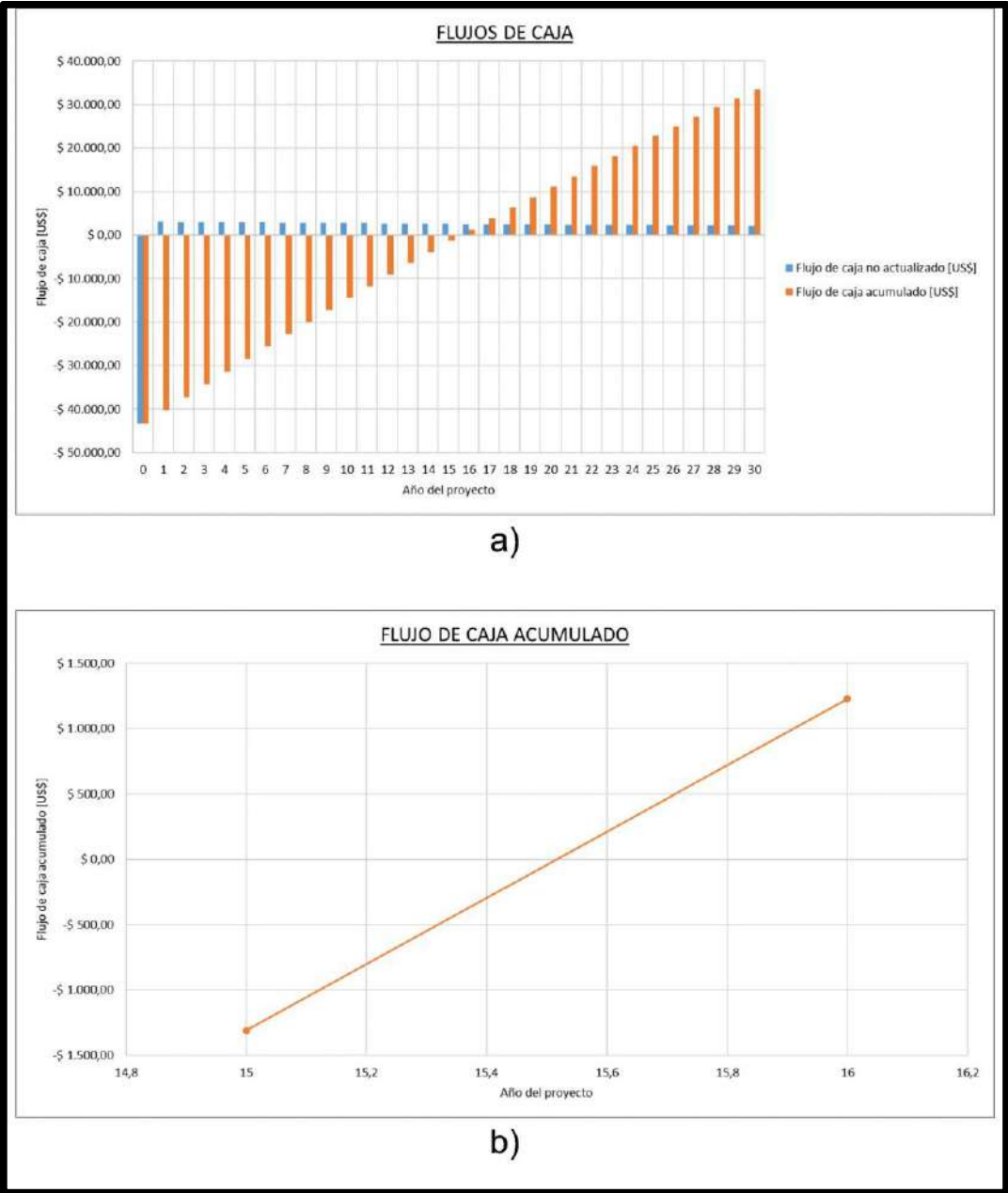


Fig. 7.37 Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 15,5 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,52 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 15,5 \text{ años}$$

$$VAN = 28.223,62 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,78 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 42,97 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 26.778,18 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.5.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]	Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]
1	42.541,668	3.442,66	16	36.771,668	2.975,72
2	42.227,223	3.417,21	17	36.423,609	2.947,56
3	41.899,445	3.390,69	18	36.080,832	2.919,82
4	41.558,891	3.363,13	19	35.738,609	2.892,12
5	41.205,555	3.334,53	20	35.391,109	2.864,00
6	40.838,332	3.304,82	21	35.020,832	2.834,04
7	40.456,668	3.273,93	22	34.627,223	2.802,19
8	40.065,555	3.242,28	23	34.220,832	2.769,30
9	39.666,391	3.209,98	24	33.805,277	2.735,67
10	39.260,000	3.177,09	25	33.379,168	2.701,19
11	38.840,832	3.143,17	26	32.944,168	2.665,99
12	38.412,223	3.108,48	27	32.501,945	2.630,20
13	37.985,000	3.073,91	28	32.051,111	2.593,72
14	37.563,609	3.039,81	29	31.591,945	2.556,56
15	37.150,832	3.006,41	30	31.125,555	2.518,82

Tabla 7.27. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	21,546	75,83
Año 5 al 10	20,528	72,25
Año 10 al 15	19,425	68,37
Año 15 al 20	18,505	65,13
Año 20 al 25	17,453	61,43
Año 25 al 30	16,275	57,28

Tabla 7.28. Etapa 1 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	4.106,07	-39.175,39	4.085,65	-39.195,82
2	4.073,25	-35.102,15	4.032,82	-35.163,00
3	4.039,03	-31.063,12	3.979,05	-31.183,96
4	4.003,48	-27.059,64	3.924,40	-27.259,56
5	3.966,59	-23.093,05	3.868,90	-23.390,66
6	3.923,64	-19.169,41	3.807,96	-19.582,70
7	3.883,79	-15.285,61	3.750,54	-15.832,16
8	3.842,97	-11.442,65	3.692,65	-12.139,51
9	3.801,29	-7.641,35	3.634,44	-8.505,08
10	3.758,87	-3.882,48	3.575,99	-4.929,08
11	3.710,10	-172,38	3.512,04	-1.417,04
12	3.665,36	3.492,98	3.452,42	2.035,38
13	3.620,76	7.113,74	3.393,45	5.428,83
14	3.576,77	10.690,52	3.335,54	8.764,37
15	3.533,68	14.224,20	3.278,96	12.043,33
16	3.489,92	17.714,12	3.222,24	15.265,58
17	3.453,59	21.167,70	3.172,83	18.438,41
18	3.417,80	24.585,50	3.124,34	21.562,75
19	3.382,08	27.967,58	3.076,30	24.639,04
20	3.345,80	31.313,38	3.028,16	27.667,20
21	3.302,37	34.615,75	2.973,98	30.641,18
22	3.261,28	37.877,03	2.922,37	33.563,55
23	3.218,85	41.095,88	2.870,00	36.433,55
24	3.175,47	44.271,35	2.817,23	39.250,78
25	3.130,99	47.402,34	2.763,95	42.014,73
26	3.080,23	50.482,57	2.705,61	44.720,34
27	3.034,06	53.516,63	2.651,80	47.372,14
28	2.987,00	56.503,63	2.597,68	49.969,82
29	2.939,07	59.442,70	2.543,28	52.513,10
30	2.890,38	62.333,08	2.488,70	55.001,80

Tabla 7.29. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,70 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

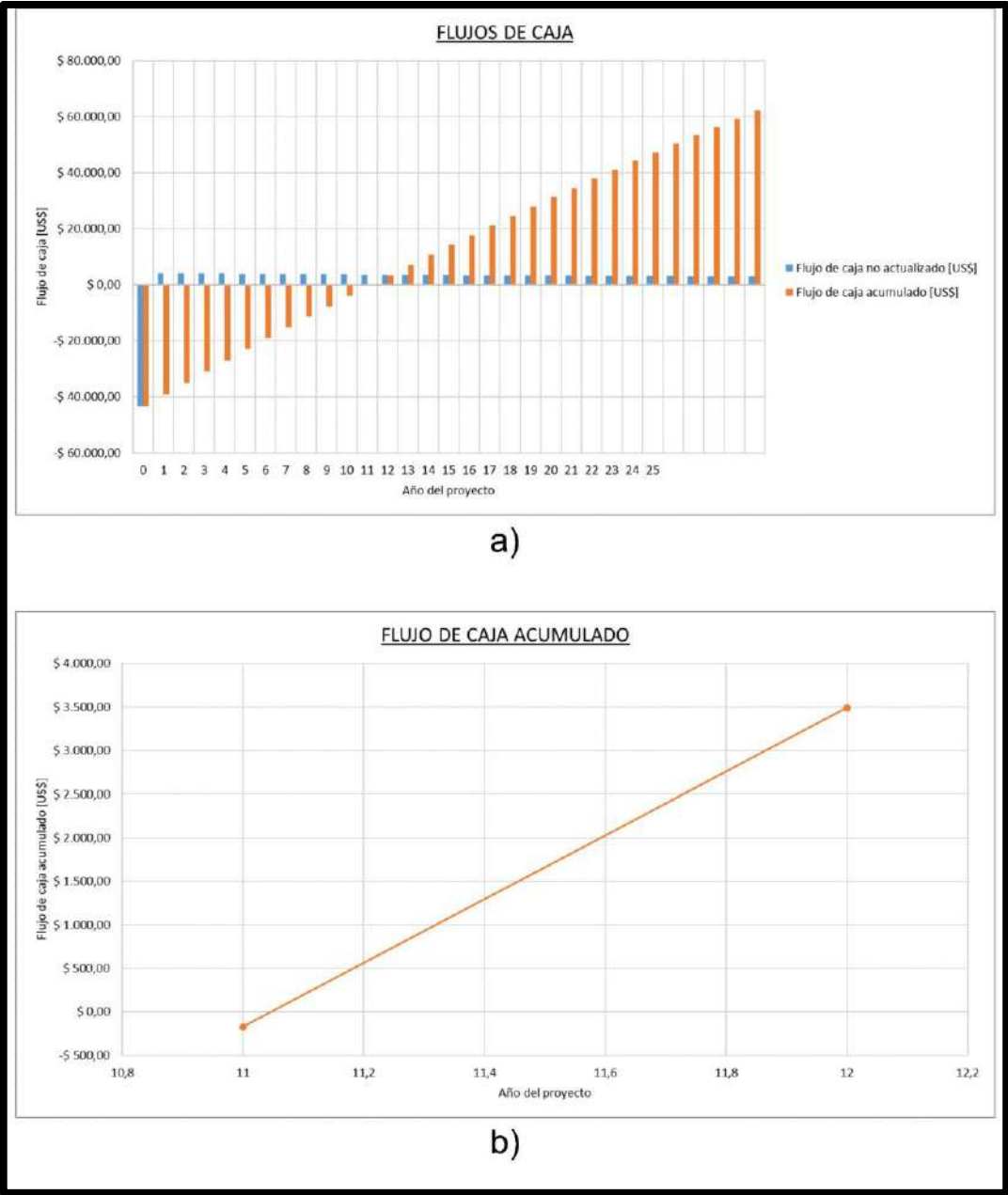


Fig. 7.38. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\textit{T tiempo de repago} = 11,4 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$\textit{TIR} = 7,70 \text{ [\%]}$$

$$\textit{T tiempo de repago} = 11,4 \text{ años}$$

$$\textit{VAN} = 55.001,80 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 6,96 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 58,17 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 53.556,36 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.6. ETAPA 1 – DISEÑO 2

En la siguiente sección se analizó si es posible mejorar la rentabilidad de la primera etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientados longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.22), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende, en la mano de obra.

7.6.1. SIMULACION PVSYST

El procedimiento es el mismo explicado en el apartado 7.5.1, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendado.

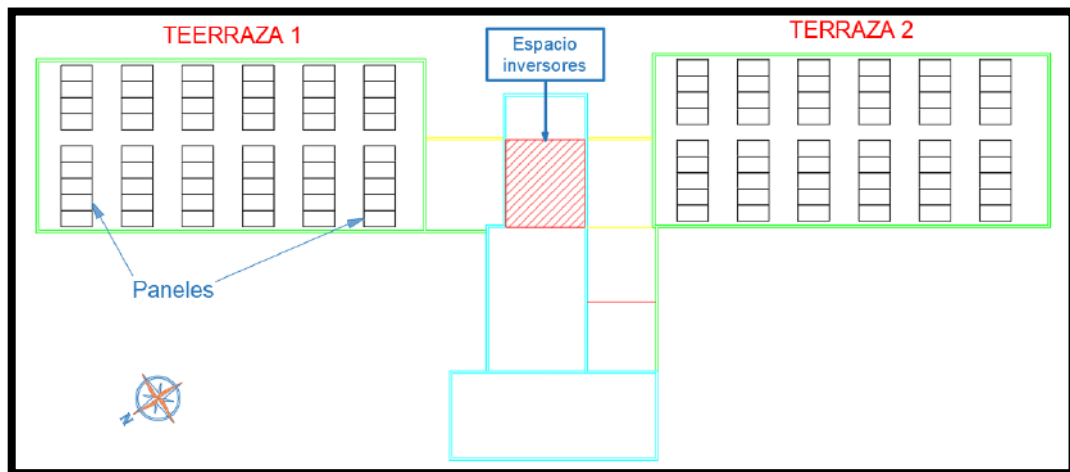


Fig. 7.39. Etapa 1 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 1 y 2.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 0,7 metros. Cabe aclarar que a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran en posición longitudinal con las terrazas.

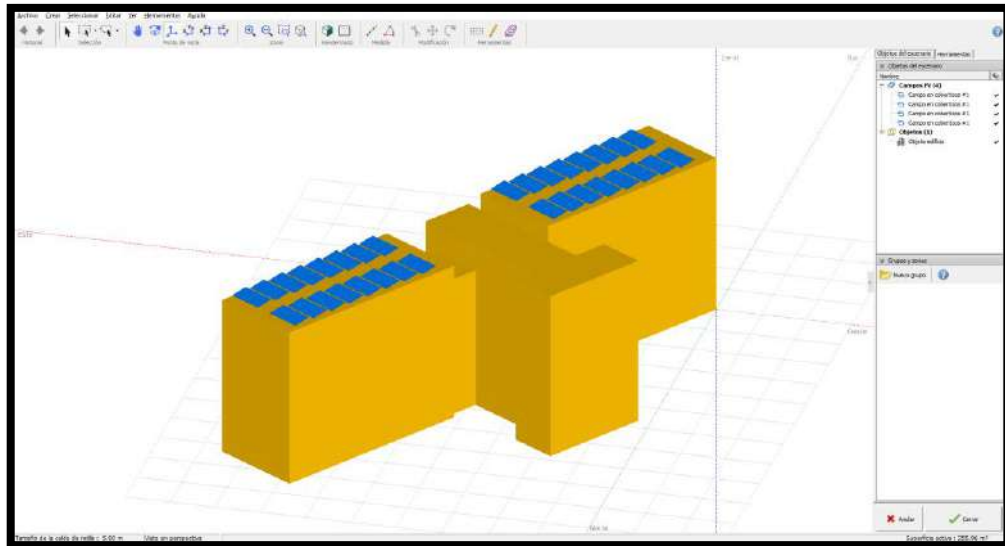


Fig. 7.40. Etapa 1 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 1 y 2 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Inversores	Energía anual generada [MWh]
	Terraza 1	Terraza 2	Total		
0,7	64	64	128	4	56,482
0,8	64	64	128	4	57,197
0,9	64	64	128	4	57,703
1	56	56	112	4	57,218
1,1	56	56	112	4	57,355
1,2	56	56	112	4	57,518
1,3	56	56	112	4	57,640
1,4	56	56	112	4	57,742
1,5	48	48	96	3	44,132
1,6	48	48	96	3	44,214
1,7	48	48	96	3	44,239
1,8	48	48	96	3	44,263
1,9	48	48	96	3	44,283
2	48	48	96	3	44,298
2,1	45	45	90	3	41,449
2,2	45	45	90	3	41,456
2,3	45	45	90	3	41,468
2,4	45	45	90	3	41,476
2,5	45	45	90	3	41,483

Tabla 7.30. Etapa 1 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

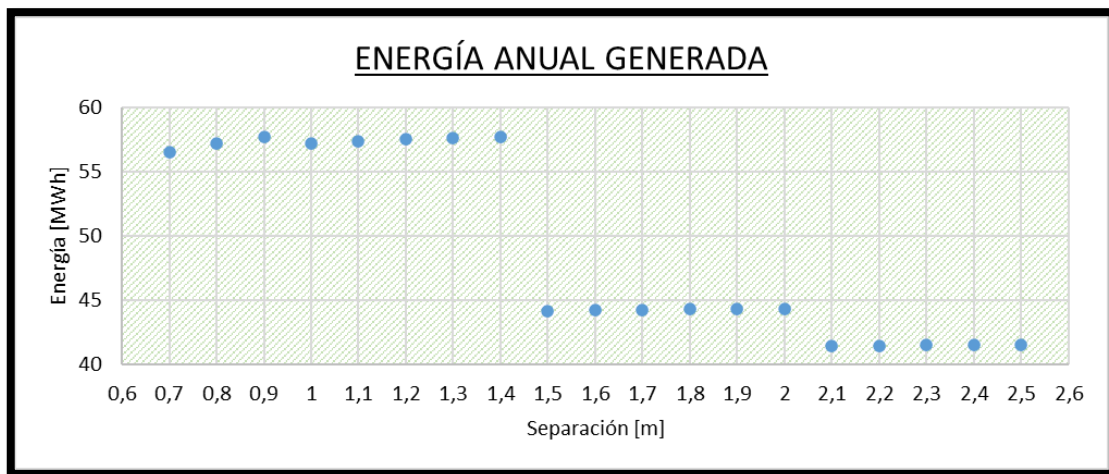


Fig. 7.41. Etapa 1 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.34.

7.6.2. ANALISIS DE ESTRUCTURAS

A partir de la altura y el ancho de los paneles, 1,96 y 0,922 metros respectivamente y que la inclinación con respecto a la horizontal es de 10°, se puede obtener el área proyectada normal a la dirección del viento como:

$$A_f = 0,922[m] * 0,31[m] = 0,286 [m^2]$$

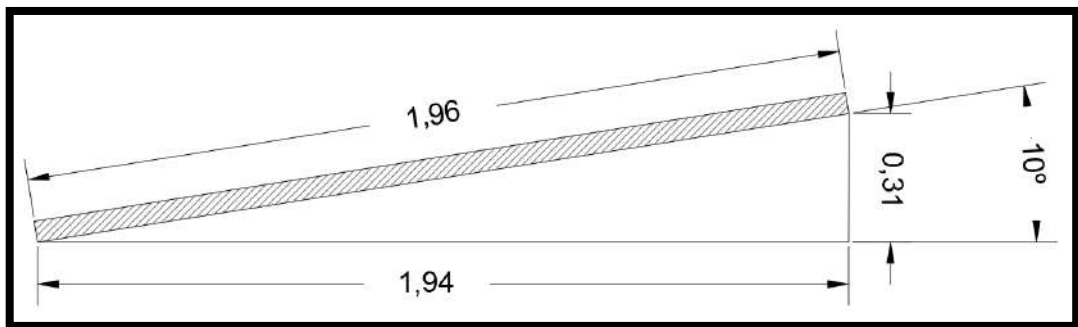


Fig. 7.42. Panel solar inclinado 10°.

A diferencia del diseño 1, en esta alternativa sólo se diseñaron 2 estructuras:

7.6.2.1. Estructura 1: 8 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	M	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]	\bar{N}	[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
8	10,7	4	2,29	0,098	0,0413

Tabla 7.31. Etapa 1 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

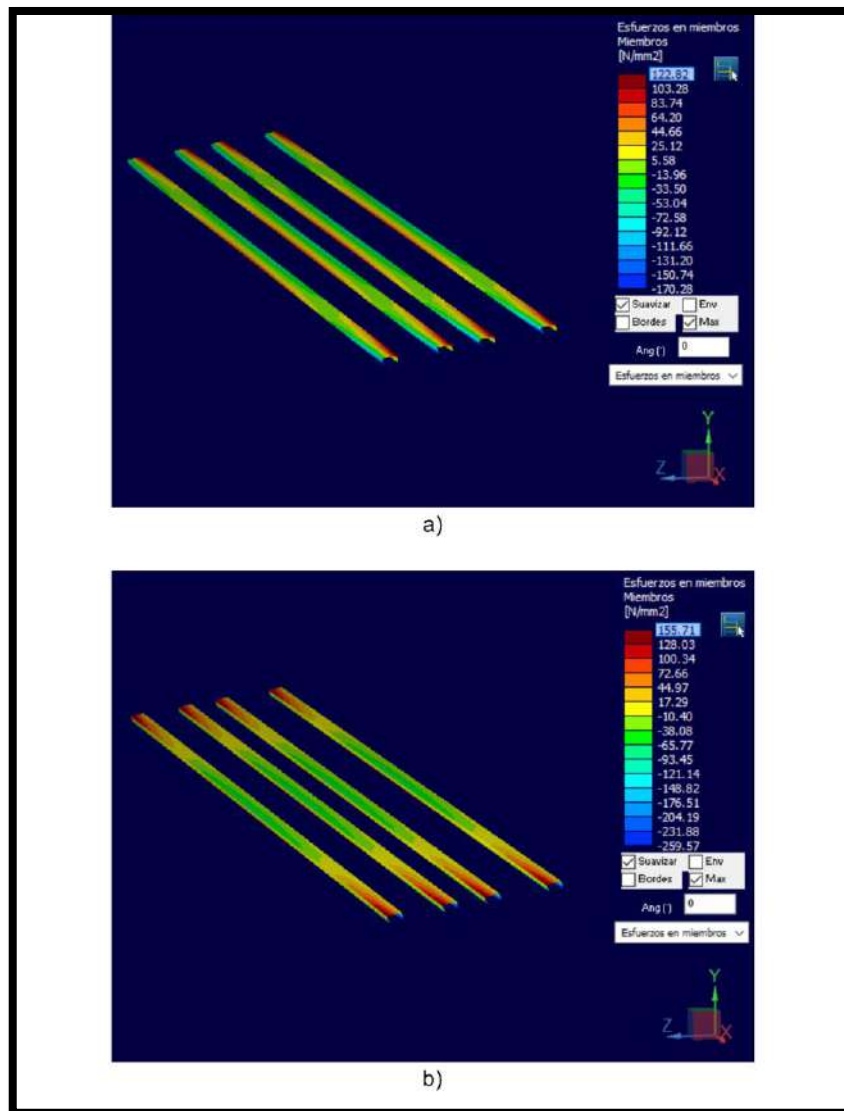


Fig. 7.43. Etapa 1 – Diseño 2: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 122,82 [MPa] y en dirección al eje -Z es 155,71 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la segunda. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$155,71 \text{ [MPa]} < 165 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para esta estructura:

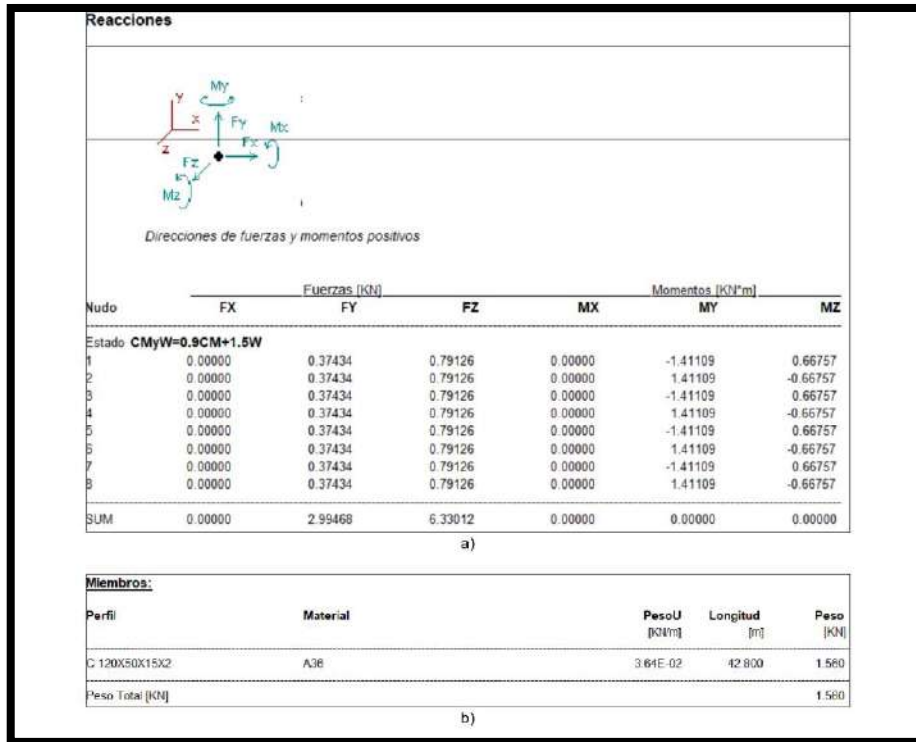


Fig. 7.44. Etapa 1 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales.

7.6.2.2. Estructura 2: 9 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	M	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]	\bar{N}	[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
9	10,7	4,5	2,57	0,111	0,0465

Tabla 7.32. Etapa 1 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

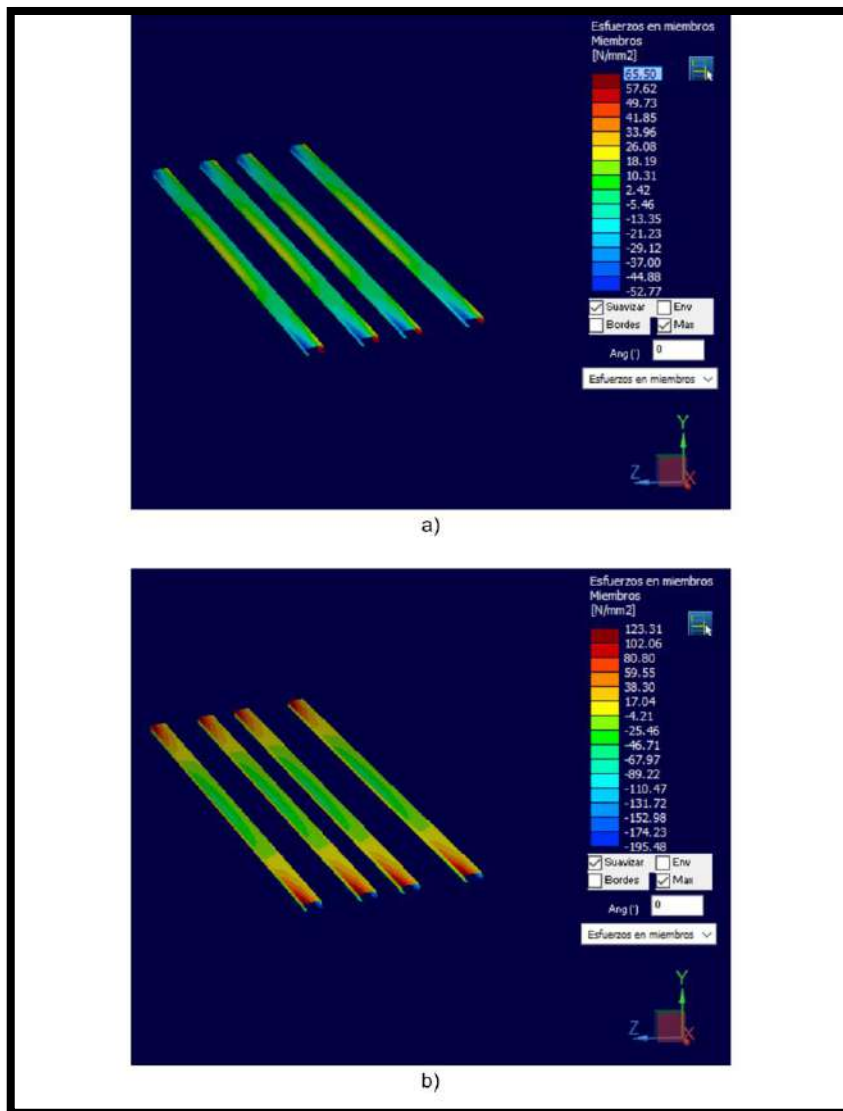


Fig. 7.45. Etapa 1 – Diseño 2: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 65,5 [MPa] y en dirección al eje -Z es 123,31 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la segunda. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$123,31 \text{ [MPa]} < 165 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para esta estructura en cuestión:

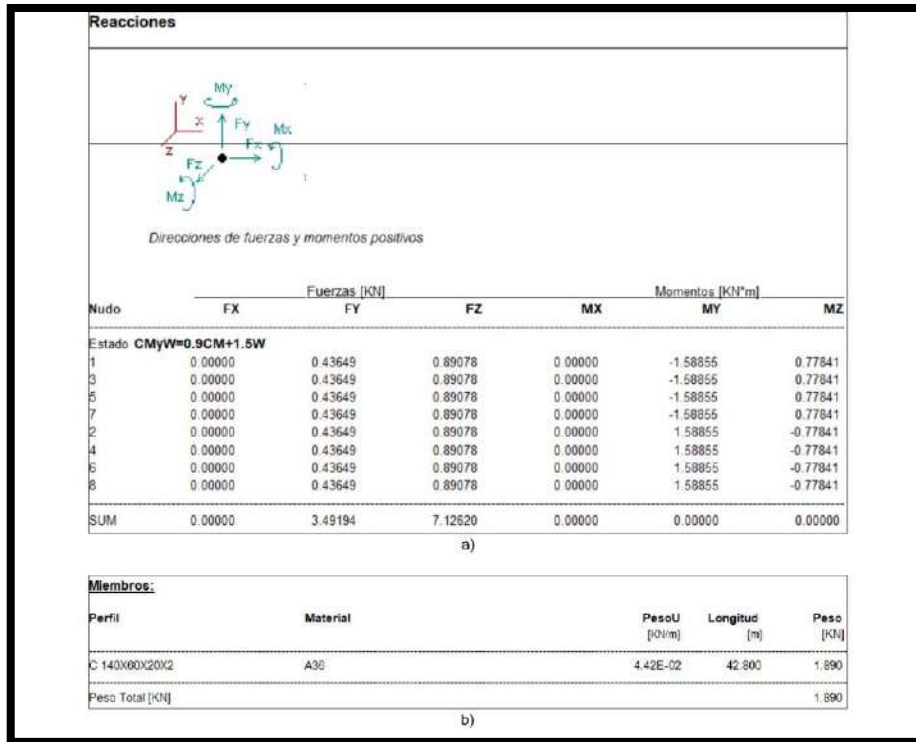


Fig. 7.46. Etapa 1 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales.

7.6.2.3. Costos de estructuras

Teniendo los listados de materiales de cada estructura, se determinó para cada una de ellas, la cantidad de perfiles de 12 metros de largo a utilizar y con el precio de cada perfil, el costo de cada estructura. El costo de los perfiles utilizados en la fecha 20 de marzo del 2020 son:

- Perfil C 120x50x15x2[mm]: 5.621 $[\$/12m]$.
- Perfil C 140x60x20x2[mm]: 6.809 $[\$/12m]$.

Estructura	Perfiles		Costo
	C 120x50x15x2	C 140x60x20x2	[\$]
1	4	0	22.484
2	0	4	27.236

Tabla 7.33. Etapa 1 – Diseño 2: costo de cada estructura.

Luego, a partir de los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de estructuras necesarias para cada separación, con lo cual se pudo determinar la inversión necesaria para cada separación (Tabla 7.34).

7.6.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los cálculos explicados anteriormente. También se pueden observar los años necesarios para recuperar la inversión inicial, determinados a partir de la división del costo total por el dinero ahorrado.

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total	[\$]	
0,7	1.523.072	621.072	326.018	2.470.162	143.893,54	17,167
0,8	1.523.072	621.072	326.018	2.470.162	145.715,08	16,952
0,9	1.523.072	621.072	326.018	2.470.162	147.004,16	16,803
1	1.499.274	621.072	340.450	2.460.796	145.768,58	16,882
1,1	1.499.274	621.072	340.450	2.460.796	146.117,60	16,841
1,2	1.499.274	621.072	340.450	2.460.796	146.532,86	16,793
1,3	1.499.274	621.072	340.450	2.460.796	146.843,66	16,758
1,4	1.499.274	621.072	340.450	2.460.796	147.103,52	16,728
1,5	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.430,68	16,453
1,6	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.639,59	16,422
1,7	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.703,28	16,413
1,8	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.764,42	16,404
1,9	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.815,37	16,397
2	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	112.853,58	16,391
2,1	1.070.910	465.804	245.124	1.781.838	105.595,47	16,874
2,2	1.070.910	465.804	245.124	1.781.838	105.613,31	16,871
2,3	1.070.910	465.804	245.124	1.781.838	105.643,88	16,866
2,4	1.070.910	465.804	245.124	1.781.838	105.664,26	16,863
2,5	1.070.910	465.804	245.124	1.781.838	105.682,09	16,860

Tabla 7.34. Etapa 1 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.34 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2 metros.

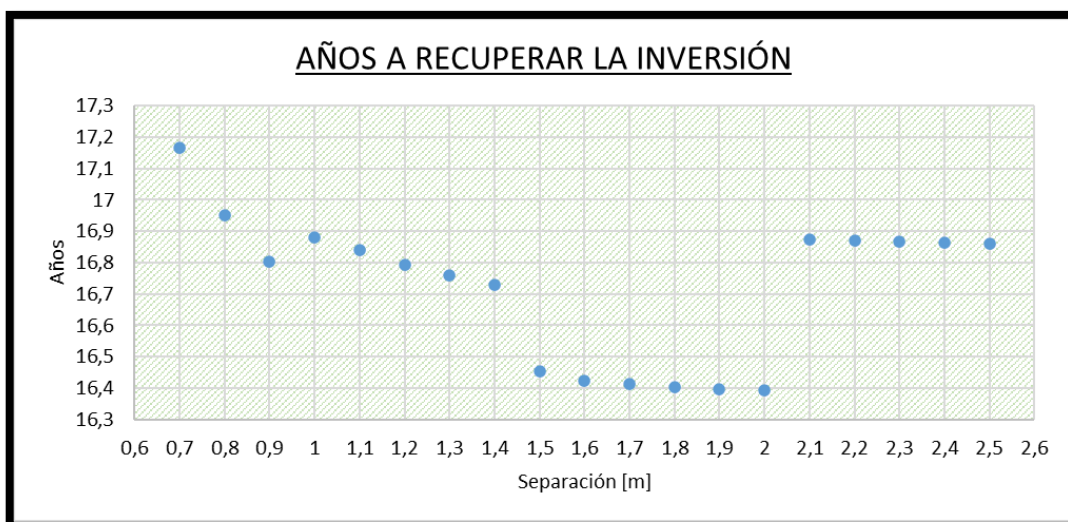


Fig. 7.47. Etapa 1 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.6.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.6.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables de corriente continua necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	65
2	16	48
3	16	32
4	16	65
5	16	50
6	16	35
Total		295

Tabla 7.35. Etapa 1 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 350 metros.

7.6.4.2. Cable de corriente alterna

Por no variar ni la cantidad, ni la ubicación de los inversores, el cable de corriente alterna tiene la misma longitud (40 metros) y sección ($10[\text{mm}^2]$), por ende la verificación no debe repetirse.

7.6.4.3. Costos de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - $4 \times 10[\text{mm}^2]$	40	614	24.560
Tecsun PV-1F - $1 \times 4[\text{mm}^2]$	350	133	46.550
Total			71.110

Tabla 7.36. Etapa 1 – Diseño 2: costo en cables.

7.6.5. COSTOS ADICIONALES

7.6.5.1. Bulonería

Al instalarse 96 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos $M8 \times 12[\text{mm}]$	768	6,32	4.854
Arandelas $M8$	2.304	8,45	19.469
Tuercas $M8$	768	3,25	2.496
Total			26.819

Tabla 7.37. Etapa 1 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.6.5.2. Conectores

Existen 12 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 12 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 6 arreglos, se necesitan 12 conectores.

En consecuencia, se necesitan 24 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 24[u] = 3.840 \text{ [\$]}$$

7.6.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (6) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		$\left[\frac{\$}{u} \right]$	[\$]
Fusible SFUS-10	12	286	3.432
Base portafusible SPF-15	12	708	8.496
Interruptor automático ABB SH200M-50A	1	2.700	2.700
Interruptor diferencial ABB 4x63A	1	4.900	4.900
Total			19.528

Tabla 7.38. Etapa 1 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.6.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 7.39. Etapa 1 – Diseño 2: costo en juego de barras.

7.6.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.355[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 52,02 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 96 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$96 \cdot 0,32[kW] = 30,72[kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.6.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

Para comenzar con la evaluación económica de la etapa, se presenta el siguiente cuadro donde se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Componentes	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	1.142.304,00	18.276,86
Inversores	465.804,00	7.452,86
Bulonería	26.819,00	429,10
Estructura	241.703,00	3.867,25
Cables de CC	46.550,00	744,80
Cables de CA	24.560,00	392,96
Protecciones	19.528,00	312,45
Conectores	3.840,00	61,44
Sistema de barras	3.268,00	52,29
Mano de obra	321.621,60	5.145,95
Gastos no contemplados	114.230,40	1.827,69
Total	2.410.228,00	38.563,65

Tabla 7.40. Etapa 1 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

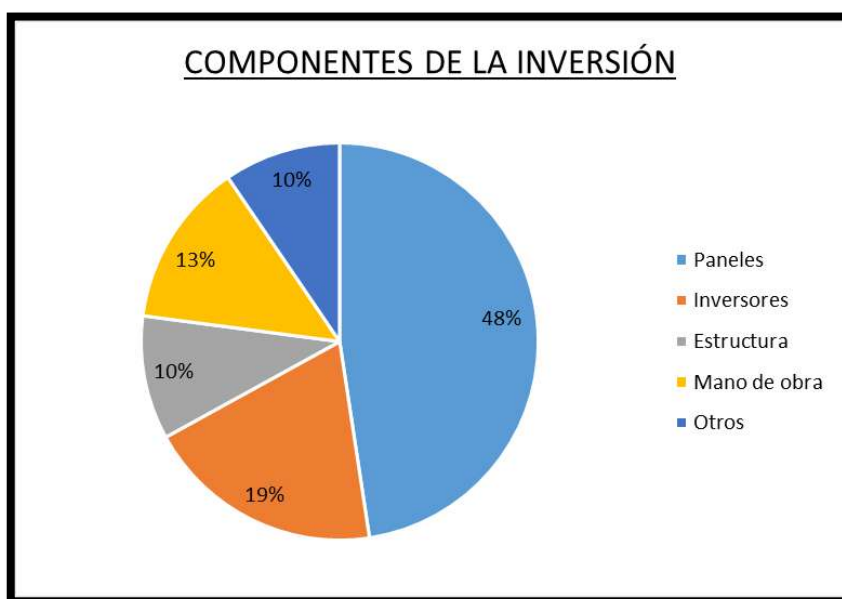


Fig. 7.48. Etapa 1 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se expresa en valor monetario utilizando la tarifa dolarizada:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.146,746	1.799,49	16	38.225,836	1.558,15
2	43.828,719	1.786,53	17	37.875,613	1.543,87
3	43.496,000	1.772,97	18	37.530,586	1.529,81
4	43.148,914	1.758,82	19	37.184,063	1.515,68
5	42.787,777	1.744,10	20	36.829,547	1.501,23
6	42.409,785	1.728,69	21	36.444,953	1.485,55
7	42.016,082	1.712,64	22	36.028,445	1.468,58
8	41.611,617	1.696,16	23	35.597,648	1.451,02
9	41.198,156	1.679,30	24	35.154,148	1.432,94
10	40.777,406	1.662,15	25	34.699,504	1.414,41
11	40.345,051	1.644,53	26	34.237,621	1.395,58
12	39.904,250	1.626,56	27	33.769,309	1.376,49
13	39.465,481	1.608,68	28	33.292,477	1.357,05
14	39.032,996	1.591,05	29	32.807,434	1.337,28
15	38.610,922	1.573,84	30	32.314,453	1.317,19

Tabla 7.41. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

Utilizando el factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,823	25,292	16	0,713	21,900
2	0,817	25,110	17	0,706	21,699
3	0,811	24,919	18	0,700	21,501
4	0,805	24,720	19	0,693	21,303
5	0,798	24,513	20	0,687	21,100
6	0,791	24,297	21	0,680	20,879
7	0,784	24,071	22	0,672	20,641
8	0,776	23,839	23	0,664	20,394
9	0,768	23,603	24	0,656	20,140
10	0,760	23,361	25	0,647	19,879
11	0,752	23,114	26	0,639	19,615
12	0,744	22,861	27	0,630	19,347
13	0,736	22,610	28	0,621	19,073
14	0,728	22,362	29	0,612	18,795
15	0,720	22,120	30	0,603	18,513

Tabla 7.42. Etapa 1 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,513	86,28
Año 5 al 10	23,361	82,22
Año 10 al 15	22,120	77,86
Año 15 al 20	21,100	74,26
Año 20 al 25	19,879	69,97
Año 25 al 30	18,513	65,16

Tabla 7.43. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Al igual que en el apartado 7.5.7, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	2.047,03	-36.516,62	2.036,84	-36.526,81
2	2.030,30	-34.486,32	2.010,15	-34.516,65
3	2.012,81	-32.473,51	1.982,92	-32.533,74
4	1.994,56	-30.478,95	1.955,16	-30.578,58
5	1.975,57	-28.503,38	1.926,91	-28.651,67
6	1.950,46	-26.552,92	1.892,96	-26.758,71
7	1.929,76	-24.623,16	1.863,55	-24.895,16
8	1.908,49	-22.714,67	1.833,84	-23.061,31
9	1.886,75	-20.827,92	1.803,93	-21.257,38
10	1.864,63	-18.963,29	1.773,91	-19.483,47
11	1.836,26	-17.127,03	1.738,23	-17.745,24
12	1.813,08	-15.313,95	1.707,75	-16.037,50
13	1.790,01	-13.523,94	1.677,63	-14.359,87
14	1.767,27	-11.756,68	1.648,08	-12.711,79
15	1.745,07	-10.011,61	1.619,28	-11.092,51
16	1.720,19	-8.291,42	1.588,25	-9.504,26
17	1.701,77	-6.589,64	1.563,43	-7.940,83
18	1.683,63	-4.906,01	1.539,07	-6.401,76
19	1.665,41	-3.240,60	1.514,84	-4.886,92
20	1.646,77	-1.593,83	1.490,43	-3.396,49
21	1.621,00	27,17	1.459,81	-1.936,68
22	1.599,10	1.626,28	1.432,92	-503,75
23	1.576,45	3.202,73	1.405,60	901,84

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
24	1.553,13	4.755,86	1.377,92	2.279,76
25	1.529,22	6.285,08	1.349,96	3.629,71
26	1.498,73	7.783,81	1.316,46	4.946,17
27	1.474,11	9.257,92	1.288,38	6.234,56
28	1.449,03	10.706,96	1.260,17	7.494,73
29	1.423,53	12.130,49	1.231,83	8.726,56
30	1.397,61	13.528,09	1.203,38	9.929,94

Tabla 7.44. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 2,25 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

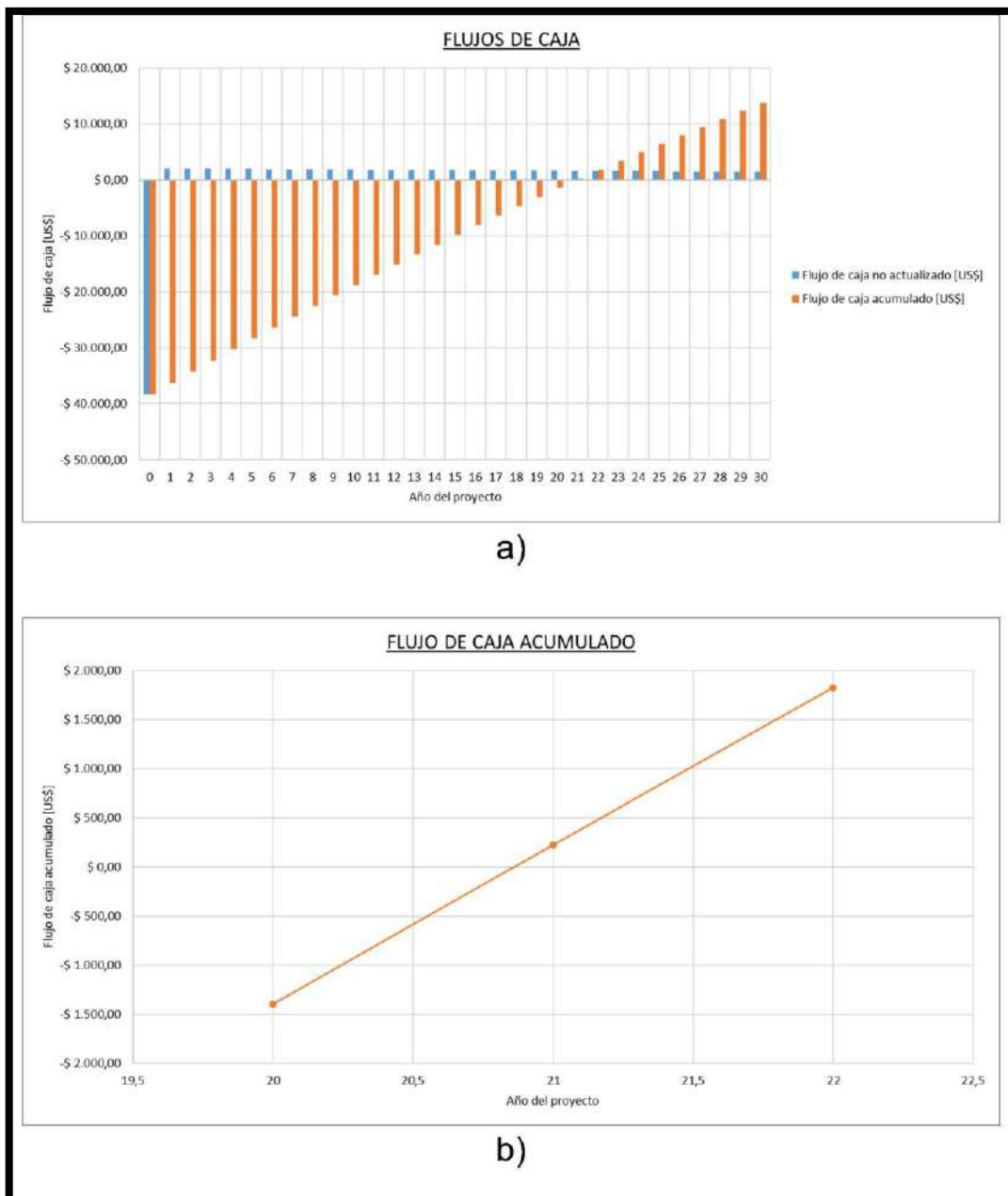


Fig. 7.49. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

Tiempo de repago = 21 años

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 2,25 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 21 \text{ años}$$

$$VAN = 9.929,94 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión será amortizada.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.6.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50 [\%] de subsidio} = 0,0608 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.146,746	2.686,02	16	38.225,836	2.325,77
2	43.828,719	2.666,67	17	37.875,613	2.304,47
3	43.496,000	2.646,43	18	37.530,586	2.283,47
4	43.148,914	2.625,31	19	37.184,063	2.262,39
5	42.787,777	2.603,34	20	36.829,547	2.240,82
6	42.409,785	2.580,34	21	36.444,953	2.217,42
7	42.016,082	2.556,38	22	36.028,445	2.192,08
8	41.611,617	2.531,77	23	35.597,648	2.165,87
9	41.198,156	2.506,62	24	35.154,148	2.138,88
10	40.777,406	2.481,02	25	34.699,504	2.111,22
11	40.345,051	2.454,71	26	34.237,621	2.083,12
12	39.904,250	2.427,89	27	33.769,309	2.054,63
13	39.465,481	2.401,20	28	33.292,477	2.025,61
14	39.032,996	2.374,88	29	32.807,434	1.996,10
15	38.610,922	2.349,20	30	32.314,453	1.966,11

Tabla 7.45. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,513	86,28
Año 5 al 10	23,361	82,22
Año 10 al 15	22,120	77,86
Año 15 al 20	21,100	74,26
Año 20 al 25	19,879	69,97
Año 25 al 30	18,513	65,16

Tabla 7.46. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	3.190,66	-35.372,99	3.174,78	-35.388,87
2	3.165,69	-32.207,30	3.134,27	-32.254,59
3	3.139,58	-29.067,72	3.092,95	-29.161,64
4	3.112,34	-25.955,38	3.050,86	-26.110,78
5	3.083,99	-22.871,39	3.008,04	-23.102,74
6	3.049,10	-19.822,29	2.959,20	-20.143,54
7	3.018,19	-16.804,09	2.914,64	-17.228,90
8	2.986,45	-13.817,65	2.869,63	-14.359,26
9	2.954,00	-10.863,65	2.824,33	-11.534,93
10	2.920,97	-7.942,67	2.778,86	-8.756,07
11	2.881,40	-5.061,27	2.727,58	-6.028,49
12	2.846,81	-2.214,47	2.681,42	-3.347,07
13	2.812,37	597,90	2.635,81	-711,26
14	2.778,42	3.376,33	2.591,04	1.879,77
15	2.745,30	6.121,62	2.547,41	4.427,18
16	2.710,44	8.832,06	2.502,55	6.929,72
17	2.682,95	11.515,01	2.464,84	9.394,57
18	2.655,87	14.170,87	2.427,82	11.822,39
19	2.628,67	16.799,54	2.391,01	14.213,40
20	2.600,84	19.400,39	2.353,93	16.567,33

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	2.565,12	21.965,51	2.310,04	18.877,37
22	2.532,43	24.497,93	2.269,26	21.146,63
23	2.498,61	26.996,55	2.227,82	23.374,45
24	2.463,81	29.460,35	2.185,85	25.560,30
25	2.428,12	31.888,47	2.143,48	27.703,78
26	2.385,66	34.274,14	2.095,52	29.799,30
27	2.348,91	36.623,05	2.052,97	31.852,26
28	2.311,48	38.934,53	2.010,21	33.862,47
29	2.273,41	41.207,94	1.967,26	35.829,73
30	2.234,72	43.442,66	1.924,16	37.753,89

Tabla 7.47. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 6,29 \text{ [\%]}$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

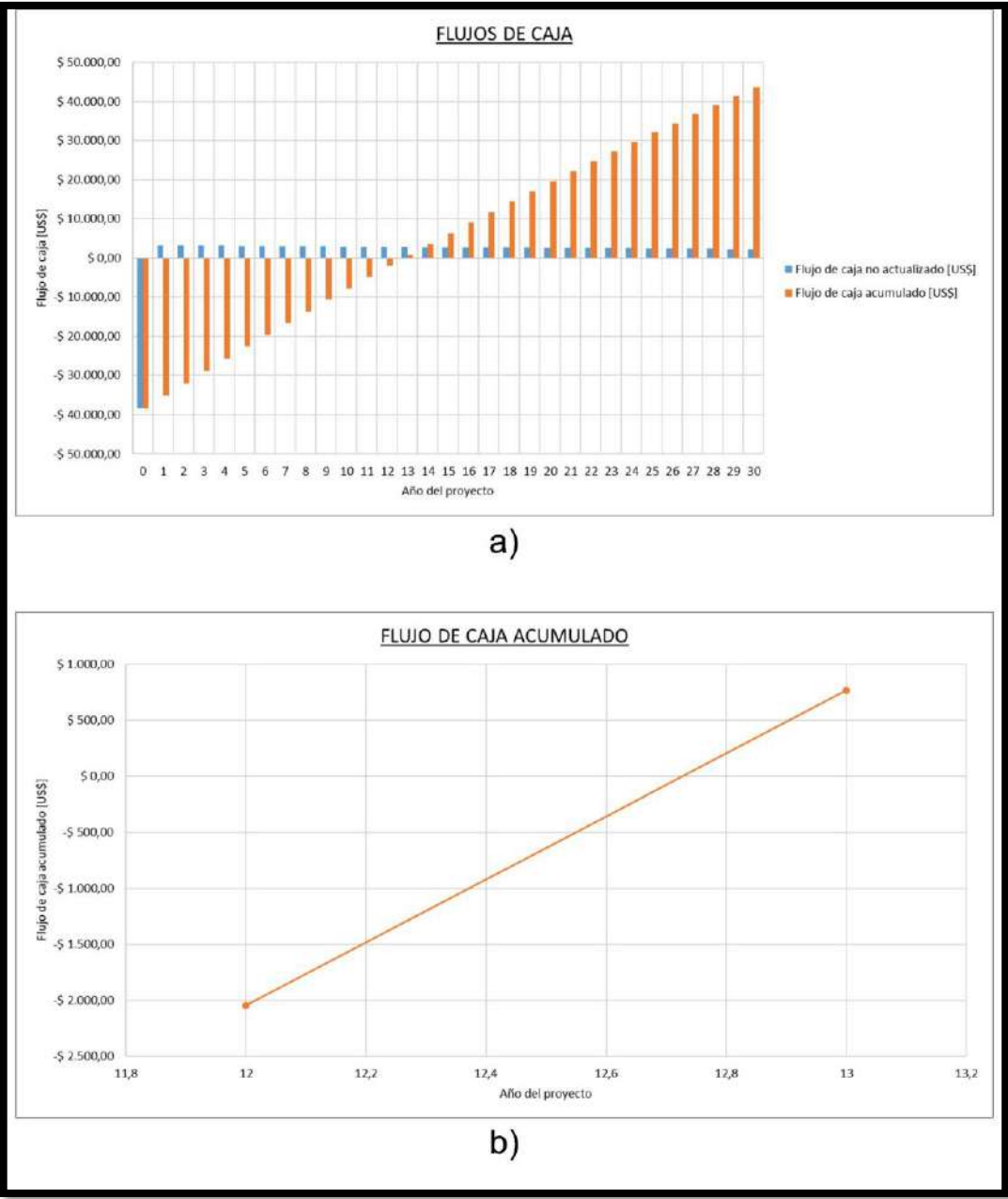


Fig. 7.50. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 12,7 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 6,29 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 12,7 \text{ años}$$

$$VAN = 37.753,89 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 4,03 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 39,52 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 27.808,31 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.6.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.146,746	3.572,55	16	38.225,836	3.093,40
2	43.828,719	3.546,81	17	37.875,613	3.065,06
3	43.496,000	3.519,89	18	37.530,586	3.037,14
4	43.148,914	3.491,80	19	37.184,063	3.009,10
5	42.787,777	3.462,57	20	36.829,547	2.980,41
6	42.409,785	3.431,98	21	36.444,953	2.949,28
7	42.016,082	3.400,12	22	36.028,445	2.915,58
8	41.611,617	3.367,39	23	35.597,648	2.880,72
9	41.198,156	3.333,93	24	35.154,148	2.844,83
10	40.777,406	3.299,89	25	34.699,504	2.808,04
11	40.345,051	3.264,90	26	34.237,621	2.770,66
12	39.904,250	3.229,23	27	33.769,309	2.732,76
13	39.465,481	3.193,72	28	33.292,477	2.694,17
14	39.032,996	3.158,72	29	32.807,434	2.654,92
15	38.610,922	3.124,56	30	32.314,453	2.615,03

Tabla 7.48. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,513	86,28
Año 5 al 10	23,361	82,22
Año 10 al 15	22,120	77,86
Año 15 al 20	21,100	74,26
Año 20 al 25	19,879	69,97
Año 25 al 30	18,513	65,16

Tabla 7.49. Etapa 1 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	4.334,29	-34.229,36	4.312,72	-34.250,93
2	4.301,09	-29.928,28	4.258,40	-29.992,53
3	4.266,35	-25.661,93	4.202,99	-25.789,54
4	4.230,12	-21.431,81	4.146,56	-21.642,98
5	4.192,42	-17.239,39	4.089,16	-17.553,81
6	4.147,73	-13.091,66	4.025,45	-13.528,37
7	4.106,63	-8.985,03	3.965,73	-9.562,64
8	4.064,41	-4.920,62	3.905,43	-5.657,21
9	4.021,24	-899,38	3.844,73	-1.812,48
10	3.977,32	3.077,94	3.783,81	1.971,33
11	3.926,55	7.004,49	3.716,93	5.688,26
12	3.880,53	10.885,02	3.655,09	9.343,36
13	3.834,73	14.719,75	3.593,98	12.937,34
14	3.789,58	18.509,33	3.534,00	16.471,33
15	3.745,52	22.254,85	3.475,53	19.946,86
16	3.700,68	25.955,53	3.416,84	23.363,71
17	3.664,12	29.619,65	3.366,25	26.729,96
18	3.628,10	33.247,76	3.316,58	30.046,54
19	3.591,93	36.839,69	3.267,18	33.313,72
20	3.554,92	40.394,61	3.217,43	36.531,15

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	3.509,23	43.903,84	3.160,27	39.691,42
22	3.465,75	47.369,59	3.105,59	42.797,01
23	3.420,78	50.790,37	3.050,04	45.847,05
24	3.374,48	54.164,85	2.993,79	48.840,84
25	3.327,02	57.491,87	2.937,00	51.777,84
26	3.272,60	60.764,46	2.874,58	54.652,42
27	3.223,71	63.988,17	2.817,55	57.469,97
28	3.173,93	67.162,10	2.760,24	60.230,22
29	3.123,29	70.285,39	2.702,70	62.932,91
30	3.071,83	73.357,22	2.644,94	65.577,85

Tabla 7.50. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 9,78 \text{ [\%]}$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

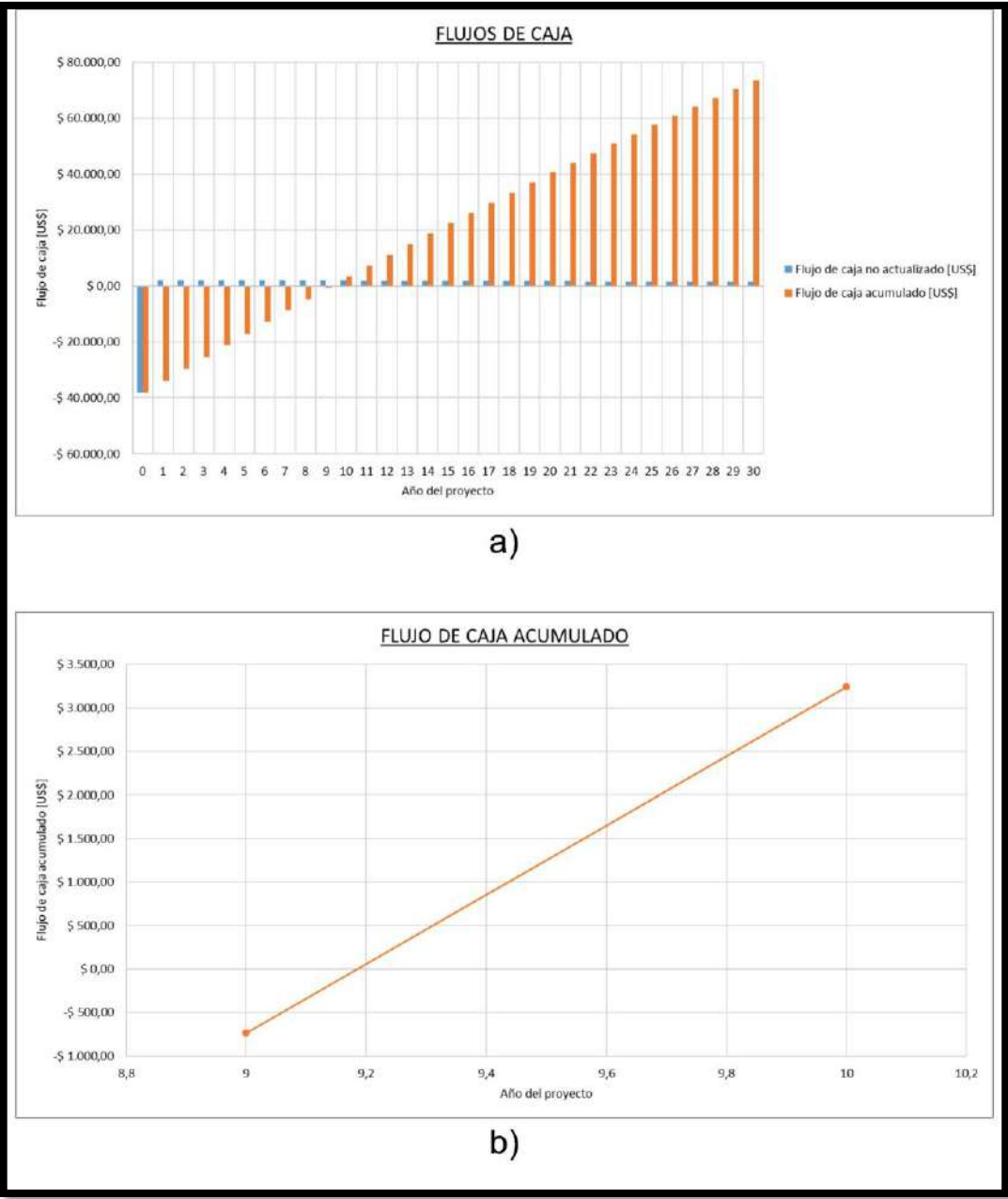


Fig. 7.51. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

Tiempo de repago = 9,2 años

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 9,78 \text{ [\%]}$$

$$\textit{Tiempo de repago} = 9,2 \text{ años}$$

$$VAN = 65.577,85 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,53 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 56,19 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 55.632,27 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.7. ETAPA 2 – DISEÑO 1

La segunda etapa del proyecto está integrada por la terraza 3 que se observa en la Fig. 7.2. Se decidió no incluir otra terraza en la etapa debido al gran área que esta presenta y, por ende, a la gran inversión que debería hacerse.

Para esta etapa en particular se decidió considerar la instalación de los inversores en el exterior del edificio, ya que de instalarse en el interior el costo de los cables de corriente continua es excesivo. Para esto se recomienda instalarlos en el espacio indicado en la Fig. 14.51 con un techo que los resguarde de la lluvia.

7.7.1. SIMULACIÓN PVSYST

Se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en la terraza de manera de aprovechar la totalidad de esta y que el área activa este orientada al norte, teniendo siempre presente que debe haber distancia suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

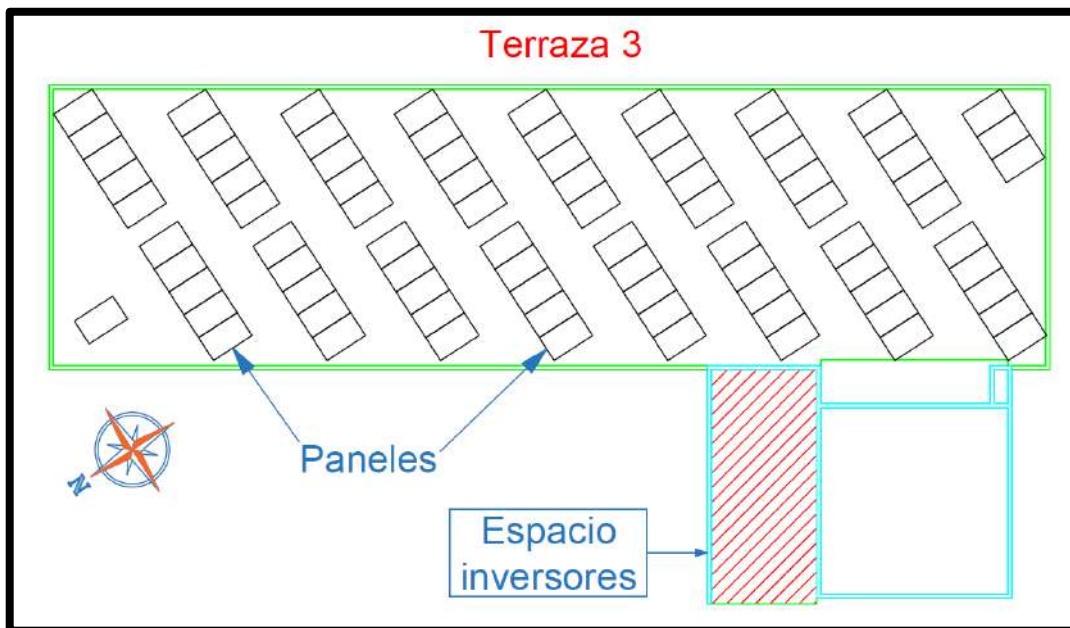


Fig. 7.52. Etapa 2 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 3.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener una distancia de 3,5 metros entre soportes.

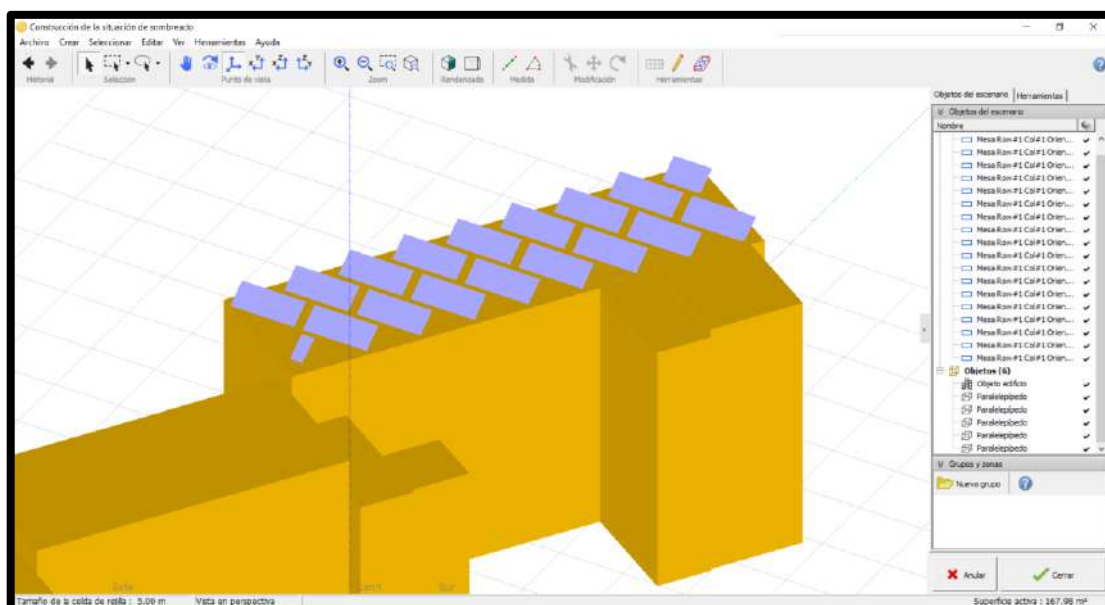


Fig. 7.53. Etapa 2 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 3 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
1,8	84	3	37,606
1,9	78	3	35,748
2	76	3	35,715
2,1	75	3	35,700
2,2	74	3	35,621
2,3	72	3	34,798
2,4	70	3	34,066
2,5	64	2	31,477
2,6	64	2	31,621
2,7	64	2	31,683
2,8	64	2	31,741
2,9	63	2	31,298
3	62	2	30,828
3,1	60	2	29,854
3,2	59	2	29,383
3,3	58	2	28,928
3,4	57	2	27,831
3,5	56	2	28,006

Tabla 7.51. Etapa 2 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

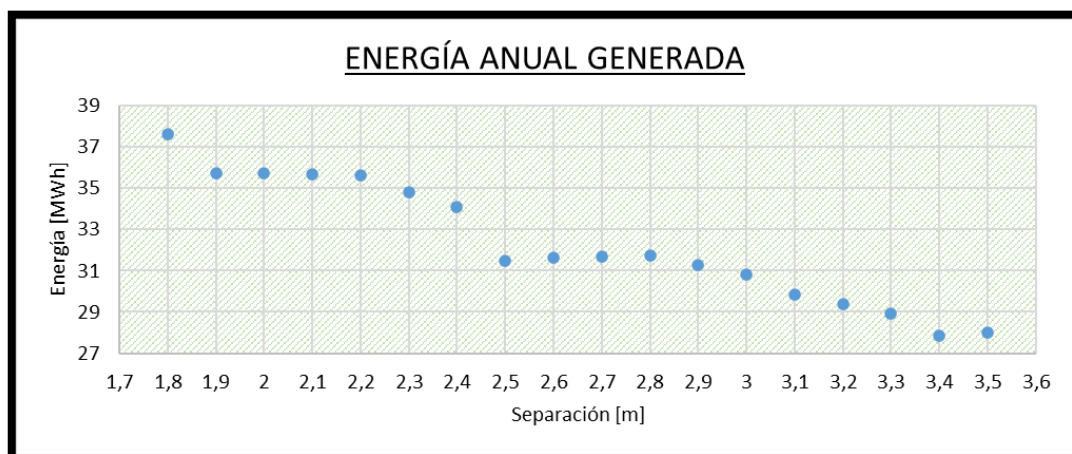


Fig. 7.54. Etapa 2 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.52.

7.7.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 3 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras son las mismas.

7.7.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los cálculos explicados anteriormente. También se pueden observar los años necesarios para recuperar la inversión inicial, determinados a partir de la división del costo total por el dinero ahorrado.

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total		
1,8	999.516	465.804	740.490	2.205.810	95.805,05	23,02
1,9	928.122	465.804	668.356	2.062.282	91.071,60	22,64
2	904.324	465.804	668.356	2.038.484	90.987,53	22,40
2,1	892.425	465.804	634.914	1.993.143	90.949,32	21,91
2,2	880.526	465.804	634.914	1.981.244	90.748,06	21,83
2,3	856.728	465.804	600.208	1.922.740	88.651,38	21,69
2,4	832.930	465.804	620.040	1.918.774	86.786,54	22,11
2,5	761.536	310.536	582.612	1.654.684	80.190,81	20,63
2,6	761.536	310.536	582.612	1.654.684	80.557,66	20,54
2,7	761.536	310.536	582.612	1.654.684	80.715,61	20,50
2,8	761.536	310.536	549.170	1.621.242	80.863,37	20,05
2,9	749.637	310.536	549.170	1.609.343	79.734,78	20,18
3	737.738	310.536	534.296	1.582.570	78.537,41	20,15
3,1	713.940	310.536	514.464	1.538.940	76.056,05	20,23
3,2	702.041	310.536	514.464	1.527.041	74.856,13	20,40
3,3	690.142	310.536	496.868	1.497.546	73.696,97	20,32
3,4	678.243	310.536	496.868	1.485.647	70.902,26	20,95
3,5	666.344	310.536	496.868	1.473.748	71.348,09	20,66

Tabla 7.52. Etapa 2 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.52 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2,8 metros.

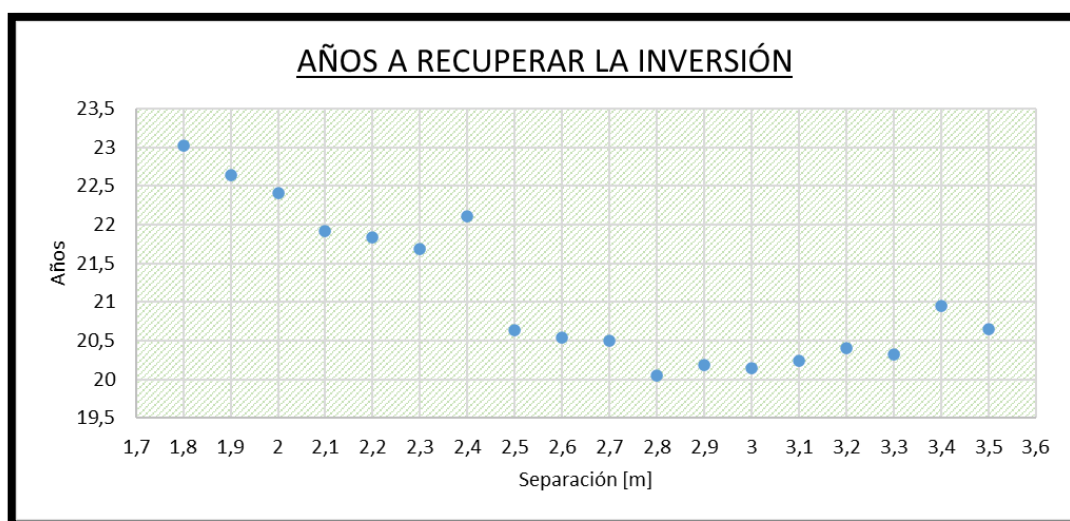


Fig. 7.55. Etapa 2 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.7.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.7.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	60
2	16	57
3	16	27
4	16	42
Total		186

Tabla 7.53. Etapa 2 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 200 metros.

7.7.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 2. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 2 = 29 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{29[A]}{0,85} = 34,12 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 4[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 38 [A]$$

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.							
Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1,5	20	17,7	22	20	24	21	
2,5	27	24	30	27	33	29	
4	36	32	41	36	45	38	
6	46	40	53	47	57	49	
10	63	55	73	65	78	68	

Fig. 7.56. Etapa 2 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 90 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 29[A] \cdot 0,09[km] \cdot \left\{ 5,87 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,0894 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 5,65 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los dos inversores es $I_b = 29 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 32 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 38[A]$, por lo tanto:

$$29 [A] \leq 32 [A] \leq 38 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 32[A] = 41,6 [A]$$

$$41,6[A] \leq 1,45 \cdot 38[A] = 55,1 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 7.124 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 5.532 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 554 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 376 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

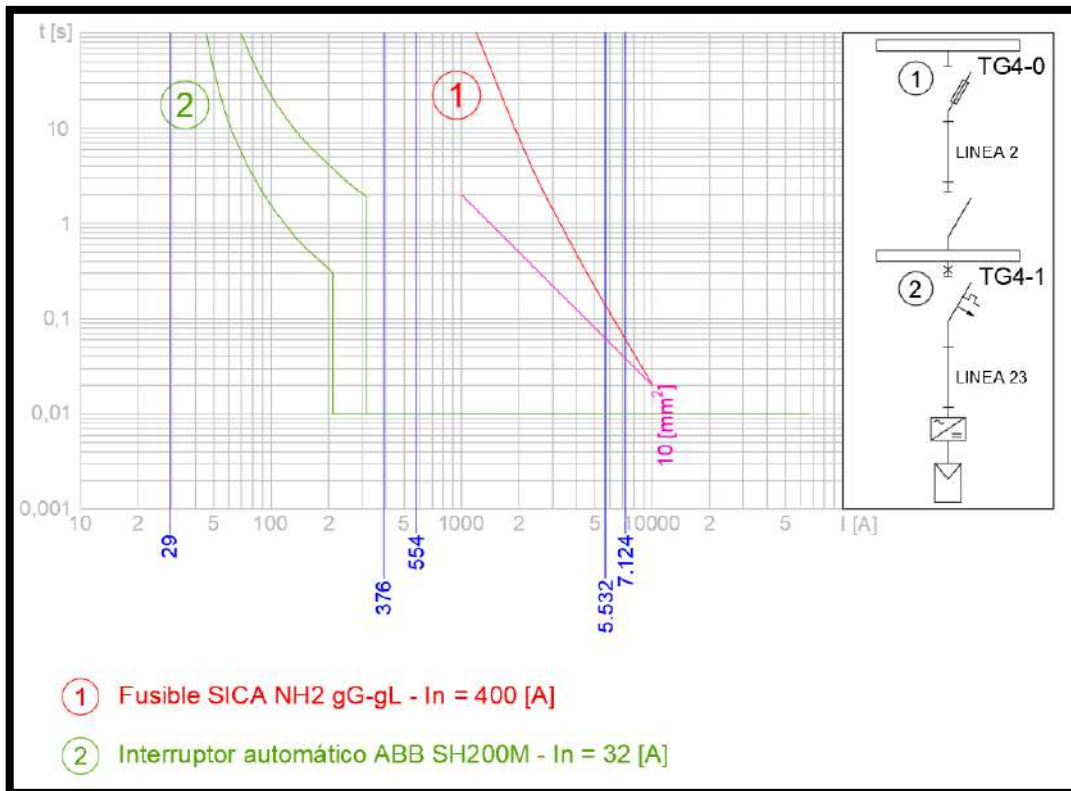


Fig. 7.57. Etapa 2 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

La energía que soporta el cable de $4[mm^2]$ de sección es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (4[mm^2])^2 = 327.184 [A^2 \cdot s]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (7.124[A])^2 \cdot 0,01[s] \cong 507.514 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Debido a que los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son mayores a la permitida por los cables seleccionados, se opta por seleccionar un cable con una sección inmediatamente superior ($6[mm^2]$), el cual soporta una energía de:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (6[mm^2])^2 = 736.164 [A^2 \cdot s]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

Por cambiar la sección del cable, la caída de tensión se reduce al siguiente valor:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 29[A] \cdot 0,09[km] \cdot \left\{ 3,92 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,085 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 3,79 [\%]$$

7.7.4.1. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	90	381	34.290
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	200	133	26.600
Total			60.890

Tabla 7.54. Etapa 2 – Diseño 1: costo en cables.

7.7.5. COSTOS ADICIONALES

7.7.5.1. Bulonería

Al instalarse 64 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	512	6,32	3.236
Arandelas M8	1.024	8,45	8.653
Tuercas M8	512	3,25	1.664
Total			13.553

Tabla 7.55. Etapa 2 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.7.5.2. Conectores

Se tienen 6 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 6 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 4 arreglos, se necesitan 8 conectores.

Dicho esto, se necesitan 12 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\$/u \right] \cdot 12[u] = 1.920 \left[\$ \right]$$

7.7.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (4) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	8	286	2.288
Base portafusible SPF-15	8	708	5.664
Interruptor automático ABB SH200M-32A	1	1.800	1.800
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			12.952

Tabla 7.56. Etapa 2 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.

7.7.5.1. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	12	900
Caja estanca	1	380
Total		2.968

Tabla 7.57. Etapa 2 – Diseño 1: costo en juego de barras.

7.7.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.355[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 52,02 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 64 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$64 \cdot 0,32[kW] = 20,48 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.7.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 64 paneles y 2 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	761.536,00	12.184,58
Inversores	310.536,00	4.968,58
Bulonería	13.553,00	216,85
Estructura	549.170,00	8.786,72
Cables de CC	26.600,00	425,60
Cables de CA	34.290,00	548,64
Protecciones	12.952,00	207,23
Conectores	1.920,00	30,72
Sistema de barras	2.968,00	47,49
Mano de obra	214.414,40	3.430,63
Gastos no contemplados	76.153,60	1.218,46
Total	2.004.093,00	32.065,49

Tabla 7.58. Etapa 2 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

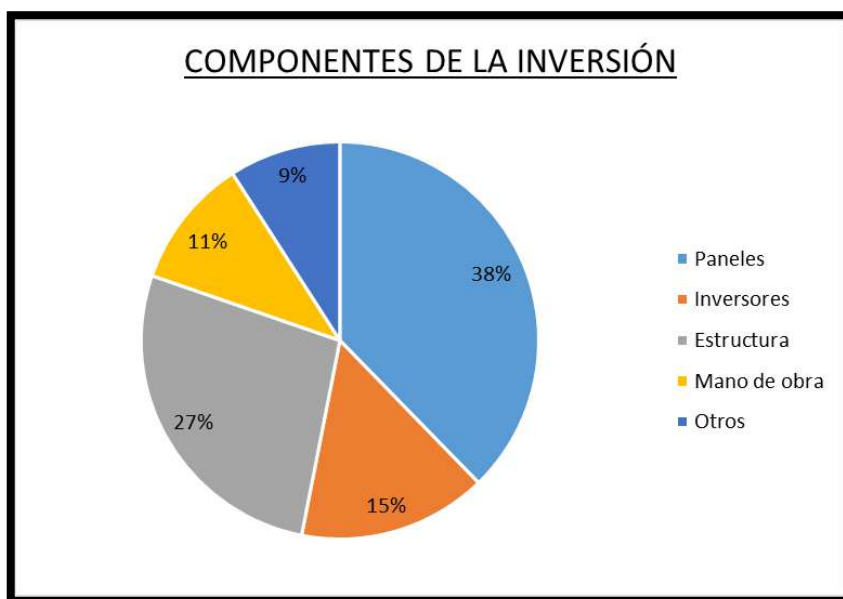


Fig. 7.58. Etapa 2 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.630,660	1.289,32	16	27.433,250	1.118,22
2	31.400,451	1.279,93	17	27.176,373	1.107,75
3	31.160,889	1.270,17	18	26.923,119	1.097,43
4	30.912,174	1.260,03	19	26.669,801	1.087,10
5	30.654,516	1.249,53	20	26.412,869	1.076,63
6	30.386,289	1.238,59	21	26.140,885	1.065,54
7	30.108,182	1.227,26	22	25.852,650	1.053,80
8	29.823,109	1.215,64	23	25.556,768	1.041,73
9	29.532,117	1.203,78	24	25.253,770	1.029,38
10	29.236,229	1.191,72	25	24.944,182	1.016,76
11	28.932,611	1.179,34	26	24.629,207	1.003,93
12	28.623,227	1.166,73	27	24.309,117	990,88
13	28.314,670	1.154,15	28	23.983,492	977,61
14	28.009,627	1.141,72	29	23.652,512	964,11
15	27.710,652	1.129,53	30	23.316,389	950,41

Tabla 7.59. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,806	16,507	16	0,699	14,316
2	0,800	16,387	17	0,692	14,182
3	0,794	16,262	18	0,686	14,050
4	0,788	16,132	19	0,680	13,918
5	0,781	15,997	20	0,673	13,784
6	0,774	15,857	21	0,666	13,642
7	0,767	15,712	22	0,659	13,492
8	0,760	15,564	23	0,651	13,337
9	0,753	15,412	24	0,644	13,179
10	0,745	15,257	25	0,636	13,017
11	0,737	15,099	26	0,628	12,853
12	0,729	14,937	27	0,619	12,686
13	0,722	14,776	28	0,611	12,516
14	0,714	14,617	29	0,603	12,343
15	0,706	14,461	30	0,594	12,168

Tabla 7.60. Etapa 2 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

Tomando en cuenta la estimación de la potencia generada, arrojada por la simulación, se calculó el ahorro con respecto a la potencia instalada. Este proceso se realizó en escalones de 5 años (año 5, 10, 15, 20, 25 y 30) con la finalidad de evitar demandar el cambio de potencia año a año. Tomando la tarifa de potencia contratada fuera de pico, se la expreso en valores monetarios.

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,997	56,31
Año 5 al 10	15,257	53,70
Año 10 al 15	14,461	50,90
Año 15 al 20	13,784	48,51
Año 20 al 25	13,017	45,82
Año 25 al 30	12,168	42,83

Tabla 7.61. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49
1	1.415,21	-30.650,28	1.408,17	-30.657,32
2	1.403,11	-29.247,17	1.389,18	-29.268,14
3	1.390,51	-27.856,66	1.369,86	-27.898,28
4	1.377,43	-26.479,23	1.350,22	-26.548,06
5	1.363,88	-25.115,35	1.330,29	-25.217,76
6	1.346,42	-23.768,93	1.306,72	-23.911,04
7	1.331,79	-22.437,13	1.286,10	-22.624,94
8	1.316,80	-21.120,33	1.265,30	-21.359,64
9	1.301,50	-19.818,83	1.244,37	-20.115,27
10	1.285,94	-18.532,88	1.223,38	-18.891,89
11	1.266,36	-17.266,52	1.198,76	-17.693,13
12	1.250,10	-16.016,42	1.177,47	-16.515,66
13	1.233,87	-14.782,55	1.156,41	-15.359,25
14	1.217,83	-13.564,72	1.135,70	-14.223,55
15	1.202,11	-12.362,61	1.115,46	-13.108,09
16	1.184,45	-11.178,16	1.093,60	-12.014,49

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
17	1.170,94	-10.007,22	1.075,75	-10.938,74
18	1.157,62	-8.849,59	1.058,23	-9.880,51
19	1.144,30	-7.705,29	1.040,85	-8.839,67
20	1.130,79	-6.574,49	1.023,44	-7.816,23
21	1.113,01	-5.461,48	1.002,33	-6.813,89
22	1.097,86	-4.363,62	983,77	-5.830,12
23	1.082,30	-3.281,33	965,00	-4.865,12
24	1.066,37	-2.214,96	946,06	-3.919,06
25	1.050,09	-1.164,87	926,99	-2.992,07
26	1.029,67	-135,21	904,44	-2.087,63
27	1.012,84	877,63	885,23	-1.202,41
28	995,71	1.873,34	865,93	-336,47
29	978,31	2.851,65	846,57	510,09
30	960,64	3.812,29	827,14	1.337,23

Tabla 7.62. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 0,79\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

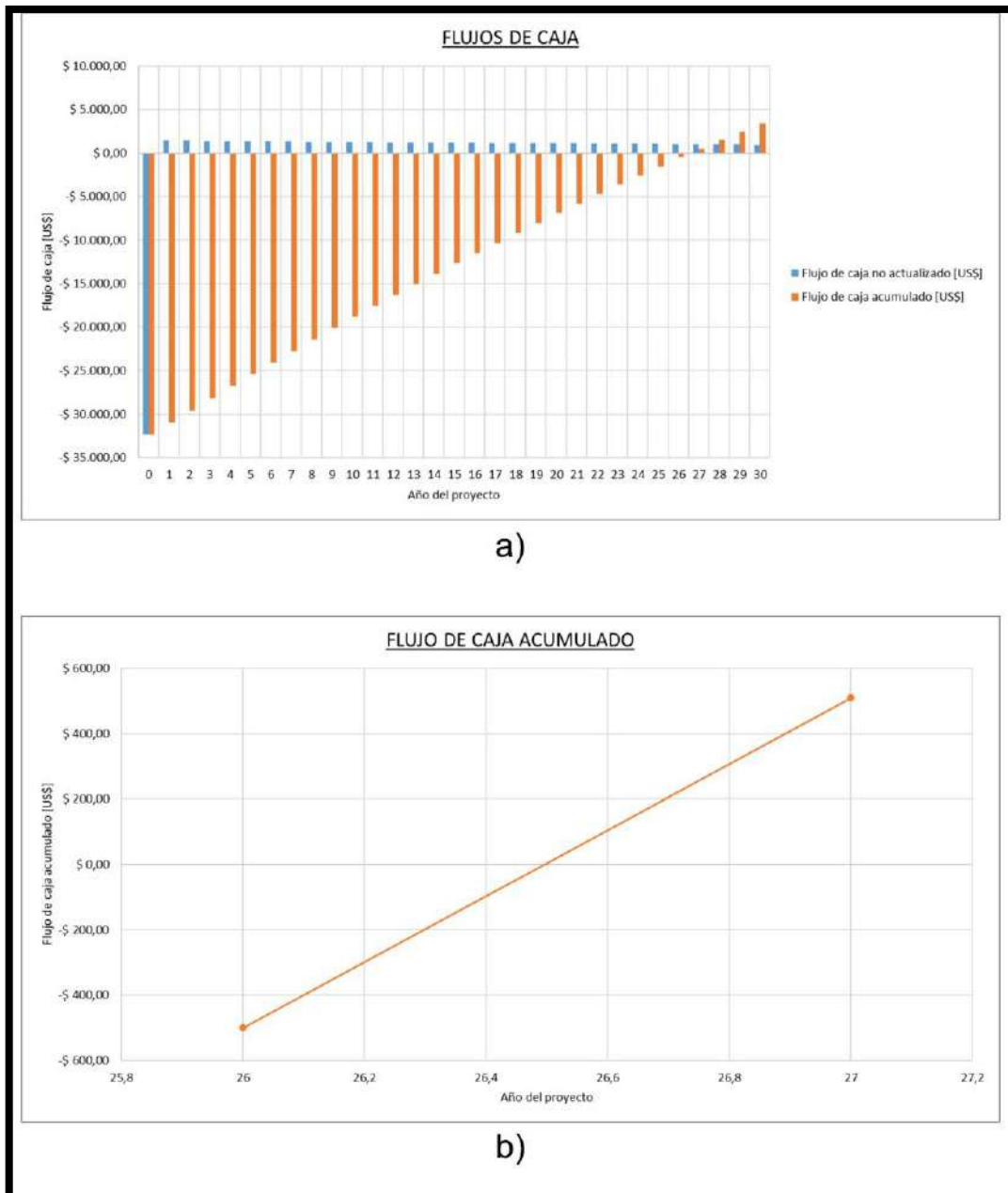


Fig. 7.59. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 26,5 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 0,79 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 26,5 \text{ años}$$

$$VAN = 1.337,23 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión será amortizada.

7.7.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.630,660	1.924,50	16	27.433,250	1.669,12
2	31.400,451	1.910,50	17	27.176,373	1.653,49
3	31.160,889	1.895,92	18	26.923,119	1.638,08
4	30.912,174	1.880,79	19	26.669,801	1.622,67
5	30.654,516	1.865,11	20	26.412,869	1.607,04
6	30.386,289	1.848,79	21	26.140,885	1.590,49
7	30.108,182	1.831,87	22	25.852,650	1.572,95
8	29.823,109	1.814,53	23	25.556,768	1.554,95
9	29.532,117	1.796,82	24	25.253,770	1.536,51
10	29.236,229	1.778,82	25	24.944,182	1.517,68
11	28.932,611	1.760,35	26	24.629,207	1.498,51
12	28.623,227	1.741,52	27	24.309,117	1.479,04
13	28.314,670	1.722,75	28	23.983,492	1.459,23
14	28.009,627	1.704,19	29	23.652,512	1.439,09
15	27.710,652	1.686,00	30	23.316,389	1.418,64

Tabla 7.63. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,997	56,31
Año 5 al 10	15,257	53,70
Año 10 al 15	14,461	50,90
Año 15 al 20	13,784	48,51
Año 20 al 25	13,017	45,82
Año 25 al 30	12,168	42,83

Tabla 7.64. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49
1	2.234,61	-29.830,88	2.223,49	-29.842,00
2	2.216,54	-27.614,34	2.194,54	-27.647,46
3	2.197,74	-25.416,60	2.165,10	-25.482,36
4	2.178,22	-23.238,38	2.135,19	-23.347,17
5	2.157,99	-21.080,39	2.104,84	-21.242,32
6	2.133,58	-18.946,81	2.070,68	-19.171,64
7	2.111,75	-16.835,06	2.039,30	-17.132,35
8	2.089,38	-14.745,68	2.007,65	-15.124,69
9	2.066,54	-12.679,14	1.975,83	-13.148,87
10	2.043,31	-10.635,83	1.943,90	-11.204,96
11	2.015,87	-8.619,96	1.908,25	-9.296,71
12	1.991,59	-6.628,37	1.875,89	-7.420,83
13	1.967,37	-4.661,00	1.843,86	-5.576,97
14	1.943,43	-2.717,58	1.812,35	-3.764,62
15	1.919,96	-797,62	1.781,56	-1.983,05
16	1.895,11	1.097,49	1.749,76	-233,30
17	1.874,95	2.972,45	1.722,53	1.489,23
18	1.855,07	4.827,52	1.695,79	3.185,02
19	1.835,19	6.662,71	1.669,27	4.854,29
20	1.815,02	8.477,73	1.642,71	6.497,00

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	1.790,20	10.267,93	1.612,18	8.109,18
22	1.767,57	12.035,50	1.583,89	9.693,07
23	1.744,35	13.779,86	1.555,30	11.248,37
24	1.720,57	15.500,42	1.526,46	12.774,83
25	1.696,27	17.196,69	1.497,42	14.272,25
26	1.667,69	18.864,39	1.464,87	15.737,12
27	1.642,57	20.506,95	1.435,62	17.172,74
28	1.617,01	22.123,96	1.406,25	18.578,99
29	1.591,03	23.715,00	1.376,78	19.955,77
30	1.564,65	25.279,65	1.347,21	21.302,98

Tabla 7.65. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,58 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

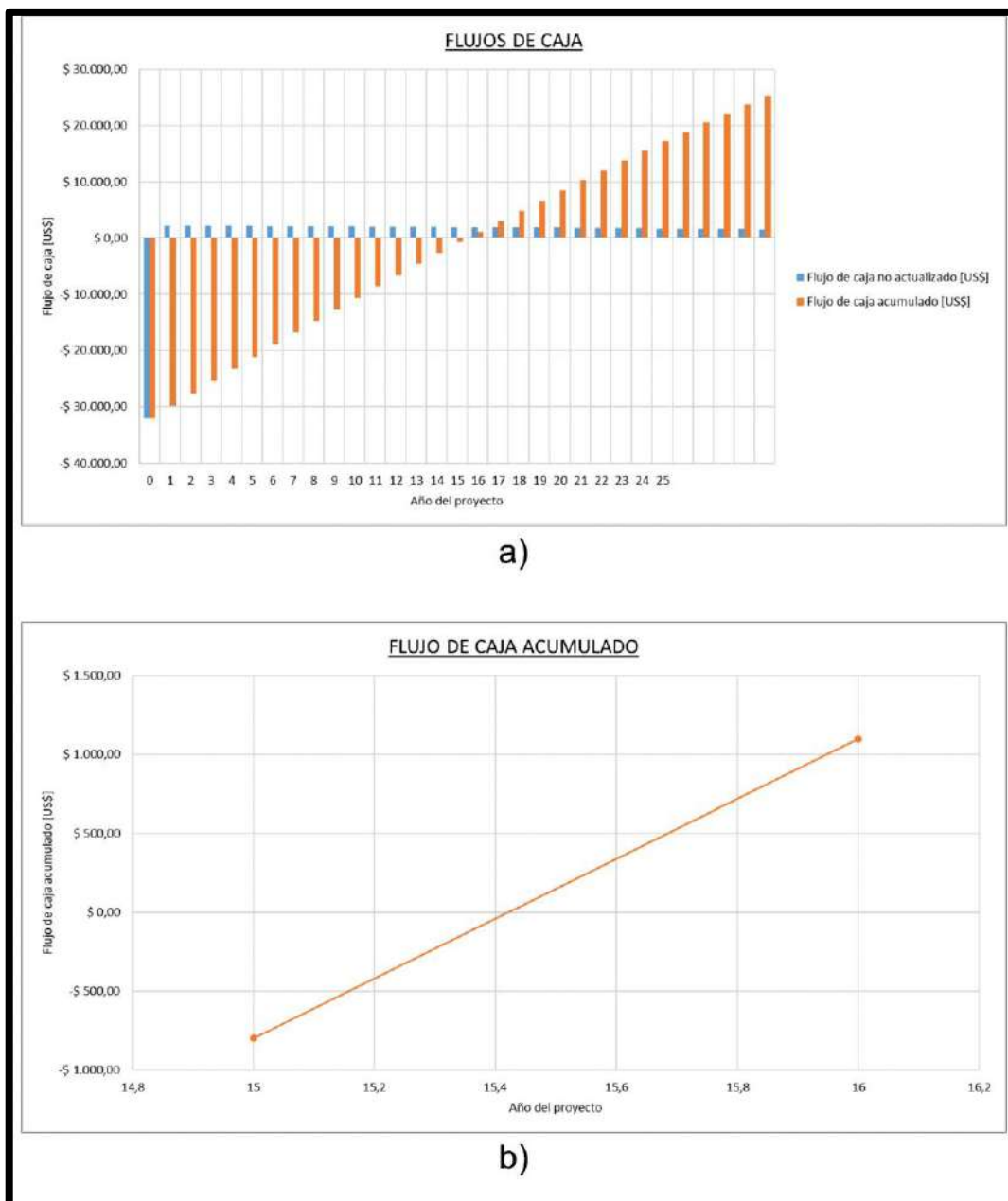


Fig. 7.60. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 15,4 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,58 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 15,4 \text{ años}$$

$$VAN = 21.302,98 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,79 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 41,89 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 19.965,75 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.7.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.630,660	2.559,69	16	27.433,250	2.220,02
2	31.400,451	2.541,06	17	27.176,373	2.199,23
3	31.160,889	2.521,67	18	26.923,119	2.178,74
4	30.912,174	2.501,55	19	26.669,801	2.158,24
5	30.654,516	2.480,70	20	26.412,869	2.137,44
6	30.386,289	2.458,99	21	26.140,885	2.115,43
7	30.108,182	2.436,49	22	25.852,650	2.092,11
8	29.823,109	2.413,42	23	25.556,768	2.068,17
9	29.532,117	2.389,87	24	25.253,770	2.043,65
10	29.236,229	2.365,92	25	24.944,182	2.018,59
11	28.932,611	2.341,35	26	24.629,207	1.993,10
12	28.623,227	2.316,32	27	24.309,117	1.967,20
13	28.314,670	2.291,35	28	23.983,492	1.940,85
14	28.009,627	2.266,66	29	23.652,512	1.914,06
15	27.710,652	2.242,47	30	23.316,389	1.886,86

Tabla 7.66. Etapa 2 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,997	56,31
Año 5 al 10	15,257	53,70
Año 10 al 15	14,461	50,90
Año 15 al 20	13,784	48,51
Año 20 al 25	13,017	45,82
Año 25 al 30	12,168	42,83

Tabla 7.67. Etapa 2 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49	-32.065,49
1	3.054,01	-29.011,48	3.038,81	-29.026,67
2	3.029,98	-25.981,51	2.999,90	-26.026,77
3	3.004,97	-22.976,54	2.960,34	-23.066,43
4	2.979,00	-19.997,54	2.920,16	-20.146,28
5	2.952,10	-17.045,43	2.879,40	-17.266,88
6	2.920,74	-14.124,69	2.834,63	-14.432,25
7	2.891,71	-11.232,98	2.792,49	-11.639,75
8	2.861,95	-8.371,03	2.750,01	-8.889,75
9	2.831,57	-5.539,46	2.707,28	-6.182,47
10	2.800,68	-2.738,77	2.664,43	-3.518,04
11	2.765,37	26,60	2.617,74	-900,30
12	2.733,08	2.759,68	2.574,30	1.674,00
13	2.700,86	5.460,54	2.531,30	4.205,31
14	2.669,02	8.129,56	2.489,01	6.694,32
15	2.637,81	10.767,37	2.447,67	9.141,99
16	2.605,78	13.373,15	2.405,91	11.547,90
17	2.578,96	15.952,11	2.369,31	13.917,21
18	2.552,52	18.504,63	2.333,35	16.250,56
19	2.526,08	21.030,71	2.297,69	18.548,25
20	2.499,25	23.529,96	2.261,98	20.810,23

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	2.467,38	25.997,34	2.222,03	23.032,26
22	2.437,29	28.434,63	2.184,01	25.216,26
23	2.406,40	30.841,04	2.145,60	27.361,87
24	2.374,77	33.215,81	2.106,86	29.468,73
25	2.342,45	35.558,26	2.067,85	31.536,58
26	2.305,72	37.863,98	2.025,29	33.561,88
27	2.272,30	40.136,28	1.986,01	35.547,89
28	2.238,31	42.374,59	1.946,57	37.494,46
29	2.203,76	44.578,34	1.906,99	39.401,44
30	2.168,67	46.747,01	1.867,29	41.268,73

Tabla 7.68. Etapa 2 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,76 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

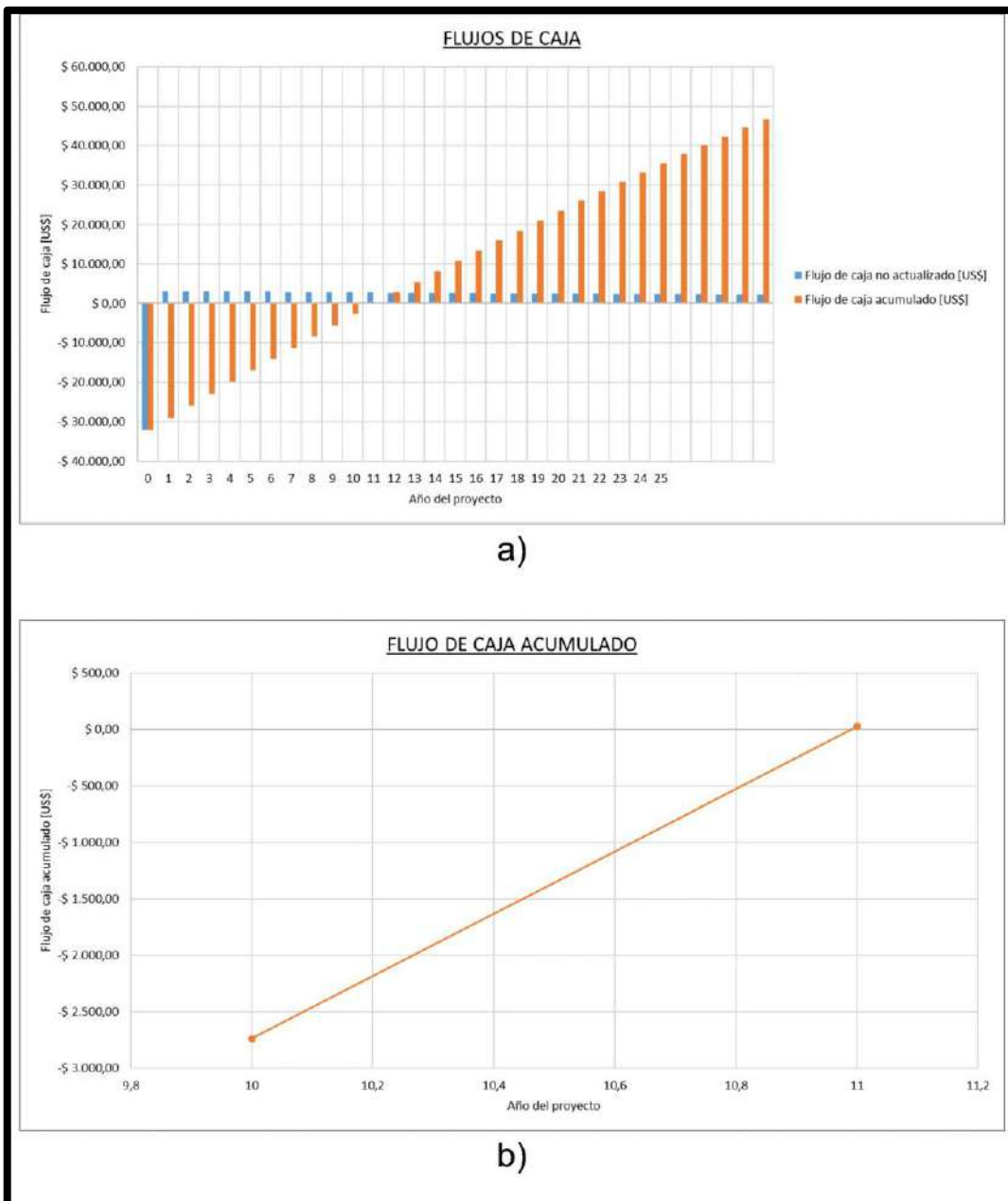


Fig. 7.61. Etapa 2 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 11 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 7,76 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 11 \text{ años}$$

$$VAN = 41.268,73 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 6,97 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 58,49 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 39.931.50 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.8. ETAPA 2 – DISEÑO 2

Para analizar si es posible mejorar la rentabilidad de la etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientado longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.62), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende en la mano de obra.

7.8.1. SIMULACIÓN PVSYST

El procedimiento es el mismo ya explicado, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendados.

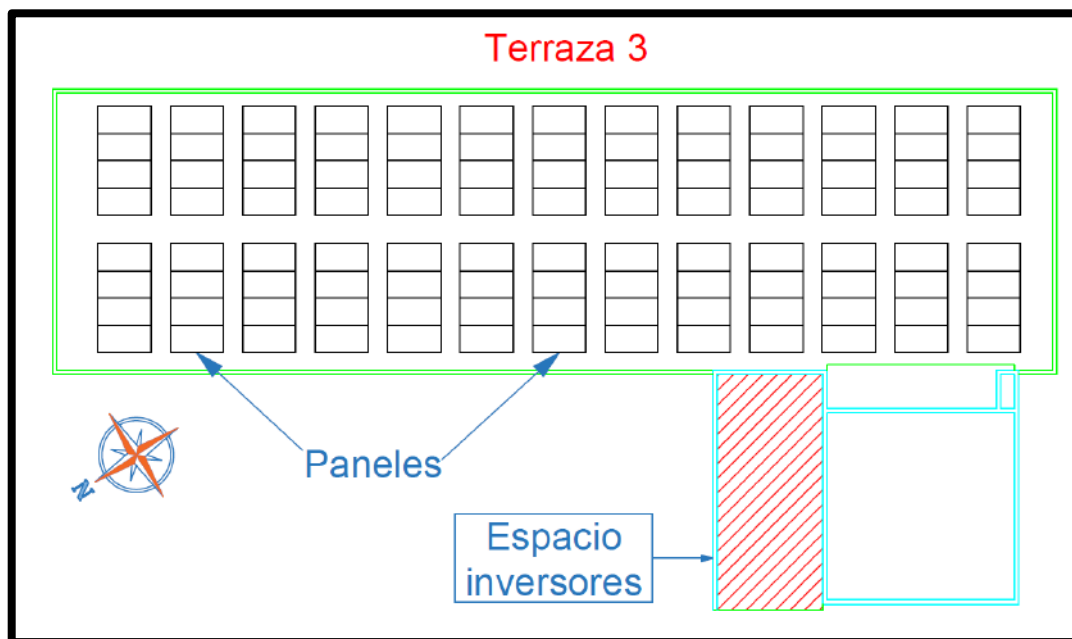


Fig. 7.62. Etapa 2 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 3.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 0,7 metros. Cabe aclarar que, a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran dispuestos longitudinalmente con las terrazas.

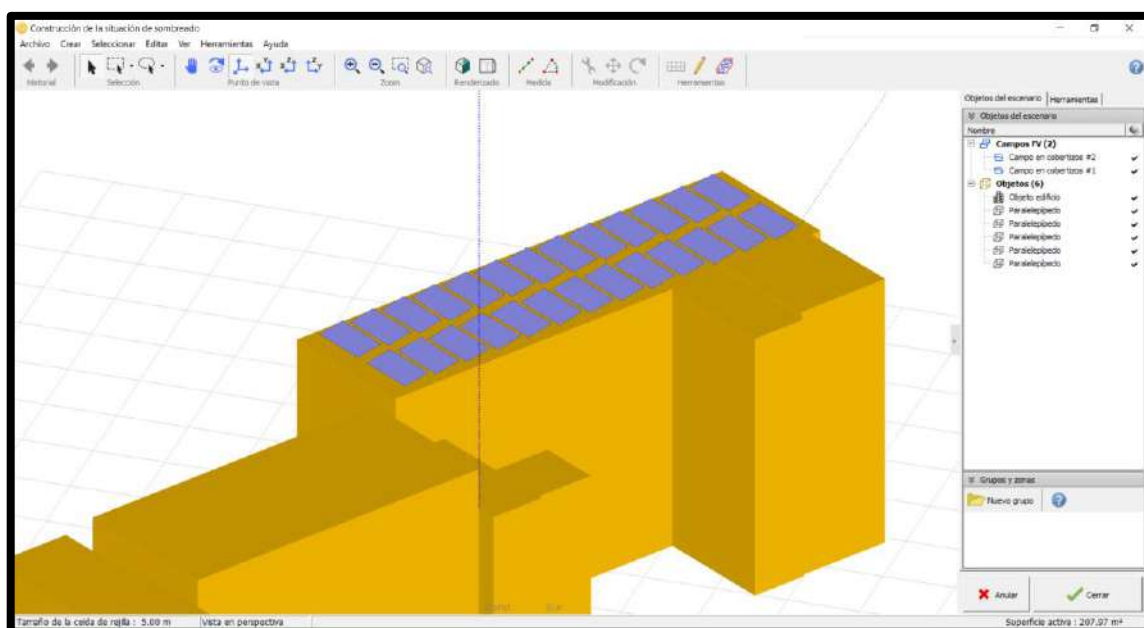


Fig. 7.63. Etapa 2 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 3 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
0,7	104	4	45,738
0,8	96	3	42,916
0,9	96	3	43,300
1	88	3	39,951
1,1	88	3	40,042
1,2	88	3	40,150
1,3	80	3	36,673
1,4	80	3	36,730
1,5	80	3	36,811
1,6	72	3	33,105
1,7	72	3	33,122
1,8	72	3	33,136
1,9	72	3	33,146
2	72	3	33,158
2,1	64	2	29,584
2,2	64	2	29,588
2,3	64	2	29,594
2,4	64	2	29,596
2,5	64	2	29,595

Tabla 7.69. Etapa 2 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

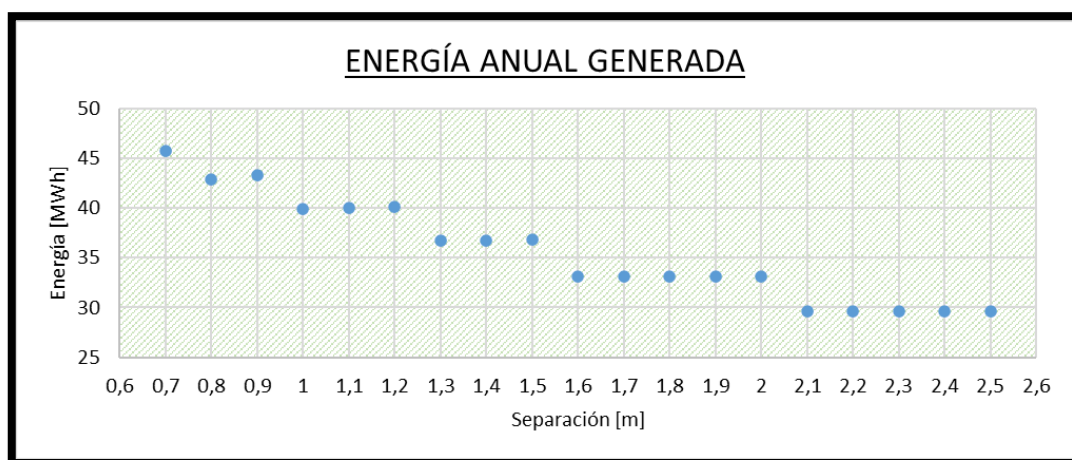


Fig. 7.64. Etapa 2 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.71.

7.8.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 3 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras utilizadas en esta alternativa son las mismas que en el diseño dos de dicha etapa. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

Separación [m]	Cantidad de estructuras		Costo total [\$]
	1	2	
0,7	13	0	264.187
0,8	12	0	241.703
0,9	12	0	241.703
1	11	0	224.840
1,1	11	0	224.840
1,2	11	0	224.840
1,3	10	0	202.356
1,4	10	0	202.356
1,5	10	0	202.356
1,6	9	0	185.493
1,7	9	0	185.493
1,8	9	0	185.493
1,9	9	0	185.493
2	9	0	185.493
2,1	8	0	163.009
2,2	8	0	163.009
2,3	8	0	163.009
2,4	8	0	163.009
2,5	8	0	163.009

Tabla 7.70. Etapa 2 – Diseño 2: costo total en estructuras para cada separación.

7.8.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los cálculos explicados anteriormente. También se pueden observar los años necesarios para recuperar la inversión inicial, determinados a partir de la división del costo total por el dinero ahorrado.

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro	Año
	Paneles	[\$]	Estructura	Total	[\$]	
0,7	1.237.496	621.072	264.187	2.122.755	116.522,13	18,2176
0,8	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	109.332,80	16,9191
0,9	1.142.304	465.804	241.703	1.849.811	110.311,08	16,7690
1	1.047.112	465.804	224.840	1.737.756	101.779,17	17,0738
1,1	1.047.112	465.804	224.840	1.737.756	102.011,00	17,0350
1,2	1.047.112	465.804	224.840	1.737.756	102.286,14	16,9892
1,3	951.920	465.804	202.356	1.620.080	93.428,13	17,3404
1,4	951.920	465.804	202.356	1.620.080	93.573,35	17,3135
1,5	951.920	465.804	202.356	1.620.080	93.779,70	17,2754
1,6	856.728	465.804	185.493	1.508.025	84.338,30	17,8807
1,7	856.728	465.804	185.493	1.508.025	84.381,61	17,8715
1,8	856.728	465.804	185.493	1.508.025	84.417,27	17,8639
1,9	856.728	465.804	185.493	1.508.025	84.442,75	17,8585
2	856.728	465.804	185.493	1.508.025	84.473,32	17,8521
2,1	761.536	310.536	163.009	1.235.081	75.368,20	16,3873
2,2	761.536	310.536	163.009	1.235.081	75.378,39	16,3851
2,3	761.536	310.536	163.009	1.235.081	75.393,67	16,3818
2,4	761.536	310.536	163.009	1.235.081	75.398,77	16,3807
2,5	761.536	310.536	163.009	1.235.081	75.396,22	16,3812

Tabla 7.71. Etapa 2 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.71 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2,4 metros.

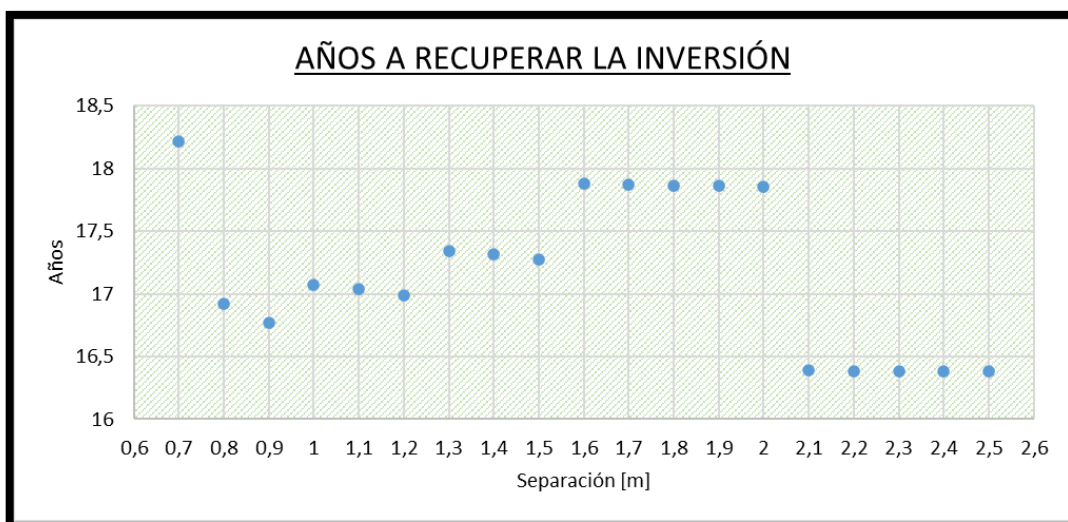


Fig. 7.65. Etapa 2 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.8.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.8.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	70
2	16	50
3	16	40
4	16	35
Total		195

Tabla 7.72. Etapa 2 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 250 metros.

7.8.4.2. Cable de corriente alterna

Por no variar ni la cantidad ni la ubicación de los inversores, este cable tiene la misma longitud (90 metros) y sección ($6[mm^2]$), por ende la verificación no debe repetirse.

7.8.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - $4 \times 6[mm^2]$	90	374	33.660
Tecsun PV-1F - $1 \times 4[mm^2]$	200	133	26.600
Total			60.260

Tabla 7.73. Etapa 2 – Diseño 2: costo en cables.

7.8.5. COSTOS ADICIONALES

7.8.5.1. Bulonería

Al instalarse 64 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos $M8 \times 12[mm]$	512	6,32	3.236
Arandelas $M8$	1.024	8,45	8.653
Tuercas $M8$	512	3,25	1.664
Total			13.553

Tabla 7.74. Etapa 2 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.8.5.2. Conectores

Se tienen 4 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 4 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 4 arreglos, se necesitan 8 conectores.

Dicho esto, se necesitan 12 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 12[u] = 1.920 [\$]$$

7.8.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (4) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	8	286	2.288
Base portafusible SPF-15	8	708	5.664
Interruptor automático ABB SH200M-32A	1	1.800	1.800
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			12.952

Tabla 7.75. Etapa 2 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.8.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	12	900
Caja estanca	1	380
Total		2.968

Tabla 7.76. Etapa 2 – Diseño 2: costo en juego de barras.

7.8.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.355[kWh]}{12 [h] \cdot 31[días]} = 52,02 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 64 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$64 \cdot 0,32[kW] = 20,48 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.8.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 64 paneles y 2 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes de la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	761.536,00	12.184,58
Inversores	310.536,00	4.968,58
Bulonería	13.553,00	216,85
Estructura	163.009,00	2.608,14
Cables de CC	33.250,00	532,00
Cables de CA	33.660,00	538,56
Protecciones	12.952,00	207,23
Conectores	1.920,00	30,72
Sistema de barras	2.968,00	47,49
Mano de obra	214.414,40	3.430,63
Gastos no contemplados	76.153,60	1.218,46
Total	1.623.952,00	25.983,23

Tabla 7.77. Etapa 2 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

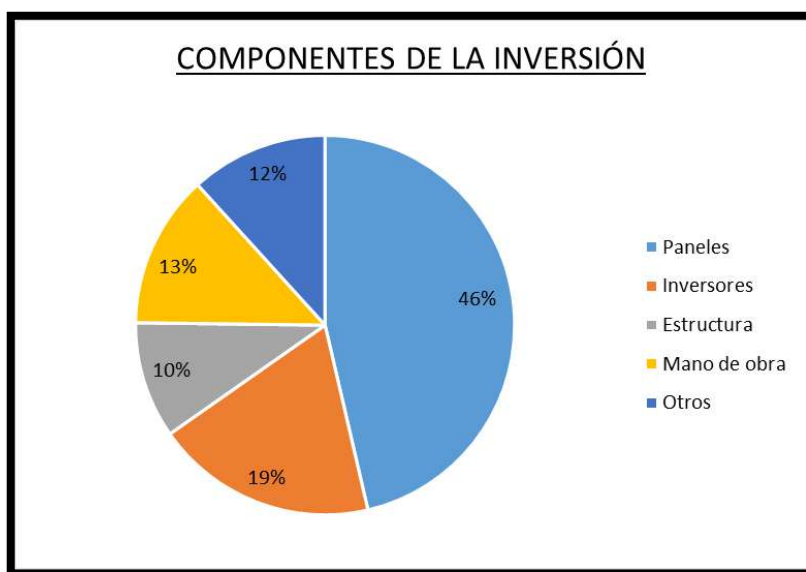


Fig. 7.66. Etapa 2 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	33.967,800	1.384,58	16	29.997,900	1.222,76
2	33.760,600	1.376,14	17	29.764,300	1.213,24
3	33.543,000	1.367,27	18	29.536,100	1.203,94
4	33.315,300	1.357,98	19	29.308,800	1.194,67
5	33.077,600	1.348,30	20	29.077,700	1.185,25
6	32.828,500	1.338,14	21	28.828,500	1.175,10
7	32.568,700	1.327,55	22	28.559,400	1.164,13
8	32.300,600	1.316,62	23	28.281,000	1.152,78
9	32.025,300	1.305,40	24	27.993,700	1.141,07
10	31.743,600	1.293,92	25	27.698,100	1.129,02
11	31.450,300	1.281,96	26	27.395,100	1.116,67
12	31.147,700	1.269,63	27	27.085,100	1.104,03
13	30.845,800	1.257,32	28	26.757,600	1.090,68
14	30.548,400	1.245,20	29	26.443,000	1.077,86
15	30.258,900	1.233,40	30	26.111,400	1.064,34

Tabla 7.78. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

Utilizando el factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,792	16,220	16	0,699	14,324
2	0,787	16,121	17	0,694	14,213
3	0,782	16,017	18	0,689	14,104
4	0,777	15,909	19	0,683	13,995
5	0,771	15,795	20	0,678	13,885
6	0,765	15,676	21	0,672	13,766
7	0,759	15,552	22	0,666	13,638
8	0,753	15,424	23	0,659	13,505
9	0,747	15,293	24	0,653	13,367
10	0,740	15,158	25	0,646	13,226
11	0,733	15,018	26	0,639	13,082
12	0,726	14,874	27	0,632	12,934
13	0,719	14,729	28	0,624	12,777
14	0,712	14,587	29	0,617	12,627
15	0,706	14,449	30	0,609	12,469

Tabla 7.79. Etapa 2 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,795	55,59
Año 5 al 10	15,158	53,35
Año 10 al 15	14,449	50,86
Año 15 al 20	13,885	48,87
Año 20 al 25	13,226	46,55
Año 25 al 30	12,469	43,89

Tabla 7.80. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23
1	1.598,01	-24.385,22	1.590,06	-24.393,17
2	1.587,11	-22.798,11	1.571,36	-22.821,81
3	1.575,67	-21.222,44	1.552,27	-21.269,54
4	1.563,70	-19.658,74	1.532,81	-19.736,73
5	1.551,20	-18.107,54	1.512,99	-18.223,74
6	1.535,21	-16.572,33	1.489,95	-16.733,79
7	1.521,55	-15.050,79	1.469,34	-15.264,45
8	1.507,45	-13.543,34	1.448,49	-13.815,96
9	1.492,97	-12.050,36	1.427,44	-12.388,52
10	1.478,16	-10.572,20	1.406,25	-10.982,28
11	1.459,52	-9.112,68	1.381,60	-9.600,67
12	1.443,61	-7.669,07	1.359,74	-8.240,93
13	1.427,73	-6.241,34	1.338,10	-6.902,83
14	1.412,10	-4.829,24	1.316,86	-5.585,97
15	1.396,87	-3.432,37	1.296,18	-4.289,79
16	1.380,59	-2.051,78	1.274,70	-3.015,09
17	1.368,30	-683,48	1.257,07	-1.758,02
18	1.356,30	672,83	1.239,85	-518,18
19	1.344,35	2.017,18	1.222,81	704,63
20	1.332,20	3.349,38	1.205,73	1.910,36
21	1.316,11	4.665,48	1.185,23	3.095,59
22	1.301,96	5.967,44	1.166,66	4.262,25
23	1.287,32	7.254,76	1.147,80	5.410,04
24	1.272,21	8.526,97	1.128,69	6.538,73
25	1.256,67	9.783,63	1.109,35	7.648,08
26	1.237,29	11.020,93	1.086,81	8.734,89
27	1.220,99	12.241,92	1.067,16	9.802,05
28	1.203,77	13.445,69	1.046,87	10.848,93
29	1.187,23	14.632,92	1.027,35	11.876,28
30	1.169,79	15.802,71	1.007,23	12.883,50

Tabla 7.81. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 3,60 \%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

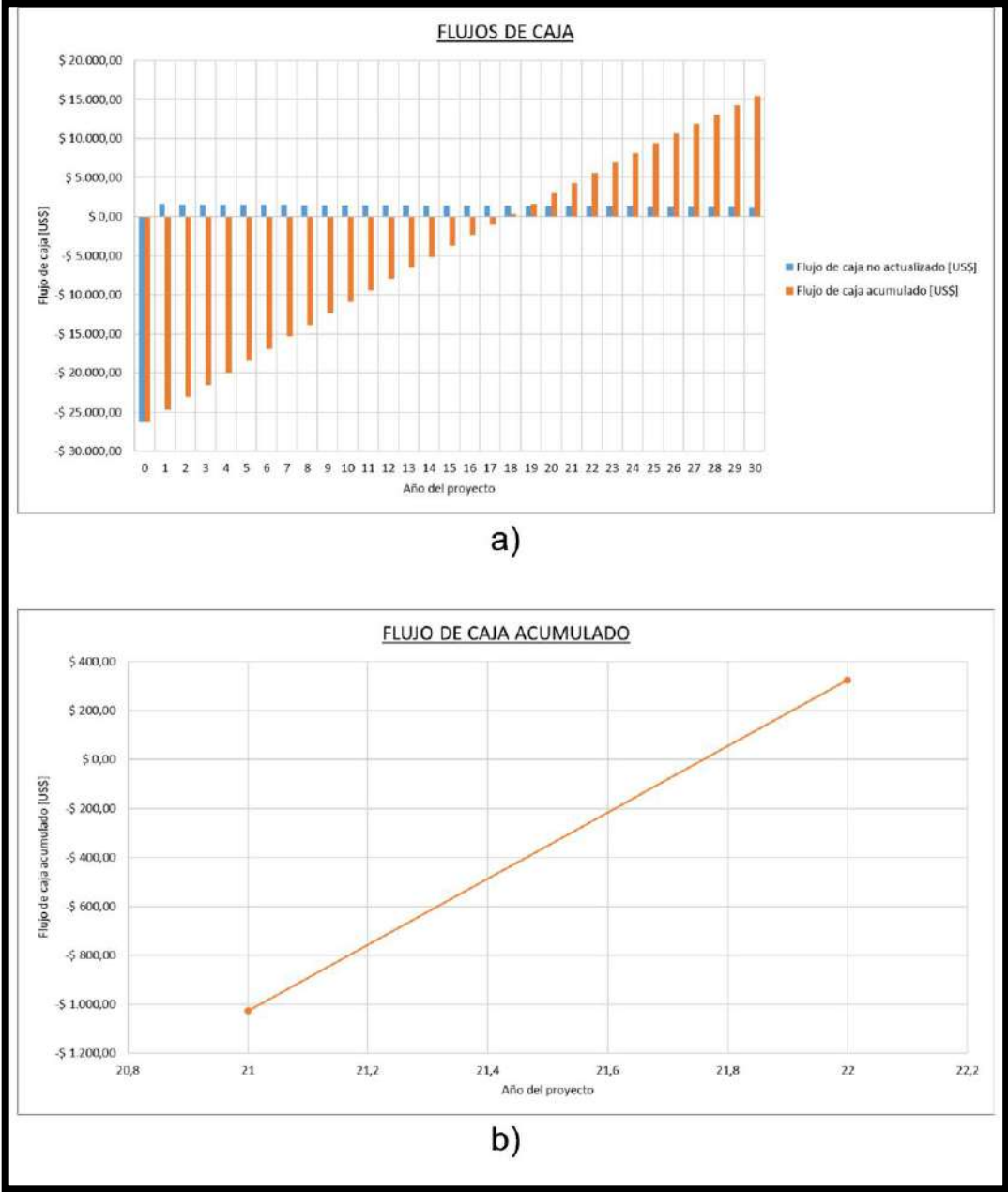


Fig. 7.67. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\textit{Tiempo de repago} = 21,7 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 3,60 \%$$

$$\textit{Tiempo de repago} = 21,7 \text{ años}$$

$$VAN = 12.883,50 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión será amortizada.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.8.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	33.967,800	2.066,70	16	29.997,900	1.825,16
2	33.760,600	2.054,10	17	29.764,300	1.810,95
3	33.543,000	2.040,86	18	29.536,100	1.797,06
4	33.315,300	2.027,00	19	29.308,800	1.783,23
5	33.077,600	2.012,54	20	29.077,700	1.769,17
6	32.828,500	1.997,38	21	28.828,500	1.754,01
7	32.568,700	1.981,58	22	28.559,400	1.737,64
8	32.300,600	1.965,26	23	28.281,000	1.720,70
9	32.025,300	1.948,51	24	27.993,700	1.703,22
10	31.743,600	1.931,38	25	27.698,100	1.685,23
11	31.450,300	1.913,53	26	27.395,100	1.666,80
12	31.147,700	1.895,12	27	27.085,100	1.647,94
13	30.845,800	1.876,75	28	26.757,600	1.628,01
14	30.548,400	1.858,66	29	26.443,000	1.608,87
15	30.258,900	1.841,04	30	26.111,400	1.588,70

Tabla 7.82. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,795	55,59
Año 5 al 10	15,158	53,35
Año 10 al 15	14,449	50,86
Año 15 al 20	13,885	48,87
Año 20 al 25	13,226	46,55
Año 25 al 30	12,469	43,89

Tabla 7.83. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23
1	2.477,95	-23.505,28	2.465,62	-23.517,61
2	2.461,69	-21.043,59	2.437,25	-21.080,36
3	2.444,61	-18.598,99	2.408,30	-18.672,05
4	2.426,74	-16.172,25	2.378,80	-16.293,25
5	2.408,08	-13.764,17	2.348,77	-13.944,48
6	2.385,64	-11.378,53	2.315,30	-11.629,17
7	2.365,25	-9.013,29	2.284,09	-9.345,08
8	2.344,20	-6.669,08	2.252,51	-7.092,57
9	2.322,60	-4.346,49	2.220,64	-4.871,93
10	2.300,49	-2.046,00	2.188,56	-2.683,37
11	2.274,25	228,24	2.152,83	-530,53
12	2.250,50	2.478,74	2.119,75	1.589,22
13	2.226,80	4.705,54	2.087,00	3.676,22
14	2.203,46	6.908,99	2.054,85	5.731,07
15	2.180,73	9.089,73	2.023,54	7.754,61
16	2.157,69	11.247,42	1.992,19	9.746,80
17	2.139,35	13.386,77	1.965,44	11.712,24
18	2.121,44	15.508,21	1.939,29	13.651,53
19	2.103,60	17.611,82	1.913,41	15.564,94
20	2.085,46	19.697,28	1.887,48	17.452,42
21	2.062,91	21.760,19	1.857,78	19.310,20
22	2.041,79	23.801,99	1.829,61	21.139,81
23	2.019,94	25.821,93	1.801,02	22.940,83
24	1.997,39	27.819,32	1.772,06	24.712,89
25	1.974,19	29.793,51	1.742,76	26.455,65
26	1.946,97	31.740,48	1.710,18	28.165,82
27	1.922,64	33.663,12	1.680,40	29.846,23
28	1.896,93	35.560,05	1.649,69	31.495,92
29	1.872,24	37.432,29	1.620,11	33.116,03
30	1.846,21	39.278,50	1.589,64	34.705,68

Tabla 7.84. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,91 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

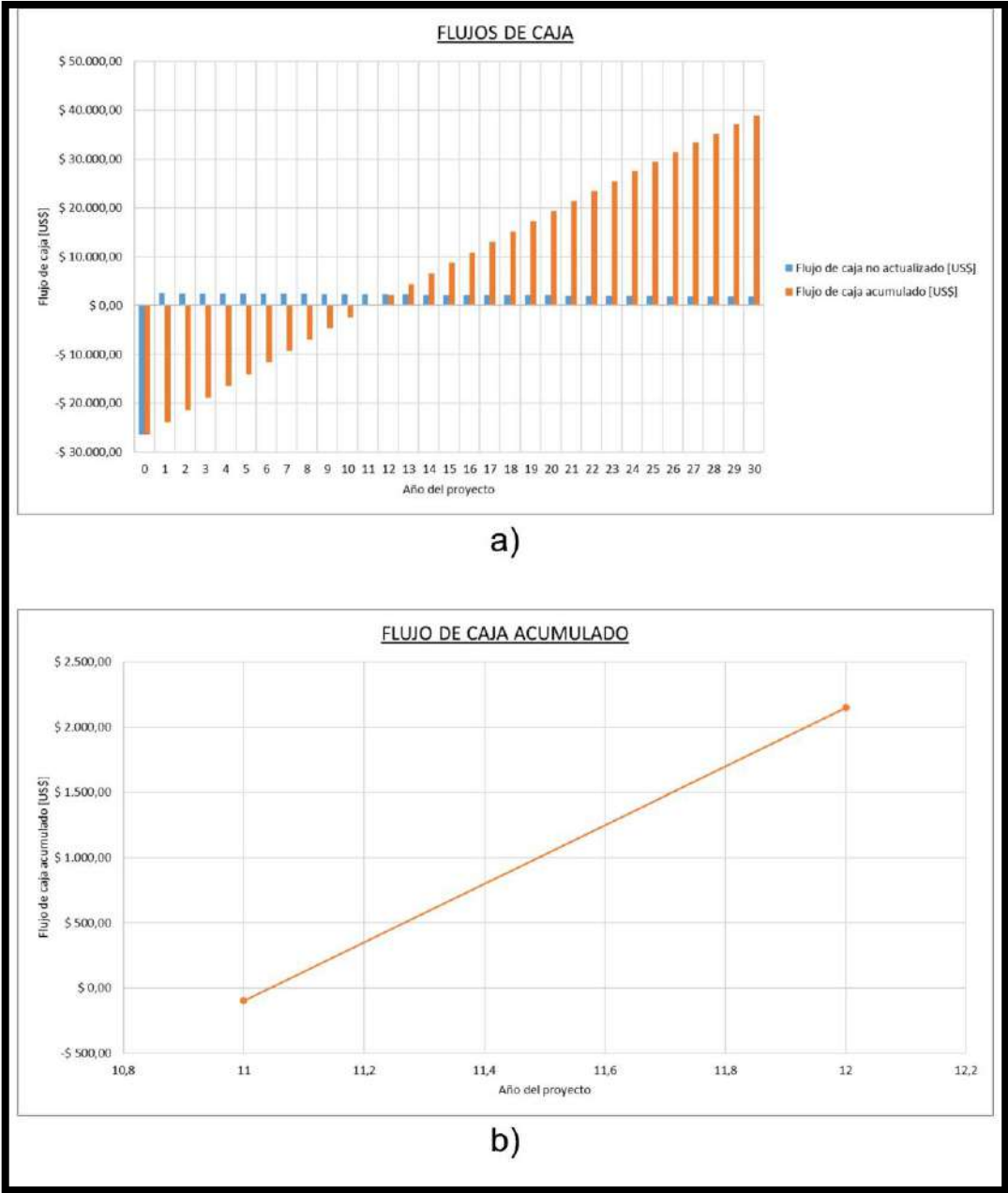


Fig. 7.68. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 11 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 7,91 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 11 \text{ años}$$

$$VAN = 34.705,68 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 4,28 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 49,31 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 21.822,17 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.8.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	33.967,800	2.748,82	16	29.997,900	2.427,56
2	33.760,600	2.732,05	17	29.764,300	2.408,66
3	33.543,000	2.714,45	18	29.536,100	2.390,19
4	33.315,300	2.696,02	19	29.308,800	2.371,80
5	33.077,600	2.676,78	20	29.077,700	2.353,09
6	32.828,500	2.656,63	21	28.828,500	2.332,93
7	32.568,700	2.635,60	22	28.559,400	2.311,15
8	32.300,600	2.613,91	23	28.281,000	2.288,62
9	32.025,300	2.591,63	24	27.993,700	2.265,37
10	31.743,600	2.568,83	25	27.698,100	2.241,45
11	31.450,300	2.545,10	26	27.395,100	2.216,93
12	31.147,700	2.520,61	27	27.085,100	2.191,84
13	30.845,800	2.496,18	28	26.757,600	2.165,34
14	30.548,400	2.472,11	29	26.443,000	2.139,88
15	30.258,900	2.448,68	30	26.111,400	2.113,05

Tabla 7.85. Etapa 2 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,795	55,59
Año 5 al 10	15,158	53,35
Año 10 al 15	14,449	50,86
Año 15 al 20	13,885	48,87
Año 20 al 25	13,226	46,55
Año 25 al 30	12,469	43,89

Tabla 7.86. Etapa 2 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23	-25.983,23
1	3.357,89	-22.625,34	3.341,19	-22.642,05
2	3.336,26	-19.289,08	3.303,15	-19.338,90
3	3.313,55	-15.975,53	3.264,34	-16.074,56
4	3.289,78	-12.685,76	3.224,79	-12.849,77
5	3.264,96	-9.420,79	3.184,55	-9.665,22
6	3.236,06	-6.184,73	3.140,66	-6.524,56
7	3.208,94	-2.975,79	3.098,84	-3.425,72
8	3.180,96	205,17	3.056,53	-369,18
9	3.152,22	3.357,39	3.013,85	2.644,67
10	3.122,81	6.480,20	2.970,88	5.615,54
11	3.088,97	9.569,17	2.924,07	8.539,61
12	3.057,38	12.626,55	2.879,76	11.419,37
13	3.025,87	15.652,41	2.835,90	14.255,27
14	2.994,82	18.647,23	2.792,84	17.048,11
15	2.964,60	21.611,83	2.750,90	19.799,01
16	2.934,79	24.546,62	2.709,69	22.508,70
17	2.910,40	27.457,02	2.673,81	25.182,51
18	2.886,58	30.343,60	2.638,73	27.821,24
19	2.862,85	33.206,46	2.604,02	30.425,26
20	2.838,73	36.045,18	2.569,23	32.994,48

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	2.809,72	38.854,90	2.530,32	35.524,80
22	2.781,63	41.636,53	2.492,56	38.017,37
23	2.752,57	44.389,10	2.454,25	40.471,61
24	2.722,57	47.111,67	2.415,43	42.887,04
25	2.691,71	49.803,39	2.376,17	45.263,21
26	2.656,64	52.460,03	2.333,54	47.596,75
27	2.624,28	55.084,31	2.293,65	49.890,40
28	2.590,09	57.674,40	2.252,50	52.142,90
29	2.557,25	60.231,65	2.212,88	54.355,78
30	2.522,63	62.754,29	2.172,06	56.527,85

Tabla 7.87. Etapa 2 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 11,73 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

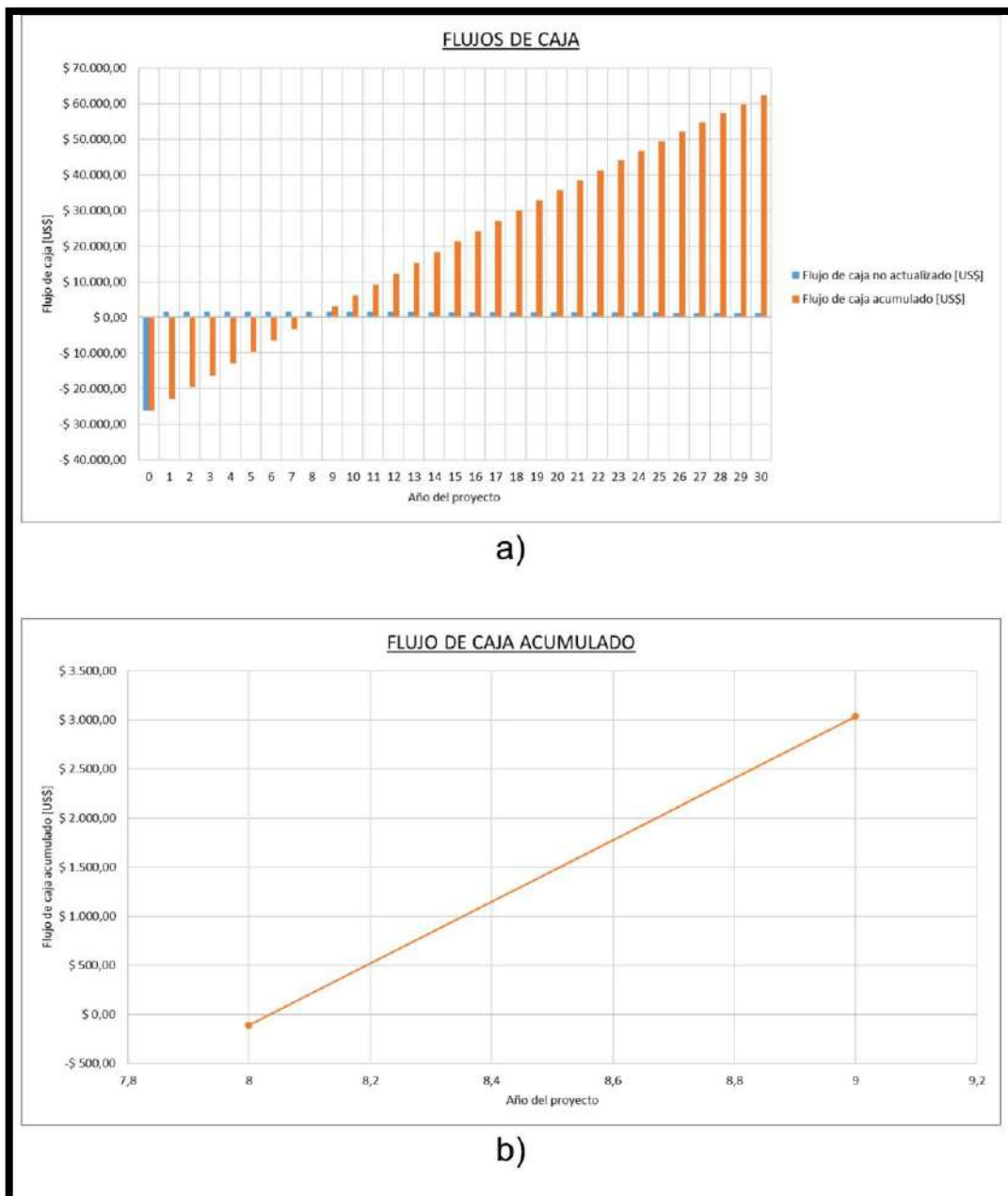


Fig. 7.69. Etapa 2 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 8 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 11,73 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 8 \text{ años}$$

$$VAN = 56.527,85 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 8,07 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 63,13 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 43.644,34 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.9. ETAPA 3 – DISEÑO 1

La tercera etapa del proyecto está integrada por las terrazas 4 y 5 que se observan en la Fig. 7.2.

7.9.1. SIMULACIÓN PVSYST

Se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en ambas terrazas de manera de aprovechar la totalidad de esta y que el área activa este orientada al norte, teniendo siempre presente que debe haber distancia suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

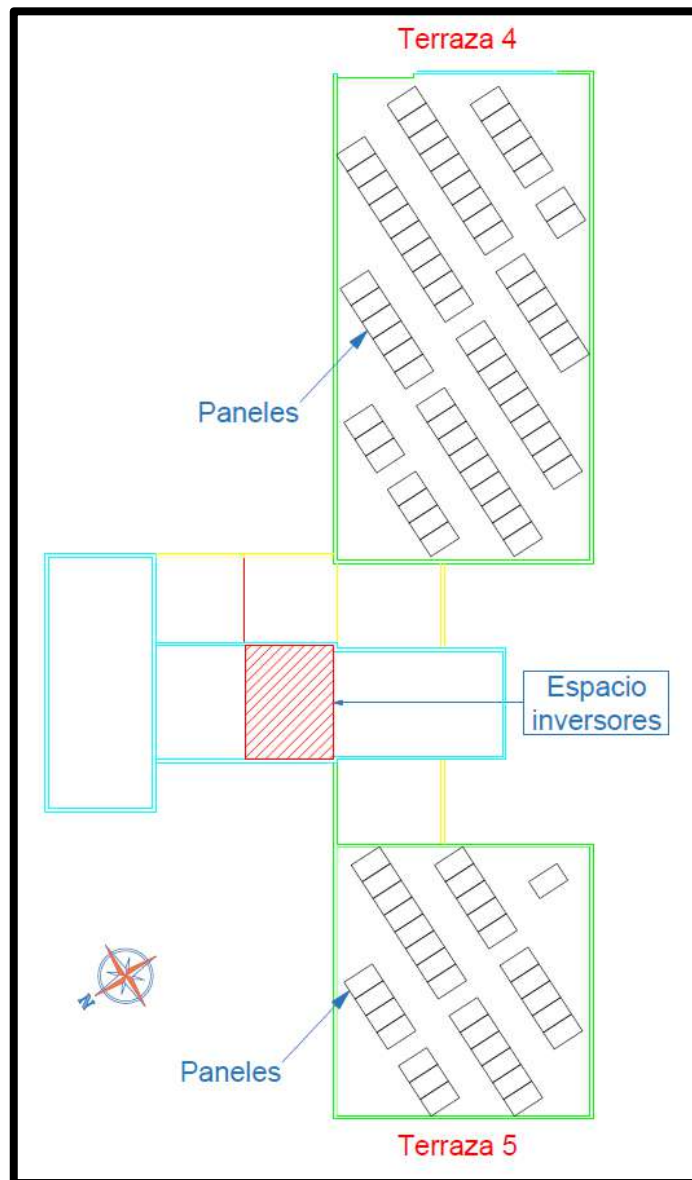


Fig. 7.70. Etapa 3 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 4 y 5.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener una distancia de 3,5 metros entre soportes.

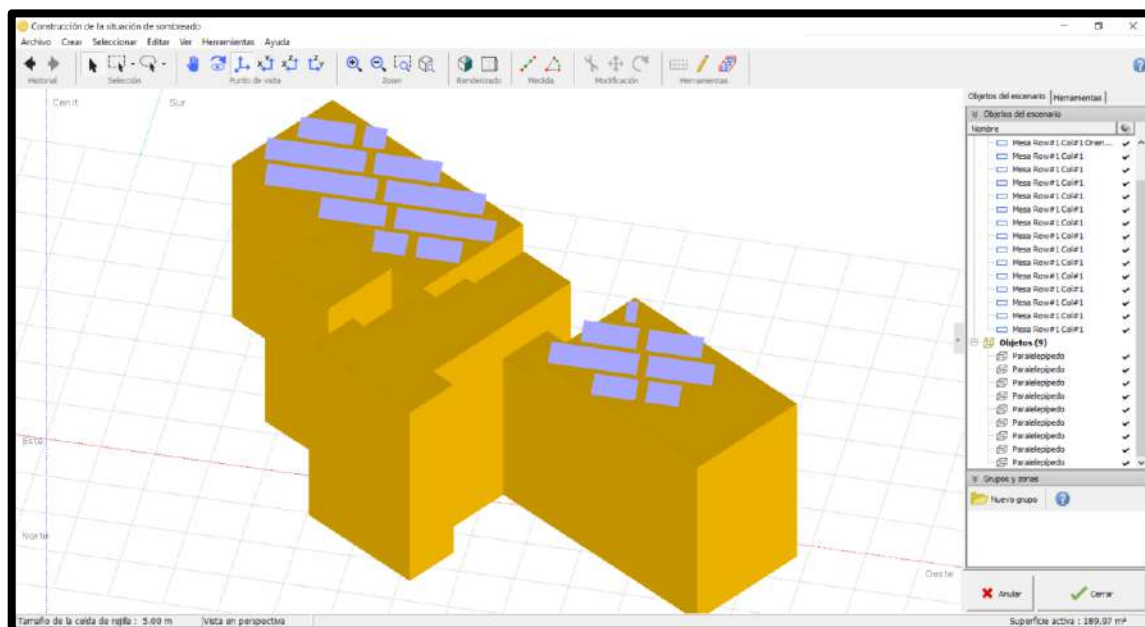


Fig. 7.71. Etapa 3 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 3 y 4 con sus paneles en PVsyst.

Cabe aclarar que para las simulaciones no se tuvo en cuenta el desaprovechamiento de los inversores ya que eso también determinará la cantidad de años requeridos para recuperar la inversión. Es decir que, en determinadas separaciones, algunos inversores aportarían una menor potencia de la que podrían.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Inversores	Energía anual generada [MWh]
	Terraza 4	Terraza 5	Total		
1,8	63	32	95	3	42,647
1,9	62	32	94	3	42,915
2	63	32	95	3	44,334
2,1	61	31	92	3	43,685
2,2	59	30	89	3	42,680
2,3	58	30	88	3	42,220
2,4	56	30	86	3	41,447
2,5	56	28	84	3	40,628
2,6	48	28	76	3	36,809
2,7	48	16	64	2	31,830
2,8	48	16	64	2	31,383
2,9	48	16	64	2	31,491
3	48	16	64	2	31,446
3,1	47	16	63	2	30,977
3,2	46	16	62	2	30,494
3,3	47	16	63	2	31,163
3,4	42	16	58	2	28,594
3,5	42	16	58	2	28,699

Tabla 7.88. Etapa 3 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

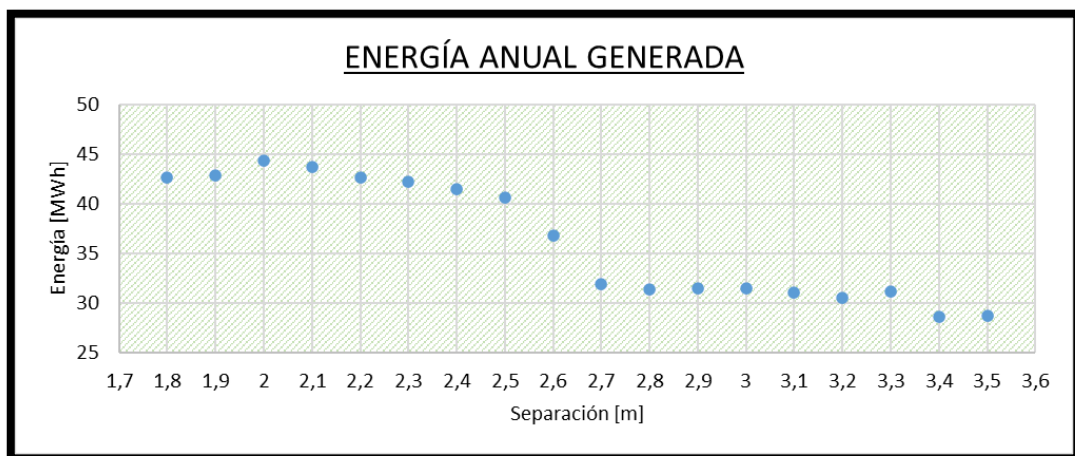


Fig. 7.72. Etapa 3 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.95.

7.9.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Como ya se calculó en el diseño 1 de la etapa 1, cada panel tiene un área perpendicular al viento:

$$A_f = 0,922[m] \cdot 1,12[m] = 1,033 [m^2]$$

Para esta etapa, se tuvo que diseñar 5 estructuras distintas.

7.9.2.1. Estructura 1: 4 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	M	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]	\bar{N}	[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
4	5	2	4,13	0,381	0,044

Tabla 7.89. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

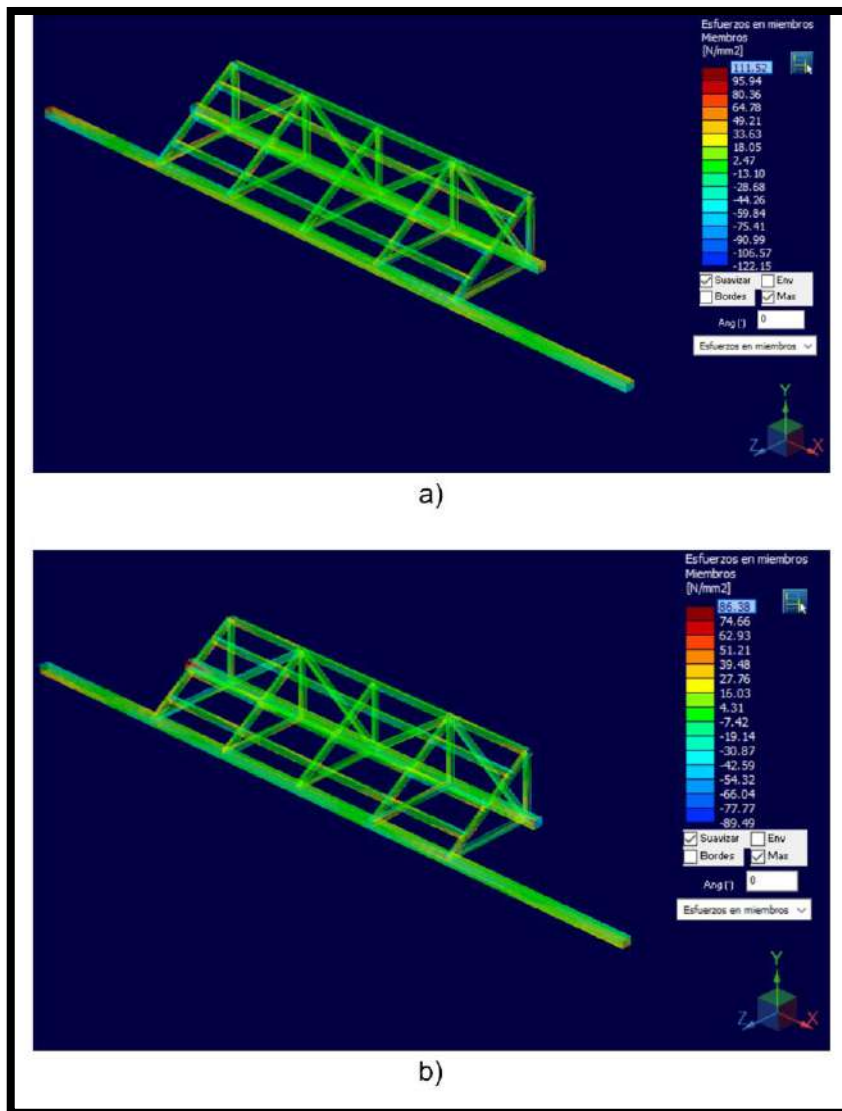


Fig. 7.73. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 111,52 [MPa] y en dirección al eje -Z es 86,38 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$111,52 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

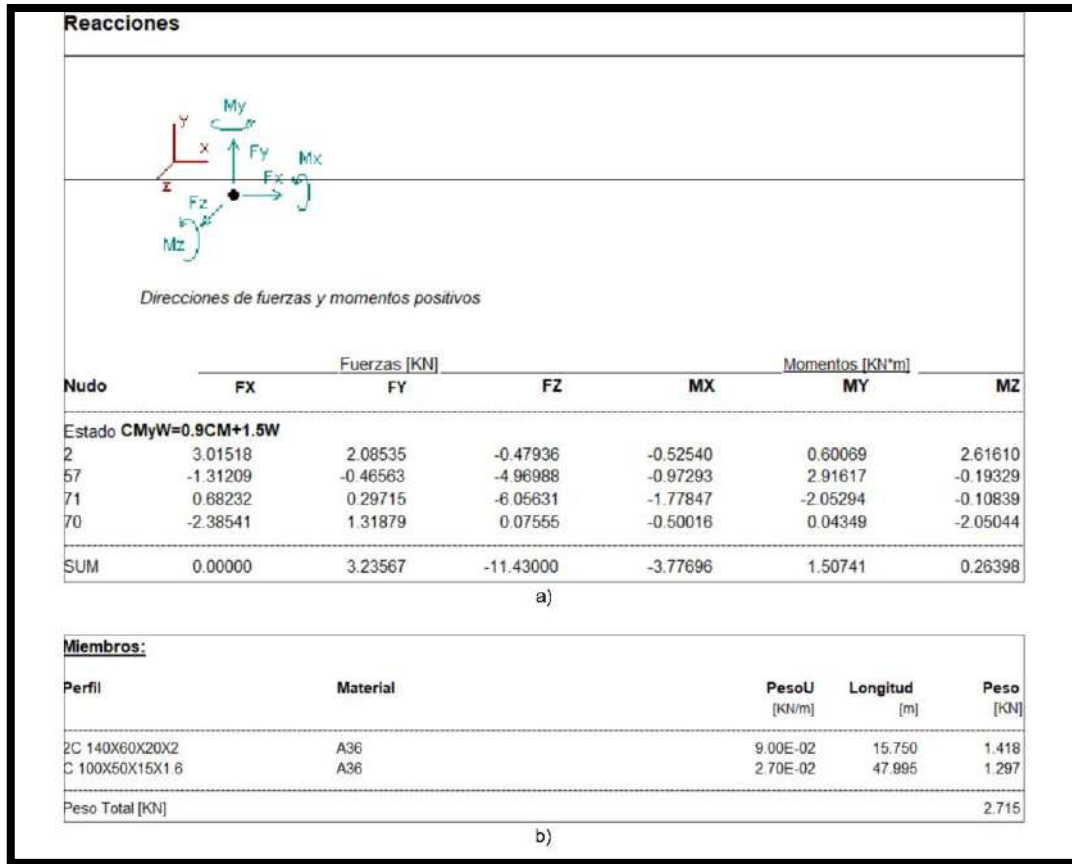


Fig. 7.74. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.9.2.2. Estructura 2: 8 paneles

Puede soportar hasta 8 paneles y tiene una longitud máxima de 13,6 metros.

Esta estructura tiene la misma cantidad de paneles que la estructura 1 del diseño 1 de la primera etapa del proyecto, pero su longitud es distinta, por lo tanto las fuerzas puntuales no cambian, pero si las fuerzas distribuidas.

Paneles	Longitud	\overline{M}	A_{f2}	F_2^d	P_2^d
	[m]		[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
4	9	2	2,066	0,423	0,049

Tabla 7.90. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 2.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

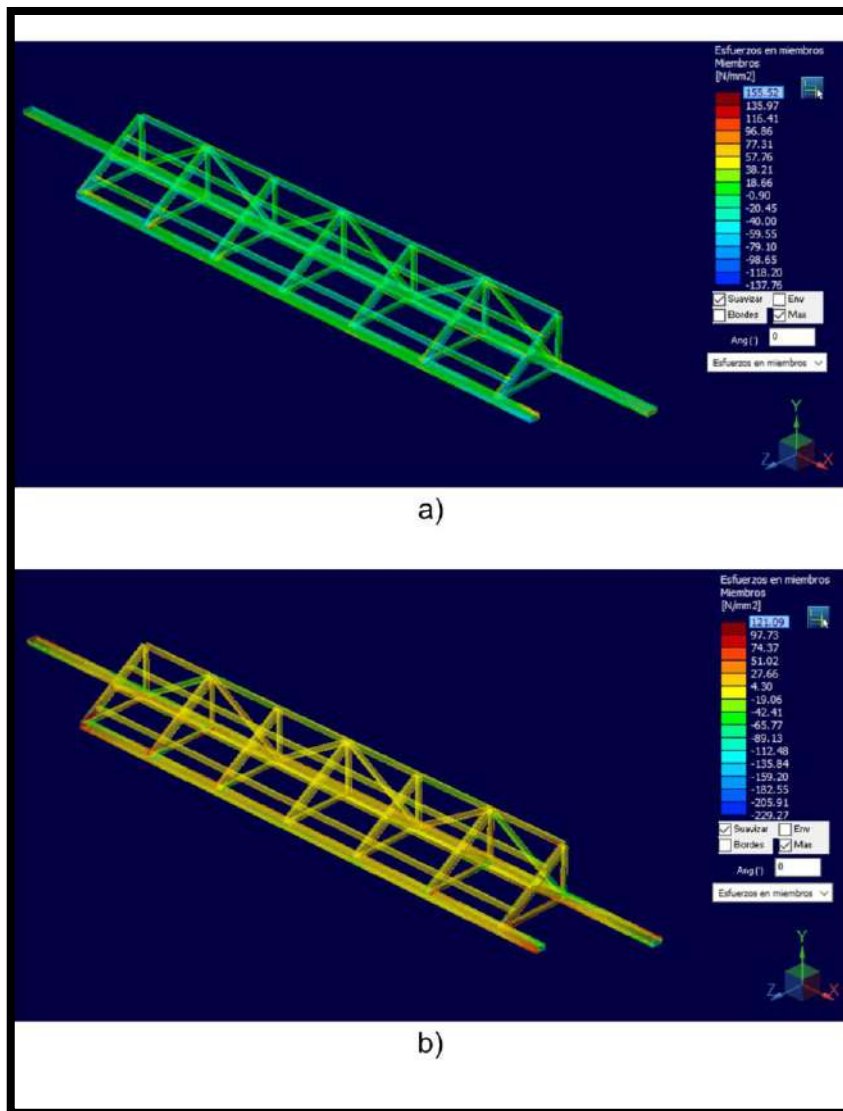


Fig. 7.75. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 2 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 155,52 [MPa] y en dirección al eje -Z es 121,09 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$155,52 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

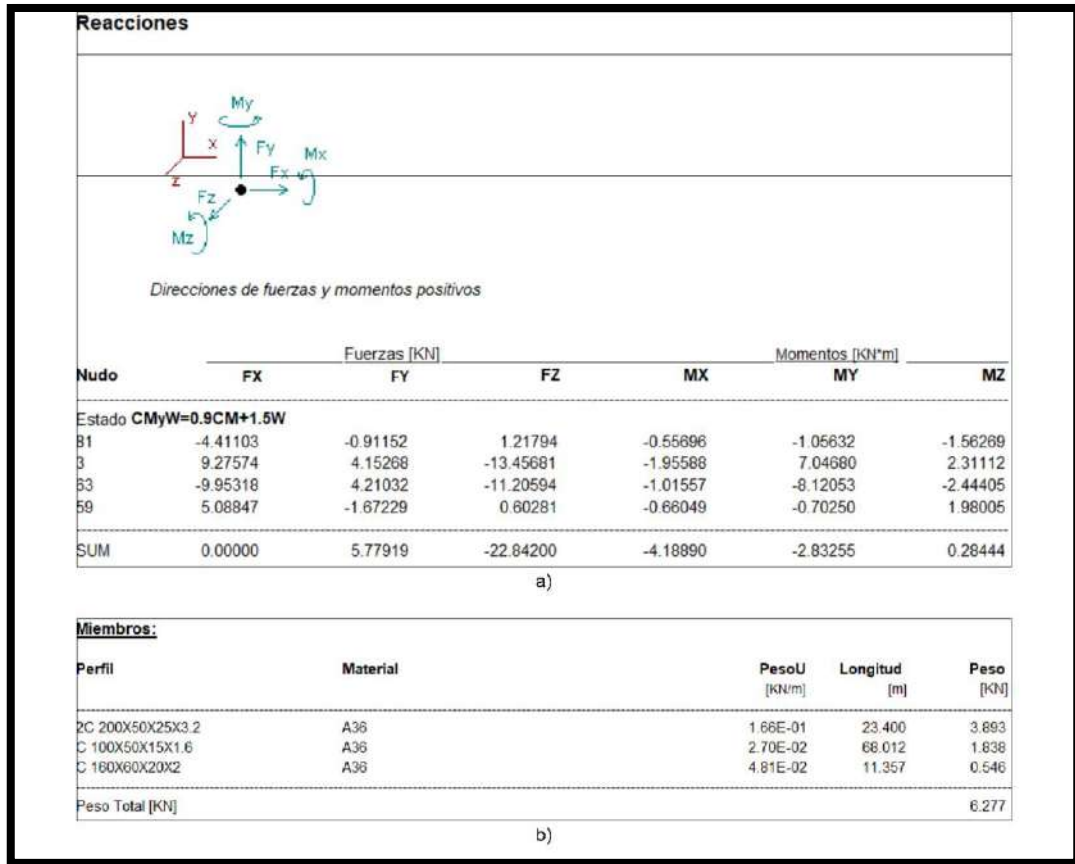


Fig. 7.76. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 2: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.9.2.3. Estructura 3: 10 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	$\frac{M}{N}$	C_f	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]			[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
10	12	5	1,2	10,33	0,397	0,046

Tabla 7.91. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 3.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

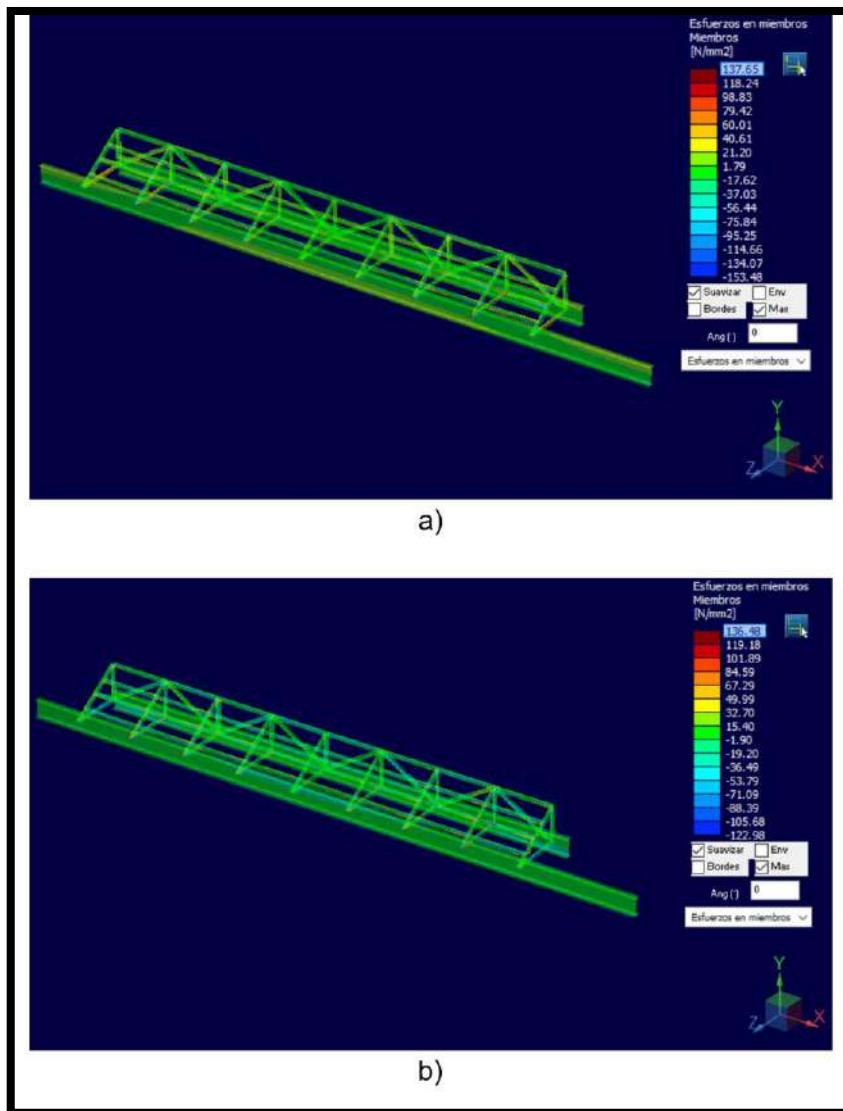


Fig. 7.77. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 3 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 137,65 [MPa] y en dirección al eje -Z es 136,48 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$137,65 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

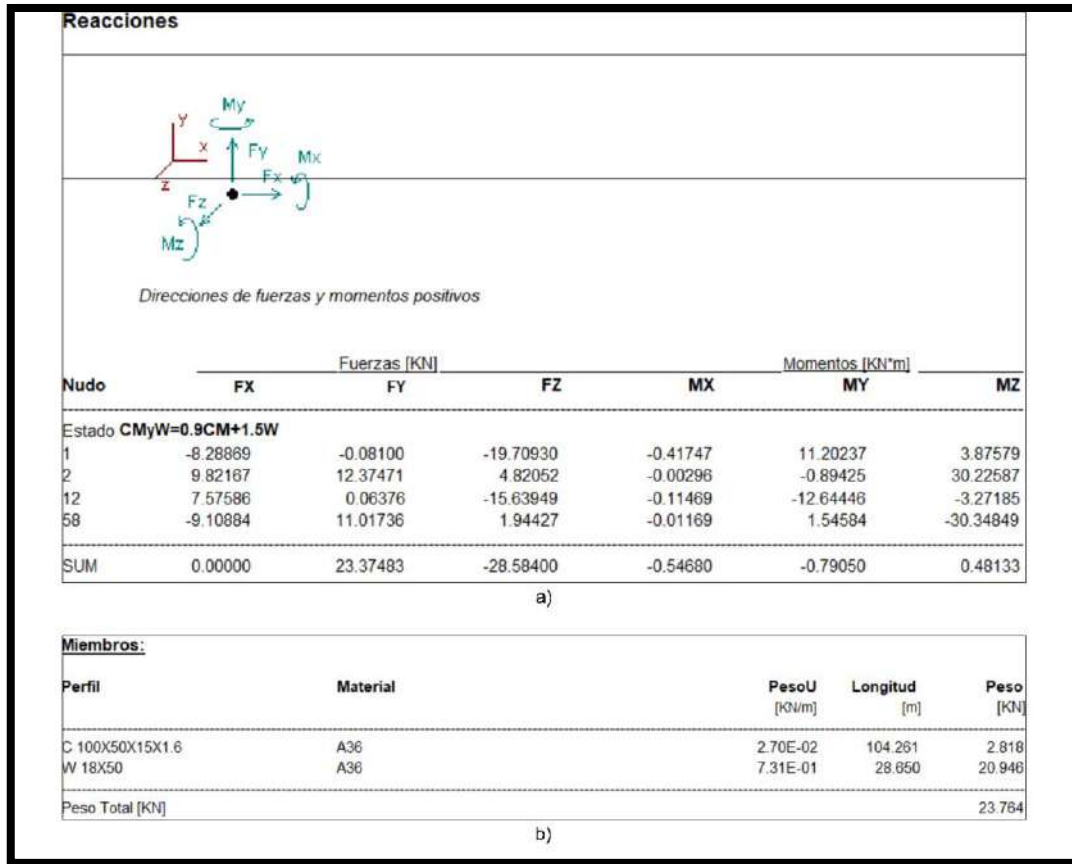


Fig. 7.78. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 3: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.9.2.4. Estructura 4: 15 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	$\frac{M}{N}$	C_f	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]			[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
15	16,5	7,5	1,3	15,495	0,47	0,05

Tabla 7.92. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

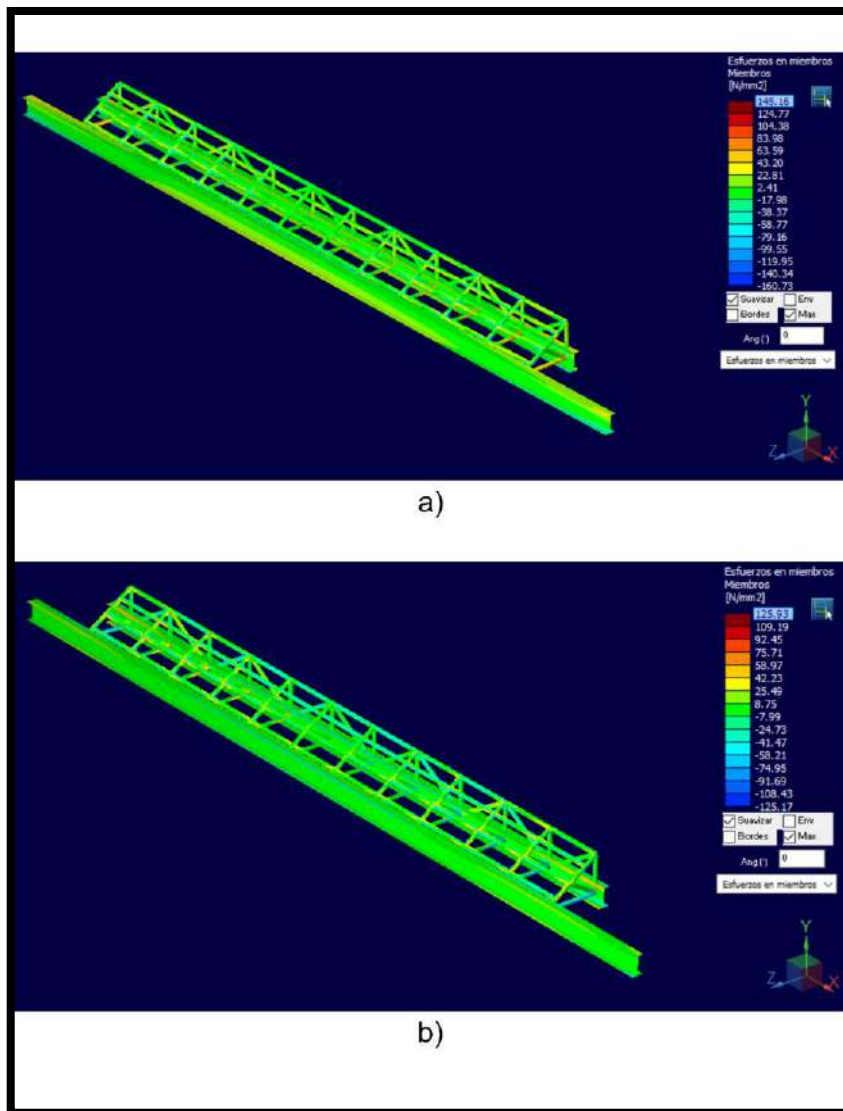


Fig. 7.79. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 4 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 145,16 [MPa] y en dirección al eje -Z es 125,93 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$145,16 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

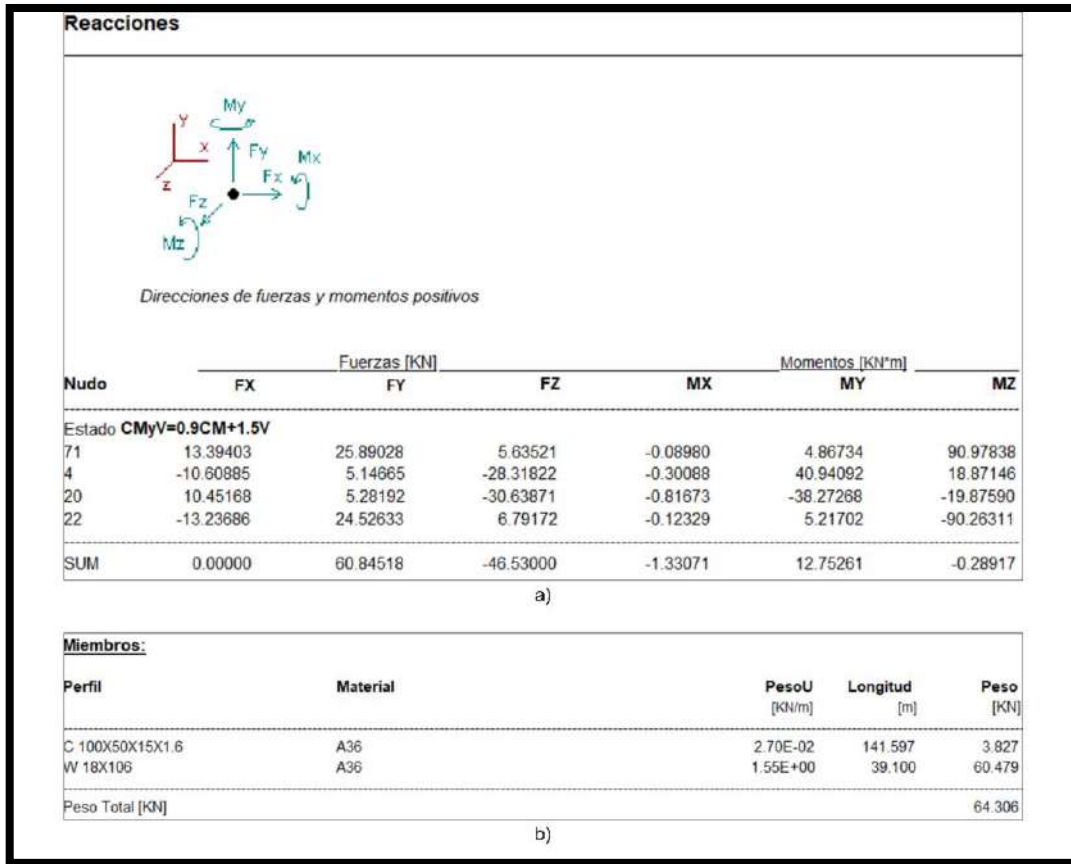


Fig. 7.80. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 4: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.9.2.5. Estructura 5: 20 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	$\frac{M}{N}$	C_f	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]			[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
20	20	10	1,3	20,66	0,52	0,055

Tabla 7.93. Etapa 3 - Diseño 1: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 4.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

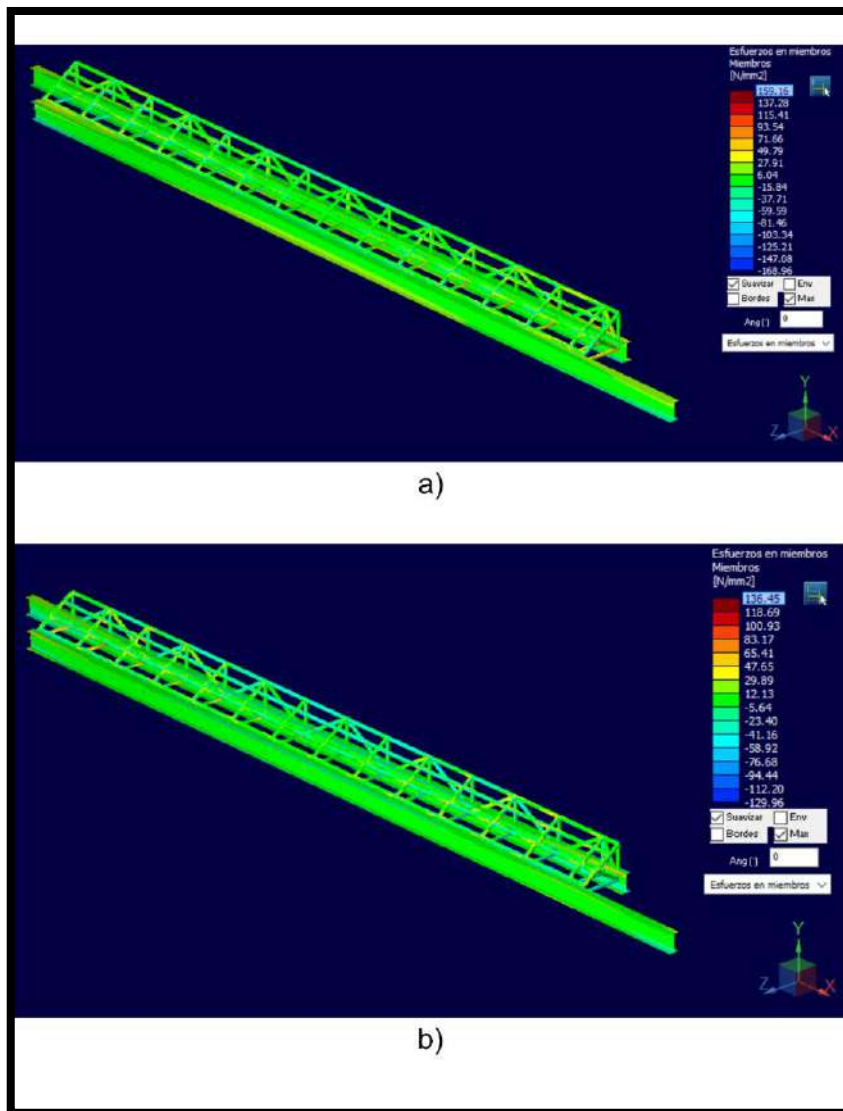


Fig. 7.81. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 5 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 159,16 [MPa] y en dirección al eje -Z es 136,45 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la primera. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$159,16 \text{ [MPa]} < 166,67 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

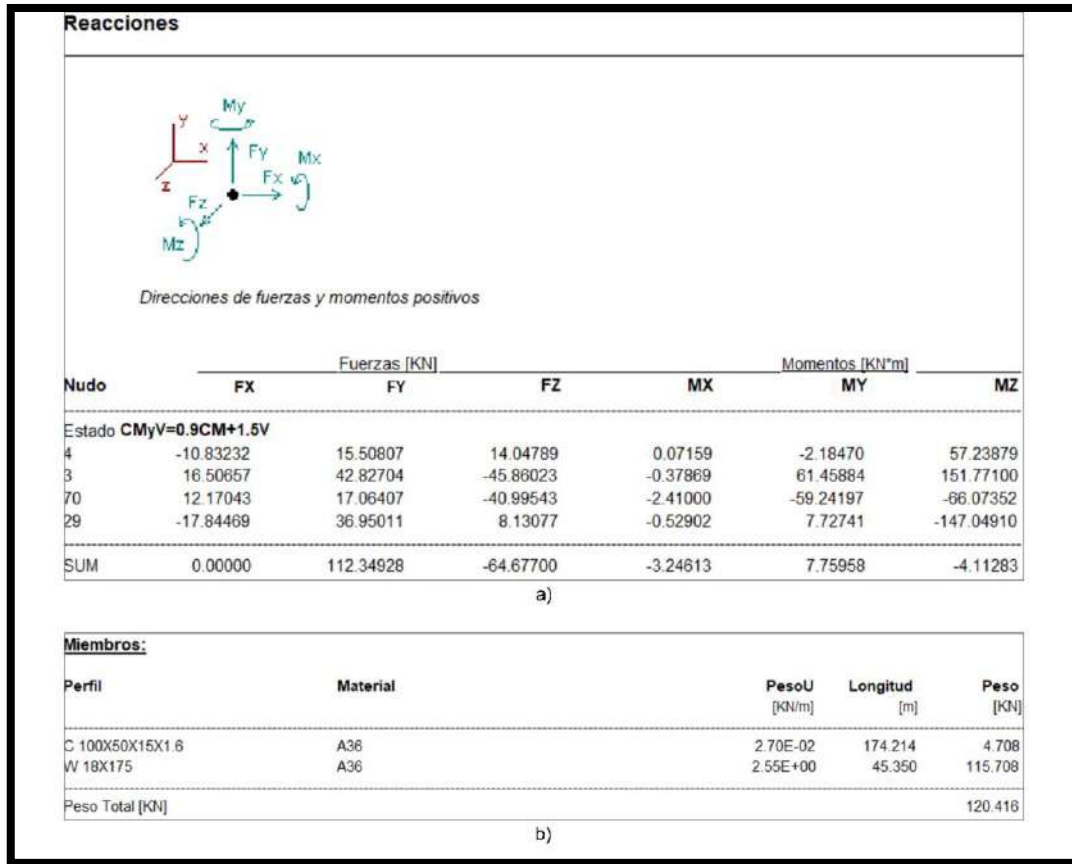


Fig. 7.82. Etapa 3 – Diseño 1: resultados de la simulación de la estructura 5: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje Z. b) Listado de materiales.

7.9.2.6. Costo de estructuras

A partir de los listados de materiales de cada estructura, se determinó para cada una de ellas, la cantidad de perfiles de 12 metros de largo a utilizar y con el precio de cada perfil, el costo de cada estructura. El costo de los perfiles utilizados en la fecha 20 de marzo del 2020 son:

- Perfil C 100x50x15x1,6[mm]: 4.958 $[\$/12m]$.
- Perfil C 140x60x20x2[mm]: 6.809 $[\$/12m]$.
- Perfil C 160x60x20x2[mm]: 7.680 $[\$/12m]$.
- Perfil C 200x50x25x3,2[mm]: 14.465 $[\$/12m]$.
- Perfil W 18x50["]: 13.365 $[\$/12m]$.
- Perfil W 18x106["]: 30.596 $[\$/12m]$.
- Perfil W 18x175["]: 45.568 $[\$/12m]$.

Estructura	Perfiles C				Perfiles W			Costo [\$]
	100x50	140x60	160x60	200x50	18x50	18x106	18x175	
1	4	3	0	0	0	0	0	40.259
2	6	0	1	4		0	0	95.288
3	9	0	0	0	3	0	0	84.717
4	12	0	0	0	0	4	0	181.880
5	15	0	0	0	0	0	4	256.642

Tabla 7.94. Costo de cada estructura.

Luego, a partir de los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de estructuras necesarias para cada separación, con lo cual se pudo determinar la inversión necesaria para cada separación.

7.9.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	[\$]	Estructura	Total		
1,8	1.130.405	465.804	1.213.122	2.809.331	108.647,50	25,86
1,9	1.118.506	465.804	1.172.863	2.757.173	109.330,25	25,22
2	1.130.405	465.804	1.213.122	2.809.331	112.945,30	24,87
2,1	1.094.708	465.804	1.128.405	2.688.917	111.291,91	24,16
2,2	1.059.011	465.804	1.128.405	2.653.220	108.731,57	24,40
2,3	1.047.112	465.804	1.117.834	2.630.750	107.559,67	24,46
2,4	1.023.314	465.804	1.107.263	2.596.381	105.590,38	24,59
2,5	999.516	465.804	1.084.862	2.550.182	103.503,89	24,64
2,6	904.324	465.804	1.000.145	2.370.273	93.774,61	25,28
2,7	761.536	310.536	895.695	1.967.767	81.090,11	24,27
2,8	761.536	310.536	895.695	1.967.767	79.951,33	24,61
2,9	761.536	310.536	895.695	1.967.767	80.226,47	24,53
3	761.536	310.536	895.695	1.967.767	80.111,83	24,56
3,1	749.637	310.536	840.666	1.900.839	78.917,01	24,09
3,2	737.738	310.536	840.666	1.888.940	77.686,51	24,31
3,3	749.637	310.536	840.666	1.900.839	79.390,86	23,94
3,4	690.142	310.536	840.666	1.841.344	72.846,07	25,28
3,5	690.142	310.536	800.407	1.801.085	73.113,57	24,63

Tabla 7.95. Etapa 3 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.95 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 3,3 metros.

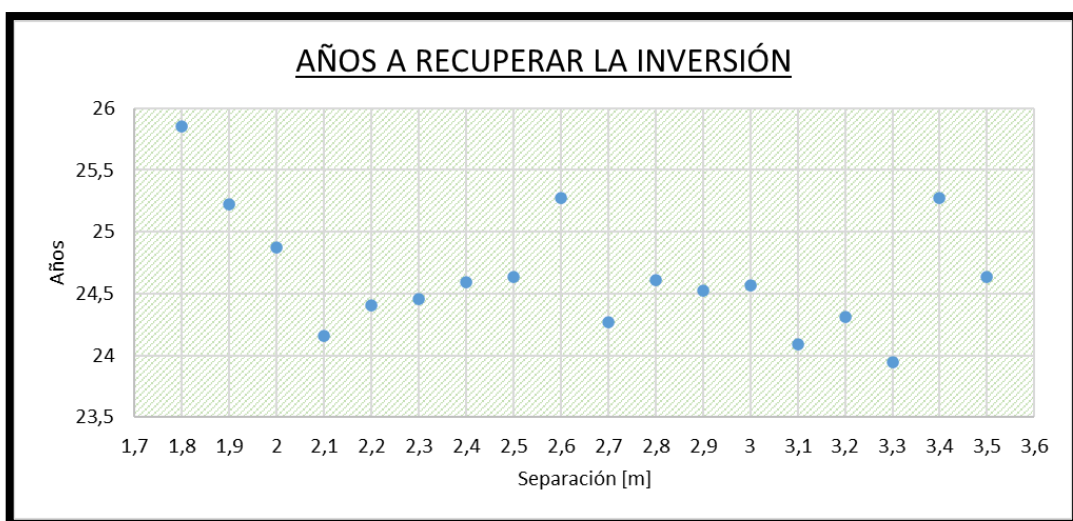


Fig. 7.83. Etapa 3 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.9.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.9.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	90
2	16	65
3	15	55
4	16	45
Total		255

Tabla 7.96. Etapa 3 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 300 metros.

7.9.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 2. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 2 = 29 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{29[A]}{0,85} = 34,12 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 4[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 38 [A]$$

Intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre.						
Sección nominal	Método B1 y B2		Método C		Método E	
	caño embutido en pared		Bandeja no perforada o de fondo sólido		Bandeja perforada	
mm ²	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68

Fig. 7.84. Etapa 3 – Diseño 1: intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 40 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 30,39[A] \cdot 0,04[km] \cdot \left\{ 5,87 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,0894 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 2,63 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con las normativas mencionadas.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los dos inversores es $I_b = 30,39 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 32 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 38[A]$, por lo tanto:

$$30,39 [A] \leq 32 [A] \leq 38 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 32[A] = 41,6 [A]$$

$$41,6[A] \leq 1,45 \cdot 38[A] = 55,1 [A]$$

En la Fig. 7.85 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 7.124 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 5.532 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.169 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 796 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

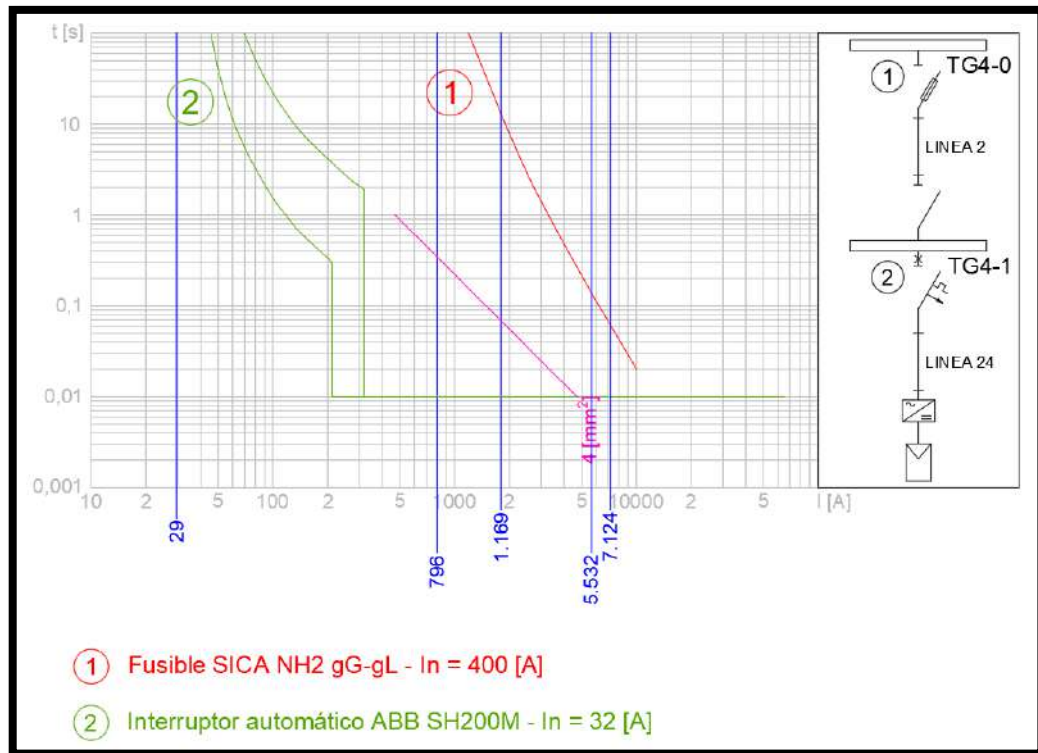


Fig. 7.85. Etapa 3 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de $4[mm^2]$ de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (4[mm^2])^2 = 327.184 [A^2 \cdot s]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (7.124[A])^2 \cdot 0,01[s] \cong 507.514 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Debido a que los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son mayores a la permitida por los cables seleccionados, se opta por seleccionar un cable con una sección inmediatamente superior ($6 [mm^2]$), el cual soporta una energía de:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (6[mm^2])^2 = 736.164 [A^2 \cdot s]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

Por cambiar la sección del cable, la caída de tensión se reduce al siguiente valor:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 45,58[A] \cdot 0,04[km] \cdot \left\{ 3,92 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,085 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 2,65 [\%]$$

7.9.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	40	374	14.960
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	300	133	39.900
Total			54.860

Tabla 7.97. Etapa 3 – Diseño 1: costo en cables.

7.9.5. COSTOS ADICIONALES

7.9.5.1. Bulonería

Al instalarse 92 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	736	6,32	4.652
Arandelas M8	1.472	8,45	12.439
Tuercas M8	736	3,25	2.392
Total			19.483

Tabla 7.98. Etapa 3 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.9.5.2. Conectores

Se tienen 3 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 3 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 4 arreglos, se necesitan 8 conectores.

Dicho esto, se necesitan 11 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 11[u] = 1.760 [\$]$$

7.9.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (4) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	8	286	2.288
Base portafusible SPF-15	8	708	5.664
Interruptor automático ABB SH200M-32A	1	1.800	1.800
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			12.952

Tabla 7.99. Etapa 2 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.9.5.1. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	12	900
Caja estanca	1	380
Total		2.968

Tabla 7.100. Etapa 3 – Diseño 1: costo en juego de barras.

7.9.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.355[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 52,02 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 63 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$63 \cdot 0,32[kW] = 20,16 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.9.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 63 paneles y 2 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes de la inversión total.

Componente	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	749.637,00	11.994,19
Inversores	310.536,00	4.968,58
Bulonería	19.483,00	311,73
Estructura	840.666,00	13.450,66
Cables de CC	39.900,00	638,40
Cables de CA	14.960,00	239,36
Protecciones	12.952,00	207,23
Conectores	1.760,00	28,16
Sistema de barras	212.034,60	3.392,55
Mano de obra	74.963,70	1.199,42
Gastos no contemplados	2.279.860,30	36.477,76
Total	749.637,00	11.994,19

Tabla 7.101. Etapa 3 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

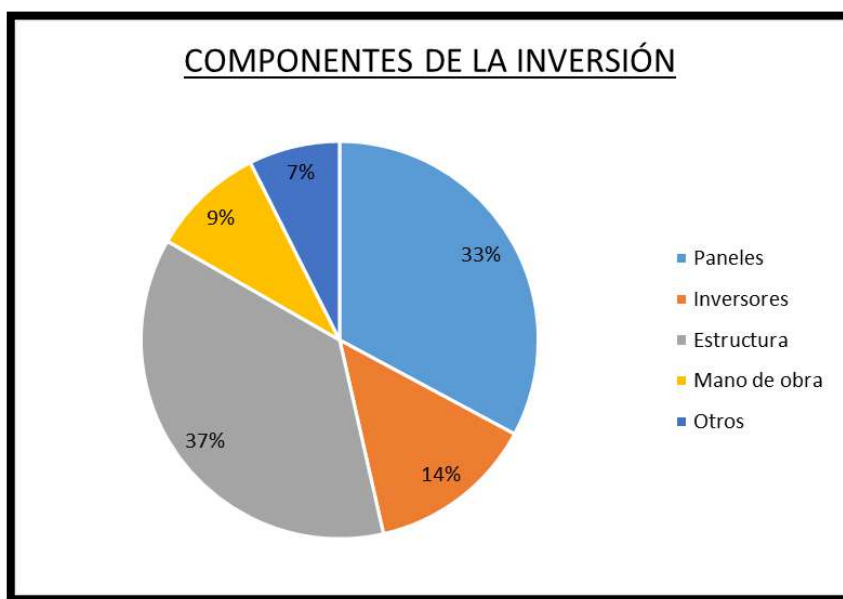


Fig. 7.86. Etapa 3 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.166,348	1.270,39	16	26.950,938	1.098,56
2	30.930,684	1.260,78	17	26.697,002	1.088,21
3	30.684,455	1.250,75	18	26.442,440	1.077,84
4	30.427,900	1.240,29	19	26.183,299	1.067,27
5	30.161,244	1.229,42	20	25.915,795	1.056,37
6	29.879,984	1.217,96	21	25.620,434	1.044,33
7	29.585,594	1.205,96	22	25.297,859	1.031,18
8	29.285,357	1.193,72	23	24.968,100	1.017,74
9	28.981,666	1.181,34	24	24.635,053	1.004,16
10	28.676,898	1.168,92	25	24.302,496	990,61
11	28.376,182	1.156,66	26	23.981,551	977,53
12	28.080,967	1.144,63	27	23.673,727	964,98
13	27.789,106	1.132,73	28	23.371,441	952,66
14	27.501,348	1.121,00	29	23.074,565	940,56
15	27.218,393	1.109,47	30	22.782,986	928,67

Tabla 7.102. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,807	16,269	16	0,698	14,069
2	0,801	16,146	17	0,691	13,936
3	0,795	16,018	18	0,685	13,803
4	0,788	15,884	19	0,678	13,668
5	0,781	15,744	20	0,671	13,528
6	0,774	15,598	21	0,663	13,374
7	0,766	15,444	22	0,655	13,206
8	0,758	15,287	23	0,647	13,034
9	0,750	15,129	24	0,638	12,860
10	0,743	14,970	25	0,629	12,686

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
11	0,735	14,813	26	0,621	12,519
12	0,727	14,659	27	0,613	12,358
13	0,720	14,506	28	0,605	12,200
14	0,712	14,356	29	0,597	12,045
15	0,705	14,208	30	0,590	11,893

Tabla 7.103. Etapa 3 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,744	55,42
Año 5 al 10	14,970	52,69
Año 10 al 15	14,208	50,01
Año 15 al 20	13,528	47,62
Año 20 al 25	12,686	44,65
Año 25 al 30	11,893	41,86

Tabla 7.104. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76
1	1.345,52	-35.132,24	1.338,83	-35.138,93
2	1.333,13	-33.799,11	1.319,90	-33.819,03
3	1.320,19	-32.478,92	1.300,58	-32.518,45
4	1.306,70	-31.172,23	1.280,88	-31.237,57
5	1.292,67	-29.879,55	1.260,84	-29.976,73
6	1.274,37	-28.605,19	1.236,80	-28.739,94

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
7	1.258,89	-27.346,30	1.215,69	-27.524,24
8	1.243,10	-26.103,20	1.194,48	-26.329,77
9	1.227,13	-24.876,07	1.173,26	-25.156,50
10	1.211,10	-23.664,97	1.152,18	-24.004,32
11	1.191,83	-22.473,13	1.128,21	-22.876,11
12	1.176,31	-21.296,82	1.107,97	-21.768,14
13	1.160,96	-20.135,86	1.088,08	-20.680,06
14	1.145,83	-18.990,02	1.068,55	-19.611,51
15	1.130,96	-17.859,07	1.049,43	-18.562,07
16	1.113,80	-16.745,26	1.028,38	-17.533,70
17	1.100,45	-15.644,81	1.010,99	-16.522,71
18	1.087,07	-14.557,75	993,73	-15.528,98
19	1.073,44	-13.484,31	976,39	-14.552,59
20	1.059,37	-12.424,93	958,80	-13.593,79
21	1.040,02	-11.384,91	936,60	-12.657,19
22	1.023,06	-10.361,86	916,74	-11.740,45
23	1.005,72	-9.356,14	896,72	-10.843,73
24	988,20	-8.367,94	876,72	-9.967,01
25	970,72	-7.397,22	856,92	-9.110,09
26	950,24	-6.446,98	834,67	-8.275,42
27	934,05	-5.512,92	816,37	-7.459,05
28	918,16	-4.594,77	798,49	-6.660,56
29	902,55	-3.692,22	781,01	-5.879,55
30	887,22	-2.805,00	763,92	-5.115,63

Tabla 7.105. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = -0,55\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

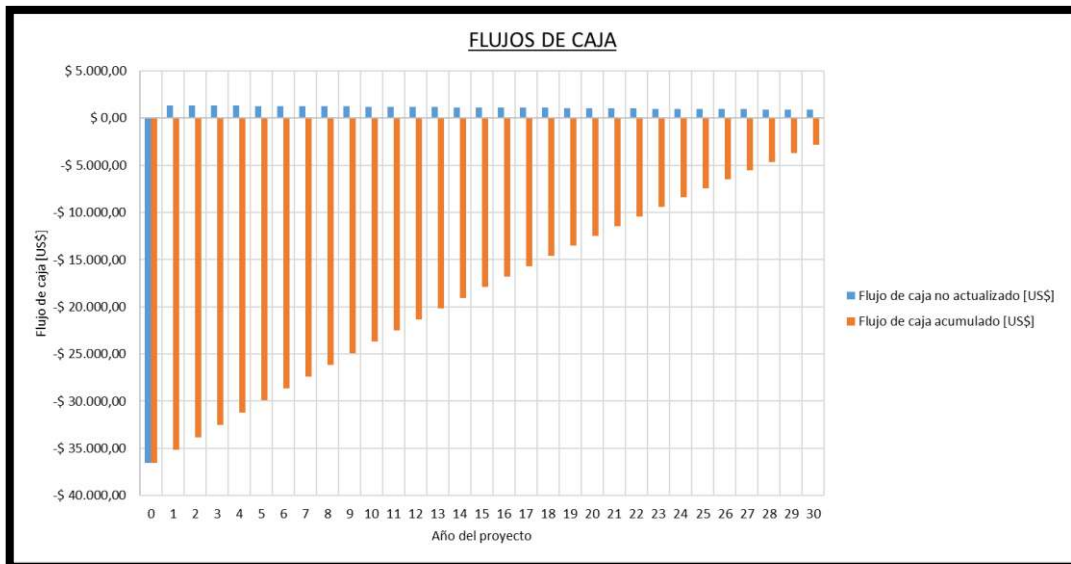


Fig. 7.87. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago es mayor a la vida útil del proyecto:

$$\text{Tiempo de repago} > 30 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = -0,55 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} > 30 \text{ años}$$

$$VAN = -5.115,63 [US\$]$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión no es rentable. La tasa interna de retorno es negativa, el valor neto actual es negativo y el tiempo de repago es mayor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión no será amortizada.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.9.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.166,348	1.896,25	16	26.950,938	1.639,78
2	30.930,684	1.881,91	17	26.697,002	1.624,33
3	30.684,455	1.866,93	18	26.442,440	1.608,84
4	30.427,900	1.851,32	19	26.183,299	1.593,07
5	30.161,244	1.835,10	20	25.915,795	1.576,79
6	29.879,984	1.817,99	21	25.620,434	1.558,82
7	29.585,594	1.800,08	22	25.297,859	1.539,20
8	29.285,357	1.781,81	23	24.968,100	1.519,13
9	28.981,666	1.763,33	24	24.635,053	1.498,87
10	28.676,898	1.744,79	25	24.302,496	1.478,64
11	28.376,182	1.726,49	26	23.981,551	1.459,11
12	28.080,967	1.708,53	27	23.673,727	1.440,38
13	27.789,106	1.690,77	28	23.371,441	1.421,99
14	27.501,348	1.673,26	29	23.074,565	1.403,93
15	27.218,393	1.656,05	30	22.782,986	1.386,18

Tabla 7.106. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,744	55,42
Año 5 al 10	14,970	52,69
Año 10 al 15	14,208	50,01
Año 15 al 20	13,528	47,62
Año 20 al 25	12,686	44,65
Año 25 al 30	11,893	41,86

Tabla 7.107. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76
1	2.152,89	-34.324,87	2.142,18	-34.335,58
2	2.134,40	-32.190,47	2.113,21	-32.222,37
3	2.115,07	-30.075,40	2.083,66	-30.138,71
4	2.094,94	-27.980,46	2.053,56	-28.085,15
5	2.074,01	-25.906,46	2.022,92	-26.062,23
6	2.048,41	-23.858,05	1.988,02	-24.074,21
7	2.025,31	-21.832,74	1.955,82	-22.118,39
8	2.001,74	-19.831,00	1.923,44	-20.194,95
9	1.977,91	-17.853,09	1.891,08	-18.303,86
10	1.953,98	-15.899,11	1.858,92	-16.444,94
11	1.926,93	-13.972,18	1.824,06	-14.620,89
12	1.903,75	-12.068,43	1.793,16	-12.827,73
13	1.880,85	-10.187,58	1.762,77	-11.064,96
14	1.858,26	-8.329,32	1.732,93	-9.332,03
15	1.836,05	-6.493,27	1.703,70	-7.628,33
16	1.811,97	-4.681,30	1.673,00	-5.955,33
17	1.792,04	-2.889,25	1.646,36	-4.308,97
18	1.772,06	-1.117,19	1.619,91	-2.689,06
19	1.751,72	634,53	1.593,35	-1.095,72
20	1.730,73	2.365,26	1.566,42	470,70
21	1.703,72	4.068,98	1.534,30	2.005,00
22	1.678,40	5.747,38	1.503,98	3.508,98
23	1.652,52	7.399,90	1.473,42	4.982,41
24	1.626,38	9.026,28	1.442,90	6.425,31
25	1.600,28	10.626,56	1.412,68	7.837,99
26	1.571,49	12.198,05	1.380,36	9.218,35
27	1.547,33	13.745,37	1.352,38	10.570,73
28	1.523,60	15.268,97	1.325,02	11.895,75
29	1.500,30	16.769,27	1.298,26	13.194,01
30	1.477,41	18.246,68	1.272,10	14.466,10

Tabla 7.108. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 3,06 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

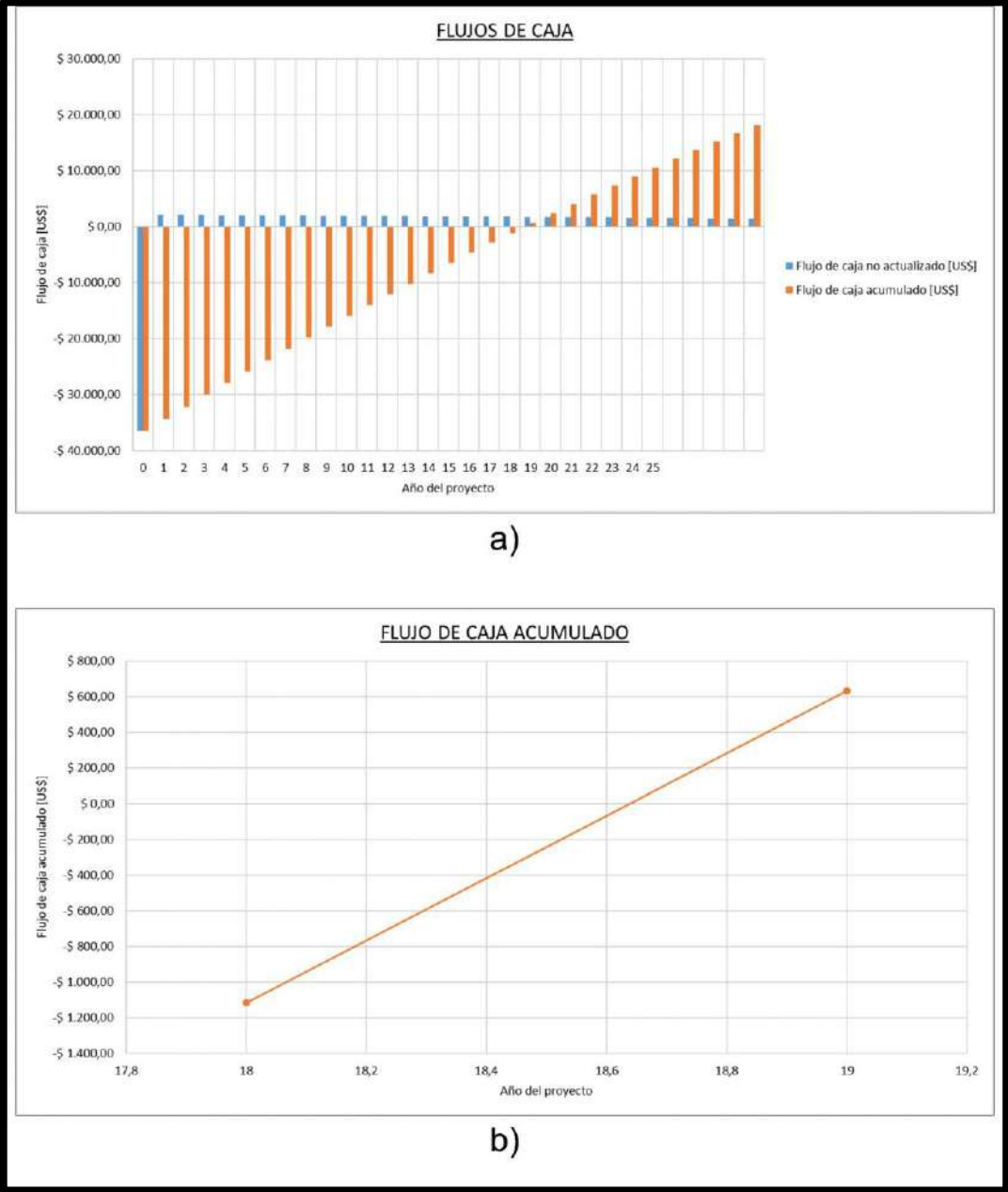


Fig. 7.88. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 18,6 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 3,06 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 18,6 \text{ años}$$

$$VAN = 14.466,10 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,61 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, el tiempo de repago se trasladó a un valor menor al de la vida útil y un aumento de 19.581,74 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.9.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	31.166,348	2.522,12	16	26.950,938	2.180,99
2	30.930,684	2.503,05	17	26.697,002	2.160,44
3	30.684,455	2.483,12	18	26.442,440	2.139,84
4	30.427,900	2.462,36	19	26.183,299	2.118,87
5	30.161,244	2.440,78	20	25.915,795	2.097,22
6	29.879,984	2.418,02	21	25.620,434	2.073,32
7	29.585,594	2.394,20	22	25.297,859	2.047,21
8	29.285,357	2.369,90	23	24.968,100	2.020,53
9	28.981,666	2.345,32	24	24.635,053	1.993,58
10	28.676,898	2.320,66	25	24.302,496	1.966,66
11	28.376,182	2.296,32	26	23.981,551	1.940,69
12	28.080,967	2.272,43	27	23.673,727	1.915,78
13	27.789,106	2.248,82	28	23.371,441	1.891,32
14	27.501,348	2.225,53	29	23.074,565	1.867,29
15	27.218,393	2.202,63	30	22.782,986	1.843,70

Tabla 7.109. Etapa 3 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	15,744	55,42
Año 5 al 10	14,970	52,69
Año 10 al 15	14,208	50,01
Año 15 al 20	13,528	47,62
Año 20 al 25	12,686	44,65
Año 25 al 30	11,893	41,86

Tabla 7.110. Etapa 3 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76	-36.477,76
1	2.960,26	-33.517,50	2.945,54	-33.532,23
2	2.935,66	-30.581,84	2.906,52	-30.625,70
3	2.909,96	-27.671,88	2.866,74	-27.758,96
4	2.883,18	-24.788,70	2.826,23	-24.932,74
5	2.855,34	-21.933,36	2.785,01	-22.147,72
6	2.822,46	-19.110,91	2.739,25	-19.408,47
7	2.791,73	-16.319,18	2.695,94	-16.712,53
8	2.760,38	-13.558,80	2.652,41	-14.060,12
9	2.728,68	-10.830,12	2.608,90	-11.451,22
10	2.696,86	-8.133,25	2.565,66	-8.885,56
11	2.662,02	-5.471,24	2.519,90	-6.365,66
12	2.631,20	-2.840,04	2.478,34	-3.887,32
13	2.600,73	-239,31	2.437,45	-1.449,87
14	2.570,69	2.331,38	2.397,31	947,45
15	2.541,15	4.872,53	2.357,98	3.305,42
16	2.510,14	7.382,67	2.317,62	5.623,04
17	2.483,63	9.866,30	2.281,73	7.904,77
18	2.457,06	12.323,36	2.246,09	10.150,85
19	2.430,01	14.753,37	2.210,30	12.361,16
20	2.402,08	17.155,45	2.174,03	14.535,19
21	2.367,42	19.522,87	2.132,01	16.667,20
22	2.333,75	21.856,62	2.091,22	18.758,42
23	2.299,32	24.155,94	2.050,13	20.808,55
24	2.264,56	26.420,50	2.009,08	22.817,63

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
25	2.229,84	28.650,34	1.968,44	24.786,07
26	2.192,73	30.843,07	1.926,05	26.712,12
27	2.160,60	33.003,67	1.888,38	28.600,50
28	2.129,04	35.132,71	1.851,55	30.452,05
29	2.098,05	37.230,76	1.815,52	32.267,57
30	2.067,61	39.298,37	1.780,27	34.047,84

Tabla 7.111. Etapa 3 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 6,02 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

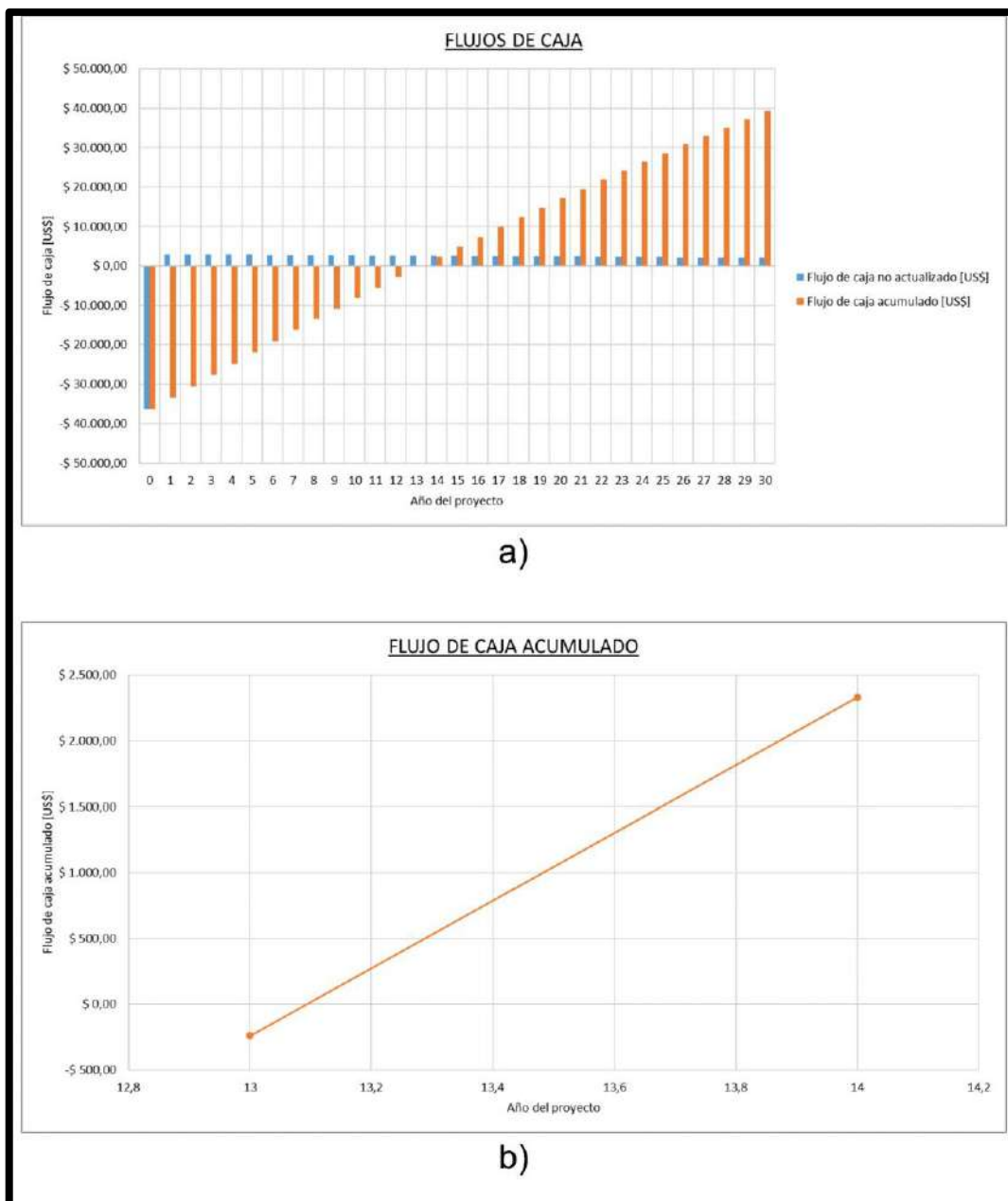


Fig. 7.89. Etapa 3 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 13,1 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 6,02 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 13,1 \text{ años}$$

$$VAN = 34.047,84 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 6,56 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, el tiempo de repago se trasladó a un valor menor al de la vida útil y un aumento de 39.163,47 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.10. ETAPA 3 – DISEÑO 2

Para analizar si es posible mejorar la rentabilidad de la etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientado longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.90), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende en la mano de obra.

7.10.1. SIMULACIÓN PVSYST

El procedimiento es el mismo ya explicado, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendados.

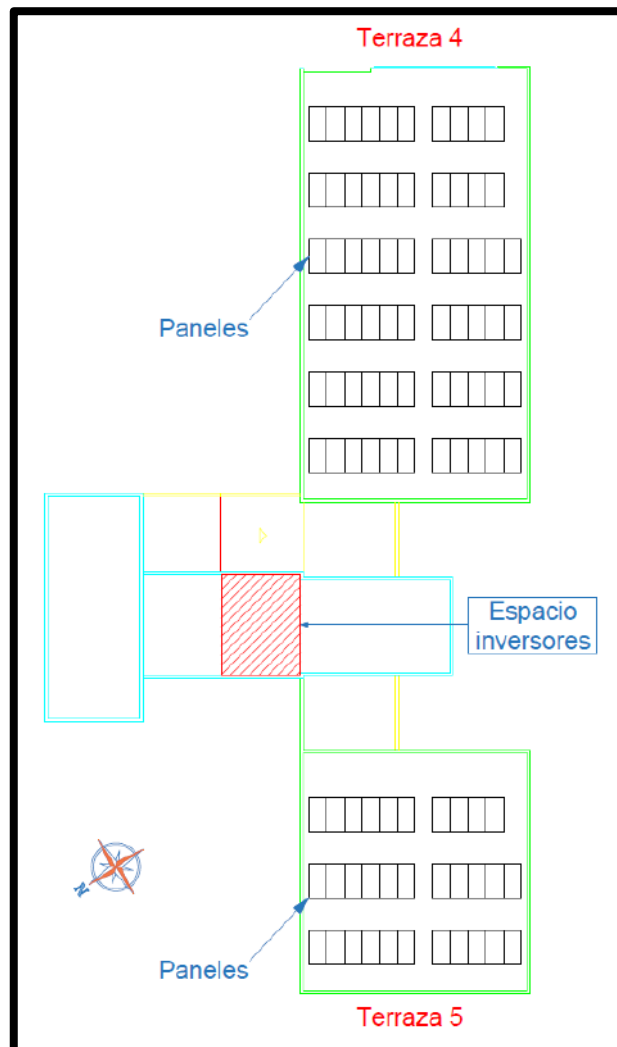


Fig. 7.90. Etapa 3 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 4 y 5.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 1,8 metros. Cabe aclarar que a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran en posición longitudinal con las terrazas.

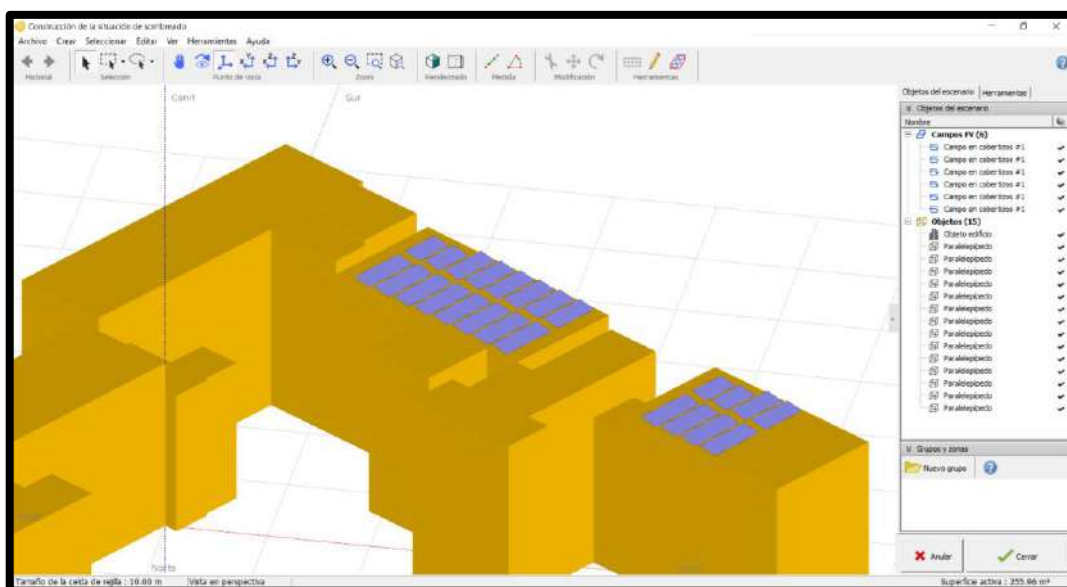


Fig. 7.91. Etapa 3 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 3 y 4 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
	Terraza 4	Terraza 5	Total		
0,7	86	42	128	4	53,825
0,8	77	44	121	4	51,95
0,9	77	33	110	4	47,738
1	77	33	110	4	48,193
1,1	77	33	110	4	48,304
1,2	77	33	110	4	48,373
1,3	66	33	99	4	43,602
1,4	66	33	99	4	43,694
1,5	66	33	99	4	43,773
1,6	66	33	99	4	43,836
1,7	66	33	99	4	43,858
1,8	64	32	96	3	42,687
1,9	64	32	96	3	42,968
2	48	32	80	3	35,779
2,1	48	32	80	3	35,755
2,2	48	32	80	3	35,759
2,3	48	32	80	3	35,761
2,4	48	32	80	3	35,755
2,5	48	32	80	3	35,746

Tabla 7.112. Etapa 3 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

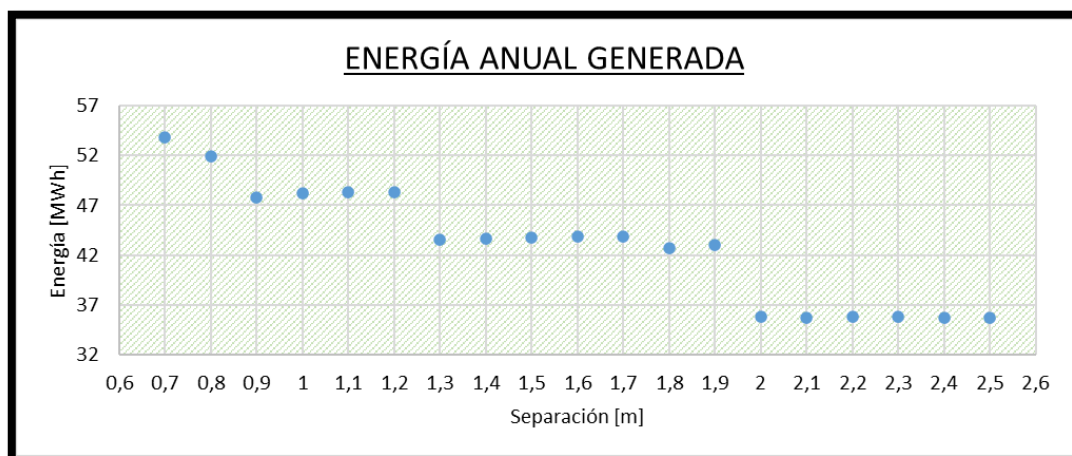


Fig. 7.92. Etapa 3 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.115.

7.10.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

A diferencia del diseño 1, en esta alternativa sólo se diseñó una sola estructura:

7.10.2.1. Estructura 1: 11 paneles

Al igual que en la primera etapa del proyecto, en la siguiente tabla se exponen los resultados de las ecuaciones explicadas anteriormente:

Paneles	Longitud	$\frac{M}{N}$	C_f	A_{f1}	F_1^d	P_1^d
	[m]			[m ²]	[kN/m]	[kN/m]
11	12,9	5,5	1,2	3,14	0,113	0,0471

Tabla 7.113. Etapa 3 - Diseño 2: cálculo de los esfuerzos realizados sobre la estructura 1.

Los resultados de las simulaciones se muestran a continuación:

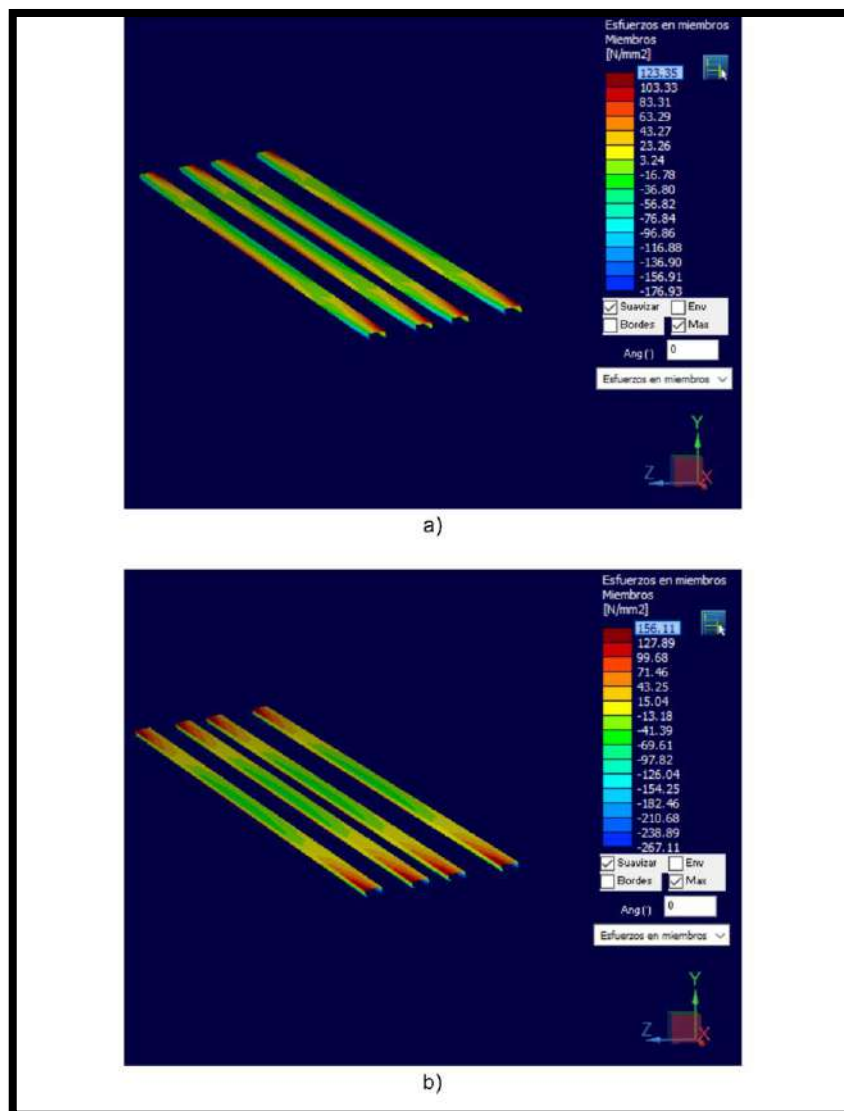


Fig. 7.93. Etapa 3 – Diseño 1: esfuerzos máximos en la estructura 1 con viento en dirección al eje: a) Z. b) -Z.

En la figura anterior se puede apreciar que el esfuerzo máximo en la estructura con viento en la dirección al eje Z es de 123,35 [MPa] y en dirección al eje -Z es 156,11 [MPa]. A partir de estos valores se determina que la peor situación es la segunda. En dicha situación se cumple la condición planteada, ya que:

$$156,11 \text{ [MPa]} < 165 \text{ [MPa]}$$

Reacciones y listado de materiales necesarios para la estructura en cuestión:

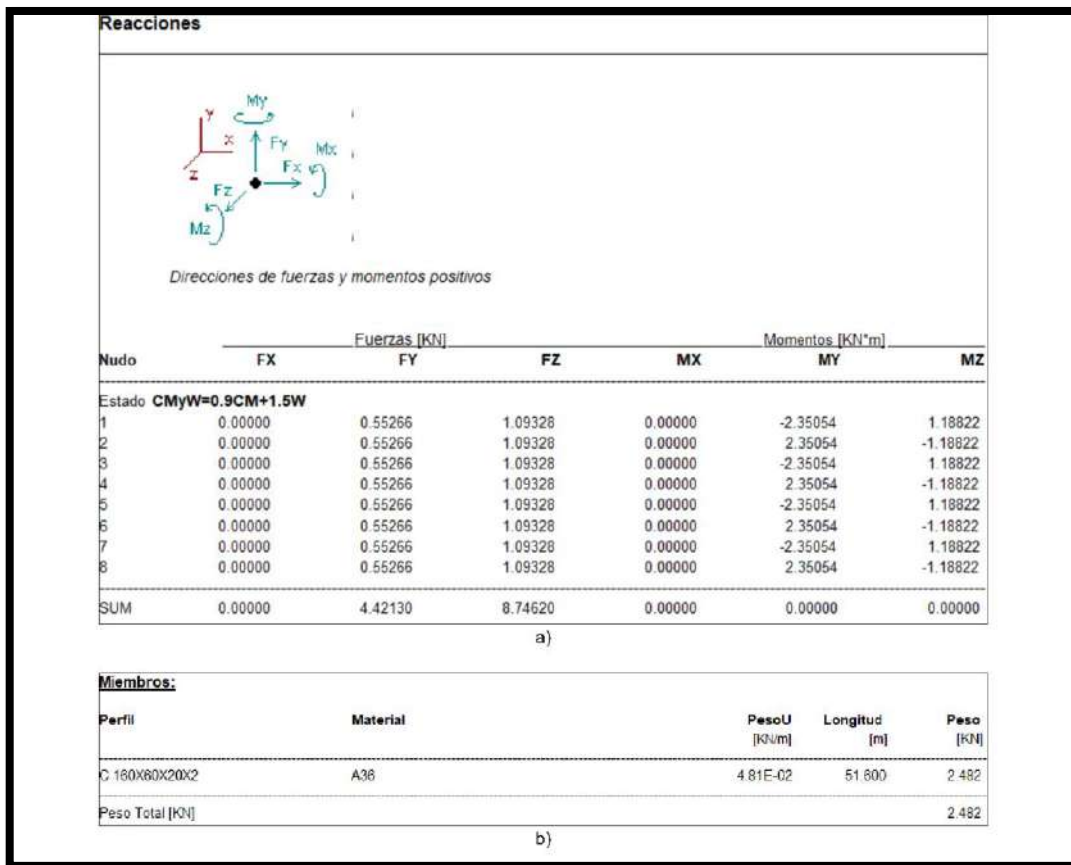


Fig. 7.94. Etapa 3 – Diseño 2: resultados de la simulación de la estructura 1: a) Reacciones en los nodos empotrados con viento en dirección del eje -Z. b) Listado de materiales.

7.10.2.2. Costos de estructuras

A partir de los listados de materiales de cada estructura, se determinó para cada una de ellas, la cantidad de perfiles de 12 metros de largo a utilizar y con el precio de cada perfil, el costo de cada estructura. El costo de los perfiles utilizados en la fecha 20 de marzo del 2020 son:

- Perfil C 160x60x20x2[mm]: 7.680 $[\$/_{12m}]$.

Estructura	Perfiles	Costo
	160x60	[\$]
1	5	38.400

Tabla 7.114. Etapa 3 – Diseño 2: costo de cada estructura.

Luego, a partir de los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de estructuras necesarias para cada separación, con lo cual se pudo determinar la inversión necesaria para cada separación.

7.10.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]			Total	Ahorro [\$]	Años
	Paneles	[\$]	Estructura			
0,7	1.523.072	621.072	407.040	2.551.184	137.124,57	18,60
0,8	1.439.779	621.072	376.320	2.437.171	132.347,82	18,41
0,9	1.308.890	621.072	337.920	2.267.882	121.617,33	18,65
1	1.308.890	621.072	337.920	2.267.882	122.776,49	18,47
1,1	1.308.890	621.072	337.920	2.267.882	123.059,27	18,43
1,2	1.308.890	621.072	337.920	2.267.882	123.235,05	18,40
1,3	1.178.001	621.072	299.520	2.098.593	111.080,46	18,89
1,4	1.178.001	621.072	299.520	2.098.593	111.314,83	18,85
1,5	1.178.001	621.072	299.520	2.098.593	111.516,09	18,82
1,6	1.178.001	621.072	299.520	2.098.593	111.676,59	18,79
1,7	1.178.001	621.072	299.520	2.098.593	111.732,64	18,78
1,8	1.142.304	465.804	299.520	1.907.628	108.749,40	17,54
1,9	1.142.304	465.804	299.520	1.907.628	109.465,28	17,43
2	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.150,58	18,50
2,1	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.089,44	18,52
2,2	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.099,63	18,51
2,3	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.104,72	18,51
2,4	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.089,44	18,52
2,5	951.920	465.804	268.800	1.686.524	91.066,51	18,52

Tabla 7.115. Etapa 3 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.115 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 1,9 metros.

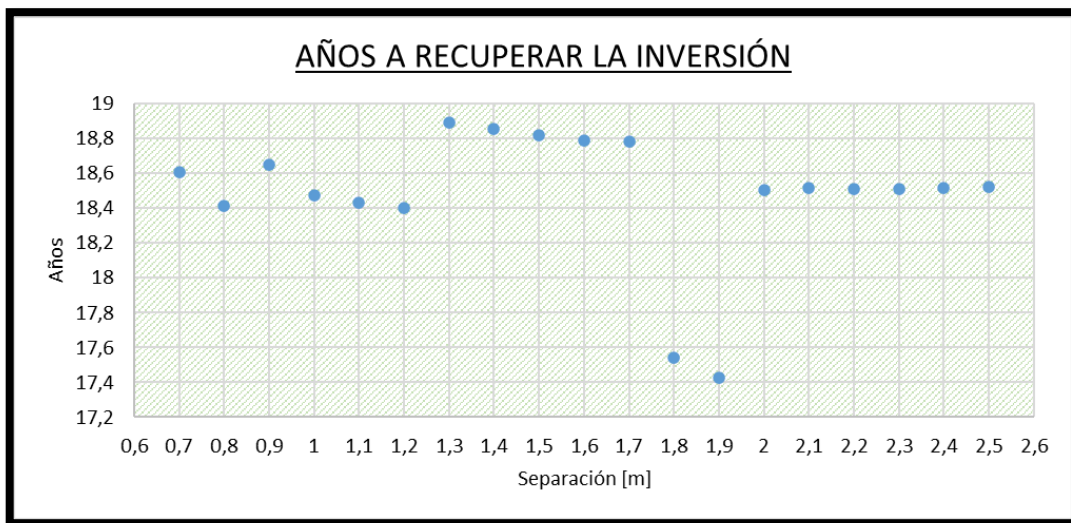


Fig. 7.95. Etapa 3 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.10.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.10.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	75
2	16	90
3	16	90
4	16	100
5	16	75
6	16	85
Total		515

Tabla 7.116. Etapa 3 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 600 metros.

7.10.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 3. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 3 = 43,5 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{43,5[A]}{0,85} = 51,18 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 10[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 68 [A]$$

Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada	
mm ²	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91

Fig. 7.96. Etapa 3 – Diseño 2: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 80 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 43,5[A] \cdot 0,04[km] \cdot \left\{ 2,34 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,08 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 1,52 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los tres inversores es $I_b = 43,5 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 50 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 68[A]$, por lo tanto:

$$43,5 [A] \leq 50 [A] \leq 68 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 50[A] = 65 [A]$$

$$65[A] \leq 1,45 \cdot 68[A] = 98,6 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 7.124 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 5.532 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 2.457 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.696 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

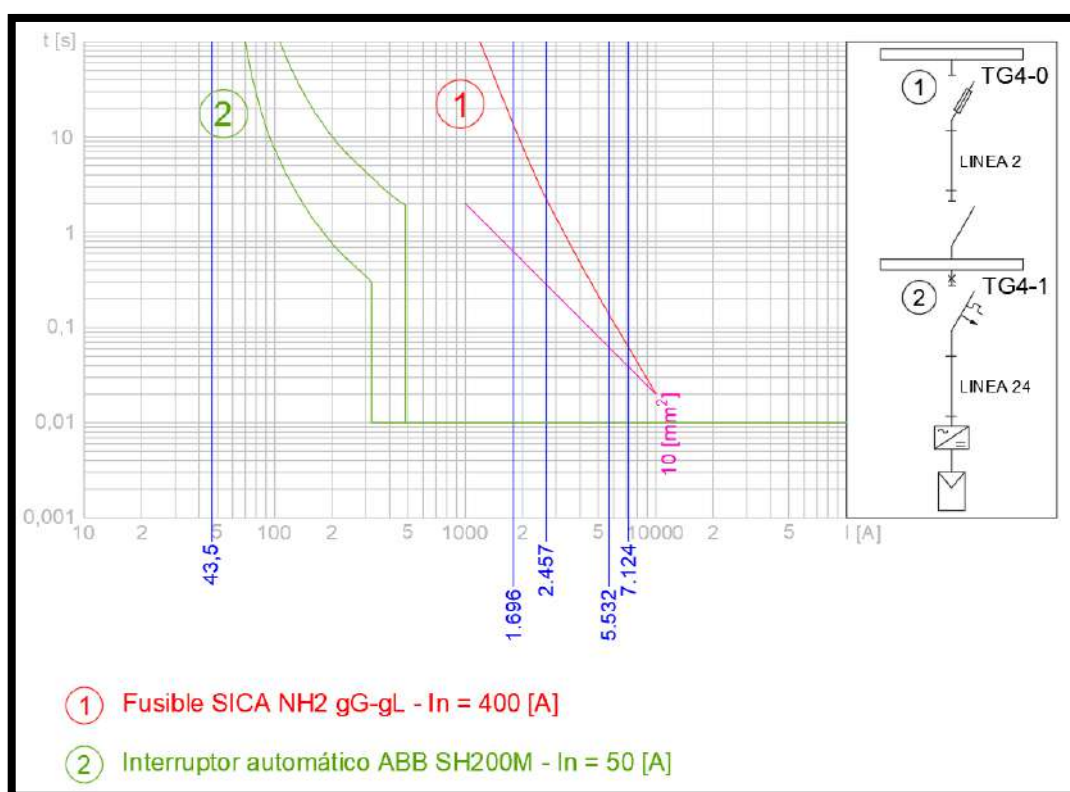


Fig. 7.97. Etapa 3 – Diseño 2: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de $10[mm^2]$ de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (10[mm^2])^2 = 2.044.900 [A^2 \cdot s]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (7.124[A])^2 \cdot 0,01[s] = 507.514 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

7.10.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x10[mm ²]	40	614	24.560
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	600	133	79.800
Total			88.510

Tabla 7.117. Etapa 3 – Diseño 2: costo en cables.

7.10.5. COSTOS ADICIONALES

7.10.5.1. Bulonería

Al instalarse 96 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	768	6,32	4.854
Arandelas M8	2.304	8,45	19.469
Tuercas M8	768	3,25	2.496
Total			26.819

Tabla 7.118. Etapa 3 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.10.5.2. Conectores

Se tienen 8 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 8 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 6 arreglos, se necesitan 12 conectores.

Dicho esto, se necesitan 20 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 20[u] = 3.200 [\$]$$

7.10.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (6) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	12	286	3.432
Base portafusible SPF-15	12	708	8.496
Interruptor automático ABB SH200M-50A	1	2.700	2.700
Interruptor diferencial ABB 4x63A	1	4.900	4.900
Total			19.528

Tabla 7.119. Etapa 3 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.10.5.1. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 7.120. Etapa 3 – Diseño 2: costo en juego de barras.

7.10.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.355 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.355[\text{KWh}]}{12[\text{h}] \cdot 31[\text{días}]} = 52,02 [\text{kW}]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 96 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$96 \cdot 0,32[\text{kW}] = 30,72 [\text{kW}]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.10.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 96 paneles y 3 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes de la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	1.142.304,00	18.276,86
Inversores	465.804,00	7.452,86
Bulonería	26.819,00	429,10
Estructura	299.520,00	4.792,32
Cables de CC	79.800,00	1.276,80
Cables de CA	24.560,00	392,96
Protecciones	19.528,00	312,45
Conectores	3.200,00	51,20
Sistema de barras	3.268,00	52,29
Mano de obra	321.621,60	5.145,95
Gastos no contemplados	114.230,40	1.827,69
Total	2.500.655,00	40.010,48

Tabla 7.121. Etapa 3 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

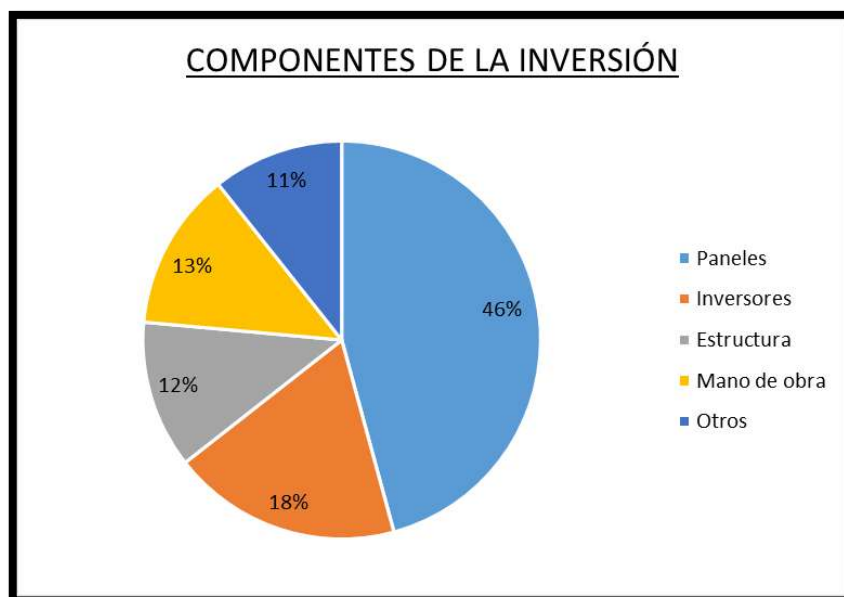


Fig. 7.98. Etapa 3 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.822,398	1.745,51	16	37.061,055	1.510,67
2	42.513,625	1.732,92	17	36.735,914	1.497,41
3	42.185,609	1.719,55	18	36.408,398	1.484,06
4	41.838,777	1.705,42	19	36.071,227	1.470,32
5	41.473,590	1.690,53	20	35.717,367	1.455,90
6	41.080,008	1.674,49	21	35.313,164	1.439,42
7	40.661,188	1.657,42	22	34.859,211	1.420,92
8	40.233,035	1.639,96	23	34.388,918	1.401,75
9	39.800,754	1.622,34	24	33.908,402	1.382,16
10	39.369,398	1.604,76	25	33.423,574	1.362,40
11	38.952,914	1.587,78	26	32.951,637	1.343,16
12	38.553,664	1.571,51	27	32.495,084	1.324,55
13	38.162,887	1.555,58	28	32.042,352	1.306,10
14	37.780,910	1.540,01	29	31.593,383	1.287,80
15	37.408,023	1.524,81	30	31.148,168	1.269,65

Tabla 7.122. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,818	25,129	16	0,708	21,748
2	0,812	24,948	17	0,702	21,557
3	0,806	24,755	18	0,695	21,365
4	0,799	24,552	19	0,689	21,167
5	0,792	24,337	20	0,682	20,960
6	0,785	24,106	21	0,675	20,722
7	0,777	23,861	22	0,666	20,456
8	0,769	23,609	23	0,657	20,180
9	0,760	23,356	24	0,648	19,898
10	0,752	23,103	25	0,638	19,614
11	0,744	22,858	26	0,629	19,337
12	0,736	22,624	27	0,621	19,069
13	0,729	22,395	28	0,612	18,803
14	0,722	22,171	29	0,604	18,540
15	0,715	21,952	30	0,595	18,278

Tabla 7.123. Etapa 3 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,337	85,66
Año 5 al 10	23,103	81,31
Año 10 al 15	21,952	77,26
Año 15 al 20	20,960	73,77
Año 20 al 25	19,614	69,03
Año 25 al 30	18,278	64,33

Tabla 7.124. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Seguendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48
1	1.962,12	-38.048,36	1.952,36	-38.058,12
2	1.945,89	-36.102,47	1.926,57	-36.131,55
3	1.928,64	-34.173,83	1.900,00	-34.231,55
4	1.910,40	-32.263,43	1.872,67	-32.358,89
5	1.891,20	-30.372,24	1.844,62	-30.514,27
6	1.864,90	-28.507,34	1.809,92	-28.704,35
7	1.842,87	-26.664,47	1.779,64	-26.924,71
8	1.820,36	-24.844,11	1.749,16	-25.175,55
9	1.797,63	-23.046,48	1.718,72	-23.456,83
10	1.774,95	-21.271,53	1.688,59	-21.768,24
11	1.747,82	-19.523,71	1.654,51	-20.113,72
12	1.726,83	-17.796,88	1.626,51	-18.487,22
13	1.706,28	-16.090,60	1.599,16	-16.888,06
14	1.686,19	-14.404,41	1.572,47	-15.315,59
15	1.666,59	-12.737,82	1.546,45	-13.769,13
16	1.643,84	-11.093,98	1.517,76	-12.251,38
17	1.626,74	-9.467,24	1.494,50	-10.756,88
18	1.609,52	-7.857,73	1.471,32	-9.285,56
19	1.591,79	-6.265,94	1.447,87	-7.837,69
20	1.573,18	-4.692,75	1.423,83	-6.413,86
21	1.545,82	-3.146,94	1.392,10	-5.021,76
22	1.521,95	-1.624,99	1.363,79	-3.657,97
23	1.497,22	-127,77	1.334,95	-2.323,02
24	1.471,95	1.344,18	1.305,89	-1.017,13
25	1.446,46	2.790,63	1.276,89	259,76
26	1.415,58	4.206,21	1.243,42	1.503,18
27	1.391,57	5.597,78	1.216,25	2.719,42
28	1.367,77	6.965,55	1.189,49	3.908,92
29	1.344,16	8.309,71	1.163,15	5.072,06
30	1.320,75	9.630,45	1.137,20	6.209,27

Tabla 7.125. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 1,58\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

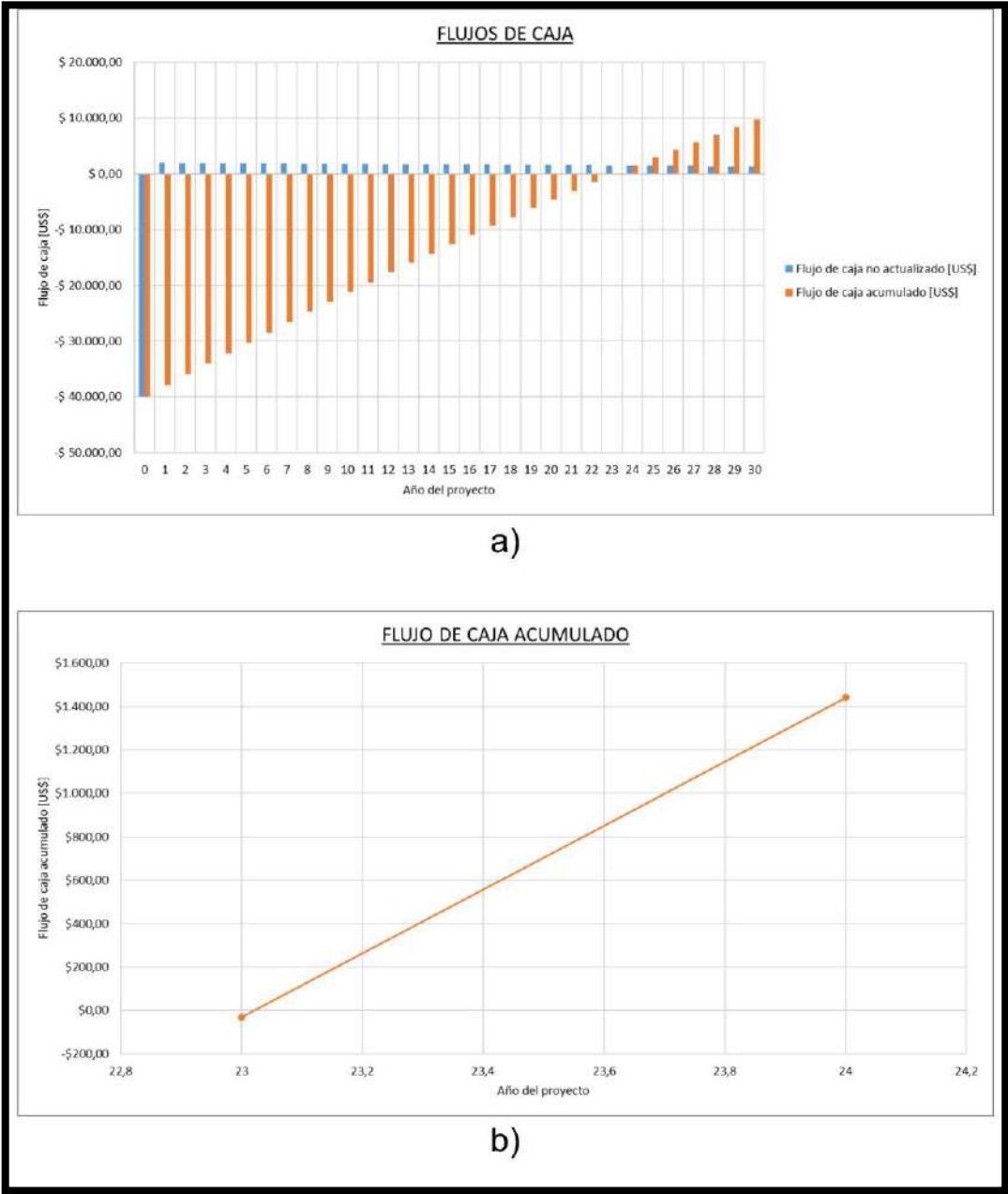


Fig. 7.99. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\textit{Tiempo de repago} = 23 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 1,58 \%$$

$$\textit{Tiempo de repago} = 23 \text{ años}$$

$$VAN = 6.209,27 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión será amortizada.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.10.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.822,398	2.605,44	16	37.061,055	2.254,91
2	42.513,625	2.586,66	17	36.735,914	2.235,12
3	42.185,609	2.566,70	18	36.408,398	2.215,20
4	41.838,777	2.545,60	19	36.071,227	2.194,68
5	41.473,590	2.523,38	20	35.717,367	2.173,15
6	41.080,008	2.499,43	21	35.313,164	2.148,56
7	40.661,188	2.473,95	22	34.859,211	2.120,94
8	40.233,035	2.447,90	23	34.388,918	2.092,32
9	39.800,754	2.421,60	24	33.908,402	2.063,09
10	39.369,398	2.395,35	25	33.423,574	2.033,59
11	38.952,914	2.370,01	26	32.951,637	2.004,88
12	38.553,664	2.345,72	27	32.495,084	1.977,10
13	38.162,887	2.321,94	28	32.042,352	1.949,55
14	37.780,910	2.298,70	29	31.593,383	1.922,24
15	37.408,023	2.276,02	30	31.148,168	1.895,15

Tabla 7.126. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,337	85,66
Año 5 al 10	23,103	81,31
Año 10 al 15	21,952	77,26
Año 15 al 20	20,960	73,77
Año 20 al 25	19,614	69,03
Año 25 al 30	18,278	64,33

Tabla 7.127. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48
1	3.071,44	-36.939,04	3.056,16	-36.954,32
2	3.047,21	-33.891,83	3.016,96	-33.937,35
3	3.021,46	-30.870,36	2.976,59	-30.960,76
4	2.994,24	-27.876,12	2.935,10	-28.025,66
5	2.965,58	-24.910,54	2.892,54	-25.133,12
6	2.929,08	-21.981,46	2.842,73	-22.290,40
7	2.896,21	-19.085,25	2.796,84	-19.493,56
8	2.862,60	-16.222,65	2.750,63	-16.742,93
9	2.828,67	-13.393,97	2.704,51	-14.038,42
10	2.794,82	-10.599,16	2.658,84	-11.379,57
11	2.756,90	-7.842,25	2.609,73	-8.769,85
12	2.725,57	-5.116,69	2.567,23	-6.202,62
13	2.694,90	-2.421,79	2.525,71	-3.676,91
14	2.664,92	243,13	2.485,18	-1.191,73
15	2.635,65	2.878,77	2.445,66	1.253,93
16	2.603,91	5.482,68	2.404,19	3.658,13
17	2.578,39	8.061,08	2.368,79	6.026,91
18	2.552,68	10.613,76	2.333,50	8.360,41
19	2.526,22	13.139,98	2.297,82	10.658,23
20	2.498,45	15.638,43	2.261,25	12.919,49
21	2.460,61	18.099,04	2.215,93	15.135,41
22	2.424,98	20.524,02	2.172,98	17.308,39
23	2.388,07	22.912,09	2.129,25	19.437,64
24	2.350,35	25.262,44	2.085,20	21.522,84
25	2.312,30	27.574,74	2.041,23	23.564,08
26	2.269,20	29.843,94	1.993,22	25.557,29
27	2.233,36	32.077,30	1.951,98	27.509,27
28	2.197,83	34.275,13	1.911,37	29.420,64
29	2.162,59	36.437,72	1.871,36	31.292,00
30	2.127,65	38.565,36	1.831,97	33.123,97

Tabla 7.128. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 5,49 \text{ [%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

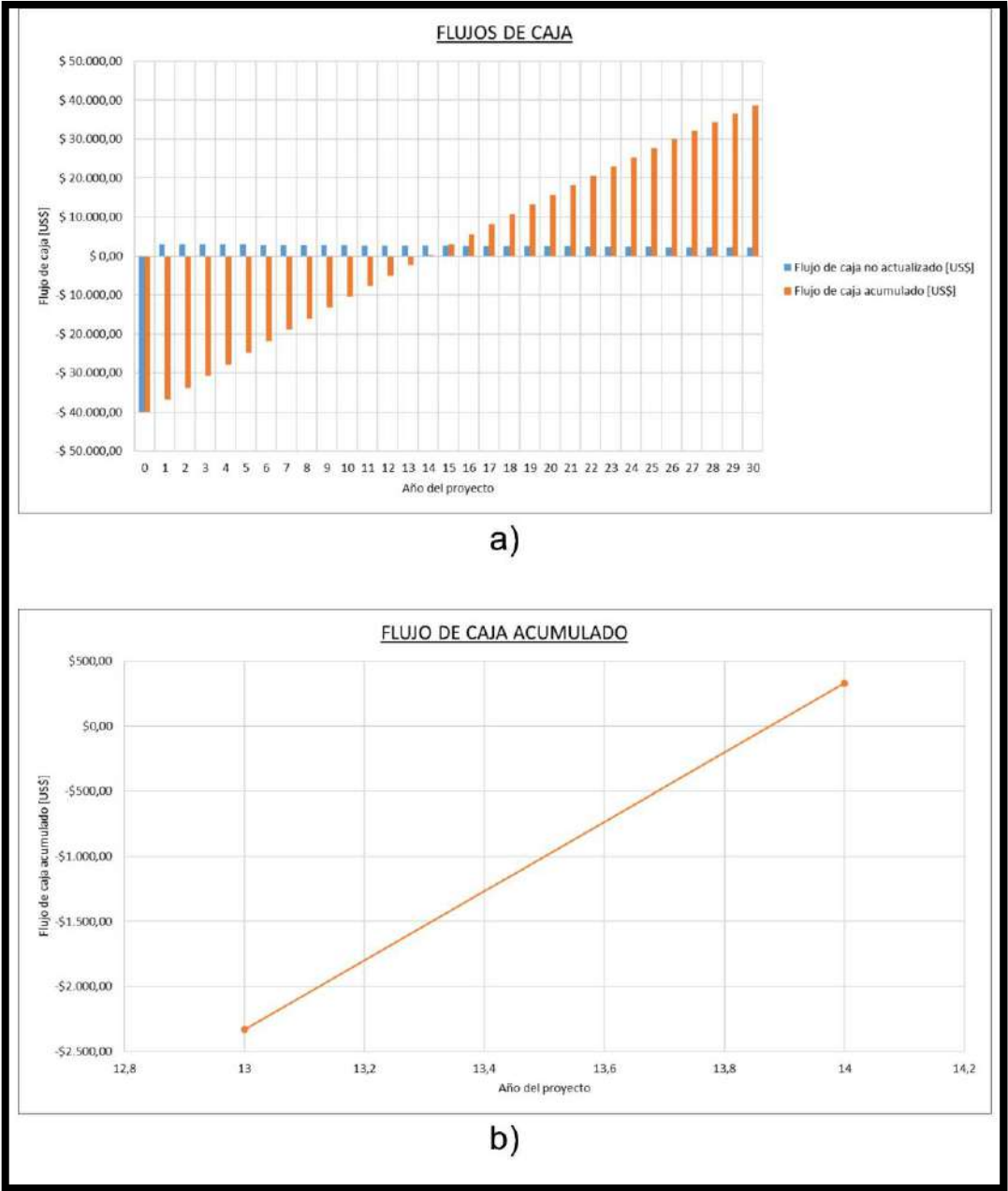


Fig. 7.100. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 13,9 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 5,49 \text{ [\%]}$$

$$\textit{Tiempo de repago} = 13,9 \text{ años}$$

$$VAN = 33.123,97 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,91 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 39,57 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 26.914,70 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.10.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\textit{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.822,398	3.465,38	16	37.061,055	2.999,14
2	42.513,625	3.440,39	17	36.735,914	2.972,83
3	42.185,609	3.413,84	18	36.408,398	2.946,33
4	41.838,777	3.385,78	19	36.071,227	2.919,04
5	41.473,590	3.356,22	20	35.717,367	2.890,41
6	41.080,008	3.324,37	21	35.313,164	2.857,70
7	40.661,188	3.290,48	22	34.859,211	2.820,96
8	40.233,035	3.255,83	23	34.388,918	2.782,90
9	39.800,754	3.220,85	24	33.908,402	2.744,02
10	39.369,398	3.185,94	25	33.423,574	2.704,78
11	38.952,914	3.152,24	26	32.951,637	2.666,59
12	38.553,664	3.119,93	27	32.495,084	2.629,64
13	38.162,887	3.088,31	28	32.042,352	2.593,01
14	37.780,910	3.057,40	29	31.593,383	2.556,67
15	37.408,023	3.027,22	30	31.148,168	2.520,65

Tabla 7.129. Etapa 3 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,337	85,66
Año 5 al 10	23,103	81,31
Año 10 al 15	21,952	77,26
Año 15 al 20	20,960	73,77
Año 20 al 25	19,614	69,03
Año 25 al 30	18,278	64,33

Tabla 7.130. Etapa 3 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48	-40.010,48
1	4.180,77	-35.829,71	4.159,97	-35.850,51
2	4.148,53	-31.681,18	4.107,36	-31.743,16
3	4.114,29	-27.566,89	4.053,19	-27.689,97
4	4.078,08	-23.488,81	3.997,53	-23.692,44
5	4.039,96	-19.448,85	3.940,46	-19.751,98
6	3.993,27	-15.455,58	3.875,54	-15.876,44
7	3.949,54	-11.506,04	3.814,03	-12.062,41
8	3.904,85	-7.601,19	3.752,11	-8.310,30
9	3.859,72	-3.741,47	3.690,30	-4.620,00
10	3.814,69	73,22	3.629,10	-990,91
11	3.765,99	3.839,20	3.564,94	2.574,03
12	3.724,31	7.563,51	3.507,94	6.081,98
13	3.683,51	11.247,02	3.452,26	9.534,23
14	3.643,64	14.890,66	3.397,90	12.932,13
15	3.604,71	18.495,37	3.344,87	16.277,00
16	3.563,98	22.059,35	3.290,63	19.567,63
17	3.530,04	25.589,40	3.243,07	22.810,70
18	3.495,85	29.085,25	3.195,68	26.006,39
19	3.460,65	32.545,90	3.147,77	29.154,16
20	3.423,71	35.969,61	3.098,67	32.252,83
21	3.375,40	39.345,02	3.039,75	35.292,59
22	3.328,01	42.673,03	2.982,17	38.274,75
23	3.278,92	45.951,95	2.923,56	41.198,31
24	3.228,76	49.180,71	2.864,51	44.062,81
25	3.178,14	52.358,85	2.805,58	46.868,39
26	3.122,81	55.481,66	2.743,02	49.611,41
27	3.075,15	58.556,82	2.687,71	52.299,12
28	3.027,89	61.584,71	2.633,24	54.932,36
29	2.981,02	64.565,73	2.579,58	57.511,94
30	2.934,54	67.500,28	2.526,73	60.038,67

Tabla 7.131. Etapa 3 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 8,83 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

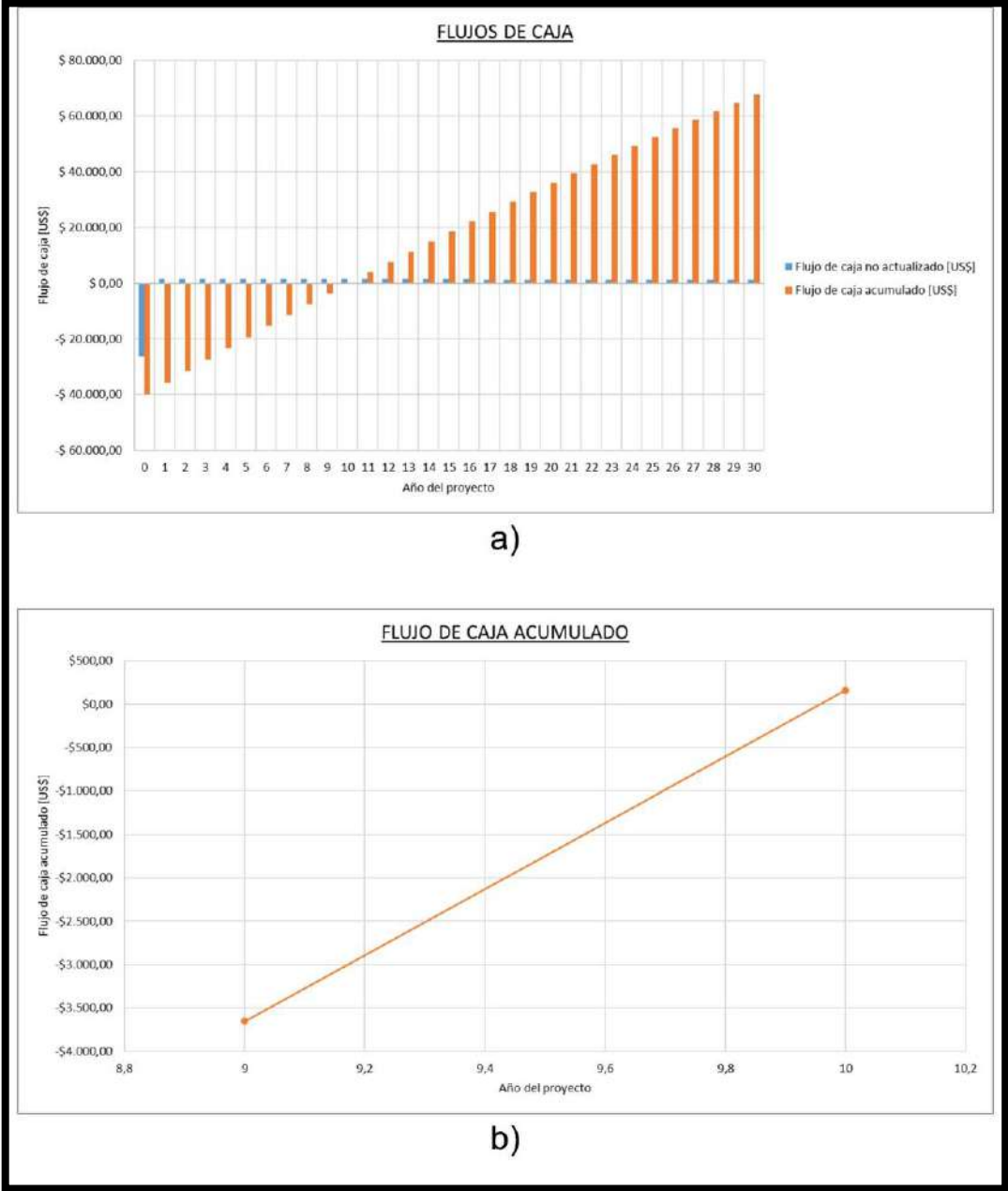


Fig. 7.101. Etapa 3 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 9,9 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 8,83 \text{ [\%]}$$

$$\textit{Tiempo de repago} = 9,9 \text{ años}$$

$$VAN = 60.038,67 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,25 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 56,96 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 53.829,41 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.11. ETAPA 4 – DISEÑO 1

La cuarta etapa del proyecto está integrada por las terrazas 6 y 7 que se observan en la Fig. 7.2.

7.11.1. SIMULACIÓN PVSYS

Se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en ambas terrazas de manera de aprovechar la totalidad de esta y que el área activa este orientada al norte, teniendo siempre presente que debe haber distancia suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

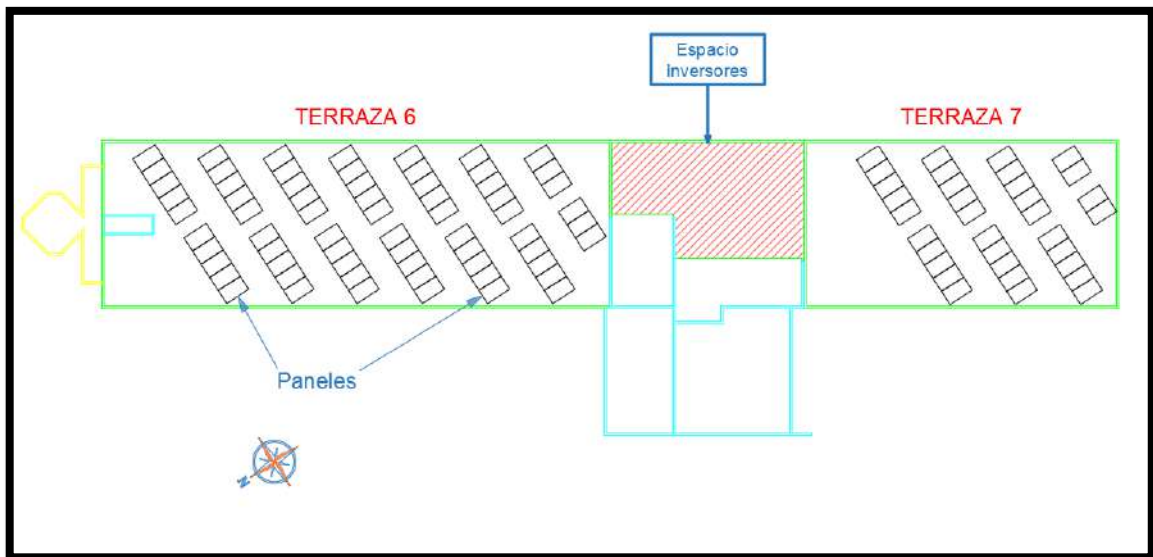


Fig. 7.102. Etapa 4 – Diseño 1: paneles ubicados en las terrazas 6 y 7.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener una distancia de 3,5 metros entre soportes.

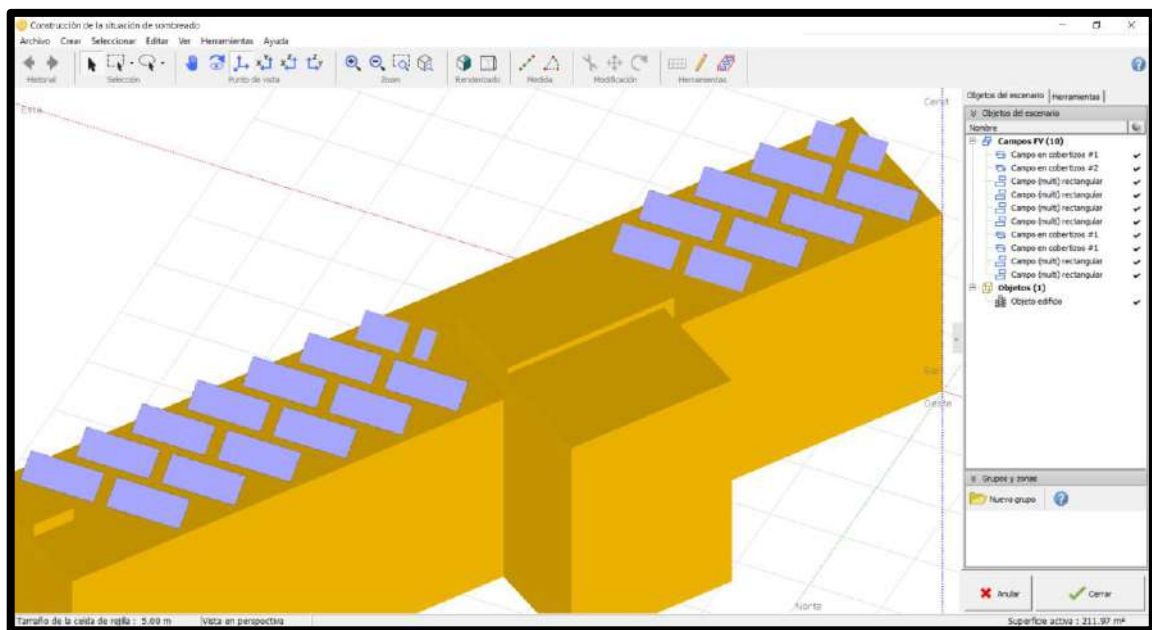


Fig. 7.103. Etapa 4 – Diseño 1: situación de sombreado de las terrazas 6 y 7 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Inversores	Energía anual generada [MWh]
	Terraza 6	Terraza 7	Total		
1,8	64	42	106	4	47,081
1,9	64	32	96	3	43,790
2	63	32	95	3	44,121
2,1	62	32	94	3	44,567
2,2	59	32	91	3	43,473
2,3	58	32	90	3	43,185
2,4	57	32	89	3	42,868
2,5	56	32	88	3	42,378
2,6	48	32	80	3	39,027
2,7	48	32	80	3	39,180
2,8	48	32	80	3	39,258
2,9	48	30	78	3	38,318
3	48	30	78	3	38,376
3,1	48	30	78	3	38,381
3,2	48	29	77	3	37,975
3,3	48	29	77	3	37,844
3,4	47	28	75	3	36,984
3,5	46	28	74	3	36,421

Tabla 7.132. Etapa 4 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

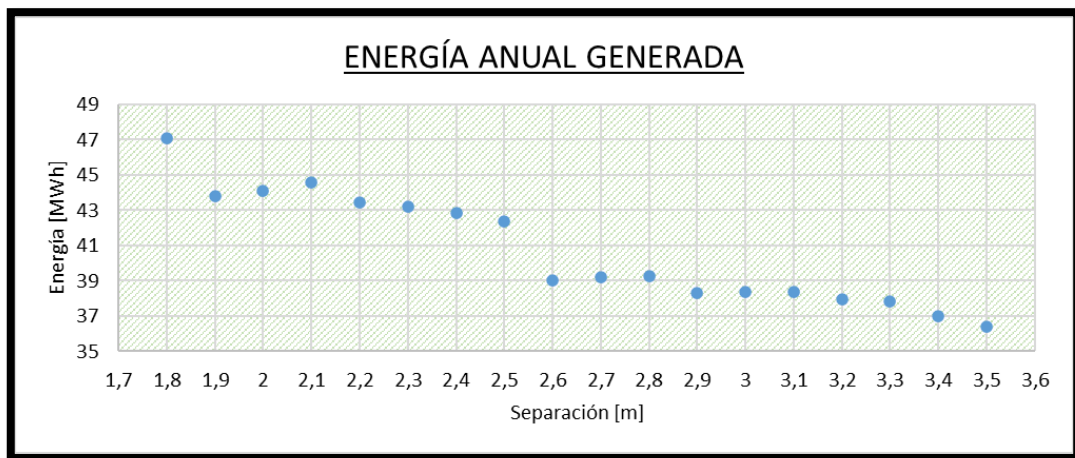


Fig. 7.104. Etapa 4 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.133.

7.11.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser las terrazas 6 y 7 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras son las mismas. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.11.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total	[\$]	
1,8	1.261.294	621.072	938.259	2.820.625	119.943,56	23,52
1,9	1.142.304	465.804	822.544	2.430.652	111.559,40	21,79
2	1.130.405	465.804	822.544	2.418.753	112.402,66	21,52
2,1	1.118.506	465.804	802.117	2.386.427	113.538,89	21,02
2,2	1.082.809	465.804	802.712	2.351.325	110.751,81	21,23
2,3	1.070.910	465.804	908.571	2.445.285	110.018,11	22,23
2,4	1.059.011	465.804	908.571	2.433.386	109.210,52	22,28
2,5	1.047.112	465.804	878.883	2.391.799	107.962,19	22,15
2,6	951.920	465.804	823.854	2.241.578	99.425,19	22,55
2,7	951.920	465.804	823.854	2.241.578	99.814,97	22,46
2,8	951.920	465.804	748.398	2.166.122	100.013,68	21,66
2,9	928.122	465.804	728.566	2.122.492	97.618,94	21,74
3	928.122	465.804	708.139	2.102.065	97.766,70	21,50
3,1	928.122	465.804	718.710	2.112.636	97.779,44	21,61
3,2	916.223	465.804	718.710	2.100.737	96.745,11	21,71
3,3	916.223	465.804	718.710	2.100.737	96.411,37	21,79
3,4	892.425	465.804	698.878	2.057.107	94.220,44	21,83
3,5	880.526	465.804	698.878	2.045.208	92.786,14	22,04

Tabla 7.133. Etapa 4 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.133 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2,1 metros.

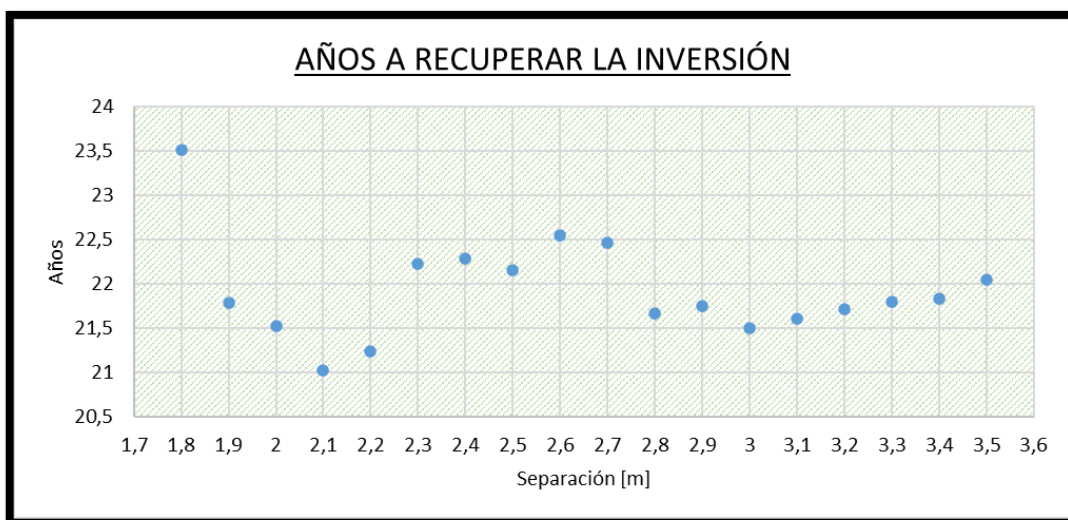


Fig. 7.105. Etapa 4 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.11.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.11.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	15	75
2	15	60
3	16	45
4	16	45
5	16	50
6	16	70
Total		345

Tabla 7.134. Etapa 4 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 400 metros.

7.11.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 3. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 3 = 43,5 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{43,5[A]}{0,85} = 51,18 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 10[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 68 [A]$$

Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada	
mm ²	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91

Fig. 7.106. Etapa 4 – Diseño 1: intensidad admisible en amperes para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 80 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 43,5[A] \cdot 0,08[km] \cdot \left\{ 2,34 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,08 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 3,05 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los tres inversores es $I_b = 43,5 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 50 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 68[A]$, por lo tanto:

$$43,5 [A] \leq 50 [A] \leq 68 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 50[A] = 65 [A]$$

$$65[A] \leq 1,45 \cdot 68[A] = 98,6 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 6.098 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 4.816 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.378 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 946 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

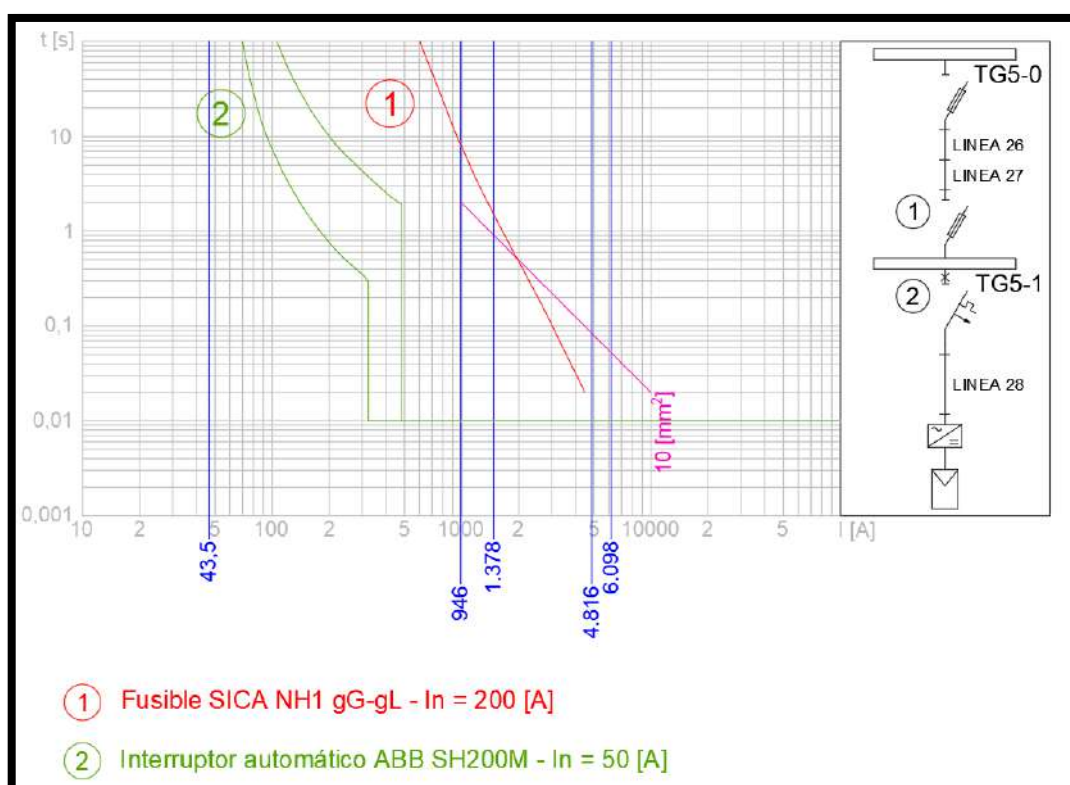


Fig. 7.107. Etapa 4 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de $10[mm^2]$ de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (10[mm^2])^2 = 2.044.900 [A^2 \cdot s]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (6.098[A])^2 \cdot 0,01[s] \cong 371.856 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

7.11.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x10[mm ²]	80	614	49.120
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	400	133	53.200
Total			102.320

Tabla 7.135. Etapa 4 – Diseño 1: costo en cables.

7.11.5. COSTOS ADICIONALES

7.11.5.1. Bulonería

Al instalarse 94 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	752	6,32	4.753
Arandelas M8	1.563	8,45	13.208
Tuercas M8	752	3,25	2.444
Total			20.405

Tabla 7.136. Etapa 4 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.11.5.2. Conectores

Se tienen 14 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 14 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 6 arreglos, se necesitan 12 conectores.

Dicho esto, se necesitan 26 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 26[u] = 4.160 \text{ [\$]}$$

7.11.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (6) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial.

El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	12	286	3.432
Base portafusible SPF-15	12	708	8.496
Interruptor automático ABB SH200M-50A	1	2.700	2.700
Interruptor diferencial ABB 4x63A	1	4.900	4.900
Total			19.528

Tabla 7.137. Etapa 4 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.

7.11.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 7.138. Etapa 4 – Diseño 1: costo en juego de barras.

7.11.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 94 *paneles*
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (7):

$$94 \cdot 0,32[kW] = 30,08 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.11.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 94 paneles y 3 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	1.118.506,00	17.896,10
Inversores	465.804,00	7.452,86
Bulonería	20.405,00	326,48
Estructura	802.117,00	12.833,87
Cables de CC	53.200,00	851,20
Cables de CA	49.120,00	785,92
Protecciones	19.528,00	312,45
Conectores	4.160,00	66,56
Mano de obra	316.862,00	5.069,79
Gastos no contemplados	111.850,60	1.789,61
Total	2.964.820,60	47.437,13

Tabla 7.139. Etapa 4 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

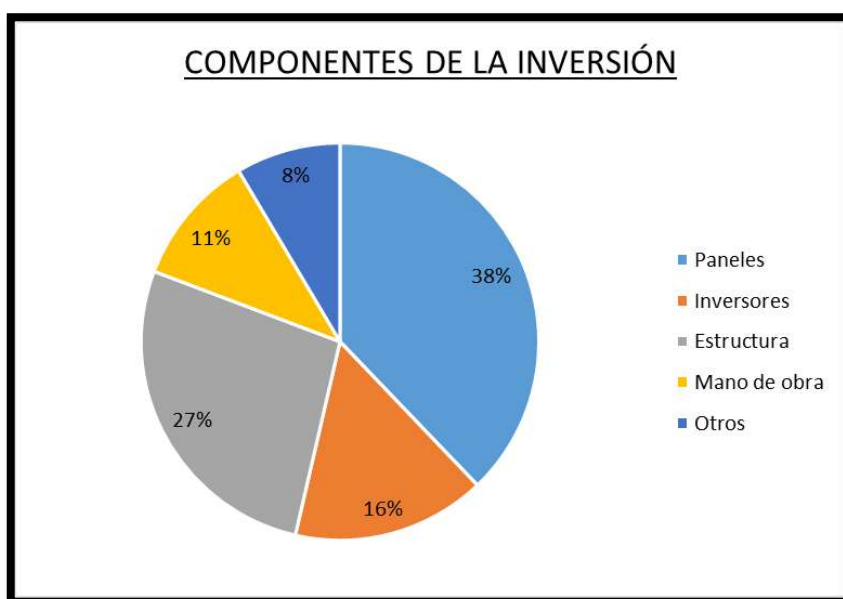


Fig. 7.108. Etapa 4 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.411,200	1.810,27	16	38.434,100	1.566,64
2	44.084,300	1.796,95	17	38.069,900	1.551,79
3	43.741,300	1.782,97	18	37.706,800	1.536,99
4	43.382,800	1.768,35	19	37.339,700	1.522,03
5	43.009,000	1.753,12	20	36.963,900	1.506,71
6	42.613,800	1.737,01	21	36.560,100	1.490,25
7	42.199,300	1.720,11	22	36.127,500	1.472,61
8	41.775,500	1.702,84	23	35.683,500	1.454,52
9	41.345,600	1.685,31	24	35.230,600	1.436,06
10	40.913,000	1.667,68	25	34.771,100	1.417,33
11	40.483,400	1.650,17	26	34.311,600	1.398,60
12	40.059,400	1.632,89	27	33.853,200	1.379,91
13	39.639,500	1.615,77	28	33.391,900	1.361,11
14	39.225,400	1.598,89	29	32.927,600	1.342,18
15	38.818,500	1.582,30	30	32.460,600	1.323,15

Tabla 7.140. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,771	23,192	16	0,667	20,070
2	0,765	23,021	17	0,661	19,880
3	0,759	22,842	18	0,655	19,691
4	0,753	22,655	19	0,648	19,499
5	0,747	22,459	20	0,642	19,303
6	0,740	22,253	21	0,635	19,092
7	0,733	22,037	22	0,627	18,866
8	0,725	21,815	23	0,619	18,634
9	0,718	21,591	24	0,612	18,398
10	0,710	21,365	25	0,604	18,158
11	0,703	21,141	26	0,596	17,918
12	0,695	20,919	27	0,588	17,678

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
13	0,688	20,700	28	0,580	17,437
14	0,681	20,484	29	0,572	17,195
15	0,674	20,271	30	0,564	16,951

Tabla 7.141. Etapa 4 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	22,459	79,05
Año 5 al 10	21,365	75,20
Año 10 al 15	20,271	71,35
Año 15 al 20	19,303	67,94
Año 20 al 25	18,158	63,91
Año 25 al 30	16,951	59,66

Tabla 7.142. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13
1	1.962,87	-45.474,26	1.953,11	-45.484,02
2	1.945,68	-43.528,57	1.926,37	-43.557,65
3	1.927,65	-41.600,93	1.899,02	-41.658,63
4	1.908,80	-39.692,13	1.871,09	-39.787,54
5	1.889,14	-37.802,99	1.842,61	-37.944,93
6	1.863,39	-35.939,60	1.808,45	-36.136,47
7	1.841,59	-34.098,00	1.778,41	-34.358,06
8	1.819,31	-32.278,69	1.748,15	-32.609,92

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
9	1.796,70	-30.481,99	1.717,84	-30.892,08
10	1.773,96	-28.708,03	1.687,65	-29.204,43
11	1.746,40	-26.961,63	1.653,17	-27.551,26
12	1.724,11	-25.237,52	1.623,95	-25.927,31
13	1.702,03	-23.535,50	1.595,17	-24.332,14
14	1.680,25	-21.855,24	1.566,93	-22.765,21
15	1.658,86	-20.196,39	1.539,28	-21.225,93
16	1.634,25	-18.562,14	1.508,90	-19.717,03
17	1.615,10	-16.947,05	1.483,80	-18.233,23
18	1.596,00	-15.351,04	1.458,96	-16.774,26
19	1.576,70	-13.774,34	1.434,15	-15.340,12
20	1.556,94	-12.217,40	1.409,13	-13.930,99
21	1.530,51	-10.686,90	1.378,31	-12.552,68
22	1.507,76	-9.179,14	1.351,07	-11.201,60
23	1.484,41	-7.694,73	1.323,53	-9.878,07
24	1.460,60	-6.234,13	1.295,82	-8.582,25
25	1.436,44	-4.797,69	1.268,05	-7.314,20
26	1.406,80	-3.390,90	1.235,70	-6.078,50
27	1.382,69	-2.008,20	1.208,49	-4.870,01
28	1.358,44	-649,77	1.181,38	-3.688,63
29	1.334,02	684,25	1.154,38	-2.534,26
30	1.309,47	1.993,72	1.127,49	-1.406,77

Tabla 7.143. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 0,32\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

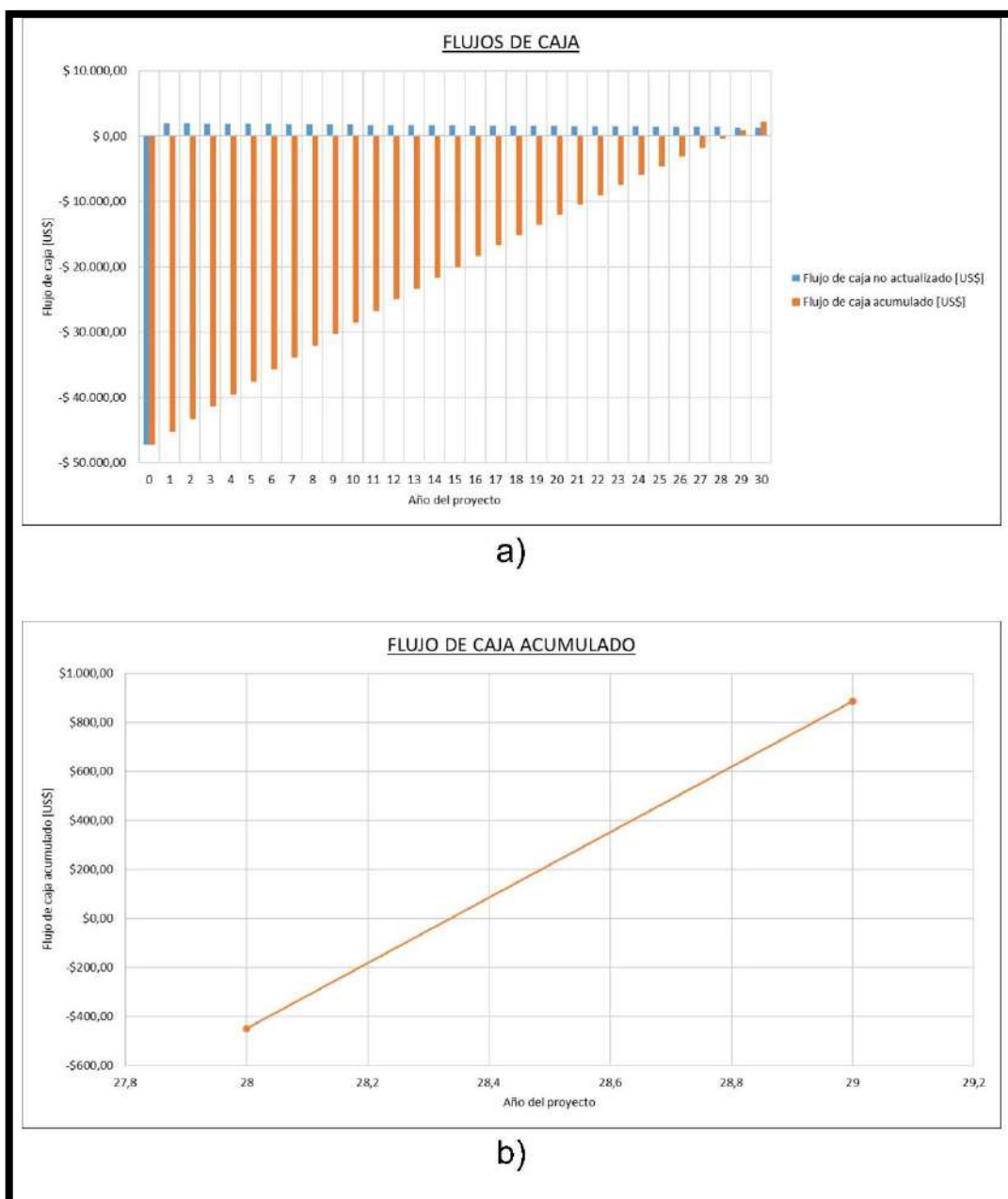


Fig. 7.109. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 28,3 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 0,32 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 28,3 \text{ años}$$

$$VAN = -1.406,77 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión no es rentable. La tasa interna de retorno es menor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es negativo.

7.11.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.411,200	2.702,11	16	38.434,100	2.338,45
2	44.084,300	2.682,22	17	38.069,900	2.316,29
3	43.741,300	2.661,35	18	37.706,800	2.294,19
4	43.382,800	2.639,54	19	37.339,700	2.271,86
5	43.009,000	2.616,80	20	36.963,900	2.248,99
6	42.613,800	2.592,75	21	36.560,100	2.224,43
7	42.199,300	2.567,53	22	36.127,500	2.198,10
8	41.775,500	2.541,75	23	35.683,500	2.171,09
9	41.345,600	2.515,59	24	35.230,600	2.143,53
10	40.913,000	2.489,27	25	34.771,100	2.115,58
11	40.483,400	2.463,13	26	34.311,600	2.087,62
12	40.059,400	2.437,33	27	33.853,200	2.059,73
13	39.639,500	2.411,79	28	33.391,900	2.031,66
14	39.225,400	2.386,59	29	32.927,600	2.003,41
15	38.818,500	2.361,83	30	32.460,600	1.975,00

Tabla 7.144. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	22,459	79,05
Año 5 al 10	21,365	75,20
Año 10 al 15	20,271	71,35
Año 15 al 20	19,303	67,94
Año 20 al 25	18,158	63,91
Año 25 al 30	16,951	59,66

Tabla 7.145. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13
1	3.113,35	-44.323,78	3.097,86	-44.339,27
2	3.087,69	-41.236,08	3.057,05	-41.282,22
3	3.060,77	-38.175,31	3.015,32	-38.266,90
4	3.032,64	-35.142,67	2.972,73	-35.294,17
5	3.003,30	-32.139,38	2.929,33	-32.364,84
6	2.967,31	-29.172,07	2.879,83	-29.485,01
7	2.934,78	-26.237,29	2.834,08	-26.650,93
8	2.901,51	-23.335,78	2.788,02	-23.862,91
9	2.867,77	-20.468,01	2.741,89	-21.121,02
10	2.833,82	-17.634,19	2.695,95	-18.425,08
11	2.795,13	-14.839,06	2.645,91	-15.779,16
12	2.761,85	-12.077,21	2.601,40	-13.177,76
13	2.728,90	-9.348,31	2.557,57	-10.620,19
14	2.696,39	-6.651,92	2.514,54	-8.105,65
15	2.664,46	-3.987,46	2.472,39	-5.633,25
16	2.629,89	-1.357,58	2.428,18	-3.205,08
17	2.601,30	1.243,73	2.389,84	-815,24
18	2.572,80	3.816,53	2.351,89	1.536,65
19	2.543,99	6.360,52	2.313,98	3.850,64
20	2.514,50	8.875,02	2.275,78	6.126,41
21	2.477,60	11.352,62	2.231,23	8.357,64
22	2.443,65	13.796,27	2.189,70	10.547,35
23	2.408,80	16.205,07	2.147,74	12.695,09
24	2.373,25	18.578,32	2.105,52	14.800,60
25	2.337,19	20.915,51	2.063,20	16.863,81
26	2.295,64	23.211,16	2.016,45	18.880,25
27	2.259,67	25.470,82	1.974,97	20.855,22
28	2.223,46	27.694,28	1.933,66	22.788,88
29	2.187,02	29.881,30	1.892,50	24.681,38
30	2.150,36	32.031,66	1.851,53	26.532,91

Tabla 7.146. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,00 \text{ [%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

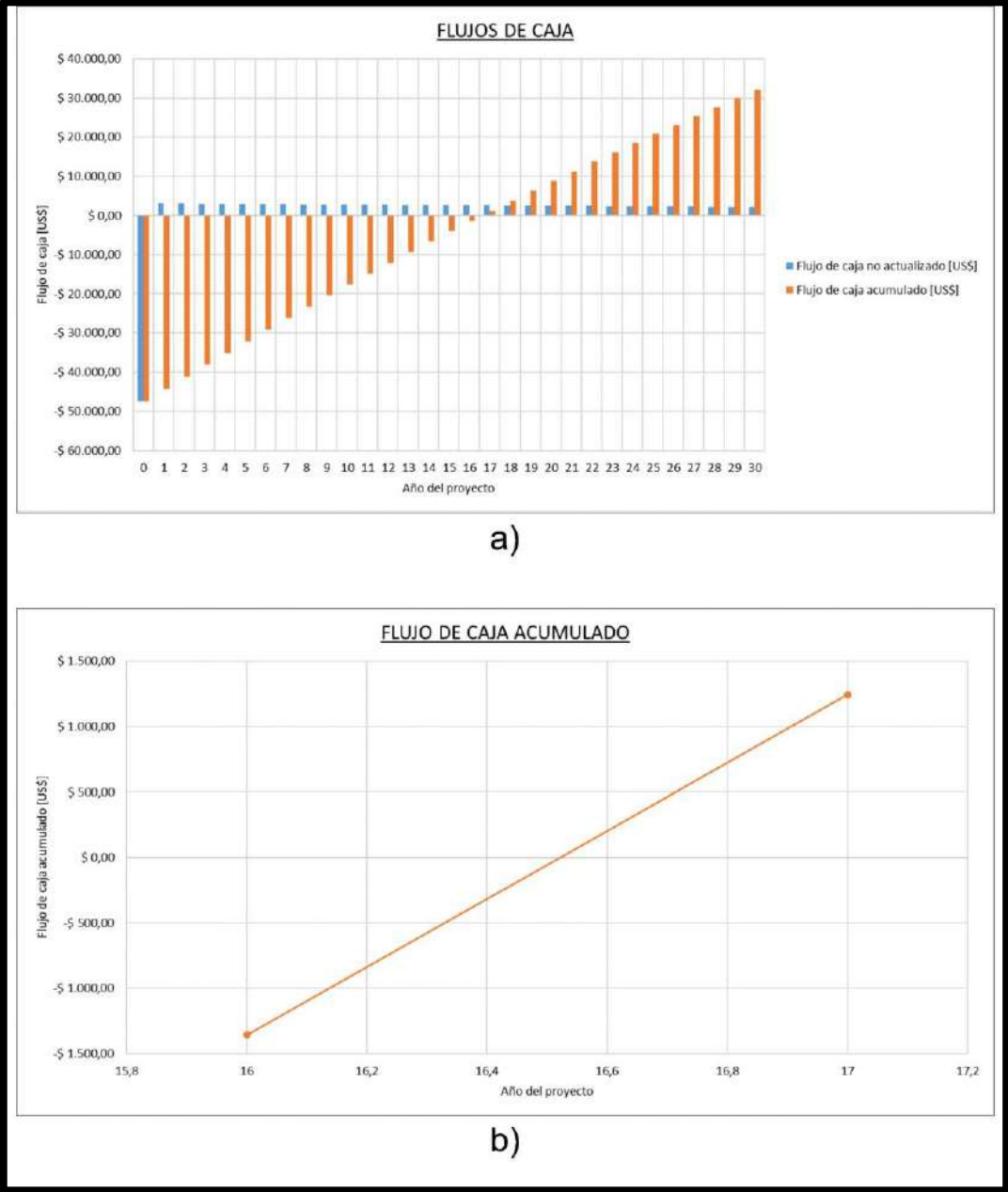


Fig. 7.110. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 16,5 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,00 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 16,5 \text{ años}$$

$$VAN = 26.532,91 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,72 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 41,70 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 27.939,68 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.11.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.411,200	3.593,95	16	38.434,100	3.110,25
2	44.084,300	3.567,49	17	38.069,900	3.080,78
3	43.741,300	3.539,74	18	37.706,800	3.051,40
4	43.382,800	3.510,73	19	37.339,700	3.021,69
5	43.009,000	3.480,48	20	36.963,900	2.991,28
6	42.613,800	3.448,49	21	36.560,100	2.958,60
7	42.199,300	3.414,95	22	36.127,500	2.923,59
8	41.775,500	3.380,66	23	35.683,500	2.887,66
9	41.345,600	3.345,87	24	35.230,600	2.851,01
10	40.913,000	3.310,86	25	34.771,100	2.813,83
11	40.483,400	3.276,09	26	34.311,600	2.776,64
12	40.059,400	3.241,78	27	33.853,200	2.739,55
13	39.639,500	3.207,80	28	33.391,900	2.702,22
14	39.225,400	3.174,29	29	32.927,600	2.664,64
15	38.818,500	3.141,36	30	32.460,600	2.626,85

Tabla 7.147. Etapa 4 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	22,459	79,05
Año 5 al 10	21,365	75,20
Año 10 al 15	20,271	71,35
Año 15 al 20	19,303	67,94
Año 20 al 25	18,158	63,91
Año 25 al 30	16,951	59,66

Tabla 7.148. Etapa 4 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13	-47.437,13
1	4.263,83	-43.173,30	4.242,62	-43.194,51
2	4.229,71	-38.943,59	4.187,72	-39.006,79
3	4.193,90	-34.749,69	4.131,62	-34.875,17
4	4.156,47	-30.593,22	4.074,37	-30.800,80
5	4.117,45	-26.475,76	4.016,04	-26.784,75
6	4.071,23	-22.404,54	3.951,20	-22.833,55
7	4.027,96	-18.376,58	3.889,76	-18.943,80
8	3.983,71	-14.392,87	3.827,89	-15.115,91
9	3.938,84	-10.454,03	3.765,94	-11.349,97
10	3.893,67	-6.560,36	3.704,24	-7.645,73
11	3.843,86	-2.716,49	3.638,66	-4.007,07
12	3.799,60	1.083,10	3.578,86	-428,21
13	3.755,76	4.838,87	3.519,97	3.091,76
14	3.712,53	8.551,40	3.462,15	6.553,91
15	3.670,06	12.221,46	3.405,51	9.959,42
16	3.625,53	15.846,99	3.347,45	13.306,87
17	3.587,51	19.434,50	3.295,87	16.602,74
18	3.549,61	22.984,11	3.244,82	19.847,57
19	3.511,28	26.495,39	3.193,82	23.041,39
20	3.472,05	29.967,44	3.142,43	26.183,81
21	3.424,70	33.392,14	3.084,15	29.267,96
22	3.379,54	36.771,68	3.028,34	32.296,30
23	3.333,19	40.104,87	2.971,94	35.268,24
24	3.285,91	43.390,77	2.915,21	38.183,45

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
25	3.237,94	46.628,71	2.858,36	41.041,81
26	3.184,49	49.813,21	2.797,19	43.839,01
27	3.136,64	52.949,85	2.741,45	46.580,46
28	3.088,48	56.038,33	2.685,93	49.266,39
29	3.040,01	59.078,34	2.630,63	51.897,02
30	2.991,26	62.069,60	2.575,56	54.472,59

Tabla 7.149. Etapa 4 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,10 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

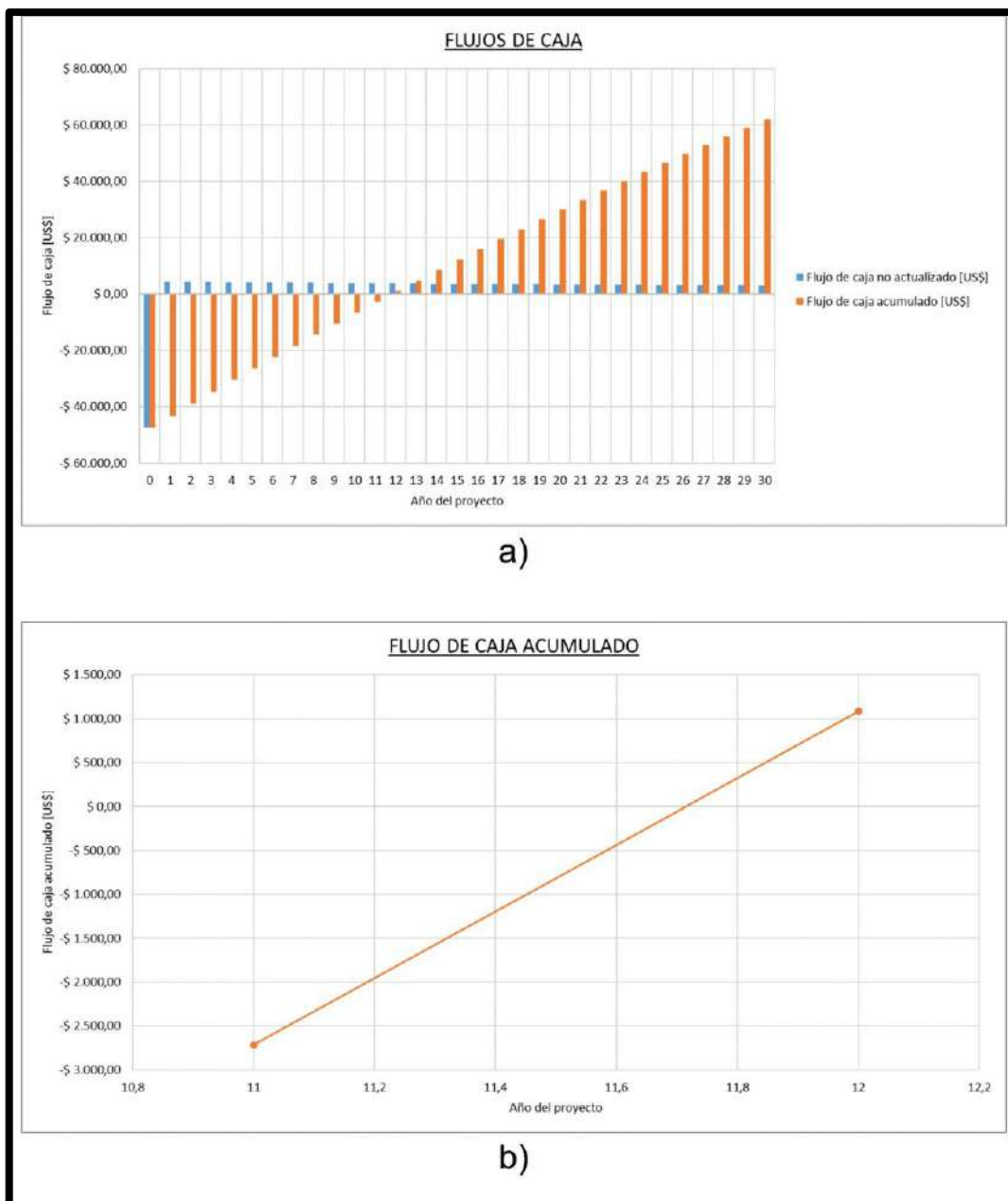


Fig. 7.111. Etapa 4 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 11,7 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 7,10 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 11,7 \text{ años}$$

$$VAN = 54.472,59 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 6,81 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 58,66 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 55.879,36 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.12. ETAPA 4 – DISEÑO 2

Para analizar si es posible mejorar la rentabilidad de la etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientado longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.62), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende en la mano de obra.

7.12.1. SIMULACIÓN PVSYST

El procedimiento es el mismo ya explicado, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendados.

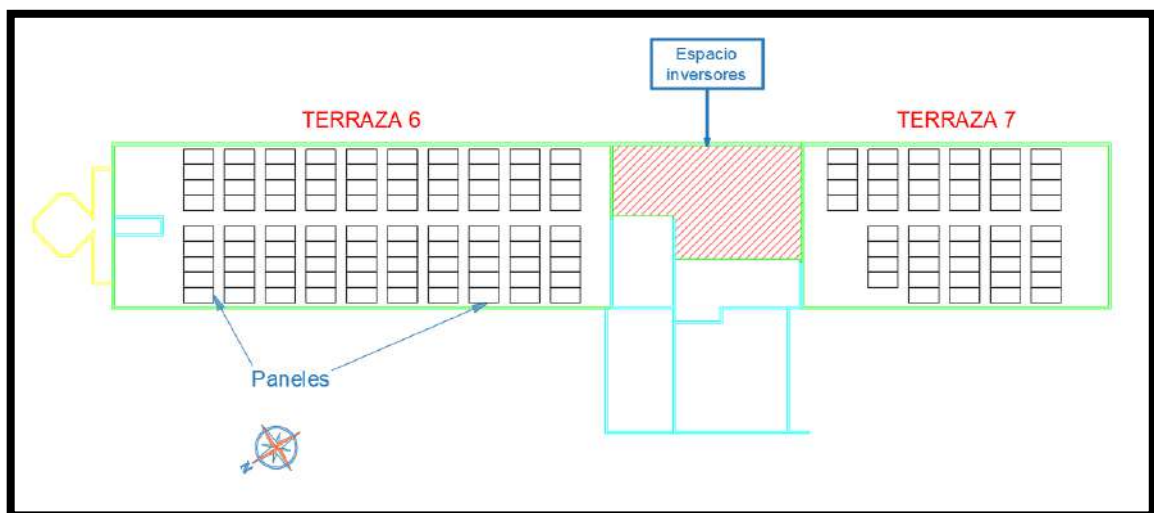


Fig. 7.112. Etapa 4 – Diseño 2: paneles ubicados en las terrazas 6 y 7.

Gracias a las herramientas de simulación de sombreado del programa utilizado, se detectó cómo no solo los mismos paneles realizaban sombra entre ellos, sino también cómo otras estructuras lo realizaban. A continuación, se realizó un análisis del sombreado buscando la manera más eficiente de disponer los paneles.

Se detectó esta situación en la terraza 7 (etapa 4 del proyecto). Utilizando la herramienta de simulación se analizaron los días 21 de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre, correspondiente con los solsticios de cada estación. Se observó con intervalos de cinco minutos y se identificó la cantidad de tiempo que los paneles afectados están parcialmente sombreados.

Otro factor para poner en manifiesto la efectividad de las modificaciones, es la llamada pérdida de haz lineal (“beam linear loss”). Es una medida de las pérdidas en sombreado debido a la deficiencia de irradiancia en los módulos y corresponde a la división del área sombreada efectiva sobre el área total. Vale aclarar que este factor se utilizó para comparar las distintas etapas y como varió con la modificación.

Para facilitar la comprensión del análisis, se presenta el siguiente diagrama con los grupos de paneles bajo estudio.

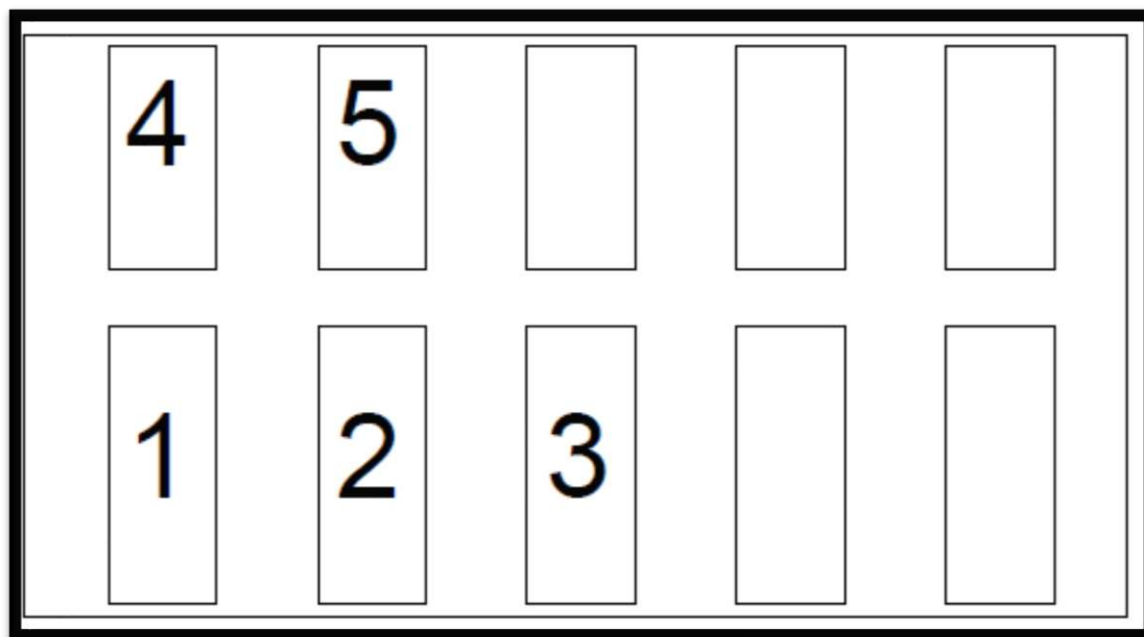


Fig. 7.113. Etapa 4 – Diseño 2: paneles bajo análisis de sombreado.

Primero se analizó el día 21/03. Se observó que los paneles de los grupos 2, 3 y 5 comienzan el día con una porción considerable de los paneles sombreados, pero despejándose 20 minutos luego. Para el caso de los paneles del grupo 1, se observa un sombreado que va desde las 9 hs hasta las 11:30 hs. A partir de la simulación se extrajo el valor de pérdida de haz lineal, dando un factor de 0,4 como resultado de esta etapa.

Luego se analizó el día 21/06. Exceptuando el grupo 4, el resto de los arreglos se vio afectado por el sombreado a partir de las 8:23 hs. A las 8:50 hs se vieron desahfectados los grupos 3 y 5. A estos le siguió el grupo 2 a las 11 hs y finalizando el grupo 1 a las 15 hs. La sombra producida por la estructura del edificio afectó al grupo 4, comenzando a las 14 hs y finalizando a las 16 hs. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 2,4.

Para el día 21/09. Los grupos 2 y 3 comienzan el día sombreados (6:54 hs) y continúa afectados hasta las 7:10 hs. A las 8 hs el grupo 1 se ve afectado hasta las 12:10 hs. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,4.

Para el caso del día 21/12, los paneles no se ven afectados en ningún momento. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,4.

A continuación, se resume los valores obtenidos en un cuadro y se obtiene la suma de horas totales entre los cuatro días.

Grupo de paneles	21-mar		21-jun		21-sep		21-dic		Horas de sombra total
	Comienzo	Final	Comienzo	Final	Comienzo	Final	Comienzo	Final	
1	09:00	11:30	08:23	15:00	08:00	12:10	-	-	13:17
2	07:10	07:30	08:23	11:00	06:54	07:10	-	-	03:13
3	07:10	07:30	08:23	08:50	06:54	07:10	-	-	01:03
4	-	-	14:00	16:00	-	-	-	-	02:00
5	07:10	07:30	08:23	08:50	-	-	-	-	00:47

Tabla 7.150. Etapa 4 – Diseño 2: tiempo de sombreado de la disposición original.

También se presentan los valores de pérdida de haz lineal para los días analizados.

Día	21-mar	21-jun	21-sep	21-dic
Pérdidas de haz lineal	0,4	2,4	0,4	0,1

Tabla 7.151. Etapa 4 – Diseño 2: pérdidas de haz lineal de la disposición original.

Se observa que, de los paneles afectados, el grupo que más sufre del sombreado es el 1, sumando un total de 13:17 hs. Por este motivo se decide quitarlo y así tener mejor rendimiento.

A continuación, se analiza la modificación y la mejora obtenida.

Para el día 21/03, los grupos 2 y 3 mantiene el sombreado desde las 7:10 hs hasta las 7:30 hs. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,1.

Para el día 21/06, los grupos 3 y 4 comienzan con un sombreado desde las 8:23 hasta las. Se toma un comienzo de sombreado del grupo 2 a partir de las 8:50 hasta las 11:00 hs. Por último, el grupo 4 se ve afectado desde las 14:00 hasta las 16:00 hs. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,7.

El día 21/09, los únicos grupos afectados son el 2 y 3, desde las 6:54 hs hasta las 7:10 hs. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,1.

Por último, para el día 21/12 se observa el mismo resultado que en el caso anterior. El valor de las pérdidas de haz lineal para este día es de 0,1.

Se obtiene el siguiente cuadro resumiendo los tiempos adoptados y mostrando el tiempo total de sombreado.

Grupo de paneles	21-mar		21-jun		21-sep		21-dic		Horas de sombra total
	Comienzo	Final	Comienzo	Final	Comienzo	Final	Comienzo	Final	
2	07:10	07:30	08:50	11:00	06:54	07:10	-	-	02:46
3	07:10	07:30	08:23	09:00	06:54	07:10	-	-	01:13
4	-	-	14:00	16:00	-	-	-	-	02:00
5	-	-	08:23	09:00	-	-	-	-	00:37

Tabla 7.152. Etapa 4 – Diseño 2: tiempo de sombreado de la disposición modificada.

También se presentan los valores de pérdida de haz lineal para los días analizados.

Día	21-mar	21-jun	21-sep	21-dic
Pérdidas de haz lineal	0,1	0,7	0,1	0,1

Tabla 7.153. Etapa 4 – Diseño 2: pérdidas de haz lineal de la disposición modificada.

Se observa que ninguno de los grupos presenta una cantidad de horas de sombreado relevante para quitarlo de la simulación y que la pérdida por haz lineal disminuye sustancialmente en cada simulación, siendo más evidente el día 21 de junio.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 0,7 metros. Cabe aclarar que, a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran dispuestos longitudinalmente con las terrazas.

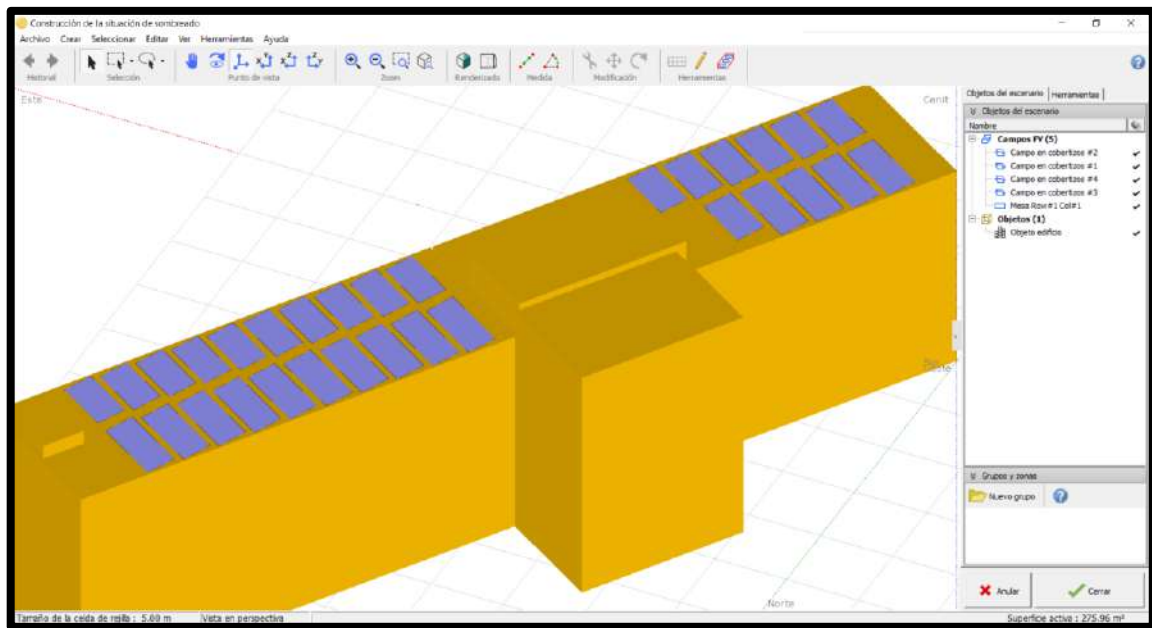


Fig. 7.114. Etapa 4 – Diseño 2: situación de sombreado de las terrazas 6 y 7 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles			Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
	Terraza 6	Terraza 7	Total		
0,7	90	48	138	5	60,273
0,8	80	48	128	5	56,770
0,9	80	48	128	5	57,329
1	81	49	130	5	57,386
1,1	72	32	104	4	46,756
1,2	72	32	104	4	46,845
1,3	72	32	104	4	46,922
1,4	72	32	104	4	46,966
1,5	72	32	104	4	46,940
1,6	63	32	95	3	43,172
1,7	63	32	95	3	43,188
1,8	63	32	95	3	43,194
1,9	63	31	94	3	42,584
2	63	31	94	3	42,521
2,1	63	31	94	3	42,473
2,2	48	31	79	3	35,976
2,3	48	31	79	3	35,973
2,4	48	31	79	3	35,969
2,5	48	31	79	3	35,968

Tabla 7.154. Etapa 4 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

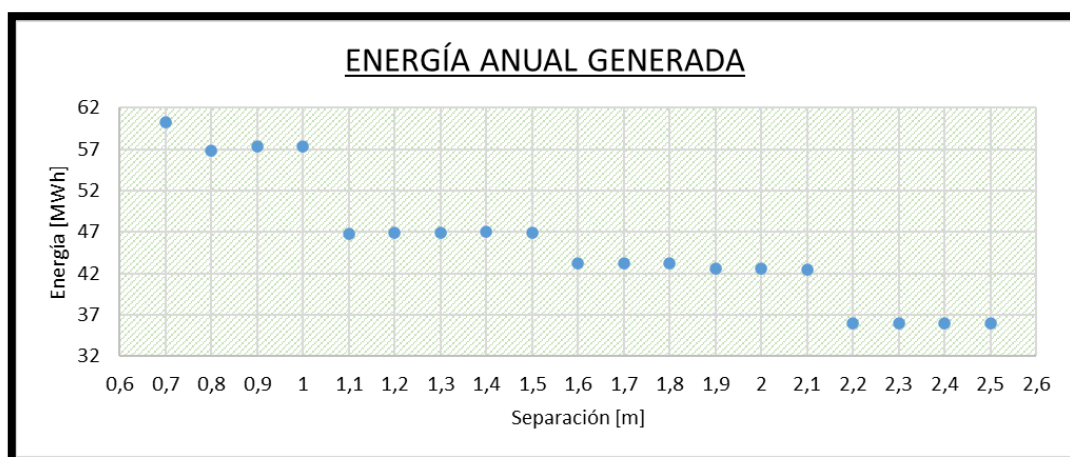


Fig. 7.115. Etapa 4 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.155.

7.12.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser las terrazas de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras utilizadas en esta alternativa son las mismas que en el diseño dos de dicha etapa. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.12.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total	[\$]	
0,7	1.642.062	776.340	394.922	2.813.324	153.551,49	18,322
0,8	1.523.072	776.340	374.495	2.673.907	144.627,25	18,488
0,9	1.523.072	776.340	374.495	2.673.907	146.051,36	18,308
1	1.546.870	776.340	374.495	2.697.705	146.196,57	18,453
1,1	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.115,59	18,118
1,2	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.342,32	18,084
1,3	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.538,49	18,054
1,4	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.650,58	18,037
1,5	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.584,34	18,047
1,6	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	109.984,99	16,989
1,7	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	110.025,75	16,983
1,8	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	110.041,03	16,981
1,9	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.487,00	17,114
2	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.326,50	17,140
2,1	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.204,21	17,159
2,2	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.652,46	18,087
2,3	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.644,81	18,089
2,4	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.634,62	18,091
2,5	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.632,08	18,091

Tabla 7.155. Etapa 4 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.155 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 1,8 metros.

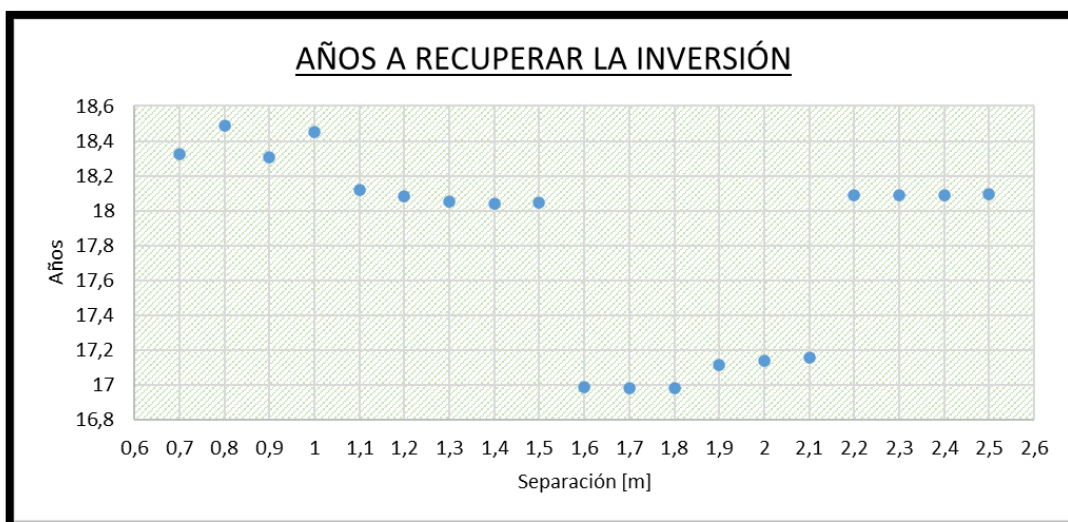


Fig. 7.116. Etapa 4 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.12.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.12.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	15	75
2	16	70
3	16	60
4	16	55
5	16	50
6	16	65
Total		375

Tabla 7.156. Etapa 4 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 400 metros.

7.12.4.2. Cable de corriente alterna

Por no variar ni la cantidad ni la ubicación de los inversores, este cable tiene la misma longitud (90 metros) y sección (10[mm²]), por ende la verificación no debe repetirse.

7.12.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x10[mm ²]	80	614	49.120
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	400	133	53.200
Total			102.320

Tabla 7.157. Etapa 4 – Diseño 2: costo en cables.

7.12.5. COSTOS ADICIONALES

7.12.5.1. Bulonería

Al instalarse 95 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	760	6,32	4.803
Arandelas M8	1.520	8,45	12.844
Tuercas M8	760	3,25	2.470
Total			20.117

Tabla 7.158. Etapa 4 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.12.5.2. Conectores

Se tienen 9 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 9 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 6 arreglos, se necesitan 12 conectores.

Dicho esto, se necesitan 21 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 21[u] = 3.360 \text{ [\$]}$$

7.12.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (6) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	12	286	3.432
Base portafusible SPF-15	12	708	8.496
Interruptor automático ABB SH200M-50A	1	2.700	2.700
Interruptor diferencial ABB 4x63A	1	4.900	4.900
Total			19.528

Tabla 7.159. Etapa 4 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.12.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 7.160. Etapa 4 – Diseño 2: costo en juego de barras.

7.12.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 95 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$95 \cdot 0,32[kW] = 30,4 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.12.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 95 paneles y 3 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes de la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	1.130.405,00	18.086,48
Inversores	465.804,00	7.452,86
Bulonería	20.117,00	321,87
Estructura	272.360,00	4.357,76
Cables de CC	53.200,00	851,20
Cables de CA	49.120,00	785,92
Protecciones	19.528,00	312,45
Conectores	3.360,00	53,76
Sistema de barras	3.268,00	52,29
Mano de obra	319.241,80	5.107,87
Gastos no contemplados	113.040,50	1.808,65
Total	2.449.444,30	39.191,11

Tabla 7.161. Etapa 4 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

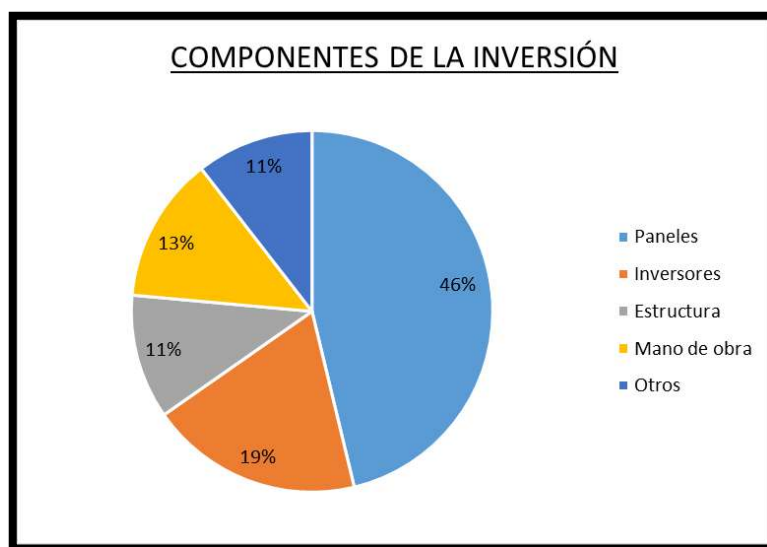


Fig. 7.117. Etapa 4 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	43.092,800	1.756,53	16	37.357,000	1.522,73
2	42.771,600	1.743,44	17	37.004,000	1.508,34
3	42.437,800	1.729,83	18	36.653,500	1.494,06
4	42.091,600	1.715,72	19	36.301,000	1.479,69
5	41.733,400	1.701,12	20	35.942,000	1.465,05
6	41.359,400	1.685,88	21	35.561,600	1.449,55
7	40.971,100	1.670,05	22	35.158,600	1.433,12
8	40.574,500	1.653,88	23	34.745,000	1.416,26
9	40.171,600	1.637,46	24	34.321,700	1.399,01
10	39.764,600	1.620,87	25	33.890,000	1.381,41
11	39.354,300	1.604,14	26	33.452,500	1.363,58
12	38.942,800	1.587,37	27	33.009,700	1.345,53
13	38.533,700	1.570,70	28	32.560,200	1.327,21
14	38.129,200	1.554,21	29	32.104,400	1.308,63
15	37.731,500	1.538,00	30	31.642,500	1.289,80

Tabla 7.162. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

Utilizando el factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,816	24,806	16	0,707	21,505
2	0,810	24,622	17	0,701	21,301
3	0,804	24,429	18	0,694	21,100
4	0,797	24,230	19	0,687	20,897
5	0,790	24,024	20	0,681	20,690
6	0,783	23,809	21	0,673	20,471
7	0,776	23,585	22	0,666	20,239
8	0,768	23,357	23	0,658	20,001
9	0,761	23,125	24	0,650	19,757
10	0,753	22,891	25	0,642	19,509
11	0,745	22,654	26	0,633	19,257
12	0,737	22,417	27	0,625	19,002

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
13	0,730	22,182	28	0,617	18,743
14	0,722	21,949	29	0,608	18,481
15	0,714	21,720	30	0,599	18,215

Tabla 7.163. Etapa 4 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,024	84,56
Año 5 al 10	22,891	80,57
Año 10 al 15	21,720	76,45
Año 15 al 20	20,690	72,82
Año 20 al 25	19,509	68,66
Año 25 al 30	18,215	64,11

Tabla 7.164. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11
1	1.983,11	-37.208,00	1.973,24	-37.217,86
2	1.966,22	-35.241,78	1.946,71	-35.271,16
3	1.948,67	-33.293,11	1.919,73	-33.351,43
4	1.930,46	-31.362,64	1.892,33	-31.459,10
5	1.911,63	-29.451,01	1.864,55	-29.594,55
6	1.886,82	-27.564,20	1.831,19	-27.763,36
7	1.866,40	-25.697,80	1.802,36	-25.961,00
8	1.845,55	-23.852,25	1.773,36	-24.187,64
9	1.824,36	-22.027,89	1.744,28	-22.443,36

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
10	1.802,96	-20.224,93	1.715,24	-20.728,12
11	1.776,07	-18.448,86	1.681,25	-19.046,87
12	1.754,43	-16.694,43	1.652,51	-17.394,36
13	1.732,92	-14.961,51	1.624,13	-15.770,23
14	1.711,65	-13.249,86	1.596,21	-14.174,02
15	1.690,74	-11.559,12	1.568,86	-12.605,16
16	1.666,37	-9.892,75	1.538,56	-11.066,60
17	1.647,81	-8.244,95	1.513,85	-9.552,75
18	1.629,38	-6.615,57	1.489,47	-8.063,27
19	1.610,84	-5.004,73	1.465,20	-6.598,07
20	1.591,96	-3.412,77	1.440,83	-5.157,24
21	1.566,60	-1.846,17	1.410,82	-3.746,43
22	1.545,41	-300,76	1.384,81	-2.361,62
23	1.523,66	1.222,90	1.358,53	-1.003,09
24	1.501,40	2.724,30	1.332,02	328,93
25	1.478,70	4.203,00	1.305,36	1.634,28
26	1.449,82	5.652,82	1.273,49	2.907,78
27	1.426,54	7.079,36	1.246,81	4.154,59
28	1.402,90	8.482,26	1.220,05	5.374,64
29	1.378,93	9.861,19	1.193,24	6.567,88
30	1.354,65	11.215,84	1.166,39	7.734,27

Tabla 7.165. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 1,85 \%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

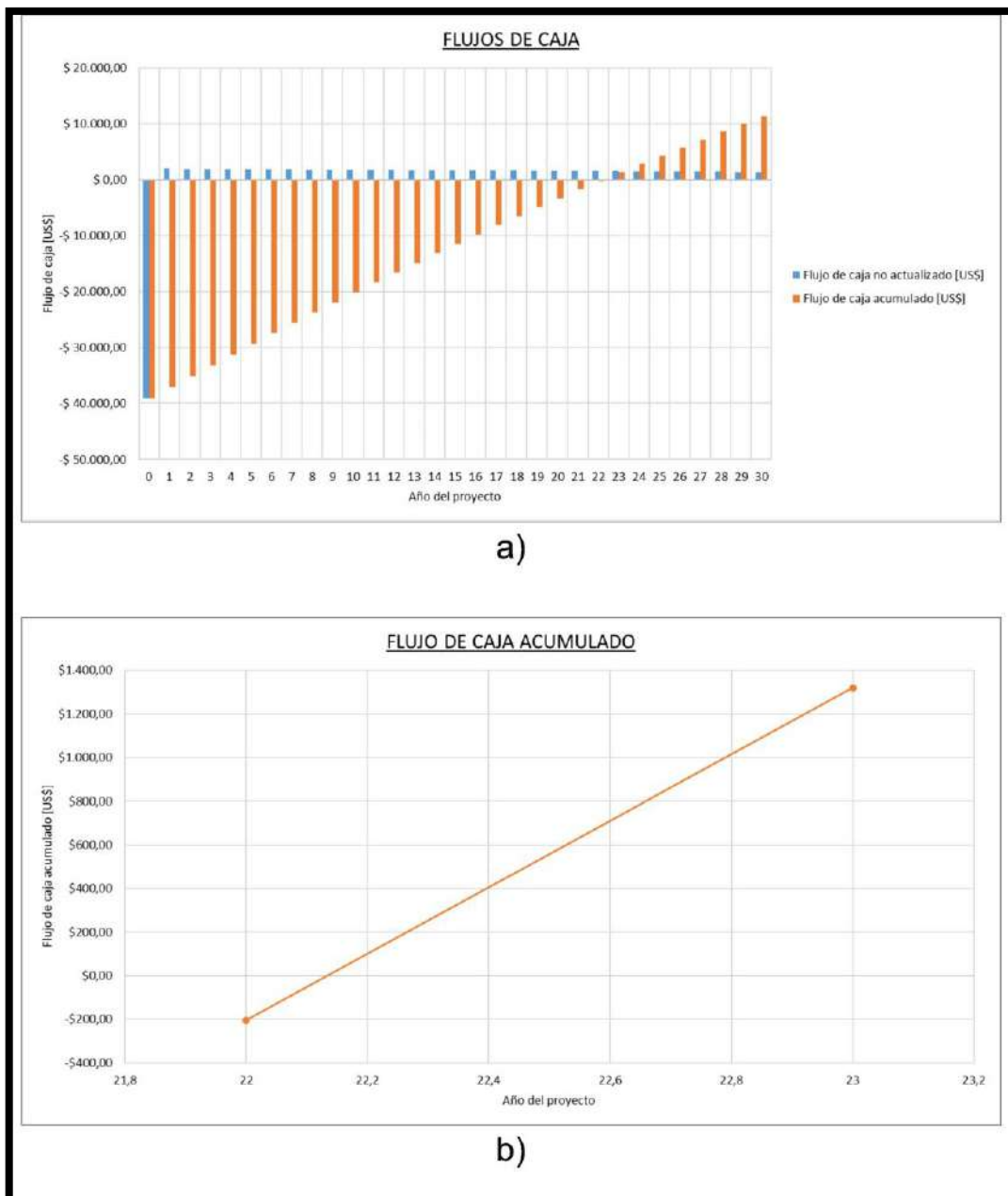


Fig. 7.118. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 22,1 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 1,85 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 22,1 \text{ años}$$

$$VAN = 7.734,27 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es positivo y el tiempo de repago es menor a la vida útil del proyecto, por lo que la inversión será amortizada.

A continuación, como análisis adicional, se muestra el impacto que tienen los subsidios de la tarifa eléctrica sobre la rentabilidad de la etapa.

7.12.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	43.092,800	2.621,89	16	37.357,000	2.272,91
2	42.771,600	2.602,35	17	37.004,000	2.251,43
3	42.437,800	2.582,04	18	36.653,500	2.230,11
4	42.091,600	2.560,98	19	36.301,000	2.208,66
5	41.733,400	2.539,18	20	35.942,000	2.186,82
6	41.359,400	2.516,43	21	35.561,600	2.163,67
7	40.971,100	2.492,80	22	35.158,600	2.139,15
8	40.574,500	2.468,67	23	34.745,000	2.113,99
9	40.171,600	2.444,16	24	34.321,700	2.088,23
10	39.764,600	2.419,40	25	33.890,000	2.061,97
11	39.354,300	2.394,43	26	33.452,500	2.035,35
12	38.942,800	2.369,40	27	33.009,700	2.008,41
13	38.533,700	2.344,51	28	32.560,200	1.981,06
14	38.129,200	2.319,89	29	32.104,400	1.953,33
15	37.731,500	2.295,70	30	31.642,500	1.925,22

Tabla 7.166. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,024	84,56
Año 5 al 10	22,891	80,57
Año 10 al 15	21,720	76,45
Año 15 al 20	20,690	72,82
Año 20 al 25	19,509	68,66
Año 25 al 30	18,215	64,11

Tabla 7.167. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11
1	3.099,44	-36.091,67	3.084,02	-36.107,09
2	3.074,23	-33.017,44	3.043,71	-33.063,38
3	3.048,03	-29.969,42	3.002,76	-30.060,62
4	3.020,86	-26.948,56	2.961,19	-27.099,43
5	2.992,74	-23.955,82	2.919,03	-24.180,40
6	2.958,24	-20.997,58	2.871,03	-21.309,37
7	2.927,76	-18.069,82	2.827,31	-18.482,06
8	2.896,64	-15.173,18	2.783,33	-15.698,73
9	2.865,01	-12.308,17	2.739,25	-12.959,48
10	2.833,07	-9.475,10	2.695,23	-10.264,25
11	2.795,55	-6.679,55	2.646,31	-7.617,94
12	2.763,25	-3.916,30	2.602,72	-5.015,21
13	2.731,14	-1.185,16	2.559,68	-2.455,53
14	2.699,39	1.514,24	2.517,34	61,80
15	2.668,18	4.182,42	2.475,85	2.537,65
16	2.634,11	6.816,52	2.432,07	4.969,73
17	2.606,40	9.422,93	2.394,52	7.364,24

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	2.578,89	12.001,82	2.357,46	9.721,70
19	2.551,23	14.553,04	2.320,56	12.042,27
20	2.523,05	17.076,09	2.283,52	14.325,79
21	2.487,83	19.563,92	2.240,44	16.566,22
22	2.456,20	22.020,12	2.200,95	18.767,17
23	2.423,73	24.443,85	2.161,05	20.928,23
24	2.390,51	26.834,36	2.120,83	23.049,05
25	2.356,63	29.190,99	2.080,36	25.129,42
26	2.316,41	31.507,40	2.034,69	27.164,11
27	2.281,66	33.789,06	1.994,19	29.158,30
28	2.246,38	36.035,44	1.953,59	31.111,89
29	2.210,60	38.246,05	1.912,91	33.024,81
30	2.174,35	40.420,40	1.872,18	34.896,99

Tabla 7.168. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 5,81 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

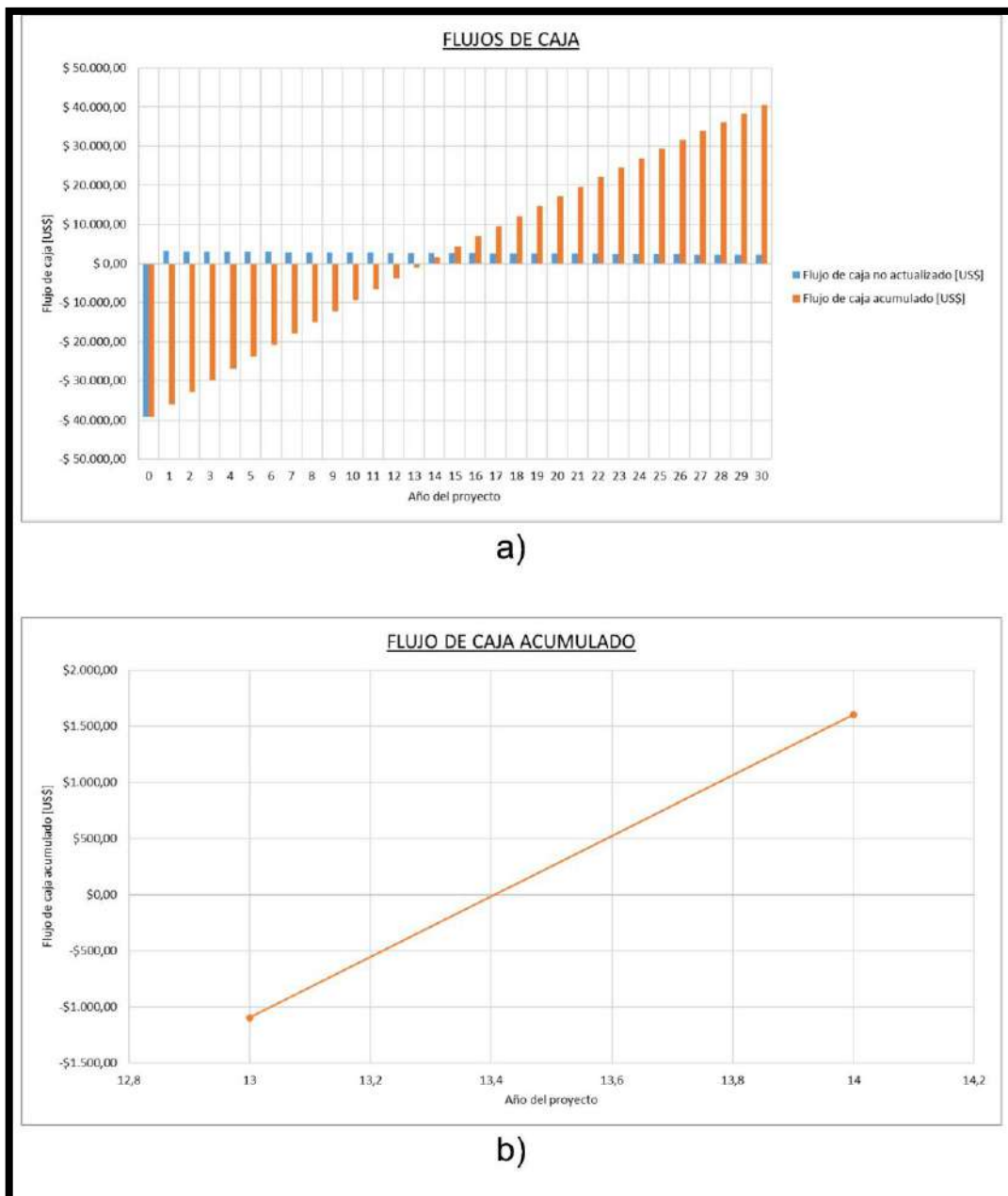


Fig. 7.119. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 13,4 \text{ año}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 5,81 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 13,4 \text{ años}$$

$$VAN = 34.896,99 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,96 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 39,37 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 27.162,72 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.12.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	43.092,800	3.487,26	16	37.357,000	3.023,09
2	42.771,600	3.461,26	17	37.004,000	2.994,53
3	42.437,800	3.434,25	18	36.653,500	2.966,16
4	42.091,600	3.406,24	19	36.301,000	2.937,64
5	41.733,400	3.377,25	20	35.942,000	2.908,58
6	41.359,400	3.346,98	21	35.561,600	2.877,80
7	40.971,100	3.315,56	22	35.158,600	2.845,19
8	40.574,500	3.283,47	23	34.745,000	2.811,72
9	40.171,600	3.250,86	24	34.321,700	2.777,46
10	39.764,600	3.217,92	25	33.890,000	2.742,53
11	39.354,300	3.184,72	26	33.452,500	2.707,12
12	38.942,800	3.151,42	27	33.009,700	2.671,29
13	38.533,700	3.118,32	28	32.560,200	2.634,91
14	38.129,200	3.085,58	29	32.104,400	2.598,03
15	37.731,500	3.053,40	30	31.642,500	2.560,65

Tabla 7.169. Etapa 4 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	24,024	84,56
Año 5 al 10	22,891	80,57
Año 10 al 15	21,720	76,45
Año 15 al 20	20,690	72,82
Año 20 al 25	19,509	68,66
Año 25 al 30	18,215	64,11

Tabla 7.170. Etapa 4 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11	-39.191,11
1	4.215,76	-34.975,34	4.194,79	-34.996,32
2	4.182,23	-30.793,11	4.140,72	-30.855,60
3	4.147,39	-26.645,73	4.085,79	-26.769,80
4	4.111,25	-22.534,48	4.030,04	-22.739,77
5	4.073,85	-18.460,63	3.973,52	-18.766,25
6	4.029,66	-14.430,96	3.910,86	-14.855,39
7	3.989,13	-10.441,84	3.852,26	-11.003,13
8	3.947,72	-6.494,11	3.793,31	-7.209,82
9	3.905,66	-2.588,45	3.734,22	-3.475,60
10	3.863,18	1.274,73	3.675,23	199,63
11	3.815,03	5.089,76	3.611,36	3.810,99
12	3.772,07	8.861,83	3.552,94	7.363,93
13	3.729,37	12.591,20	3.495,23	10.859,16
14	3.687,14	16.278,33	3.438,46	14.297,63
15	3.645,62	19.923,96	3.382,83	17.680,46
16	3.601,85	23.525,80	3.325,59	21.006,05
17	3.565,00	27.090,80	3.275,19	24.281,24

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	3.528,41	30.619,21	3.225,45	27.506,68
19	3.491,61	34.110,82	3.175,93	30.682,61
20	3.454,13	37.564,95	3.126,21	33.808,81
21	3.409,06	40.974,01	3.070,06	36.878,88
22	3.366,99	44.341,00	3.017,09	39.895,96
23	3.323,81	47.664,81	2.963,58	42.859,54
24	3.279,62	50.944,43	2.909,63	45.769,18
25	3.234,55	54.178,98	2.855,37	48.624,55
26	3.183,01	57.361,99	2.795,89	51.420,44
27	3.136,78	60.498,77	2.741,58	54.162,02
28	3.089,86	63.588,63	2.687,13	56.849,15
29	3.042,27	66.630,90	2.632,59	59.481,73
30	2.994,06	69.624,96	2.577,97	62.059,71

Tabla 7.171. Etapa 4 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 9,2 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

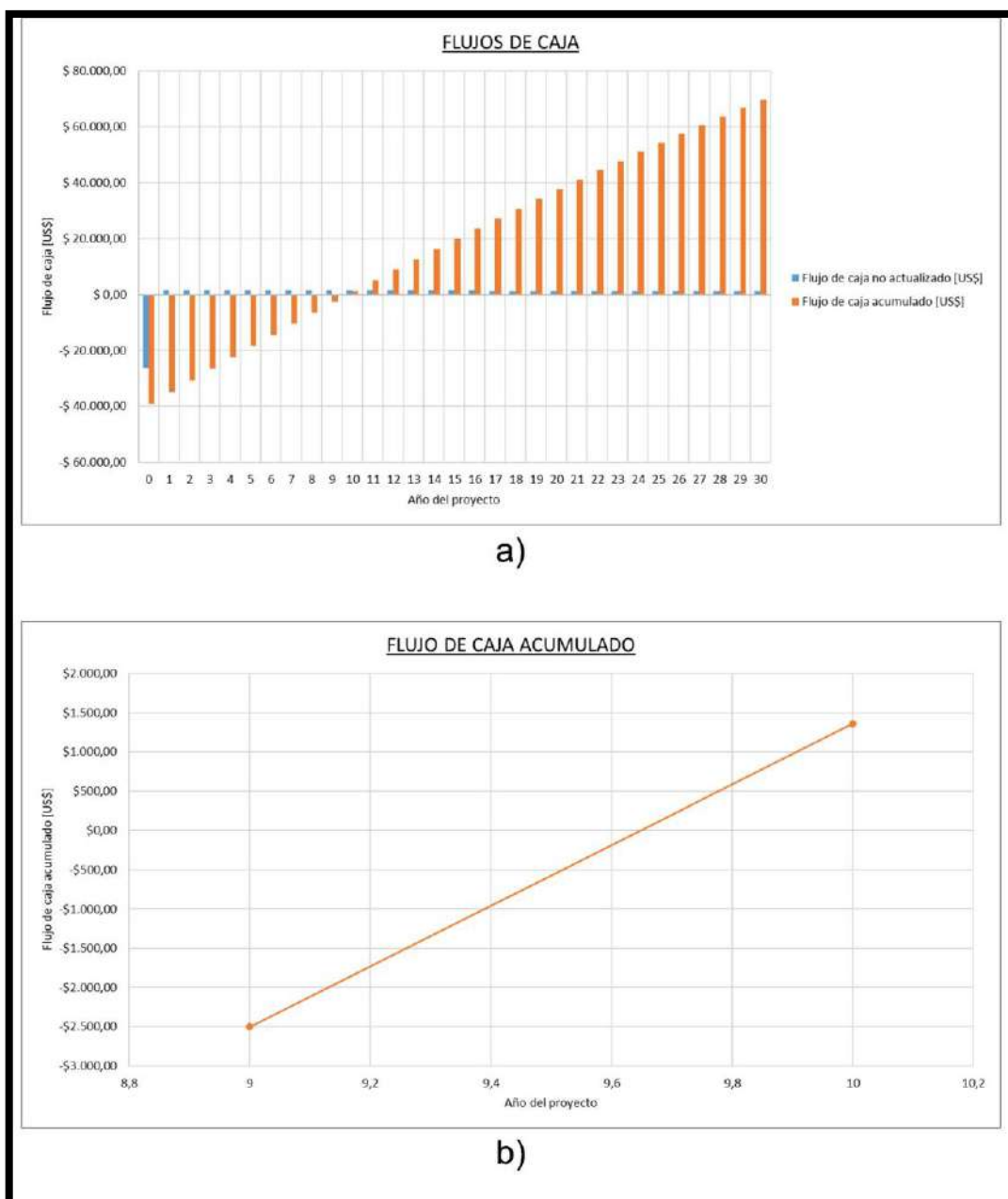


Fig. 7.120. Etapa 4 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 9,6 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 9,2 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 9,6 \text{ años}$$

$$VAN = 62.059,71 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,35 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 56,56 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 54.325,44 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.13. ETAPA 5 – DISEÑO 1

La quinta etapa del proyecto está integrada por la terraza 8 que se observa en la Fig. 7.2. Se decidió no incluir otra terraza en la etapa debido al gran área que esta presenta y, por ende, a la gran inversión que debería hacerse.

7.13.1. SIMULACIÓN PVSYST

Se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en ambas terrazas de manera de aprovechar la totalidad de esta y que el área activa este orientada al norte, teniendo siempre presente que debe haber distancia suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

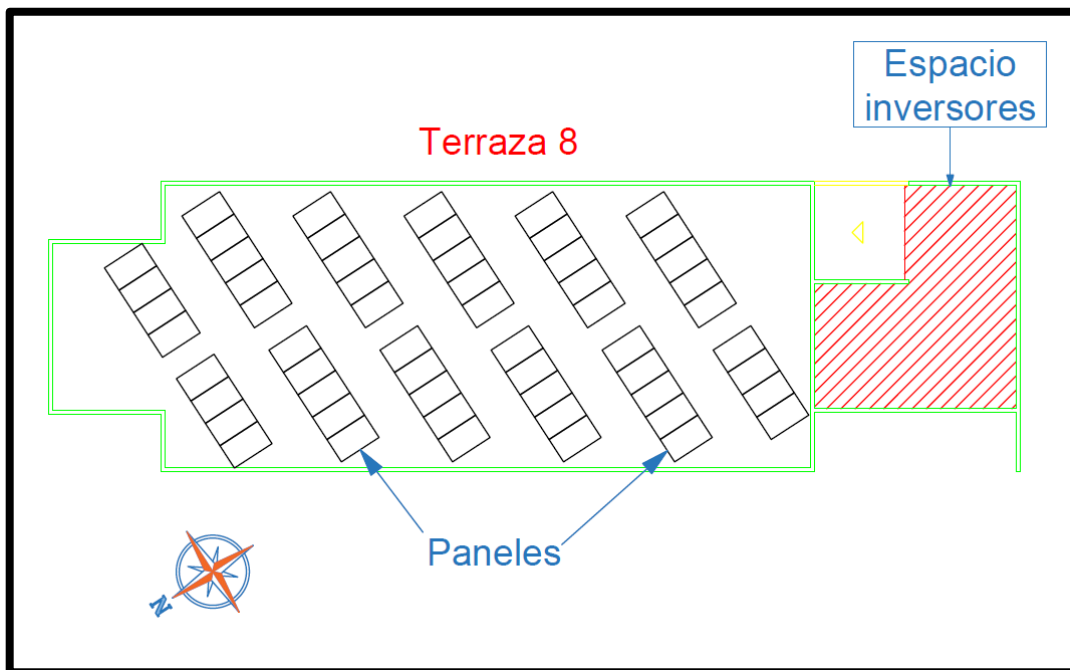


Fig. 7.121. Etapa 5 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 8.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener, a diferencia del resto de las etapas, una distancia de 4,6 metros entre soportes. Esto es debido a que al realizar las simulaciones hasta 3,5 metros, se observó que a dicha separación, los paneles se pueden separar incluso más sin tener que cambiar la configuración eléctrica, por lo que se decidió separarlos lo máximo posible.

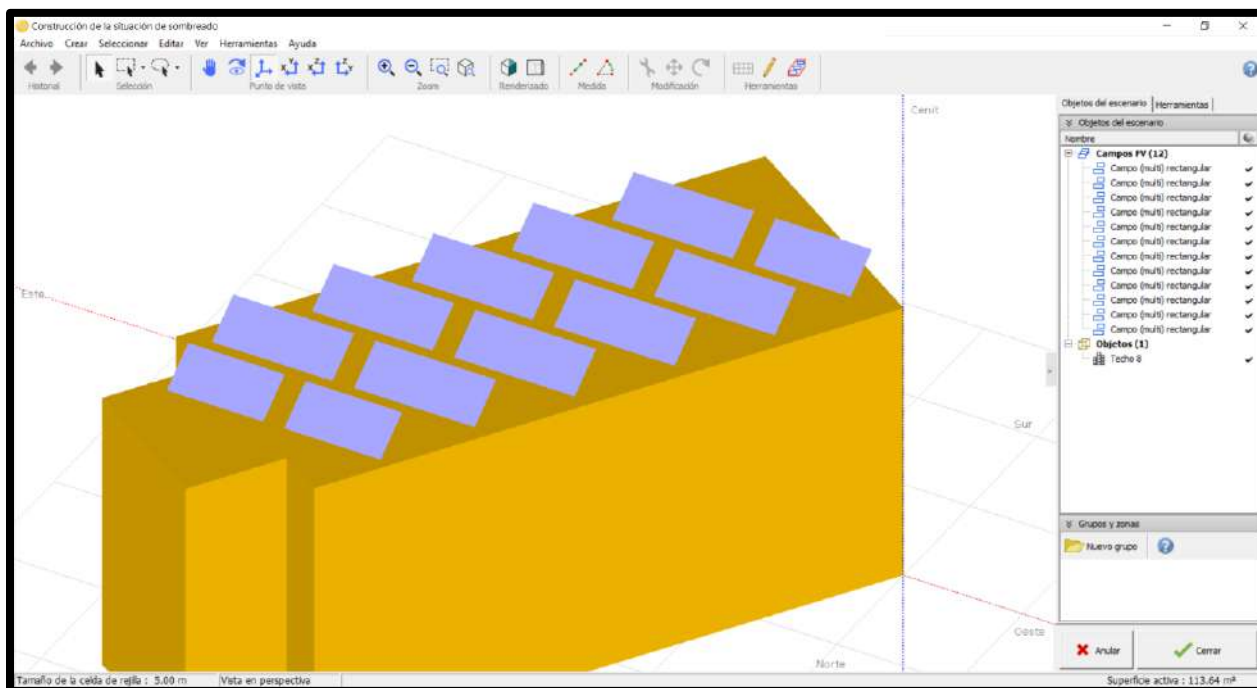


Fig. 7.122. Etapa 5 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 8 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
1,8	84	3	37,606
1,9	78	3	35,748
2	76	3	35,715
2,1	75	3	35,700
2,2	74	3	35,621
2,3	72	3	34,798
2,4	70	3	34,066
2,5	64	2	31,477
2,6	64	2	31,621
2,7	64	2	31,683
2,8	64	2	31,741
2,9	63	2	31,298
3	62	2	30,828
3,1	60	2	29,854
3,2	59	2	29,383
3,3	58	2	28,928
3,4	57	2	27,831
3,5	56	2	28,006
3,6	32	1	16,144
3,7	32	1	16,159

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
3,8	32	1	16,164
3,9	32	1	16,171
4	32	1	16,174
4,1	32	1	16,175
4,2	32	1	16,18
4,3	32	1	16,181
4,4	32	1	16,186
4,5	32	1	16,189
4,6	32	1	16,184

Tabla 7.172. Etapa 5 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

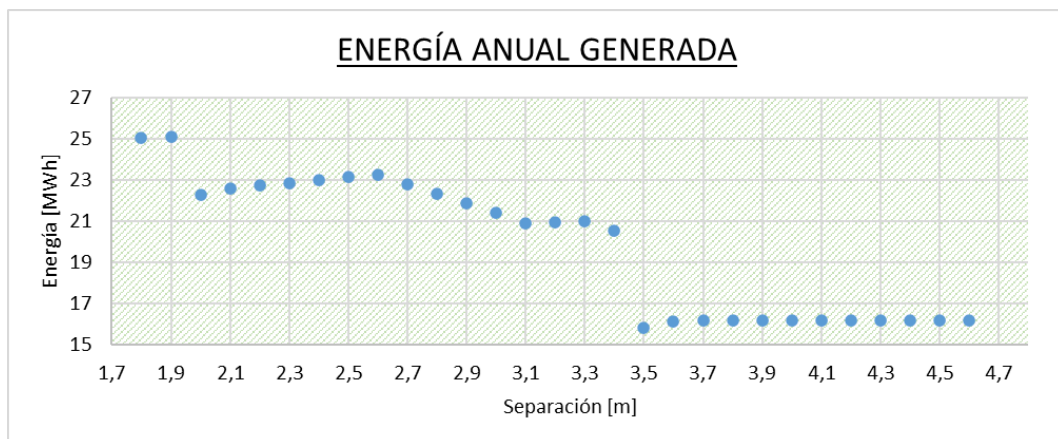


Fig. 7.123. Etapa 5 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.173.

7.13.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 8 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras son las mismas. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.13.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total		
1,8	678.243	310.536	496.868	1.485.647	63.756,24	23,302
1,9	666.344	310.536	479.272	1.456.152	63.886,17	22,793
2	571.152	310.536	461.676	1.343.364	56.709,58	23,688
2,1	571.152	310.536	428.234	1.309.922	57.504,43	22,779
2,2	571.152	310.536	445.830	1.327.518	57.947,71	22,909
2,3	571.152	310.536	445.830	1.327.518	58.210,11	22,806
2,4	571.152	310.536	411.124	1.292.812	58.566,78	22,074
2,5	571.152	310.536	411.124	1.292.812	58.915,80	21,943
2,6	571.152	310.536	411.124	1.292.812	59.162,91	21,852
2,7	559.253	310.536	393.528	1.263.317	57.996,11	21,783
2,8	547.354	310.536	393.528	1.251.418	56.814,03	22,027
2,9	535.455	310.536	393.528	1.239.519	55.647,23	22,275
3	523.556	310.536	393.528	1.227.620	54.465,14	22,540
3,1	511.657	310.536	360.086	1.182.279	53.242,29	22,206
3,2	511.657	310.536	360.086	1.182.279	53.313,63	22,176
3,3	511.657	310.536	360.086	1.182.279	53.415,53	22,134
3,4	499.758	310.536	272.592	1.082.886	52.256,37	20,723
3,5	380.768	155.268	272.592	808.628	40.287,75	20,071
3,6	380.768	155.268	272.592	808.628	41.128,45	19,661
3,7	380.768	155.268	272.592	808.628	41.166,67	19,643
3,8	380.768	155.268	272.592	808.628	41.179,41	19,637
3,9	380.768	155.268	272.592	808.628	41.197,24	19,628
4	380.768	155.268	272.592	808.628	41.204,88	19,625
4,1	380.768	155.268	272.592	808.628	41.207,43	19,623
4,2	380.768	155.268	272.592	808.628	41.220,17	19,617
4,3	380.768	155.268	272.592	808.628	41.222,72	19,616
4,4	380.768	155.268	272.592	808.628	41.235,45	19,610
4,5	380.768	155.268	272.592	808.628	41.243,10	19,606
4,6	380.768	155.268	272.592	808.628	41.248,19	19,604

Tabla 7.173. Etapa 5 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.173 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 4,6 metros.

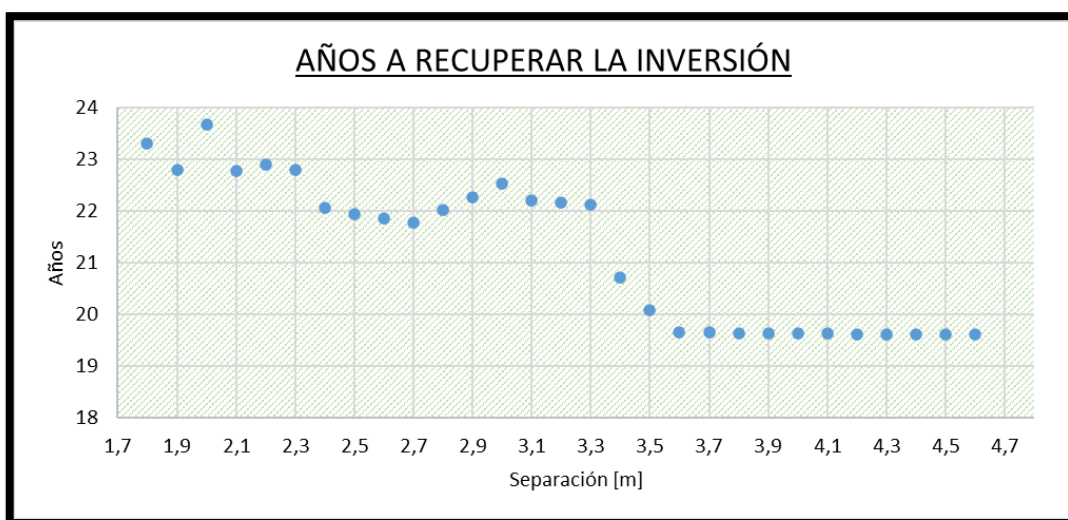


Fig. 7.124. Etapa 5 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.13.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.13.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	65
2	16	40
Total		105

Tabla 7.174. Etapa 5 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 150 metros.

7.13.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa solo se tiene un inversor. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 1 = 14,5 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{14,5[A]}{0,85} = 17,06 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se podría elegir un cable de 1,5[mm²], sin embargo, para reducir pérdidas, se adoptó un cable tetrapolar de 4[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 38 [A]$$

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68

Fig. 7.125. Etapa 5 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 60 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,5[A] \cdot 0,06[km] \cdot \left\{ 5,87 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,0894 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 1,88 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que puede entregar el inversor es $I_b = 14,5 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 25 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 38[A]$, por lo tanto:

$$14,5 [A] \leq 25 [A] \leq 38 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 25[A] = 32,5 [A]$$

$$32,5[A] \leq 1,45 \cdot 38[A] = 55,1 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 6.098 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 4.816 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 797 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 543 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

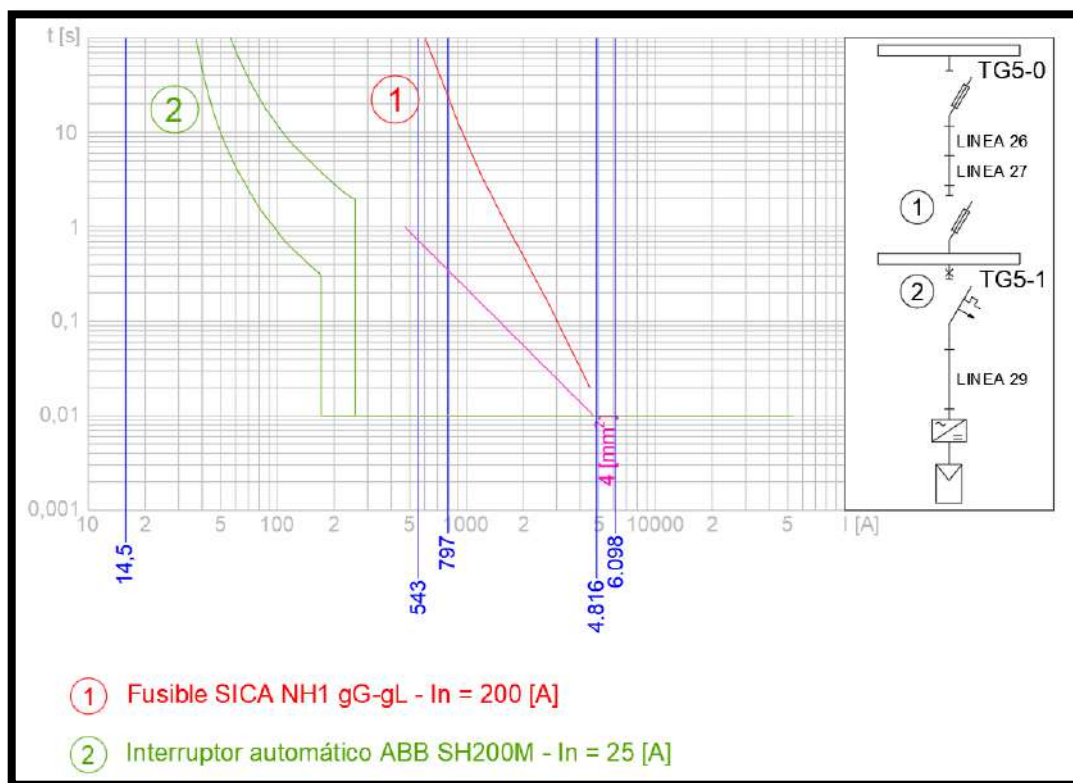


Fig. 7.126. Etapa 5 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de $4 \text{ [mm}^2\text{]}$ de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (4 \text{ [mm}^2\text{)})^2 = 327.184 \text{ [A}^2 \cdot \text{s]}$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (6.098[A])^2 \cdot 0,01[s] \cong 371.856 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Debido a que los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son mayores a la permitida por los cables seleccionados, se opta por seleccionar un cable con una sección inmediatamente superior (6 [mm²]), el cual soporta una energía de:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (6[mm^2])^2 = 736.164 [A^2 \cdot s]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

Por cambiar la sección del cable, la caída de tensión se reduce al siguiente valor:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 30,39[A] \cdot 0,06[km] \cdot \left\{ 2,34 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,08 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 1,6 [\%]$$

7.13.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	80	374	22.440
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	400	133	19.950
Total			42.390

Tabla 7.175. Etapa 5 – Diseño 1: costo en cables.

7.13.5. COSTOS ADICIONALES

7.13.5.1. Bulonería

Al instalarse 32 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	256	6,32	1.618
Arandelas M8	512	8,45	4.327
Tuercas M8	256	3,25	832
Total			6.777

Tabla 7.176. Etapa 5 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.13.5.2. Conectores

Se tienen 2 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 2 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 2 arreglos, se necesitan 4 conectores.

Dicho esto, se necesitan 6 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 6[u] = 960 \text{ [\$]}$$

7.13.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (2) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	4	286	1.144
Base portafusible SPF-15	4	708	2.832
Interruptor automático ABB SH200M-25A	1	1.400	1.400
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			8.576

Tabla 7.177. Etapa 5 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.

7.13.5.4. Barras

Por ser solo un inversor, no es necesario colocar barras.

7.13.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 32 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$32 \cdot 0,32[kW] = 10,24 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.13.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 94 paneles y 3 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	380.768,00	6.092,29
Inversores	155.268,00	2.484,29
Bulonería	6.777,00	108,43
Estructura	272.592,00	4.361,47
Cables de CC	19.950,00	319,20
Cables de CA	22.440,00	359,04
Protecciones	8.576,00	137,22
Conectores	960,00	15,36
Mano de obra	107.207,20	1.715,32
Gastos no contemplados	38.076,80	609,23
Total	1.012.615,00	16.201,84

Tabla 7.178. Etapa 5 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

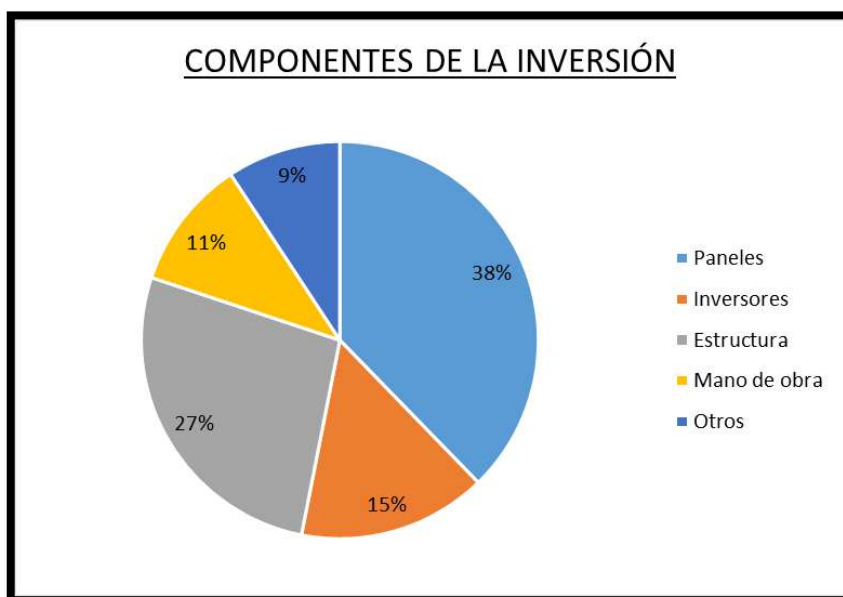


Fig. 7.127. Etapa 5 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	16.146,500	658,16	16	14.017,200	571,36
2	16.031,100	653,45	17	13.890,300	566,19
3	15.909,600	648,50	18	13.763,700	561,03
4	15.782,400	643,32	19	13.635,100	555,79
5	15.649,400	637,89	20	13.502,600	550,39
6	15.508,400	632,15	21	13.357,500	544,47
7	15.360,100	626,10	22	13.199,700	538,04
8	15.208,300	619,91	23	13.037,200	531,42
9	15.054,300	613,64	24	12.871,100	524,65
10	14.899,400	607,32	25	12.702,800	517,79
11	14.745,700	601,06	26	12.535,600	510,97
12	14.594,200	594,88	27	12.370,200	504,23
13	14.444,400	588,78	28	12.204,200	497,46
14	14.297,000	582,77	29	12.037,600	490,67
15	14.152,500	576,88	30	11.870,700	483,87

Tabla 7.179. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,823	8,428	16	0,714	7,316
2	0,817	8,367	17	0,708	7,250
3	0,811	8,304	18	0,702	7,184
4	0,804	8,237	19	0,695	7,117
5	0,798	8,168	20	0,688	7,048
6	0,790	8,094	21	0,681	6,972
7	0,783	8,017	22	0,673	6,889
8	0,775	7,938	23	0,665	6,805
9	0,767	7,857	24	0,656	6,718
10	0,759	7,777	25	0,647	6,630
11	0,752	7,696	26	0,639	6,543
12	0,744	7,617	27	0,631	6,457

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
13	0,736	7,539	28	0,622	6,370
14	0,729	7,462	29	0,614	6,283
15	0,721	7,387	30	0,605	6,196

Tabla 7.180. Etapa 5 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,168	28,75
Año 5 al 10	7,777	27,37
Año 10 al 15	7,387	26,00
Año 15 al 20	7,048	24,81
Año 20 al 25	6,630	23,34
Año 25 al 30	6,196	21,81

Tabla 7.181. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84
1	724,10	-15.477,74	720,49	-15.481,35
2	718,03	-14.759,71	710,90	-14.770,44
3	711,64	-14.048,07	701,07	-14.069,37
4	704,95	-13.343,12	691,03	-13.378,34
5	697,96	-12.645,16	680,77	-12.697,58
6	688,77	-11.956,40	668,46	-12.029,11
7	680,97	-11.275,43	657,60	-11.371,51
8	672,99	-10.602,44	646,66	-10.724,85
9	664,89	-9.937,55	635,70	-10.089,14

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
10	656,74	-9.280,81	624,79	-9.464,35
11	646,89	-8.633,92	612,36	-8.851,99
12	638,93	-7.994,99	601,81	-8.250,19
13	631,05	-7.363,94	591,43	-7.658,76
14	623,30	-6.740,64	581,26	-7.077,49
15	615,70	-6.124,94	571,32	-6.506,18
16	607,05	-5.517,90	560,48	-5.945,69
17	600,37	-4.917,53	551,57	-5.394,13
18	593,72	-4.323,81	542,74	-4.851,39
19	586,95	-3.736,86	533,89	-4.317,50
20	579,99	-3.156,87	524,92	-3.792,58
21	570,46	-2.586,41	513,73	-3.278,85
22	562,16	-2.024,25	503,74	-2.775,10
23	553,62	-1.470,63	493,62	-2.281,48
24	544,88	-925,74	483,41	-1.798,07
25	536,03	-389,71	473,20	-1.324,87
26	525,27	135,56	461,39	-863,49
27	516,57	652,14	451,49	-412,00
28	507,85	1.159,98	441,65	29,66
29	499,08	1.659,07	431,88	461,53
30	490,31	2.149,37	422,17	883,70

Tabla 7.182. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 0,91\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

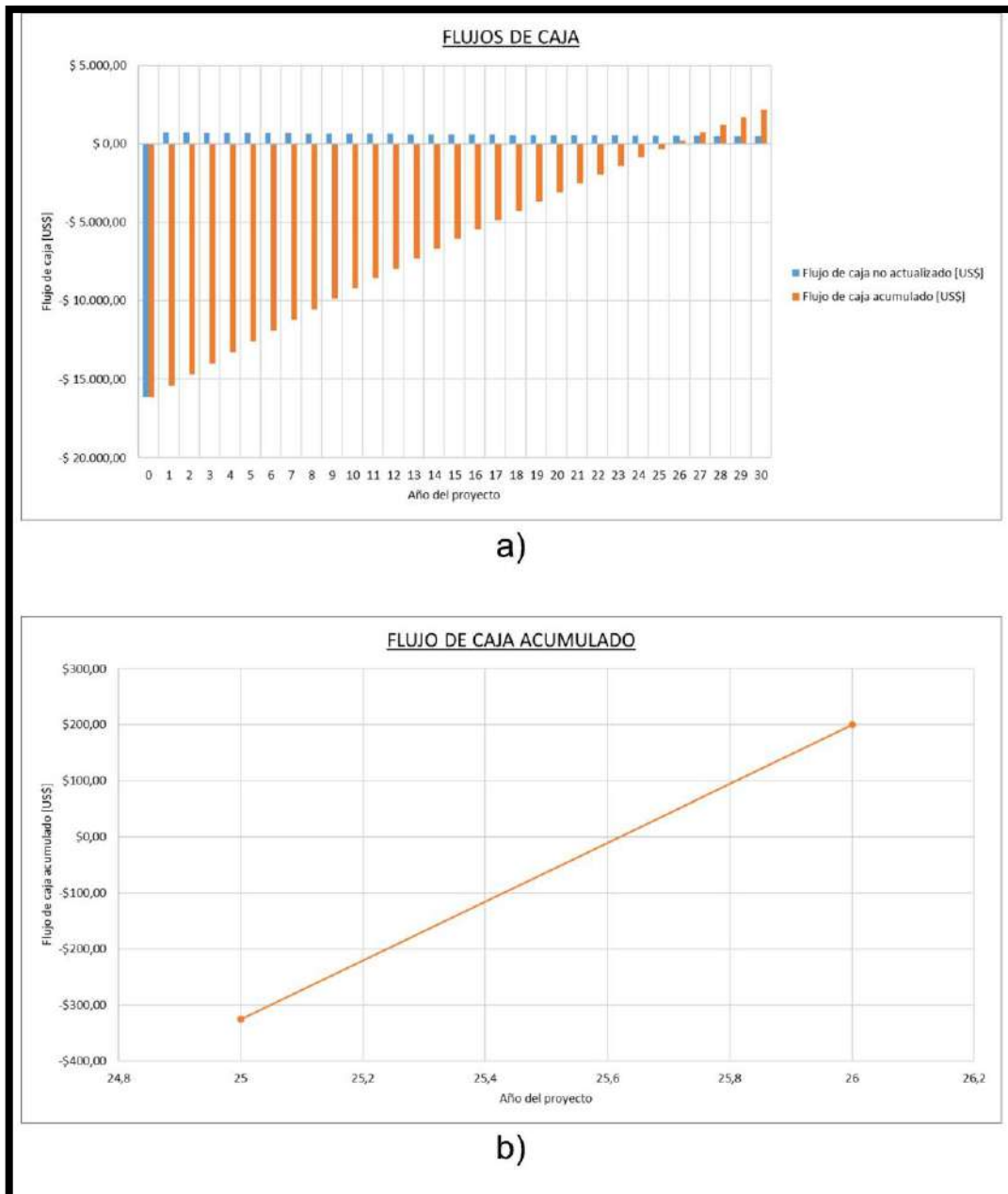


Fig. 7.128. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 25,6 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 0,91 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 25,6 \text{ años}$$

$$VAN = 883,70 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión no es rentable. La tasa interna de retorno es menor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es negativo.

7.13.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	16.146,500	982,40	16	14.017,200	852,85
2	16.031,100	975,38	17	13.890,300	845,13
3	15.909,600	967,99	18	13.763,700	837,42
4	15.782,400	960,25	19	13.635,100	829,60
5	15.649,400	952,16	20	13.502,600	821,54
6	15.508,400	943,58	21	13.357,500	812,71
7	15.360,100	934,55	22	13.199,700	803,11
8	15.208,300	925,32	23	13.037,200	793,22
9	15.054,300	915,95	24	12.871,100	783,12
10	14.899,400	906,52	25	12.702,800	772,88
11	14.745,700	897,17	26	12.535,600	762,70
12	14.594,200	887,95	27	12.370,200	752,64
13	14.444,400	878,84	28	12.204,200	742,54
14	14.297,000	869,87	29	12.037,600	732,40
15	14.152,500	861,08	30	11.870,700	722,25

Tabla 7.183. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,168	28,75
Año 5 al 10	7,777	27,37
Año 10 al 15	7,387	26,00
Año 15 al 20	7,048	24,81
Año 20 al 25	6,630	23,34
Año 25 al 30	6,196	21,81

Tabla 7.184. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84
1	1.142,38	-15.059,46	1.136,69	-15.065,15
2	1.133,32	-13.926,15	1.122,07	-13.943,08
3	1.123,78	-12.802,37	1.107,09	-12.835,99
4	1.113,80	-11.688,57	1.091,80	-11.744,19
5	1.103,36	-10.585,21	1.076,18	-10.668,01
6	1.090,51	-9.494,69	1.058,36	-9.609,64
7	1.078,88	-8.415,82	1.041,86	-8.567,78
8	1.066,96	-7.348,86	1.025,23	-7.542,56
9	1.054,87	-6.293,98	1.008,57	-6.533,99
10	1.042,72	-5.251,27	991,99	-5.542,00
11	1.028,88	-4.222,39	973,95	-4.568,05
12	1.016,99	-3.205,40	957,91	-3.610,14
13	1.005,23	-2.200,16	942,12	-2.668,01
14	993,66	-1.206,50	926,65	-1.741,36
15	982,32	-224,18	911,51	-829,85
16	970,16	745,99	895,75	65,90
17	960,20	1.706,19	882,15	948,05
18	950,27	2.656,46	868,67	1.816,72
19	940,17	3.596,63	855,17	2.671,89
20	929,77	4.526,40	841,5	3.513,39
21	916,49	5.442,89	825,35	4.338,75
22	904,1	6.347,00	810,15	5.148,90
23	891,35	7.238,35	794,75	5.943,64
24	878,31	8.116,66	779,23	6.722,87
25	865,1	8.981,76	763,69	7.486,56
26	850,01	9.831,77	746,63	8.233,19
27	837,03	10.668,80	731,57	8.964,76
28	824	11.492,79	716,6	9.681,35
29	810,92	12.303,71	701,72	10.383,07
30	797,82	13.101,54	686,95	11.070,02

Tabla 7.185. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,68 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

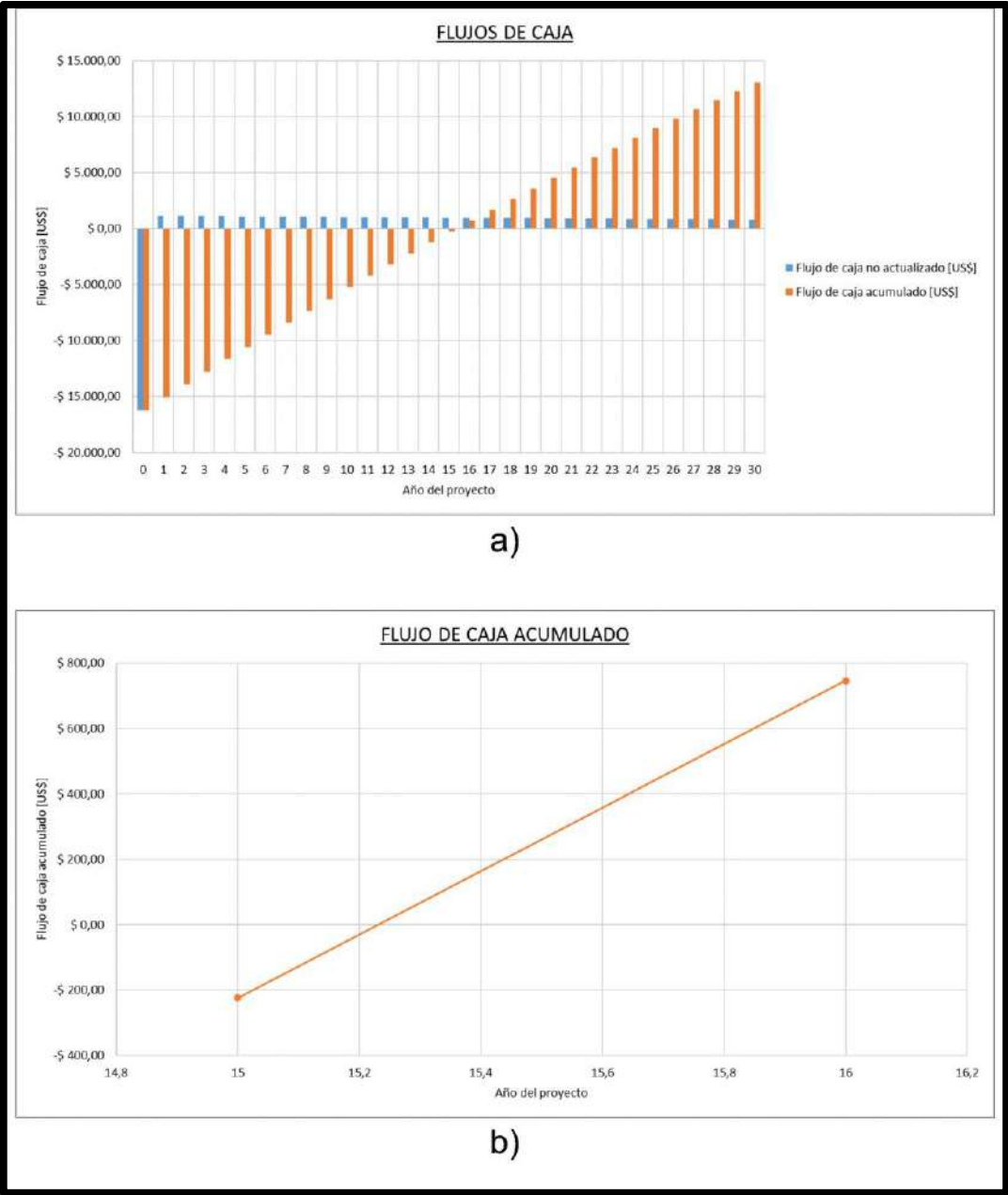


Fig. 7.129. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 15,2 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,68 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 15,2 \text{ años}$$

$$VAN = 11.070,02 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,80 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 40,63 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 10.186,32 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.13.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	16.146,500	1.306,65	16	14.017,200	1.134,33
2	16.031,100	1.297,31	17	13.890,300	1.124,06
3	15.909,600	1.287,47	18	13.763,700	1.113,82
4	15.782,400	1.277,18	19	13.635,100	1.103,41
5	15.649,400	1.266,42	20	13.502,600	1.092,69
6	15.508,400	1.255,01	21	13.357,500	1.080,95
7	15.360,100	1.243,01	22	13.199,700	1.068,18
8	15.208,300	1.230,72	23	13.037,200	1.055,03
9	15.054,300	1.218,26	24	12.871,100	1.041,59
10	14.899,400	1.205,72	25	12.702,800	1.027,97
11	14.745,700	1.193,29	26	12.535,600	1.014,44
12	14.594,200	1.181,03	27	12.370,200	1.001,05
13	14.444,400	1.168,90	28	12.204,200	987,62
14	14.297,000	1.156,98	29	12.037,600	974,14
15	14.152,500	1.145,28	30	11.870,700	960,63

Tabla 7.186. Etapa 5 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,168	28,75
Año 5 al 10	7,777	27,37
Año 10 al 15	7,387	26,00
Año 15 al 20	7,048	24,81
Año 20 al 25	6,630	23,34
Año 25 al 30	6,196	21,81

Tabla 7.187. Etapa 5 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84	-16.201,84
1	1.560,65	-14.641,19	1.552,89	-14.648,95
2	1.548,61	-13.092,58	1.533,24	-13.115,72
3	1.535,92	-11.556,66	1.513,11	-11.602,60
4	1.522,64	-10.034,01	1.492,57	-10.110,04
5	1.508,76	-8.525,25	1.471,60	-8.638,44
6	1.492,26	-7.032,99	1.448,27	-7.190,17
7	1.476,78	-5.556,21	1.426,11	-5.764,06
8	1.460,93	-4.095,28	1.403,79	-4.360,27
9	1.444,86	-2.650,42	1.381,44	-2.978,83
10	1.428,69	-1.221,73	1.359,18	-1.619,65
11	1.410,87	189,14	1.335,55	-284,10
12	1.395,06	1.584,20	1.314,01	1.029,91
13	1.379,42	2.963,62	1.292,82	2.322,73
14	1.364,03	4.327,65	1.272,04	3.594,77
15	1.348,95	5.676,59	1.251,71	4.846,47
16	1.333,28	7.009,87	1.231,02	6.077,49
17	1.320,03	8.329,91	1.212,72	7.290,22

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	1.306,82	9.636,72	1.194,61	8.484,83
19	1.293,39	10.930,12	1.176,45	9.661,28
20	1.279,56	12.209,68	1.158,08	10.819,36
21	1.262,52	13.472,20	1.136,97	11.956,34
22	1.246,04	14.718,24	1.116,56	13.072,89
23	1.229,08	15.947,32	1.095,87	14.168,77
24	1.211,74	17.159,06	1.075,04	15.243,81
25	1.194,17	18.353,23	1.054,18	16.297,99
26	1.174,74	19.527,98	1.031,87	17.329,86
27	1.157,48	20.685,46	1.011,65	18.341,51
28	1.140,15	21.825,61	991,54	19.333,05
29	1.122,76	22.948,36	971,56	20.304,61
30	1.105,33	24.053,70	951,73	21.256,34

Tabla 7.188. Etapa 5 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,89 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

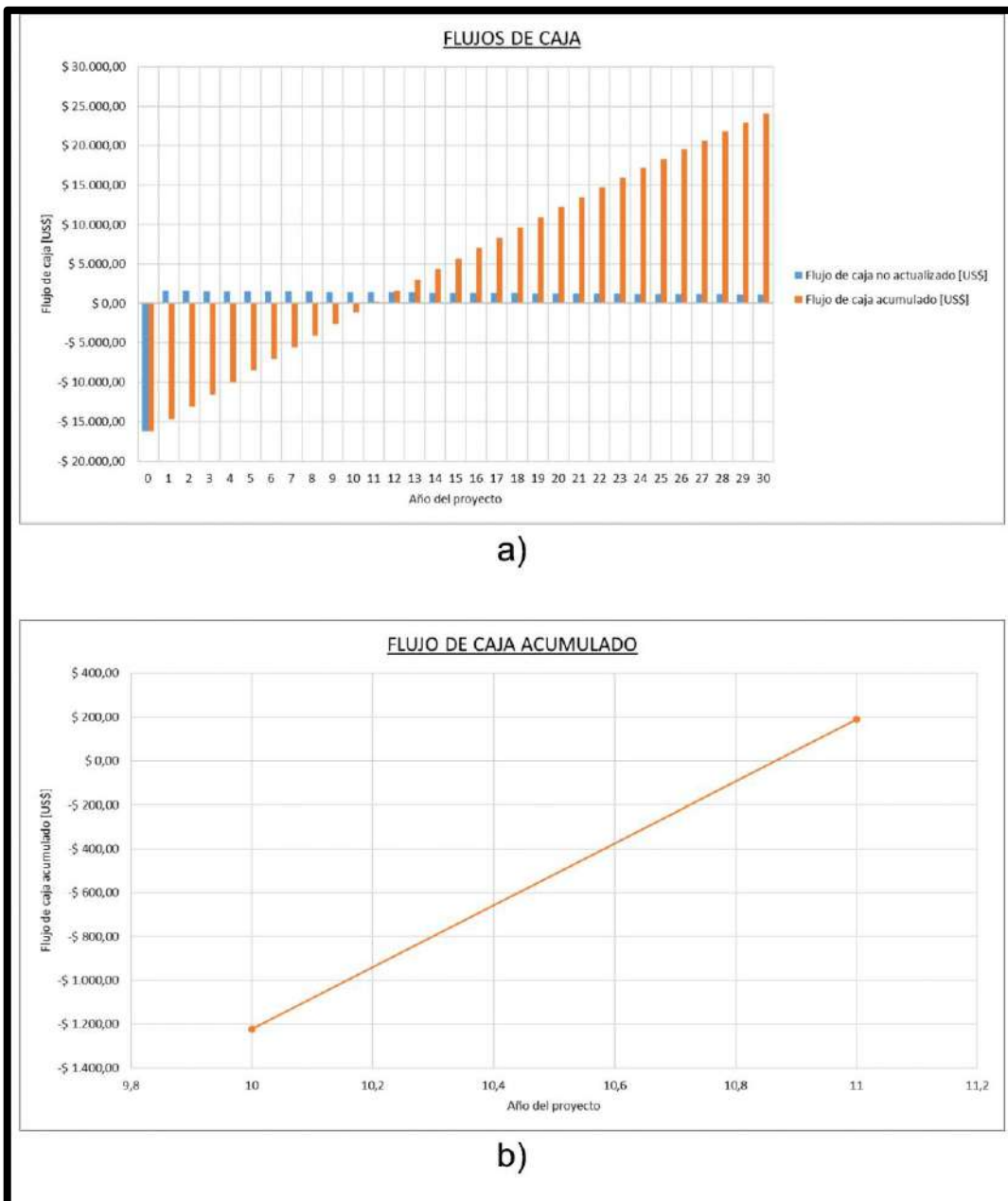


Fig. 7.130. Etapa 5 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 10,8 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 7,89 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 10,8 \text{ años}$$

$$VAN = 21.256,34 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,00 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 57,81 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 20.372,63 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.14. ETAPA 5 – DISEÑO 2

Para analizar si es posible mejorar la rentabilidad de la etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientado longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.62), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende en la mano de obra.

7.14.1. SIMULACIÓN PVSYST

El procedimiento es el mismo ya explicado, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendados.

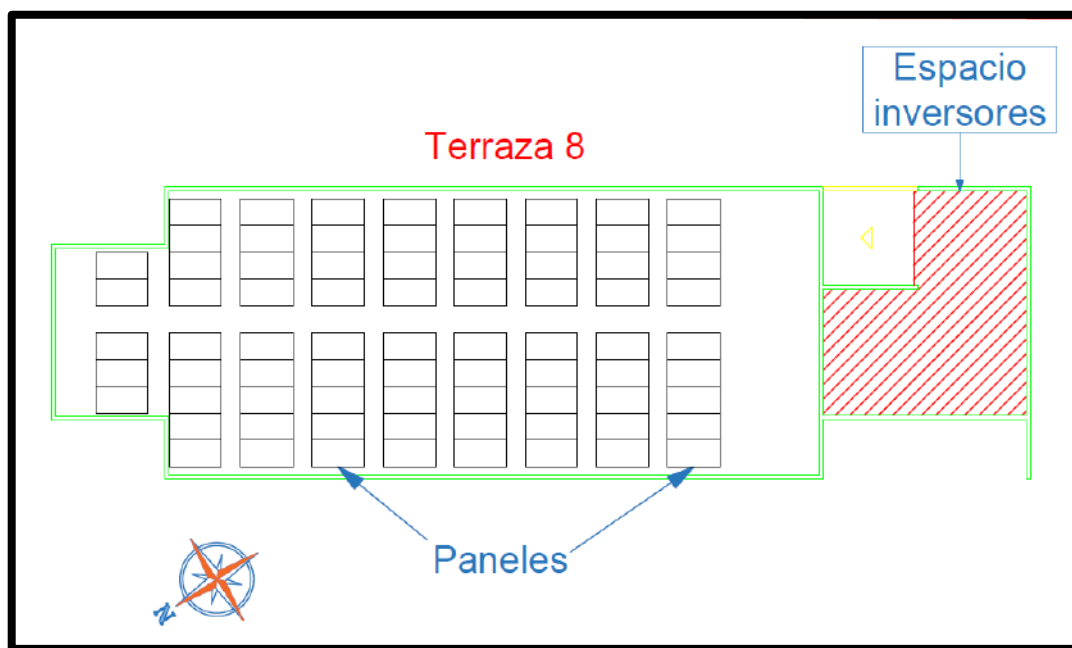


Fig. 7.131. Etapa 5 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 8.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 0,7 metros. Cabe aclarar que, a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran dispuestos longitudinalmente con las terrazas.

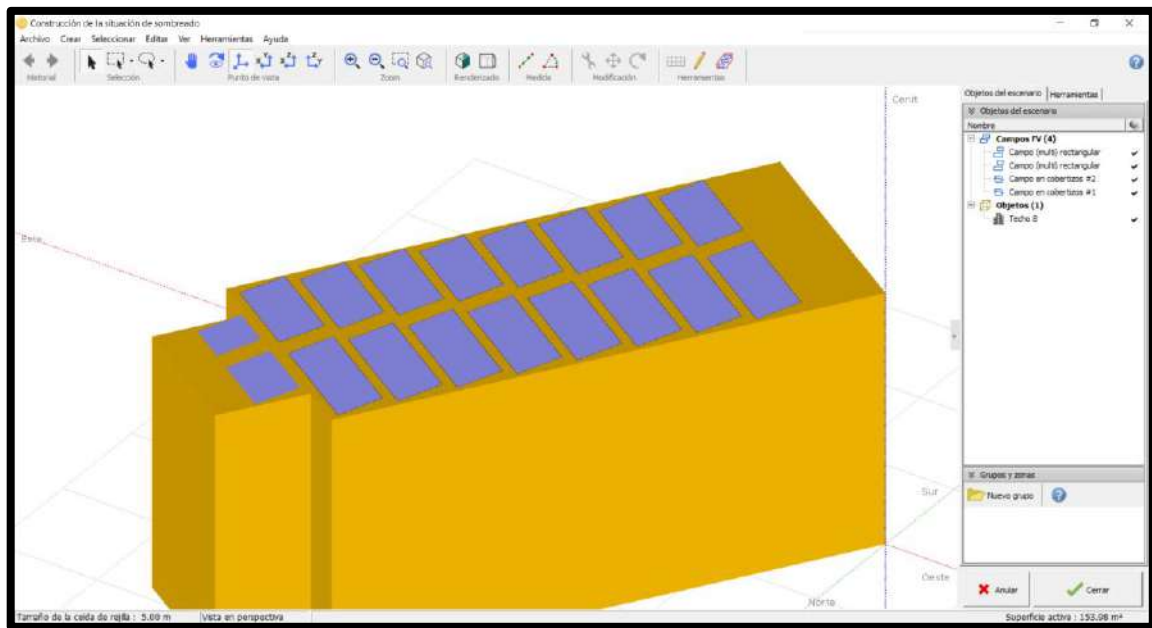


Fig. 7.132. Etapa 5 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 8 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
0,7	104	77	3
0,8	96	77	3
0,9	96	77	3
1	88	64	2
1,1	88	64	2
1,2	88	64	2
1,3	80	64	2
1,4	80	64	2
1,5	80	59	2
1,6	72	59	2
1,7	72	59	2
1,8	72	59	2
1,9	72	59	2
2	72	48	2
2,1	64	48	2
2,2	64	48	2
2,3	64	48	2
2,4	64	48	2
2,5	64	48	2

Tabla 7.189. Etapa 5 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

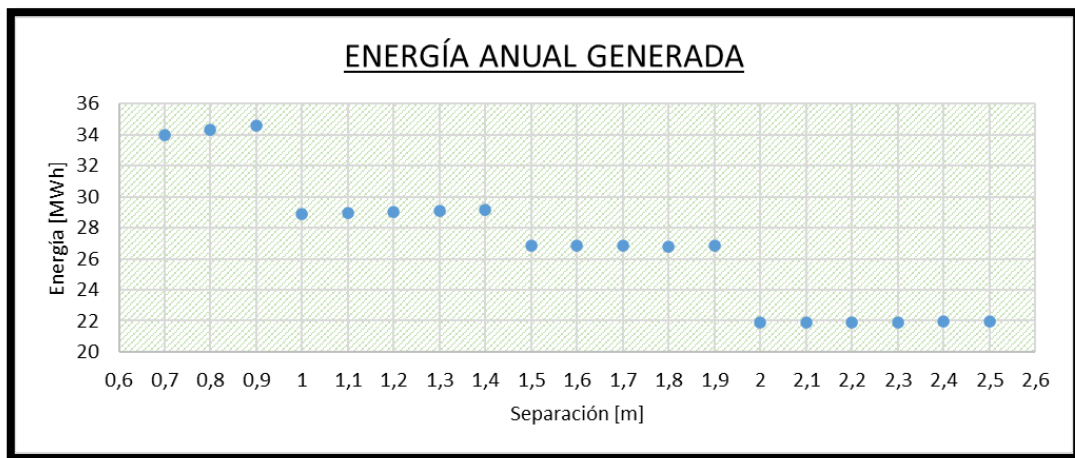


Fig. 7.133. Etapa 5 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.190.

7.14.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 3 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras utilizadas en esta alternativa son las mismas que en el diseño dos de dicha etapa. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.14.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total		
0,7	1.642.062	776.340	394.922	2.813.324	153.551,49	18,322
0,8	1.523.072	776.340	374.495	2.673.907	144.627,25	18,488
0,9	1.523.072	776.340	374.495	2.673.907	146.051,36	18,308
1	1.546.870	776.340	374.495	2.697.705	146.196,57	18,453
1,1	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.115,59	18,118
1,2	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.342,32	18,084
1,3	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.538,49	18,054
1,4	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.650,58	18,037
1,5	1.237.496	621.072	299.596	2.158.164	119.584,34	18,047
1,6	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	109.984,99	16,989
1,7	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	110.025,75	16,983
1,8	1.130.405	465.804	272.360	1.868.569	110.041,03	16,981
1,9	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.487,00	17,114
2	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.326,50	17,140
2,1	1.118.506	465.804	272.360	1.856.670	108.204,21	17,159
2,2	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.652,46	18,087
2,3	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.644,81	18,089
2,4	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.634,62	18,091
2,5	940.021	465.804	251.933	1.657.758	91.632,08	18,091

Tabla 7.190. Etapa 5 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.190 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 1,8 metros.

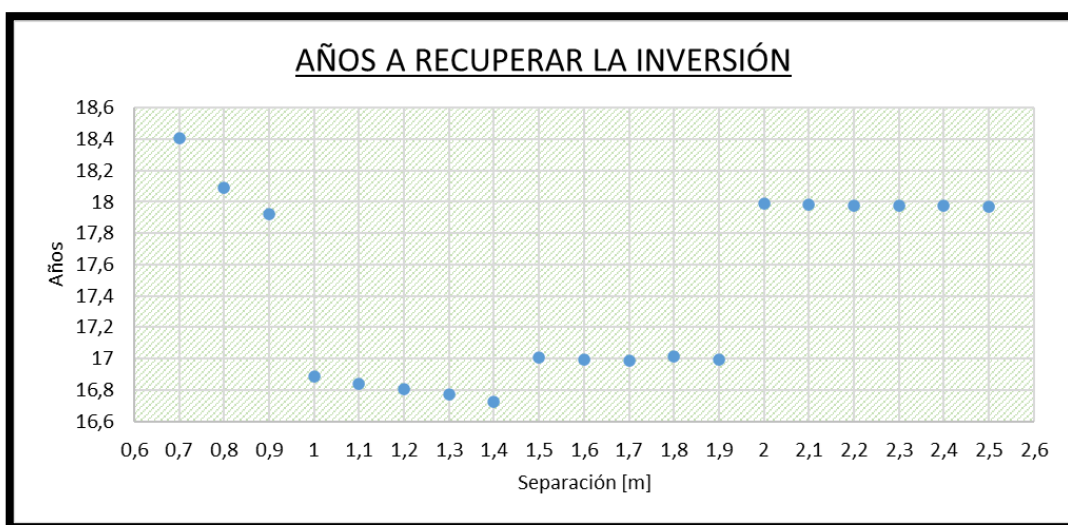


Fig. 7.134. Etapa 5 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.14.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.14.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	70
2	16	60
3	16	45
4	16	30
Total		205

Tabla 7.191. Etapa 5 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 250 metros.

7.14.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa, la cantidad de inversores utilizados son 2. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 2 = 29 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{29[A]}{0,85} = 34,12 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se adoptó un cable tetrapolar de 4[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 38 [A]$$

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.							
Sección nominal	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada		
mm ²	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1,5	20	17,7	22	20	24	21	
2,5	27	24	30	27	33	29	
4	36	32	41	36	45	38	
6	46	40	53	47	57	49	
10	63	55	73	65	78	68	

Fig. 7.135. Etapa 5 – Diseño 2: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 60 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 29[A] \cdot 0,06[km] \cdot \left\{ 5,87 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,0894 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 3,77 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que pueden entregar los dos inversores es $I_b = 29 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 32 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 38[A]$, por lo tanto:

$$29 [A] \leq 32 [A] \leq 38 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 32[A] = 41,6 [A]$$

$$41,6[A] \leq 1,45 \cdot 38[A] = 55,1 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 6.098 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 4816 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 797 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

$$I_k = 543 \text{ [A]} \rightarrow t = 0,01 \text{ [s]}$$

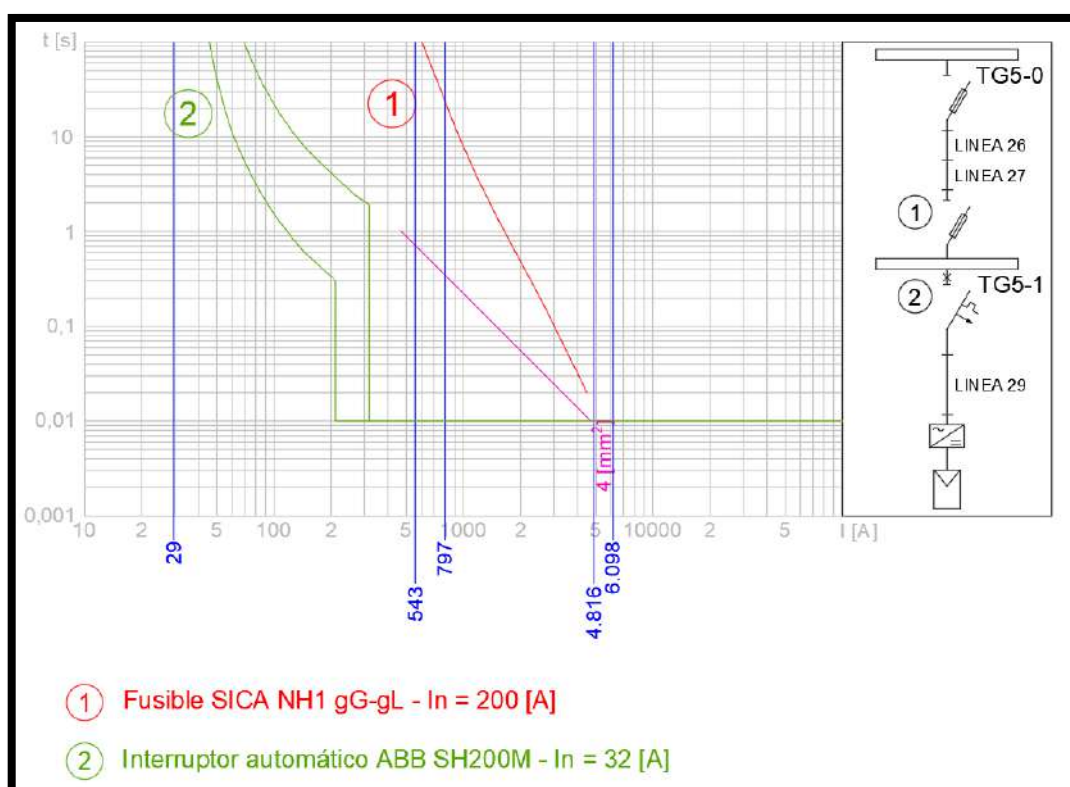


Fig. 7.136. Etapa 5 – Diseño 2: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de 4[mm²] de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (4[\text{mm}^2])^2 = 327.184 \text{ [A}^2 \cdot \text{s]}$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (6.098[A])^2 \cdot 0,01[s] = 371.856 \left[\frac{A^2}{s} \right]$$

Debido a que los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son mayores a la permitida por los cables seleccionados, se opta por seleccionar un cable con una sección inmediatamente superior (6 [mm²]), el cual soporta una energía de:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (6[mm^2])^2 = 736.164 [A^2 \cdot s]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

Por cambiar la sección del cable, la caída de tensión se reduce al siguiente valor:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 29[A] \cdot 0,06[km] \cdot \left\{ 3,92 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,085 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 2,53 [\%]$$

7.14.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	60	374	22.440
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	250	133	33.250
Total			55.690

Tabla 7.192. Etapa 5 – Diseño 2: costo en cables.

7.14.5. COSTOS ADICIONALES

7.14.5.1. Bulonería

Al instalarse 64 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	512	6,32	3.236
Arandelas M8	1.024	8,45	8.653
Tuercas M8	512	3,25	1.664
Total			13.553

Tabla 7.193. Etapa 5 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.14.5.2. Conectores

Se tienen 6 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 4 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 4 arreglos, se necesitan 8 conectores.

Dicho esto, se necesitan 14 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\$/u \right] \cdot 14[u] = 2.240 \left[\$ \right]$$

7.14.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (4) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	8	286	2.288
Base portafusible SPF-15	8	708	5.664
Interruptor automático ABB SH200M-32A	1	1.800	1.800
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			12.952

Tabla 7.194. Etapa 5 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.14.5.4. Barras

De acuerdo al [Anexo V](#), el costo en el juego de barras completo es:

Elemento	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	12	900
Caja estanca	1	380
Total		2.968

Tabla 7.195. Etapa 5 – Diseño 2: costo en juego de barras.

7.14.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 64 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$64 \cdot 0,32[kW] = 20,48 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.14.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 64 paneles y 2 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	761.536,00	12.184,58
Inversores	310.536,00	4.968,58
Bulonería	13.553,00	216,85
Estructura	170.225,00	2.723,60
Cables de CC	33.250,00	532,00
Cables de CA	22.440,00	359,04
Protecciones	12.952,00	207,23
Conectores	2.240,00	35,84
Sistema de barras	2.968,00	47,49
Mano de obra	214.414,40	3.430,63
Gastos no contemplados	76.153,60	1.218,46
Total	1.620.268,00	25.924,29

Tabla 7.196. Etapa 5 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

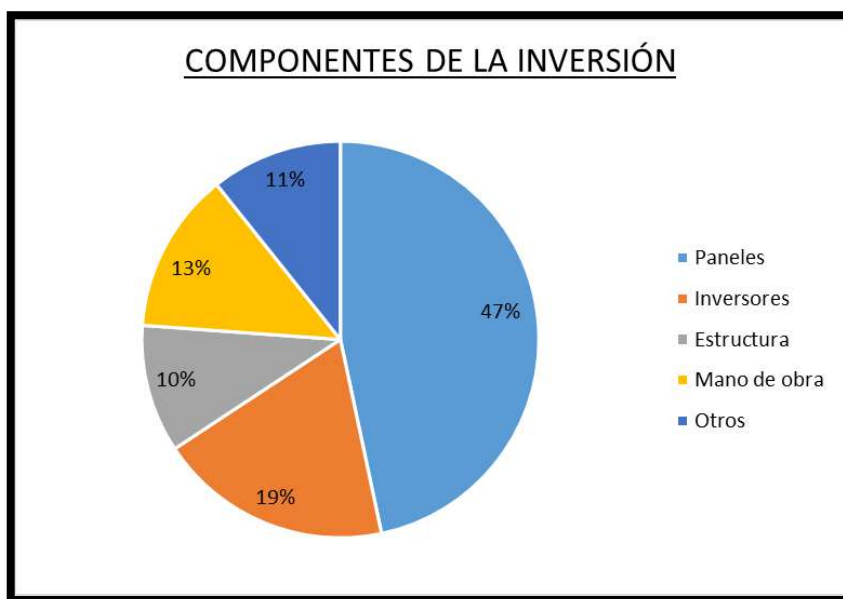


Fig. 7.137. Etapa 5 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	29.088,400	1.185,69	16	25.171,300	1.026,02
2	28.875,900	1.177,03	17	24.945,800	1.016,83
3	28.653,100	1.167,95	18	24.723,200	1.007,76
4	28.420,100	1.158,45	19	24.498,900	998,61
5	28.177,200	1.148,55	20	24.268,600	989,23
6	27.921,100	1.138,11	21	24.016,300	978,94
7	27.653,000	1.127,18	22	23.741,100	967,73
8	27.378,200	1.115,98	23	23.456,700	956,13
9	27.098,700	1.104,59	24	23.164,900	944,24
10	26.816,300	1.093,08	25	22.867,100	932,10
11	26.531,600	1.081,47	26	22.567,900	919,90
12	26.246,500	1.069,85	27	22.268,100	907,68
13	25.964,400	1.058,35	28	21.964,800	895,32
14	25.687,600	1.047,07	29	21.658,200	882,82
15	25.417,900	1.036,07	30	21.348,500	870,20

Tabla 7.197. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,817	16,732	16	0,707	14,479
2	0,811	16,610	17	0,701	14,349
3	0,805	16,482	18	0,694	14,221
4	0,798	16,348	19	0,688	14,092
5	0,791	16,208	20	0,682	13,960
6	0,784	16,061	21	0,675	13,815
7	0,777	15,906	22	0,667	13,656
8	0,769	15,748	23	0,659	13,493
9	0,761	15,588	24	0,651	13,325
10	0,753	15,425	25	0,642	13,154

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
11	0,745	15,261	26	0,634	12,981
12	0,737	15,097	27	0,625	12,809
13	0,729	14,935	28	0,617	12,635
14	0,721	14,776	29	0,608	12,458
15	0,714	14,621	30	0,600	12,280

Tabla 7.198. Etapa 5 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	16,208	57,05
Año 5 al 10	15,425	54,29
Año 10 al 15	14,621	51,46
Año 15 al 20	13,960	49,13
Año 20 al 25	13,154	46,30
Año 25 al 30	12,280	43,22

Tabla 7.199. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29
1	1.343,90	-24.580,39	1.337,21	-24.587,07
2	1.332,73	-23.247,66	1.319,50	-23.267,58
3	1.321,01	-21.926,65	1.301,39	-21.966,18
4	1.308,76	-20.617,89	1.282,91	-20.683,28
5	1.295,99	-19.321,91	1.264,07	-19.419,21
6	1.278,97	-18.042,94	1.241,26	-18.177,95
7	1.264,87	-16.778,07	1.221,47	-16.956,48

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
8	1.250,42	-15.527,65	1.201,51	-15.754,97
9	1.235,72	-14.291,93	1.181,48	-14.573,49
10	1.220,87	-13.071,06	1.161,47	-13.412,02
11	1.202,25	-11.868,81	1.138,07	-12.273,95
12	1.187,26	-10.681,55	1.118,28	-11.155,67
13	1.172,42	-9.509,13	1.098,82	-10.056,85
14	1.157,87	-8.351,26	1.079,78	-8.977,07
15	1.143,69	-7.207,57	1.061,25	-7.915,82
16	1.127,72	-6.079,85	1.041,22	-6.874,60
17	1.115,86	-4.963,99	1.025,15	-5.849,45
18	1.104,16	-3.859,83	1.009,35	-4.840,10
19	1.092,36	-2.767,47	993,60	-3.846,50
20	1.080,25	-1.687,22	977,70	-2.868,80
21	1.063,33	-623,89	957,59	-1.911,21
22	1.048,86	424,96	939,86	-971,35
23	1.033,90	1.458,87	921,85	-49,51
24	1.018,56	2.477,42	903,65	854,14
25	1.002,90	3.480,32	885,33	1.739,47
26	983,20	4.463,52	863,62	2.603,10
27	967,43	5.430,95	845,55	3.448,64
28	951,49	6.382,44	827,47	4.276,11
29	935,36	7.317,80	809,40	5.085,52
30	919,08	8.236,88	791,35	5.876,87

Tabla 7.200. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 2,02 \%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

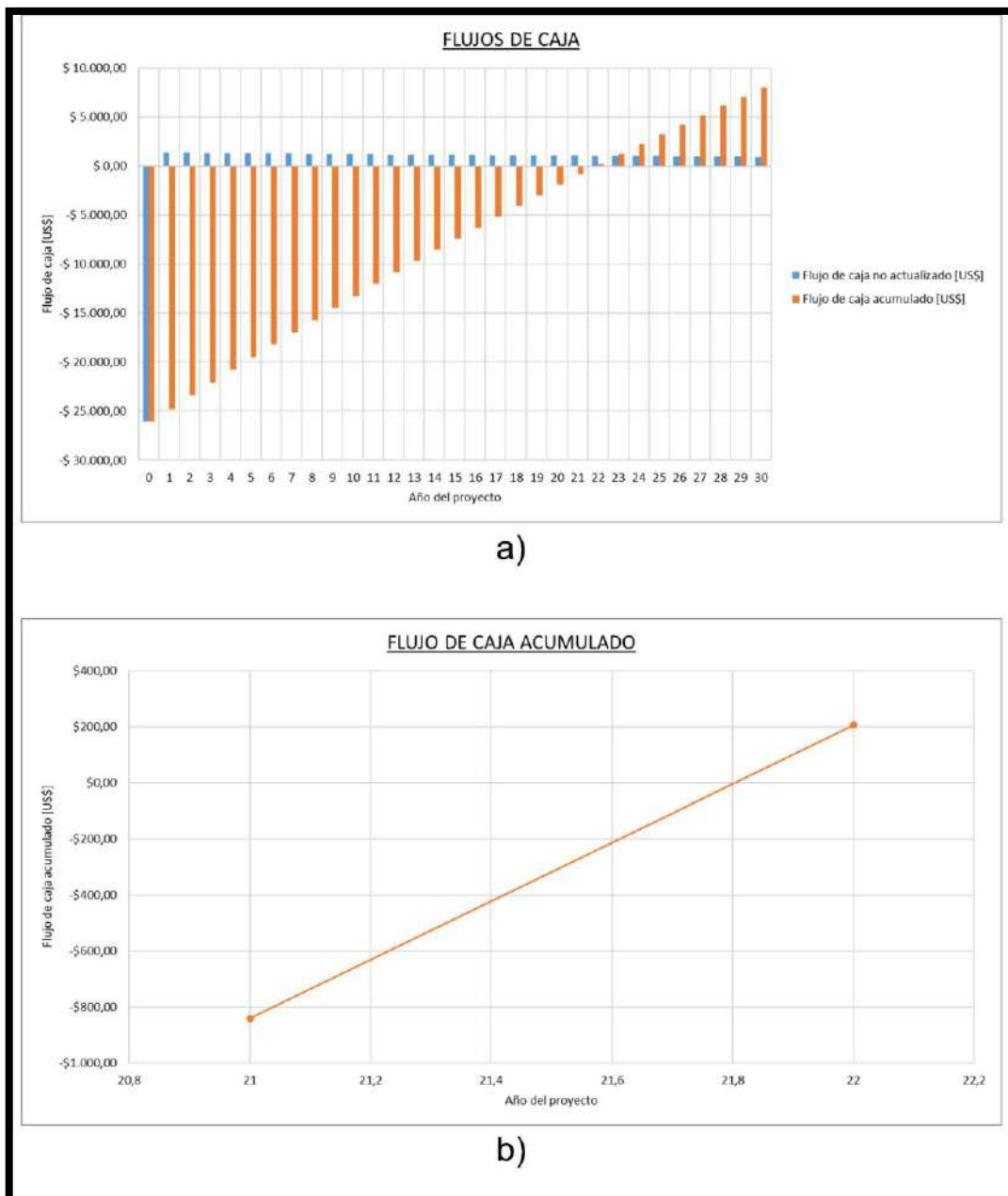


Fig. 7.138. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 21,8 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 2,02 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 21,8 \text{ años}$$

$$VAN = 5.876,87 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión no es rentable. La tasa interna de retorno es menor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el valor neto actual es negativo.

7.14.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	29.088,400	1.769,82	16	25.171,300	1.531,50
2	28.875,900	1.756,90	17	24.945,800	1.517,78
3	28.653,100	1.743,34	18	24.723,200	1.504,23
4	28.420,100	1.729,16	19	24.498,900	1.490,59
5	28.177,200	1.714,38	20	24.268,600	1.476,57
6	27.921,100	1.698,80	21	24.016,300	1.461,22
7	27.653,000	1.682,49	22	23.741,100	1.444,48
8	27.378,200	1.665,77	23	23.456,700	1.427,18
9	27.098,700	1.648,77	24	23.164,900	1.409,42
10	26.816,300	1.631,58	25	22.867,100	1.391,30
11	26.531,600	1.614,26	26	22.567,900	1.373,10
12	26.246,500	1.596,92	27	22.268,100	1.354,86
13	25.964,400	1.579,75	28	21.964,800	1.336,40
14	25.687,600	1.562,91	29	21.658,200	1.317,75
15	25.417,900	1.546,50	30	21.348,500	1.298,91

Tabla 7.201. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	16,208	57,05
Año 5 al 10	15,425	54,29
Año 10 al 15	14,621	51,46
Año 15 al 20	13,960	49,13
Año 20 al 25	13,154	46,30
Año 25 al 30	12,280	43,22

Tabla 7.202. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29
1	2.097,44	-23.826,85	2.087,01	-23.837,28
2	2.080,76	-21.746,09	2.060,11	-21.777,17
3	2.063,27	-19.682,81	2.032,63	-19.744,54
4	2.044,99	-17.637,83	2.004,59	-17.739,95
5	2.025,92	-15.611,90	1.976,02	-15.763,92
6	2.002,27	-13.609,64	1.943,24	-13.820,69
7	1.981,22	-11.628,41	1.913,25	-11.907,44
8	1.959,66	-9.668,76	1.883,00	-10.024,44
9	1.937,72	-7.731,04	1.852,66	-8.171,77
10	1.915,55	-5.815,48	1.822,36	-6.349,42
11	1.889,56	-3.925,93	1.788,68	-4.560,74
12	1.867,18	-2.058,75	1.758,71	-2.802,03
13	1.845,04	-213,71	1.729,20	-1.072,83
14	1.823,31	1.609,60	1.700,34	627,52
15	1.802,14	3.411,74	1.672,24	2.299,75
16	1.779,79	5.191,53	1.643,28	3.943,03
17	1.762,09	6.953,61	1.618,84	5.561,87
18	1.744,62	8.698,23	1.594,82	7.156,69
19	1.727,01	10.425,24	1.570,87	8.727,56
20	1.708,94	12.134,18	1.546,69	10.274,25
21	1.685,47	13.819,65	1.517,87	11.792,12
22	1.663,87	15.483,52	1.490,96	13.283,08
23	1.641,55	17.125,07	1.463,64	14.746,73
24	1.618,65	18.743,72	1.436,04	16.182,77
25	1.595,27	20.338,99	1.408,26	17.591,03
26	1.567,82	21.906,82	1.377,15	18.968,18
27	1.544,29	23.451,11	1.349,73	20.317,90
28	1.520,49	24.971,60	1.322,31	21.640,21
29	1.496,42	26.468,02	1.294,91	22.935,12
30	1.472,12	27.940,14	1.267,54	24.202,66

Tabla 7.203. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 6,01 \%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

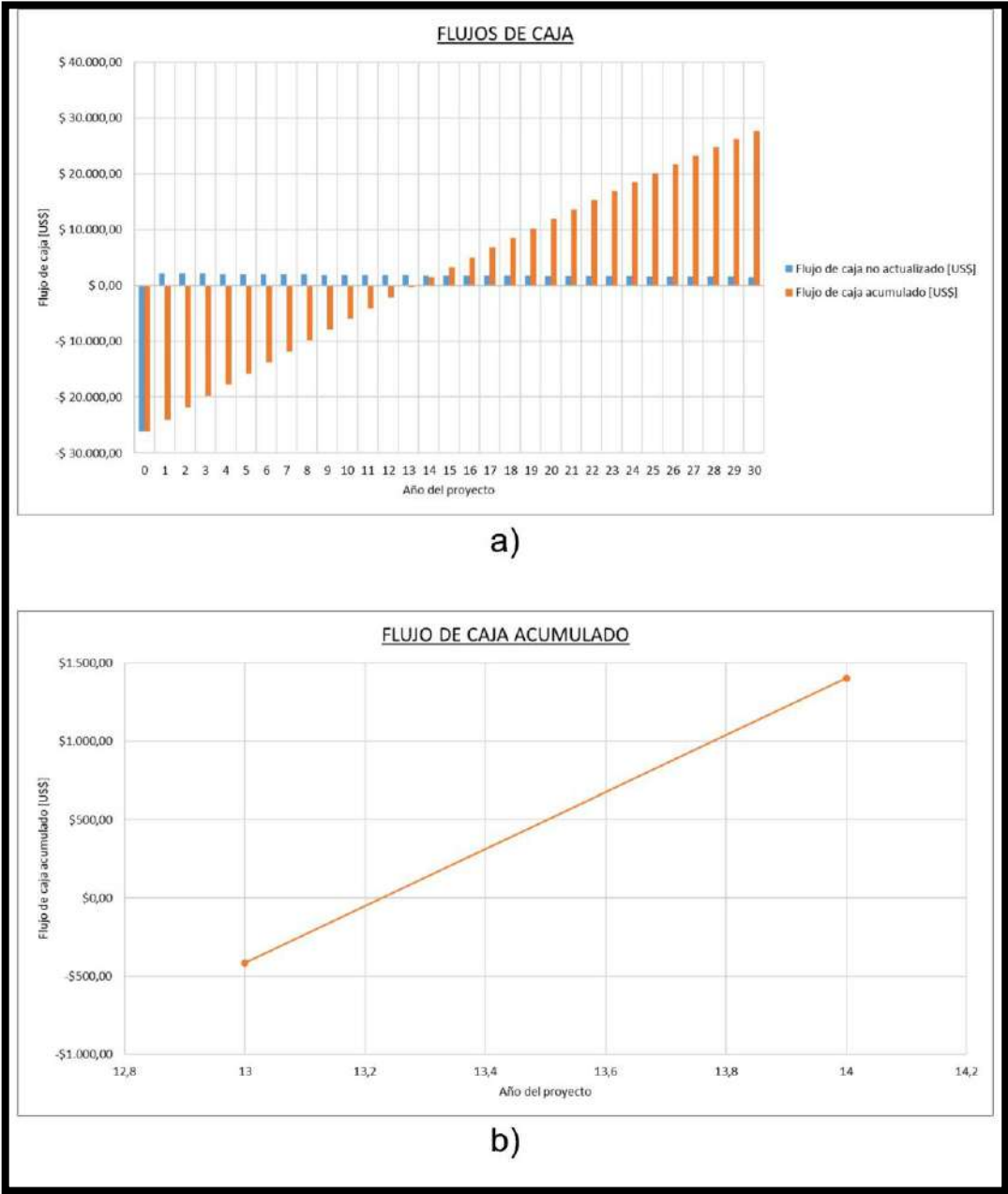


Fig. 7.139. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 13,2 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 6,01 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 13,2 \text{ años}$$

$$VAN = 24.202,66 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,98 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 39,45 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 18.325,76 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.14.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \text{ [US\$/kWh]}$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	29.088,400	2.353,96	16	25.171,300	2.036,97
2	28.875,900	2.336,76	17	24.945,800	2.018,72
3	28.653,100	2.318,73	18	24.723,200	2.000,71
4	28.420,100	2.299,88	19	24.498,900	1.982,56
5	28.177,200	2.280,22	20	24.268,600	1.963,92
6	27.921,100	2.259,50	21	24.016,300	1.943,50
7	27.653,000	2.237,80	22	23.741,100	1.921,23
8	27.378,200	2.215,56	23	23.456,700	1.898,22
9	27.098,700	2.192,94	24	23.164,900	1.874,60
10	26.816,300	2.170,09	25	22.867,100	1.850,51
11	26.531,600	2.147,05	26	22.567,900	1.826,29
12	26.246,500	2.123,98	27	22.268,100	1.802,03
13	25.964,400	2.101,15	28	21.964,800	1.777,49
14	25.687,600	2.078,75	29	21.658,200	1.752,68
15	25.417,900	2.056,93	30	21.348,500	1.727,61

Tabla 7.204. Etapa 5 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	16,208	57,05
Año 5 al 10	15,425	54,29
Año 10 al 15	14,621	51,46
Año 15 al 20	13,960	49,13
Año 20 al 25	13,154	46,30
Año 25 al 30	12,280	43,22

Tabla 7.205. Etapa 5 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29	-25.924,29
1	2.850,98	-23.073,31	2.836,80	-23.087,49
2	2.828,80	-20.244,51	2.800,72	-20.286,77
3	2.805,54	-17.438,97	2.763,87	-17.522,90
4	2.781,21	-14.657,76	2.726,28	-14.796,62
5	2.755,86	-11.901,90	2.687,98	-12.108,64
6	2.725,57	-9.176,33	2.645,21	-9.463,43
7	2.697,58	-6.478,75	2.605,03	-6.858,40
8	2.668,89	-3.809,86	2.564,50	-4.293,90
9	2.639,71	-1.170,14	2.523,84	-1.770,06
10	2.610,23	1.440,09	2.483,24	713,18
11	2.576,86	4.016,95	2.439,30	3.152,48
12	2.547,10	6.564,05	2.399,13	5.551,61
13	2.517,65	9.081,70	2.359,59	7.911,20
14	2.488,75	11.570,45	2.320,90	10.232,10
15	2.460,60	14.031,05	2.283,23	12.515,33
16	2.431,85	16.462,91	2.245,33	14.760,66
17	2.408,31	18.871,22	2.212,53	16.973,19
18	2.385,07	21.256,29	2.180,28	19.153,48
19	2.361,66	23.617,95	2.148,14	21.301,62
20	2.337,62	25.955,57	2.115,69	23.417,31

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	2.307,62	28.263,19	2.078,15	25.495,46
22	2.278,89	30.542,08	2.042,07	27.537,52
23	2.249,20	32.791,28	2.005,44	29.542,96
24	2.218,74	35.010,02	1.968,43	31.511,39
25	2.187,65	37.197,67	1.931,20	33.442,59
26	2.152,45	39.350,12	1.890,67	35.333,26
27	2.121,15	41.471,27	1.853,91	37.187,17
28	2.089,49	43.560,76	1.817,15	39.004,31
29	2.057,48	45.618,24	1.780,41	40.784,73
30	2.025,15	47.643,40	1.743,72	42.528,44

Tabla 7.206. Etapa 5 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 9,44 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

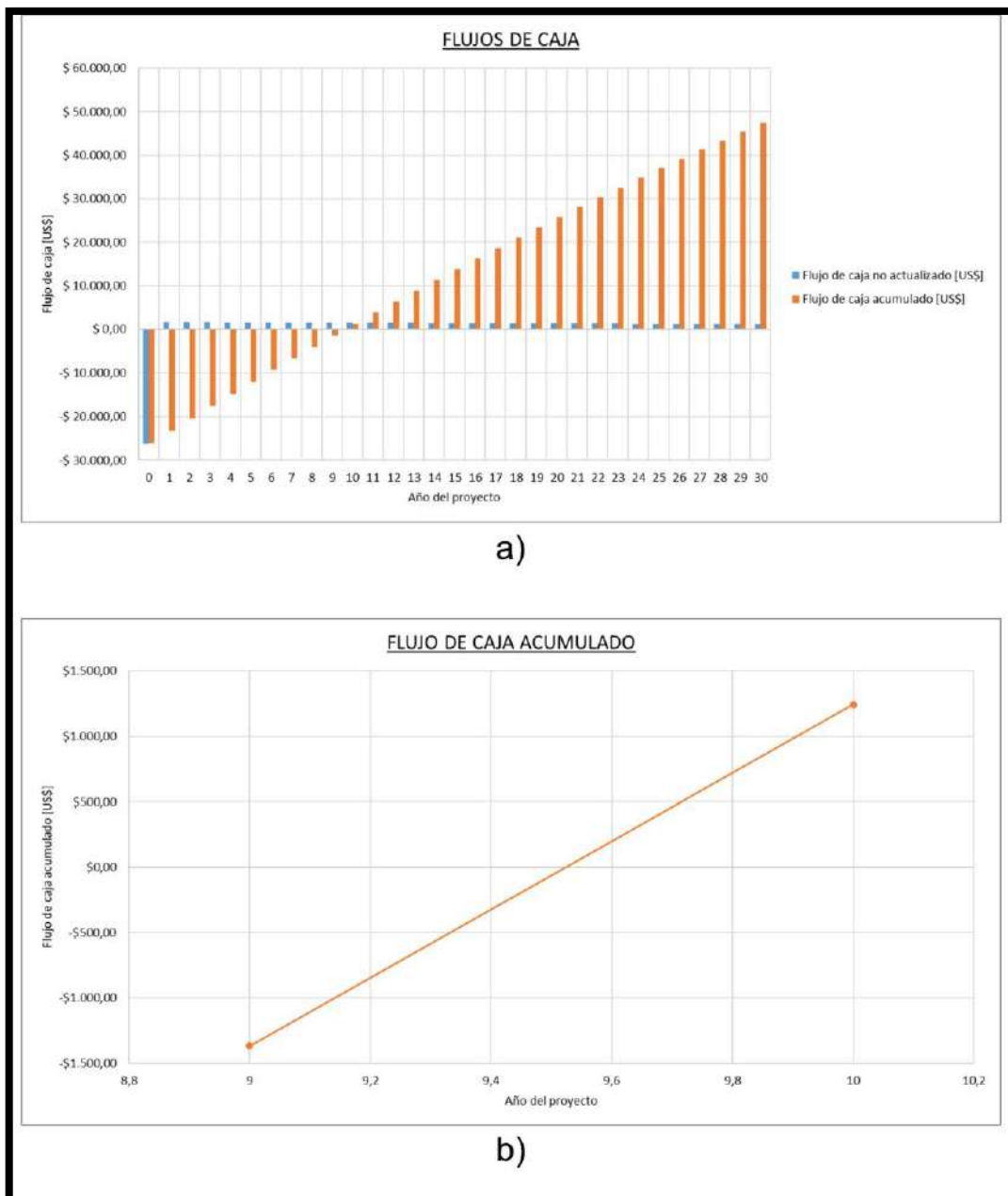


Fig. 7.140. Etapa 5 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 9,5 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 9,44 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 9,5 \text{ años}$$

$$VAN = 42.528,44 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,40 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 56,42 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 36.651,57 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.15. ETAPA 6 – DISEÑO 1

La sexta y última etapa del proyecto está integrada por la terraza 9 que se observa en la Fig. 7.2. Se decidió no incluir otra terraza en la etapa debido al gran área que esta presenta y, por ende, a la gran inversión que debería hacerse.

7.15.1. SIMULACIÓN PVSYST

Se realizó un esquema topográfico en AutoCAD de la distribución de los paneles en ambas terrazas de manera de aprovechar la totalidad de esta y que el área activa este orientada al norte, teniendo siempre presente que debe haber distancia suficiente para realizar las tareas de mantenimiento.

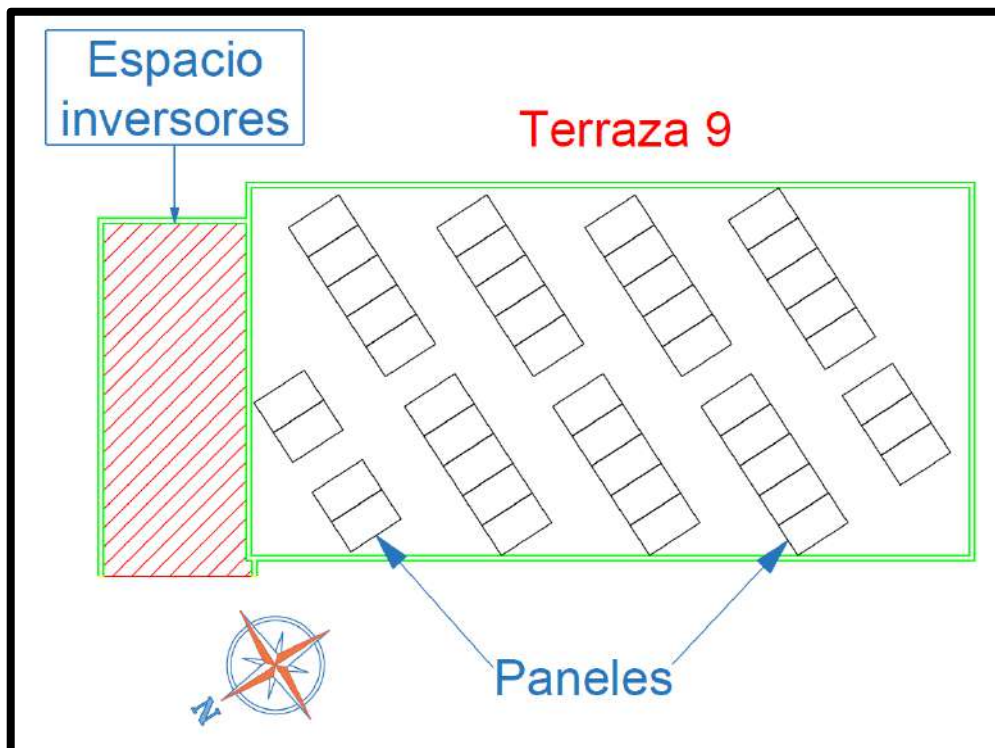


Fig. 7.141. Etapa 6 – Diseño 1: paneles ubicados en la terraza 9.

La evaluación se inició con una separación entre estructuras de 1,8 metros, se ejecutó la simulación y se registró la energía generada durante un año. Este proceso se reiteró con separaciones de a 10 centímetros hasta obtener una distancia de 3,5 metros entre soportes.

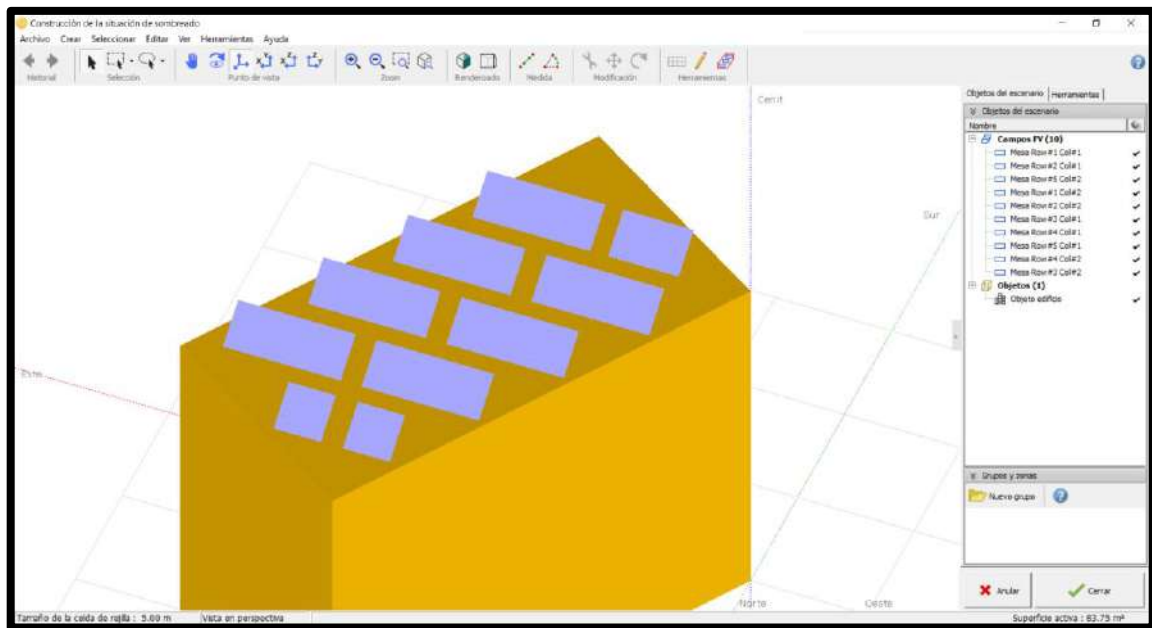


Fig. 7.142. Etapa 6 – Diseño 1: situación de sombreado de la terraza 9 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
1,8	43	2	19,059
1,9	42	2	18,907
2	32	1	14,945
2,1	32	1	15,156
2,2	32	1	15,241
2,3	32	1	15,324
2,4	32	1	15,423
2,5	32	1	15,504
2,6	32	1	15,547
2,7	32	1	15,578
2,8	32	1	15,605
2,9	32	1	15,653
3	32	1	15,659
3,1	32	1	15,665
3,2	31	1	15,920
3,3	30	1	15,024
3,4	30	1	15,423
3,5	29	1	14,497

Tabla 7.207. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

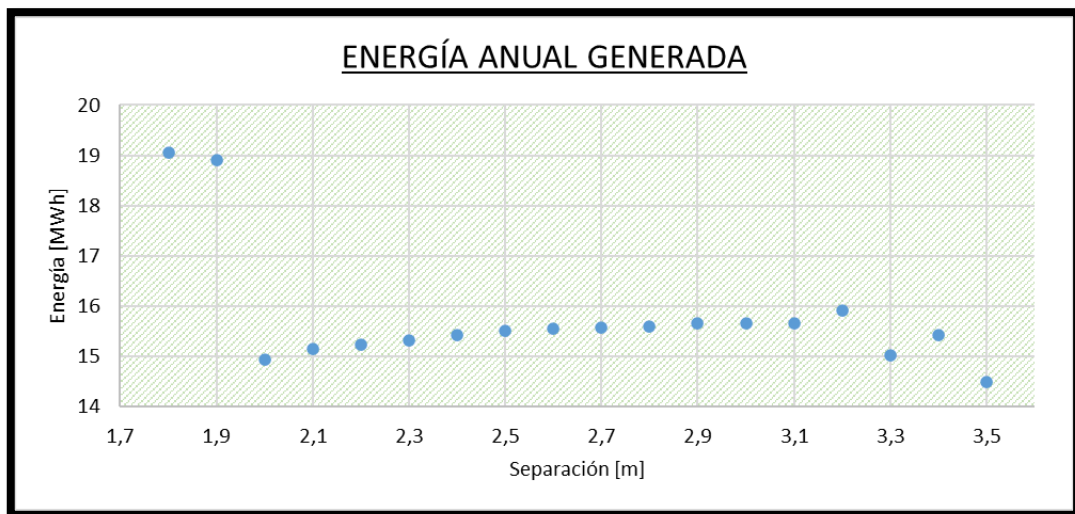


Fig. 7.143. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.128.

7.15.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 8 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras son las mismas. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.15.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total	[\$]	
1,8	511.657	310.536	360.086	1.182.279	48.554,71	24,35
1,9	499.758	310.536	290.188	1.100.482	48.167,47	22,85
2	380.768	155.268	290.188	826.224	38.073,88	21,70
2,1	380.768	155.268	291.938	827.974	38.611,43	21,44
2,2	380.768	155.268	274.342	810.378	38.827,97	20,87
2,3	380.768	155.268	257.232	793.268	39.039,42	20,32
2,4	380.768	155.268	274.585	810.621	39.291,63	20,63
2,5	380.768	155.268	274.585	810.621	39.497,99	20,52
2,6	380.768	155.268	274.585	810.621	39.607,54	20,47
2,7	380.768	155.268	274.585	810.621	39.686,51	20,43
2,8	380.768	155.268	291.938	827.974	39.755,30	20,83
2,9	380.768	155.268	274.342	810.378	39.877,58	20,32
3	380.768	155.268	274.342	810.378	39.892,87	20,31
3,1	380.768	155.268	274.342	810.378	39.908,15	20,31
3,2	368.869	155.268	274.342	798.479	40.557,79	19,69
3,3	356.970	155.268	274.342	786.580	38.275,14	20,55
3,4	356.970	155.268	274.342	786.580	39.291,63	20,02
3,5	345.071	155.268	240.900	741.239	36.932,56	20,07

Tabla 7.208. Etapa 6 – Diseño 1: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.128 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 3,2 metros.



Fig. 7.144. Etapa 6 – Diseño 1: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.15.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.15.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	15	40
2	16	55
Total		95

Tabla 7.209. Etapa 6 – Diseño 1: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 130 metros.

7.15.4.2. Cable de corriente alterna

Para esta etapa solo se tiene un inversor. Según el catálogo de este componente, la intensidad de cada uno es de 14,5 [A]. Luego, la corriente que circula por el cable es:

$$I = 14,5[A] \cdot 1 = 14,5 [A]$$

Para tener en cuenta el factor de corrección calculado en el [Anexo VI](#), se divide esta corriente por dicho factor y así se obtiene la corriente mínima admisible que debe soportar el cable a utilizar.

$$I_{adm} = \frac{I}{F} = \frac{14,5[A]}{0,85} = 17,06 [A]$$

De acuerdo al catálogo que ofrece el fabricante, se podría elegir un cable de 1,5[mm²], sin embargo, para reducir pérdidas, se adoptó un cable tetrapolar de 4[mm²], el cual tiene una corriente admisible:

$$I_{adm} = 38 [A]$$

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.							
Sección nominal	Método B1 y B2		Método C		Método E		
	caño embutido en pared		Bandeja no perforada o de fondo sólido		Bandeja perforada		
mm ²	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	
1,5	20	17,7	22	20	24	21	
2,5	27	24	30	27	33	29	
4	36	32	41	36	45	38	
6	46	40	53	47	57	49	
10	63	55	73	65	78	68	

Fig. 7.145. Etapa 6 – Diseño 1: intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Según los esquemas realizados en AutoCAD, para esta etapa, serán necesarios 40 metros de este cable.

A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 8% según se especifica en el [Anexo VI](#).

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,5[A] \cdot 0,04[km] \cdot \left\{ 5,87 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,0894 \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[V]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 1,26 [\%]$$

Se observa que el cable elegido cumple con la normativa mencionada.

Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos:

Para la protección contra sobrecarga del lado de alterna deben cumplirse las ecuaciones (35) y (36) mencionadas en el [Anexo VI](#).

La corriente máxima que puede entregar el inversor es $I_b = 14,5 [A]$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar SH200M de calibre 25 [A] de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de 10[kA].

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de $I_z = 38[A]$, por lo tanto:

$$14,5 [A] \leq 25 [A] \leq 38 [A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

$$I_2 < 1,45 \cdot I_z$$

En el caso del interruptor termomagnético $I_2 = 1,3 \cdot I_N$, resultando:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N = 1,3 \cdot 25[A] = 32,5 [A]$$

$$32,5[A] \leq 1,45 \cdot 38[A] = 55,1 [A]$$

En la Fig. 7.57 se pueden ver las curvas de operación de las protecciones que intervienen en esta etapa. De allí, se obtienen los siguientes tiempos de actuación para los distintos cortocircuitos calculados:

$$I_k = 6.098 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 4.816 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 1.142 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

$$I_k = 781 [A] \rightarrow t = 0,01 [s]$$

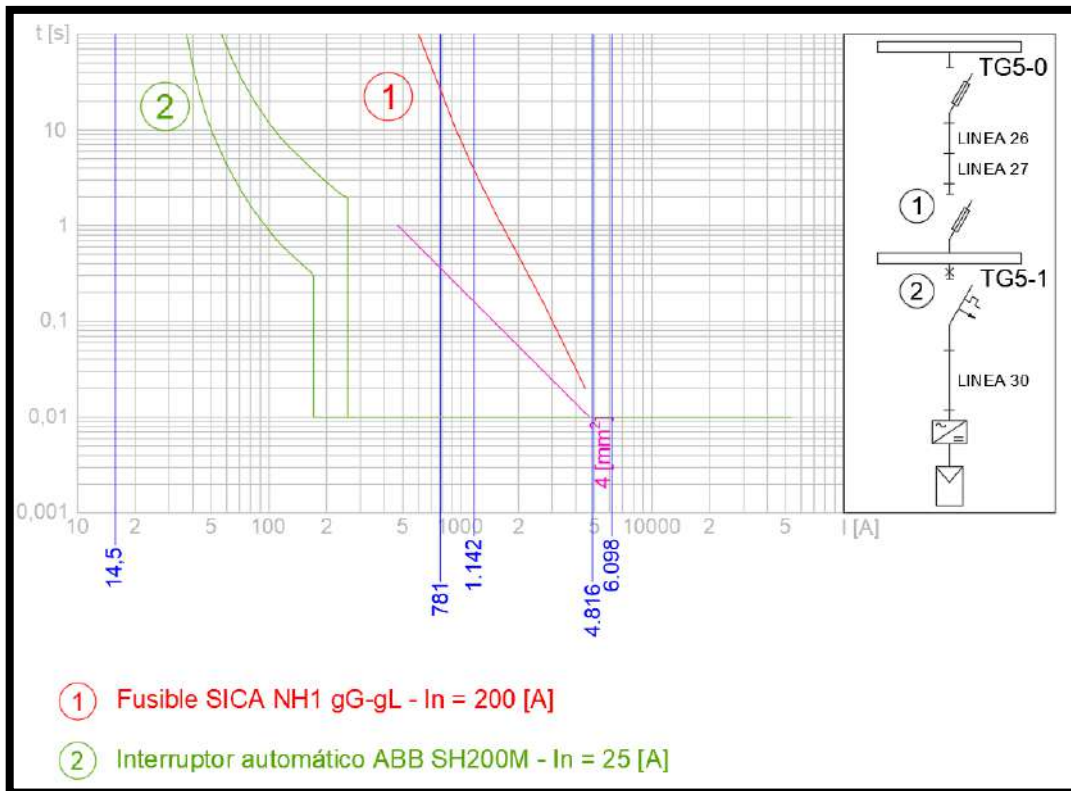


Fig. 7.146. Etapa 6 – Diseño 1: curvas de actuación de las protecciones.

Debido a que el tiempo de actuación de la protección es inferior a 0,1 segundos, tal como se menciona en el [Anexo VI](#), se utiliza la ecuación (39) para verificar la integridad de la aislación de los cables

Para el cable de $4[\text{mm}^2]$ de sección, la energía que soporta es:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (4[\text{mm}^2])^2 = 327.184 [\text{A}^2 \cdot \text{s}]$$

Ya que todos los tiempos de actuación son iguales, la condición a verificar sólo se hace con la corriente de cortocircuito más alta:

$$I_k^2 \cdot t = (6.098[\text{A}])^2 \cdot 0,01[\text{s}] \cong 371.856 \left[\frac{\text{A}^2}{\text{s}} \right]$$

Debido a que los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son mayores a la permitida por los cables seleccionados, se opta por seleccionar un cable con una sección inmediatamente superior (6 [mm²]), el cual soporta una energía de:

$$k^2 \cdot S^2 = 143^2 \cdot (6[\text{mm}^2])^2 = 736.164 [\text{A}^2 \cdot \text{s}]$$

Los valores de energía específica desarrollados por los cortocircuitos calculados son menores a la permitida por los cables seleccionados.

Por cambiar la sección del cable, la caída de tensión se reduce al siguiente valor:

$$\Delta V = \frac{\sqrt{3} \cdot 14,5[\text{A}] \cdot 0,04[\text{km}] \cdot \left\{ 3,92 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \cdot \cos(36,87^\circ) + 0,085 \left[\frac{\Omega}{\text{km}} \right] \cdot \sin(36,87^\circ) \right\}}{380[\text{V}]} \cdot 100[\%]$$

$$\Delta V = 0,84 [\%]$$

7.15.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	40	374	14.960
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	130	133	17.290
Total			32.250

Tabla 7.210. Etapa 6 – Diseño 1: costo en cables.

7.15.5. COSTOS ADICIONALES

7.15.5.1. Bulonería

Al instalarse 31 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	248	6,32	1.568
Arandelas M8	496	8,45	4.192
Tuercas M8	248	3,25	806
Total			6.566

Tabla 7.211. Etapa 6 – Diseño 1: costo en bulonería.

7.15.5.2. Conectores

Se tienen 3 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 2 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 2 arreglos, se necesitan 4 conectores.

Dicho esto, se necesitan 7 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 7[u] = 1.120 \text{ [\$]}$$

7.15.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (2) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial.

El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	4	286	1.144
Base portafusible SPF-15	4	708	2.832
Interruptor automático ABB SH200M-25A	1	1.400	1.400
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			8.576

Tabla 7.212. Etapa 6 – Diseño 1: costo en protecciones eléctricas.

7.15.5.4. Barras

Por ser solo un inversor, no es necesario colocar barras.

7.15.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 31 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$31 \cdot 0,32[kW] = 9,92 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.15.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 31 paneles y 1 inversor. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	368.869,00	5.901,90
Inversores	155.268,00	2.484,29
Bulonería	6.566,00	105,06
Estructura	274.342,00	4.389,47
Cables de CC	17.290,00	276,64
Cables de CA	14.960,00	239,36
Protecciones	8.576,00	137,22
Conectores	1.120,00	17,92
Mano de obra	104.827,40	1.677,24
Gastos no contemplados	36.886,90	590,19
Total	988.705,30	15.819,28

Tabla 7.213. Etapa 6 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

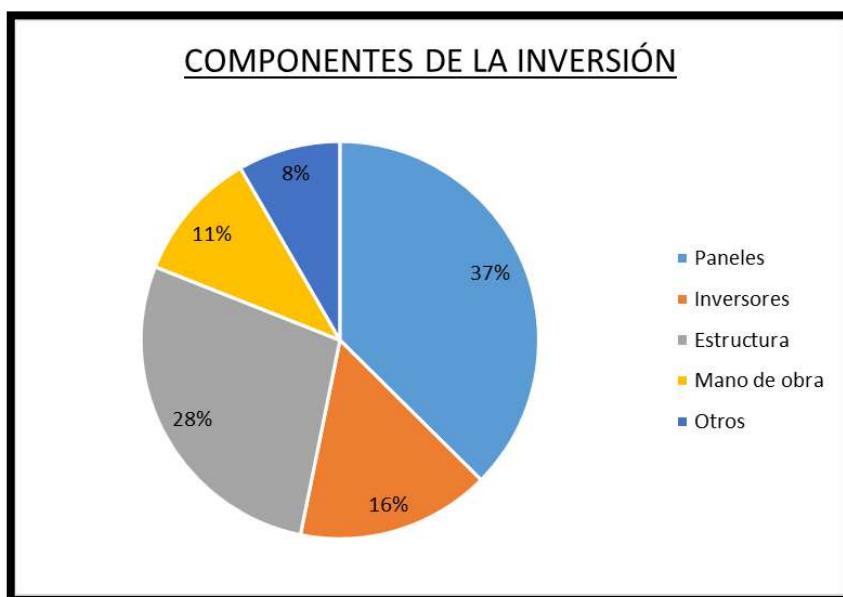


Fig. 7.147. Etapa 6 – Diseño 1: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	15.880,500	647,31	16	13.772,300	561,38
2	15.763,800	642,56	17	13.646,300	556,25
3	15.642,100	637,60	18	13.521,000	551,14
4	15.515,600	632,44	19	13.394,100	545,96
5	15.384,200	627,08	20	13.263,400	540,64
6	15.246,600	621,48	21	13.119,600	534,78
7	15.103,200	615,63	22	12.962,600	528,38
8	14.956,700	609,66	23	12.801,400	521,81
9	14.807,700	603,59	24	12.637,400	515,12
10	14.657,200	597,45	25	12.472,100	508,38
11	14.505,500	591,27	26	12.309,700	501,76
12	14.353,400	585,07	27	12.150,700	495,28
13	14.202,500	578,92	28	11.992,400	488,83
14	14.053,600	572,85	29	11.834,800	482,41
15	13.907,700	566,90	30	11.677,900	476,01

Tabla 7.214. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,836	8,293	16	0,725	7,192
2	0,830	8,232	17	0,718	7,126
3	0,823	8,169	18	0,712	7,061
4	0,817	8,103	19	0,705	6,995
5	0,810	8,034	20	0,698	6,926
6	0,803	7,962	21	0,691	6,851
7	0,795	7,887	22	0,682	6,769
8	0,787	7,811	23	0,674	6,685
9	0,780	7,733	24	0,665	6,600
10	0,772	7,654	25	0,657	6,513

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
11	0,764	7,575	26	0,648	6,428
12	0,756	7,496	27	0,640	6,345
13	0,748	7,417	28	0,631	6,263
14	0,740	7,339	29	0,623	6,180
15	0,732	7,263	30	0,615	6,098

Tabla 7.215. Etapa 6 – Diseño 1: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,034	28,28
Año 5 al 10	7,654	26,94
Año 10 al 15	7,263	25,56
Año 15 al 20	6,926	24,38
Año 20 al 25	6,513	22,92
Año 25 al 30	6,098	21,46

Tabla 7.216. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28
1	713,33	-15.105,96	709,78	-15.109,51
2	707,19	-14.398,77	700,17	-14.409,34
3	700,79	-13.697,98	690,38	-13.718,95
4	694,14	-13.003,84	680,43	-13.038,52
5	687,23	-12.316,61	670,30	-12.368,22
6	678,27	-11.638,34	658,27	-11.709,95
7	670,73	-10.967,61	647,72	-11.062,23

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
8	663,03	-10.304,58	637,09	-10.425,13
9	655,19	-9.649,39	626,43	-9.798,70
10	647,28	-9.002,11	615,79	-9.182,92
11	637,52	-8.364,58	603,49	-8.579,43
12	629,53	-7.735,06	592,95	-7.986,47
13	621,59	-7.113,46	582,57	-7.403,90
14	613,76	-6.499,70	572,37	-6.831,53
15	606,09	-5.893,61	562,40	-6.269,13
16	597,44	-5.296,17	551,62	-5.717,51
17	590,82	-4.705,35	542,79	-5.174,73
18	584,23	-4.121,12	534,06	-4.640,66
19	577,56	-3.543,57	525,34	-4.115,32
20	570,68	-2.972,88	516,50	-3.598,82
21	561,25	-2.411,64	505,44	-3.093,38
22	552,99	-1.858,65	495,52	-2.597,86
23	544,51	-1.314,13	485,50	-2.112,36
24	535,89	-778,24	475,43	-1.636,92
25	527,20	-251,04	465,40	-1.171,53
26	516,78	265,73	453,93	-717,60
27	508,42	774,15	444,36	-273,24
28	500,09	1.274,24	434,91	161,67
29	491,80	1.766,05	425,58	587,24
30	483,55	2.249,60	416,35	1.003,60

Tabla 7.217. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 0,97\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

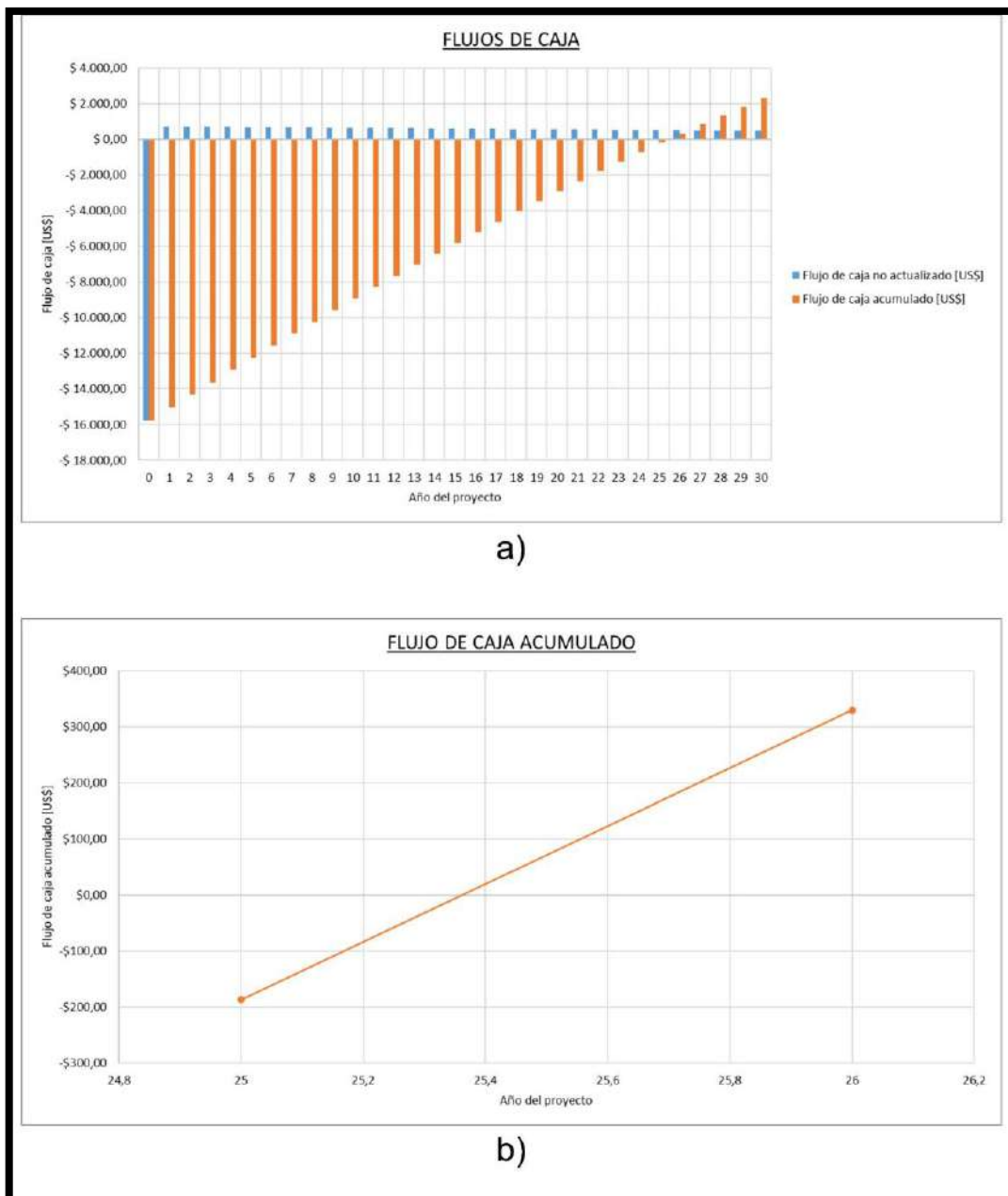


Fig. 7.148. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 25,4 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 0,97 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 25,4 \text{ años}$$

$$VAN = 1.003,60 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el tiempo de repago es menor a la vida útil de los paneles y el valor neto actual es positivo.

7.15.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	15.880,500	966,22	16	13.772,300	837,95
2	15.763,800	959,12	17	13.646,300	830,28
3	15.642,100	951,71	18	13.521,000	822,66
4	15.515,600	944,02	19	13.394,100	814,94
5	15.384,200	936,02	20	13.263,400	806,98
6	15.246,600	927,65	21	13.119,600	798,24
7	15.103,200	918,92	22	12.962,600	788,68
8	14.956,700	910,01	23	12.801,400	778,88
9	14.807,700	900,94	24	12.637,400	768,90
10	14.657,200	891,79	25	12.472,100	758,84
11	14.505,500	882,56	26	12.309,700	748,96
12	14.353,400	873,30	27	12.150,700	739,28
13	14.202,500	864,12	28	11.992,400	729,65
14	14.053,600	855,06	29	11.834,800	720,06
15	13.907,700	846,19	30	11.677,900	710,52

Tabla 7.218. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,034	28,28
Año 5 al 10	7,654	26,94
Año 10 al 15	7,263	25,56
Año 15 al 20	6,926	24,38
Año 20 al 25	6,513	22,92
Año 25 al 30	6,098	21,46

Tabla 7.219. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28
1	1.124,71	-14.694,57	1.119,12	-14.700,17
2	1.115,55	-13.579,02	1.104,48	-13.595,68
3	1.106,00	-12.473,01	1.089,58	-12.506,11
4	1.096,07	-11.376,94	1.074,42	-11.431,68
5	1.085,76	-10.291,18	1.059,02	-10.372,66
6	1.073,24	-9.217,94	1.041,60	-9.331,07
7	1.061,98	-8.155,96	1.025,54	-8.305,52
8	1.050,48	-7.105,48	1.009,39	-7.296,13
9	1.038,79	-6.066,69	993,19	-6.302,94
10	1.026,98	-5.039,71	977,01	-5.325,93
11	1.013,29	-4.026,42	959,20	-4.366,73
12	1.001,35	-3.025,07	943,18	-3.423,55
13	989,51	-2.035,56	927,39	-2.496,16
14	977,82	-1.057,73	911,88	-1.584,29
15	966,37	-91,36	896,71	-687,57
16	954,22	862,86	881,03	193,46
17	944,33	1.807,18	867,56	1.061,02

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	934,49	2.741,68	854,25	1.915,27
19	924,53	3.666,21	840,94	2.756,21
20	914,27	4.580,48	827,48	3.583,69
21	901,11	5.481,60	811,51	4.395,19
22	888,79	6.370,38	796,43	5.191,62
23	876,14	7.246,52	781,18	5.972,80
24	863,26	8.109,79	765,88	6.738,68
25	850,29	8.960,08	750,61	7.489,29
26	835,66	9.795,74	734,03	8.223,32
27	823,18	10.618,92	719,47	8.942,79
28	810,76	11.429,68	705,08	9.647,87
29	798,39	12.228,06	690,87	10.338,74
30	786,07	13.014,13	676,83	11.015,58

Tabla 7.220. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,75 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

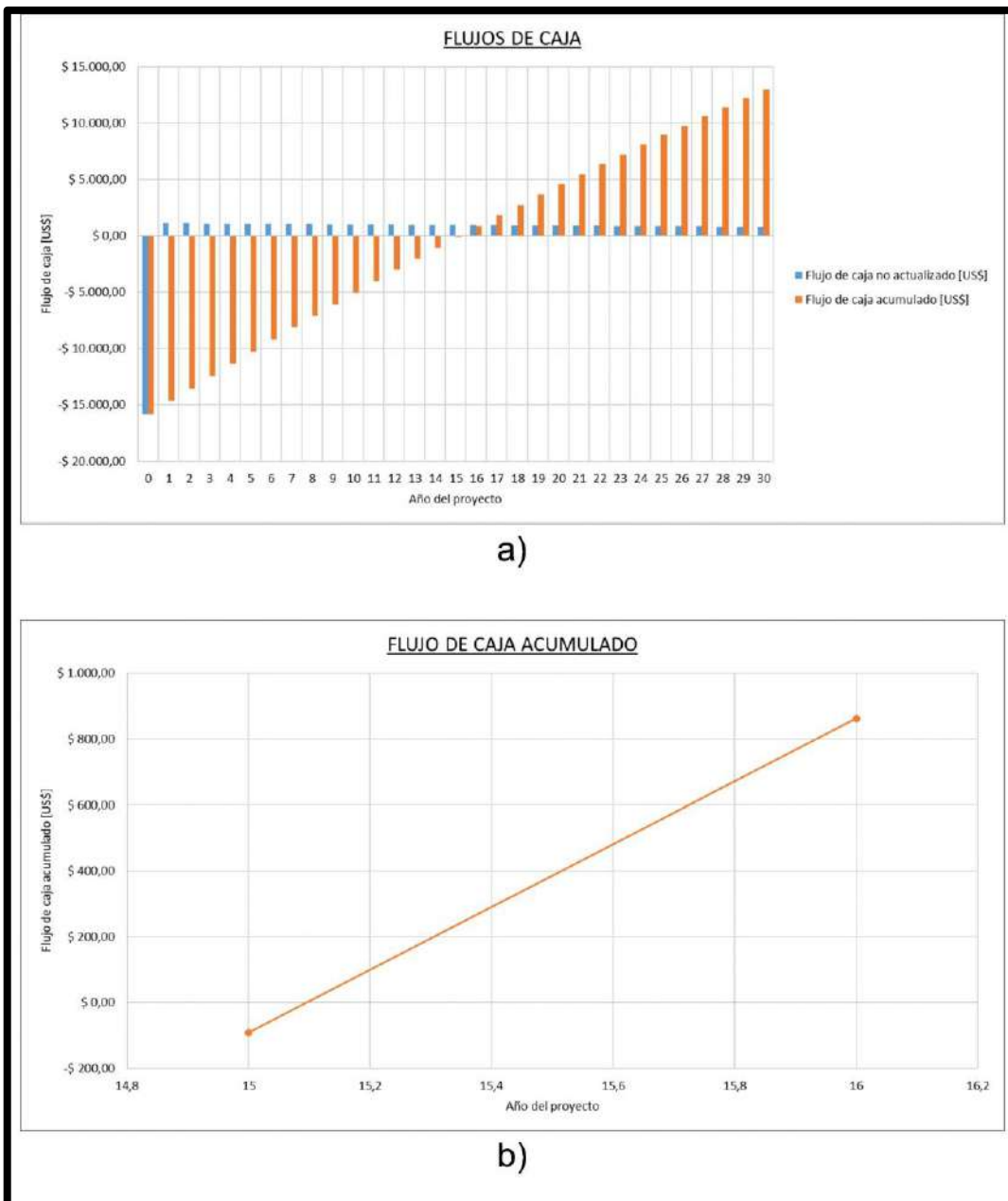


Fig. 7.149. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 15,1 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,75 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 15,1 \text{ años}$$

$$VAN = 11.015,58 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,81 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 40,55 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 10.011,98 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.15.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	15.880,500	1.285,12	16	13.772,300	1.114,51
2	15.763,800	1.275,68	17	13.646,300	1.104,32
3	15.642,100	1.265,83	18	13.521,000	1.094,18
4	15.515,600	1.255,59	19	13.394,100	1.083,91
5	15.384,200	1.244,96	20	13.263,400	1.073,33
6	15.246,600	1.233,82	21	13.119,600	1.061,70
7	15.103,200	1.222,22	22	12.962,600	1.048,99
8	14.956,700	1.210,36	23	12.801,400	1.035,95
9	14.807,700	1.198,30	24	12.637,400	1.022,67
10	14.657,200	1.186,12	25	12.472,100	1.009,30
11	14.505,500	1.173,85	26	12.309,700	996,15
12	14.353,400	1.161,54	27	12.150,700	983,29
13	14.202,500	1.149,33	28	11.992,400	970,48
14	14.053,600	1.137,28	29	11.834,800	957,72
15	13.907,700	1.125,47	30	11.677,900	945,03

Tabla 7.221. Etapa 6 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,034	28,28
Año 5 al 10	7,654	26,94
Año 10 al 15	7,263	25,56
Año 15 al 20	6,926	24,38
Año 20 al 25	6,513	22,92
Año 25 al 30	6,098	21,46

Tabla 7.222. Etapa 6 – Diseño 1: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28	-15.819,28
1	1.536,10	-14.283,18	1.528,46	-14.290,83
2	1.523,92	-12.759,26	1.508,79	-12.782,03
3	1.511,21	-11.248,05	1.488,77	-11.293,26
4	1.498,01	-9.750,04	1.468,42	-9.824,84
5	1.484,29	-8.265,75	1.447,73	-8.377,11
6	1.468,20	-6.797,55	1.424,92	-6.952,19
7	1.453,23	-5.344,32	1.403,37	-5.548,82
8	1.437,94	-3.906,38	1.381,69	-4.167,13
9	1.422,38	-2.483,99	1.359,95	-2.807,18
10	1.406,67	-1.077,32	1.338,24	-1.468,94
11	1.389,06	311,74	1.314,90	-154,04
12	1.373,18	1.684,92	1.293,41	1.139,37
13	1.357,43	3.042,35	1.272,21	2.411,58
14	1.341,88	4.384,24	1.251,38	3.662,96
15	1.326,65	5.710,89	1.231,02	4.893,99
16	1.310,99	7.021,88	1.210,44	6.104,42
17	1.297,84	8.319,72	1.192,33	7.296,76

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	1.284,76	9.604,47	1.174,44	8.471,20
19	1.271,51	10.875,98	1.156,55	9.627,75
20	1.257,87	12.133,85	1.138,45	10.766,20
21	1.240,98	13.374,83	1.117,57	11.883,77
22	1.224,59	14.599,41	1.097,33	12.981,10
23	1.207,76	15.807,17	1.076,86	14.057,96
24	1.190,64	16.997,81	1.056,32	15.114,28
25	1.173,38	18.171,19	1.035,83	16.150,11
26	1.154,55	19.325,74	1.014,13	17.164,24
27	1.137,95	20.463,69	994,58	18.158,82
28	1.121,42	21.585,11	975,26	19.134,07
29	1.104,97	22.690,08	956,17	20.090,24
30	1.088,59	23.778,67	937,31	21.027,55

Tabla 7.223. Etapa 6 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 7,97 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

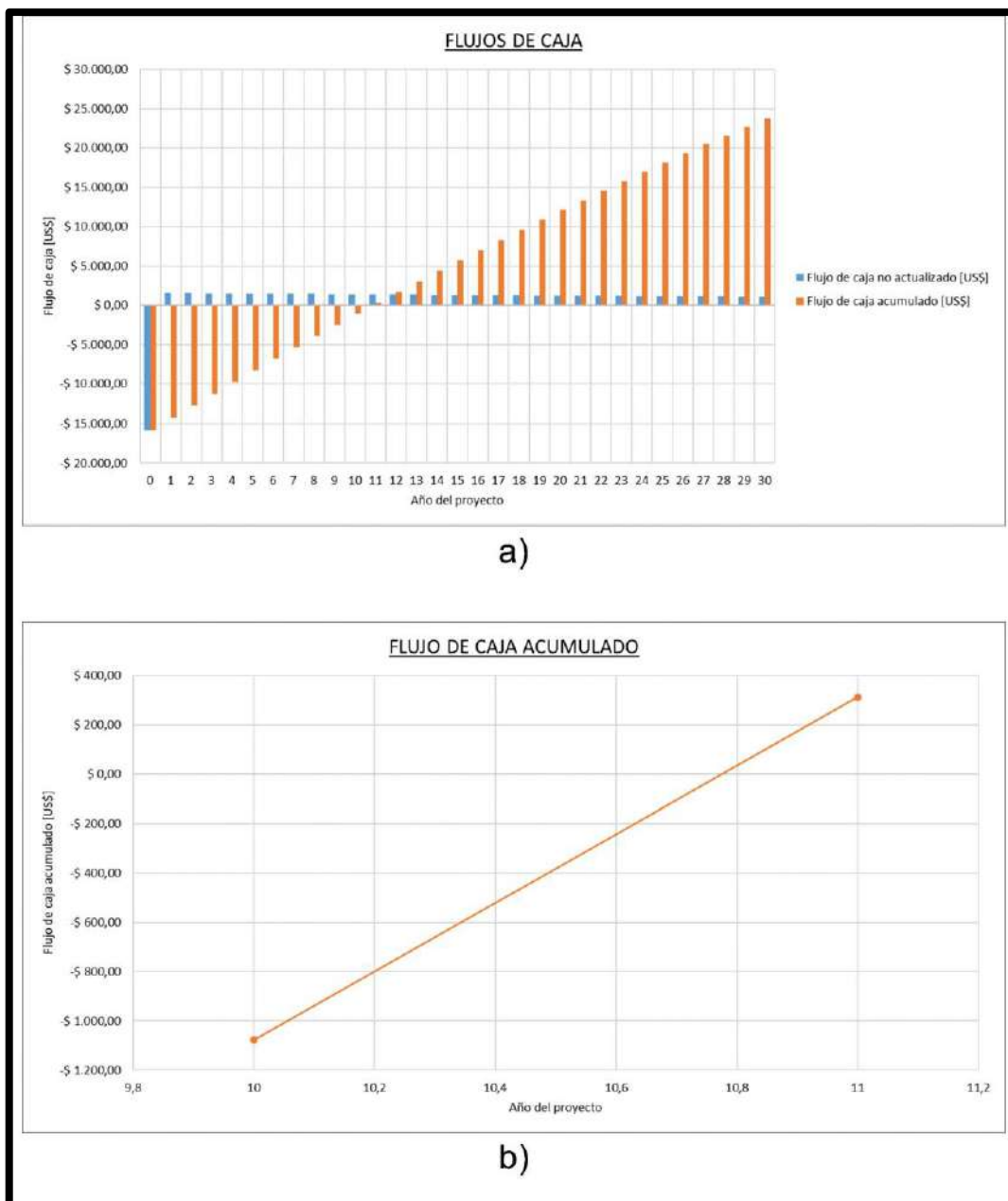


Fig. 7.150. Etapa 6 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 10,7 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 7,97 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 10,7 \text{ años}$$

$$VAN = 21.027,55 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,03 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 57,87 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 20.023,95 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.16. ETAPA 6 – DISEÑO 2

Para analizar si es posible mejorar la rentabilidad de la etapa, se plantea una alternativa que consiste en colocar los paneles solares con un ángulo de aproximadamente 10° (para permitir la autolimpieza con el agua de lluvia) y orientado longitudinalmente con las terrazas (Fig. 7.62), de manera que se reduzca el costo en la estructura, y por ende en la mano de obra.

7.16.1. SIMULACIÓN PVSYST

El procedimiento es el mismo ya explicado, con la diferencia que los paneles están orientados de tal manera que se redujo la longitud de las estructuras y tienen una menor inclinación, obviando la dirección y el ángulo recomendados.

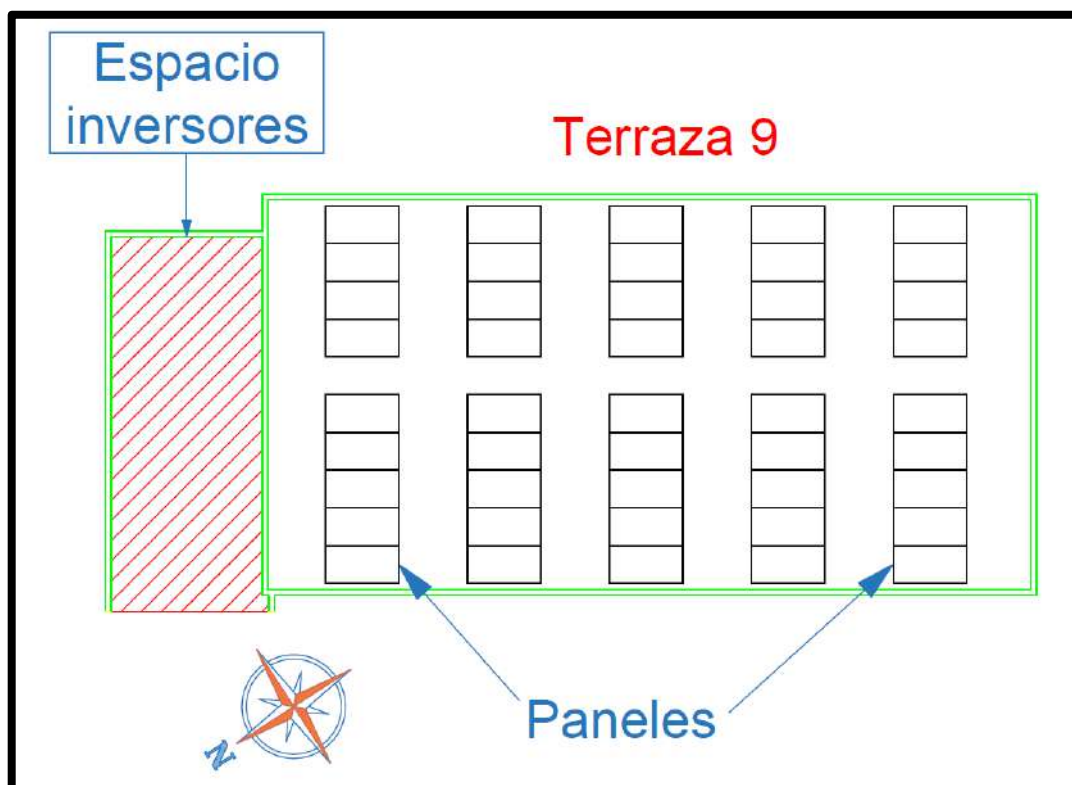


Fig. 7.151. Etapa 6 – Diseño 2: paneles ubicados en la terraza 9.

La siguiente figura ilustra la posición de los paneles con una separación de 0,7 metros. Cabe aclarar que, a pesar de no poder apreciarse, los paneles se encuentran dispuestos longitudinalmente con las terrazas.

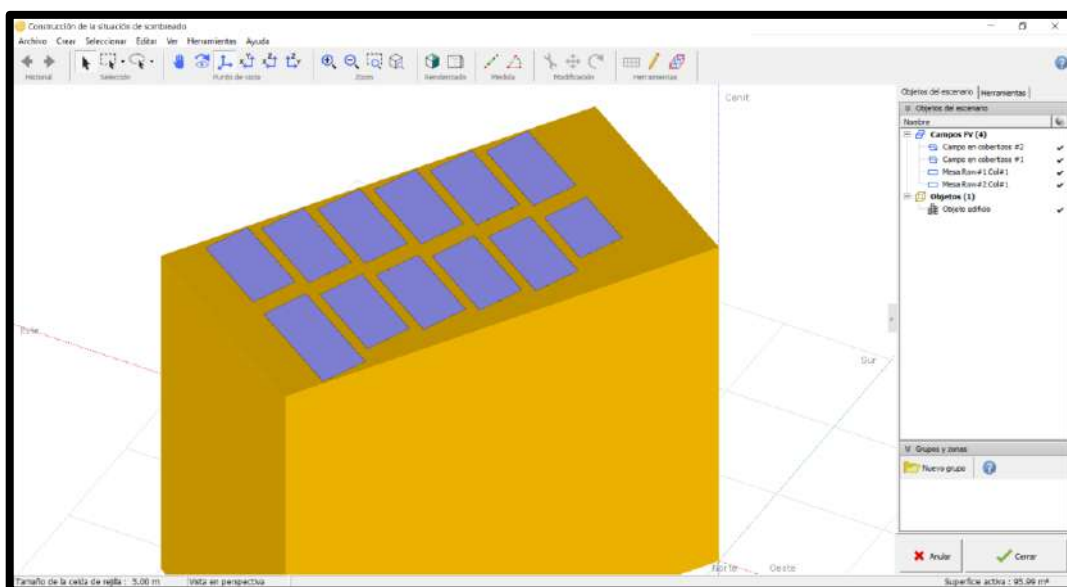


Fig. 7.152. Etapa 6 – Diseño 2: situación de sombreado de la terraza 9 con sus paneles en PVsyst.

Los resultados de la simulación para cada separación son los siguientes:

Separación [m]	Cantidad de paneles	Cantidad de inversores	Energía generada [MWh]
0,7	48	2	21,279
0,8	48	2	21,48
0,9	48	2	21,671
1	48	2	21,721
1,1	45	2	20,383
1,2	45	2	20,422
1,3	45	2	20,455
1,4	45	2	20,513
1,5	45	2	20,525
1,6	45	2	20,537
1,7	45	2	20,548
1,8	45	2	20,554
1,9	45	2	20,557
2	32	1	14,689
2,1	32	1	14,692
2,2	32	1	14,695
2,3	32	1	14,697
2,4	32	1	14,699
2,5	32	1	14,702

Tabla 7.224. Etapa 6 – Diseño 2: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Para apreciar mejor como varía la energía generada a medida que se aumenta la separación entre paneles se expone el siguiente gráfico:

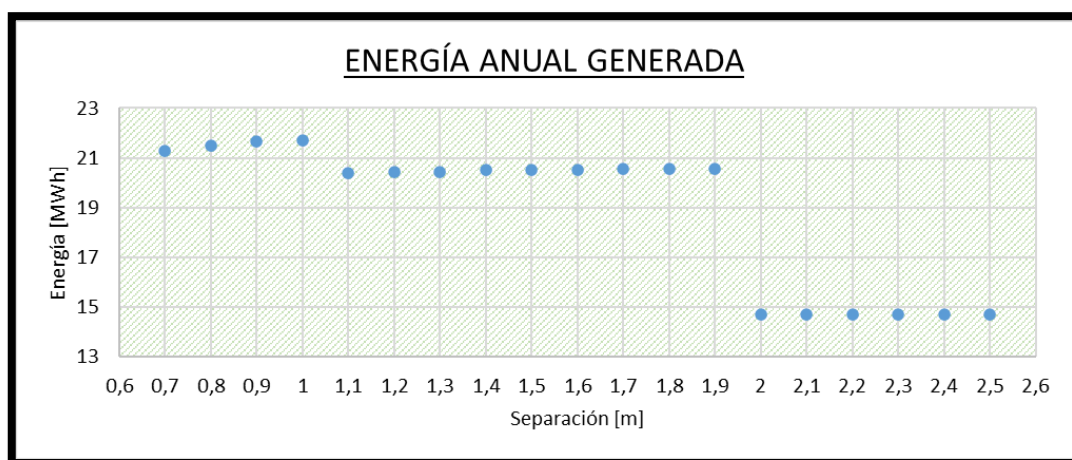


Fig. 7.153. Etapa 6 – Diseño 1: energía anual generada por la instalación en función de la separación entre paneles.

Teniendo la energía anual generada por los paneles en cada separación, se calculó el dinero que la UNMdP ahorraría al instalarlos sin tener en cuenta impuestos. Una vez calculado el ahorro, se procedió a calcular el costo de cada componente de la instalación para esta segunda etapa del proyecto.

Los resultados de estos cálculos son expuestos en la Tabla 7.225.

7.16.2. ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS

Por ser la terraza 3 de dimensiones iguales a las terrazas 1 y 2 de la etapa 1 del proyecto, las estructuras utilizadas en esta alternativa son las mismas que en el diseño dos de dicha etapa. Por lo tanto, a continuación se define la cantidad de estructuras necesarias para cada separación:

7.16.3. DETERMINACIÓN DE LA SEPARACIÓN ÓPTIMA

En la siguiente tabla se resumen todos los costos calculados hasta ahora para esta etapa:

Separación [m]	Costos [\$]				Ahorro [\$]	Años
	Paneles	Inversores	Estructura	Total		
0,7	571.152	310.536	149.798	1.031.486	54.210,38	19,027
0,8	571.152	310.536	149.798	1.031.486	54.722,45	18,849
0,9	571.152	310.536	149.798	1.031.486	55.209,04	18,683
1	571.152	310.536	149.798	1.031.486	55.336,42	18,640
1,1	535.455	310.536	122.562	968.553	51.927,73	18,652
1,2	535.455	310.536	122.562	968.553	52.027,09	18,616
1,3	535.455	310.536	122.562	968.553	52.111,16	18,586
1,4	535.455	310.536	122.562	968.553	52.258,92	18,534
1,5	535.455	310.536	122.562	968.553	52.289,49	18,523
1,6	535.455	310.536	122.562	968.553	52.320,06	18,512
1,7	535.455	310.536	122.562	968.553	52.348,08	18,502
1,8	535.455	310.536	122.562	968.553	52.363,37	18,497
1,9	535.455	310.536	122.562	968.553	52.371,01	18,494
2	380.768	155.268	102.135	638.171	37.421,70	17,054
2,1	380.768	155.268	102.135	638.171	37.429,34	17,050
2,2	380.768	155.268	102.135	638.171	37.436,98	17,047
2,3	380.768	155.268	102.135	638.171	37.442,08	17,044
2,4	380.768	155.268	102.135	638.171	37.447,17	17,042
2,5	380.768	155.268	102.135	638.171	37.454,82	17,038

Tabla 7.225. Etapa 6 – Diseño 2: costo total, ahorro y años necesarios para recuperar la inversión inicial de cada separación.

En la Tabla 7.225 se observa que la menor cantidad de años necesarios para recuperar la inversión se da para una separación de 2,5 metros.

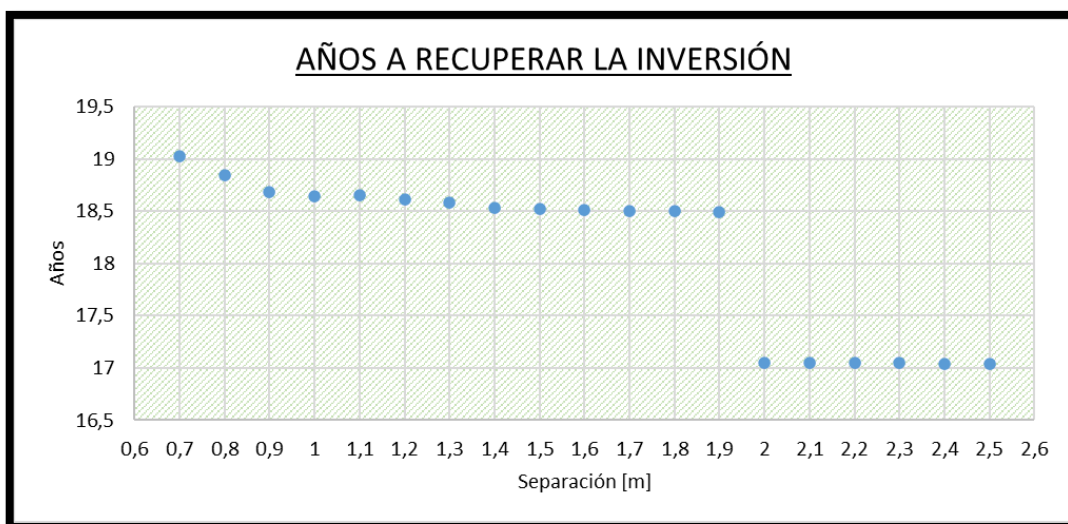


Fig. 7.154. Etapa 6 – Diseño 2: años necesarios para recuperar la inversión inicial en función de la separación entre paneles.

7.16.4. SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES

7.16.4.1. Cable de corriente continua

Mediante los esquemas realizados en AutoCAD, se determinó la cantidad de metros de cables necesarios para la interconexión de cada arreglo.

Arreglo	Cantidad de paneles	Metros de cable CC
1	16	30
2	16	55
Total		85

Tabla 7.226. Etapa 6 – Diseño 2: metros de cable de corriente continua necesarios.

Aunque ya se tuvo en cuenta un margen de seguridad a la hora de medir la longitud de cable necesario, se opta por redondear la longitud total a 100 metros.

7.16.4.2. Cable de corriente alterna

Por no variar ni la cantidad ni la ubicación de los inversores, este cable tiene la misma longitud (40 metros) y sección ($6[mm^2]$), por ende la verificación no debe repetirse.

7.16.4.3. Costo de cables

En la siguiente tabla se presentan los costos de los cables utilizados:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
	[m]	[\$/u]	[\$]
Afumex 1000 - 4x6[mm ²]	40	374	14.960
Tecsun PV-1F - 1x4[mm ²]	100	133	13.300
Total			28.260

Tabla 7.227. Etapa 6 – Diseño 2: costo en cables.

7.16.5. COSTOS ADICIONALES

7.16.5.1. Bulonería

Al instalarse 32 paneles, el costo en bulonería es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Tornillos M8x12[mm]	256	6,32	1.618
Arandelas M8	512	8,45	4.327
Tuercas M8	256	3,25	832
Total			6.777

Tabla 7.228. Etapa 6 – Diseño 2: costo en bulonería.

7.16.5.2. Conectores

Se tienen 3 tramos en los cuales la distancia entre paneles es mayor a la del cable que proporciona el fabricante, es decir, se necesitan 2 conectores MC4-CON. Además, se necesita conectar cada arreglo a los inversores. Por ser 2 arreglos, se necesitan 4 conectores.

Dicho esto, se necesitan 7 conectores MC4-CON. Esto significa un costo total de:

$$160 \left[\frac{\$}{u} \right] \cdot 7[u] = 1.120 \text{ [\$]}$$

7.16.5.3. Protecciones y elementos de maniobra

Como ya se comentó anteriormente, se necesitan 2 fusibles de corriente continua por arreglo (2) con sus correspondientes portafusibles, un interruptor automático y un interruptor diferencial. El costo de estos elementos es:

Elemento	Cantidad	Precio	Costo
		[\$/u]	[\$]
Fusible SFUS-10	4	286	1.144
Base portafusible SPF-15	4	708	2.832
Interruptor automático ABB SH200M-25A	1	1.400	1.400
Interruptor diferencial ABB 4x40A	1	3.200	3.200
Total			8.576

Tabla 7.229. Etapa 6 – Diseño 2: costo en protecciones eléctricas.

7.16.5.4. Barras

Por ser solo un inversor, no es necesario colocar barras.

7.16.6. ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE ENERGÍA A LA RED

A continuación, se desarrolla el análisis para corroborar si es posible la inyección de energía a la red:

- Energía mensual consumida: 19.074 [kWh]
- Potencia promedio consumida durante la banda resto, a partir de la ecuación (6):

$$\frac{19.074[kWh]}{12[h] \cdot 31[días]} = 51,27 [kW]$$

- Cantidad de paneles a instalar: 32 *paneles*
- Potencia máxima generada, a partir de la ecuación (7):

$$32 \cdot 0,32[kW] = 10,24 [kW]$$

La máxima potencia generada en esta etapa es mucho menor a la potencia demandada en la banda de resto por el complejo. Es por esto que se considera que esta etapa por sí sola no inyecta energía excedente a la red.

7.16.7. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ETAPA

A continuación, se detallan los cálculos pertinentes a la evaluación económica de la etapa. En esta se utilizaron 32 paneles y 1 inversores. En el siguiente cuadro se detallan los componentes que se tuvieron en cuenta para la inversión total.

Inversión inicial	Valor costos	
	[\$]	[US\$]
Paneles	380.768,00	6.092,29
Inversores	155.268,00	2.484,29
Bulonería	6.777,00	108,43
Estructura	102.135,00	1.634,16
Cables de CC	13.300,00	212,80
Cables de CA	14.960,00	239,36
Protecciones	8.576,00	137,22
Conectores	1.120,00	17,92
Sistema de barras	0,00	0,00
Mano de obra	107.207,20	1.715,32
Gastos no contemplados	38.076,80	609,23
Total	828.188,00	13.251,01

Tabla 7.230. Etapa 6 – Diseño 2: componentes de la inversión inicial del diseño.

A continuación, se presenta en un gráfico de torta el porcentaje que corresponde a cada componente sobre la inversión total.

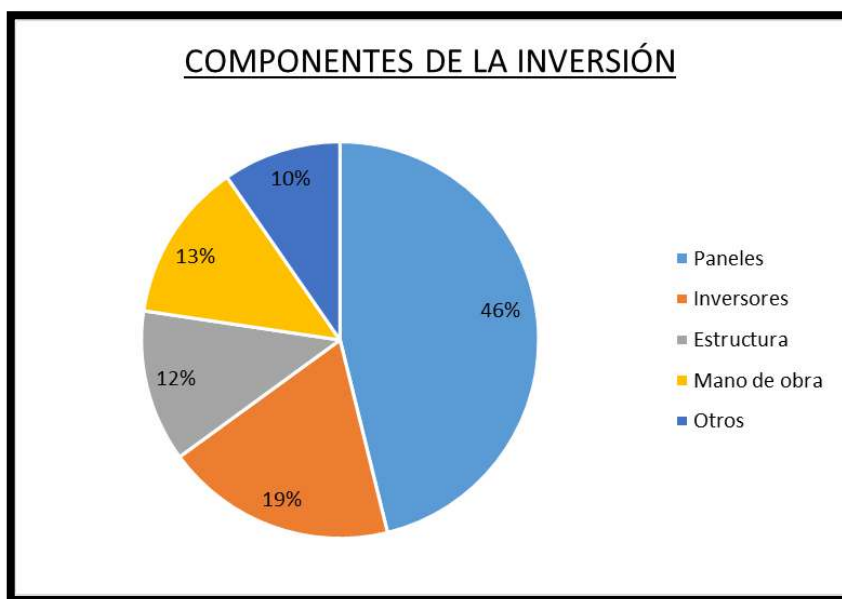


Fig. 7.155. Etapa 6 – Diseño 2: peso económico de los distintos componentes que integran la inversión inicial del diseño.

A partir de la simulación se obtuvieron los valores energéticos de los 30 años correspondientes a la vida útil del proyecto. Se volcaron en la siguiente tabla y se tradujeron a valor monetario utilizando la tarifa dolarizadas:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	14.667,600	597,87	16	12.702,700	517,78
2	14.559,400	593,46	17	12.579,300	512,75
3	14.446,100	588,85	18	12.455,400	507,70
4	14.327,700	584,02	19	12.329,600	502,57
5	14.204,400	578,99	20	12.200,400	497,31
6	14.074,000	573,68	21	12.061,400	491,64
7	13.937,200	568,10	22	11.912,800	485,58
8	13.787,500	562,00	23	11.760,500	479,38
9	13.656,000	556,64	24	11.605,700	473,07
10	13.513,800	550,84	25	11.449,300	466,69
11	13.373,500	545,13	26	11.294,100	460,37
12	13.235,900	539,52	27	11.140,600	454,11
13	13.099,400	533,95	28	10.987,000	447,85
14	12.964,300	528,45	29	10.833,200	441,58
15	12.830,800	523,00	30	10.679,300	435,31

Tabla 7.231. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A partir del factor PR se estimó la potencia instalada de cada año.

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
1	0,824	8,438	16	0,714	7,307
2	0,818	8,376	17	0,707	7,236
3	0,812	8,310	18	0,700	7,165
4	0,805	8,242	19	0,693	7,093
5	0,798	8,171	20	0,685	7,018
6	0,791	8,096	21	0,678	6,939
7	0,783	8,018	22	0,669	6,853
8	0,775	7,931	23	0,661	6,765
9	0,767	7,856	24	0,652	6,676
10	0,759	7,774	25	0,643	6,586

Año	PR	Potencia generada	Año	PR	Potencia generada
		[kW]			[kW]
11	0,751	7,693	26	0,634	6,497
12	0,744	7,614	27	0,626	6,409
13	0,736	7,536	28	0,617	6,320
14	0,728	7,458	29	0,609	6,232
15	0,721	7,381	30	0,600	6,143

Tabla 7.232. Etapa 6 – Diseño 2: potencia generada en 30 años.

Tomando la misma consideración realizado en el apartado 7.5.7 respecto a la potencia instalada, se expresaron estos en valores monetarios:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,171	28,76
Año 5 al 10	7,774	27,36
Año 10 al 15	7,381	25,98
Año 15 al 20	7,018	24,70
Año 20 al 25	6,586	23,18
Año 25 al 30	6,143	21,62

Tabla 7.233. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con el subsidio actual.

Siguiendo el análisis del ahorro y los flujos de caja desarrollado para el apartado 7.5.7 se obtuvieron los siguientes resultados:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01
1	675,86	-12.575,15	672,49	-12.578,51
2	670,17	-11.904,99	663,51	-11.915,00
3	664,21	-11.240,78	654,34	-11.260,66
4	657,98	-10.582,80	644,99	-10.615,67
5	651,50	-9.931,30	635,45	-9.980,22
6	642,84	-9.288,46	623,89	-9.356,33
7	635,65	-8.652,81	613,84	-8.742,49

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
8	627,77	-8.025,04	603,22	-8.139,28
9	620,86	-7.404,18	593,61	-7.545,67
10	613,38	-6.790,80	583,54	-6.962,13
11	604,22	-6.186,58	571,96	-6.390,17
12	596,98	-5.589,59	562,30	-5.827,86
13	589,81	-4.999,79	552,78	-5.275,08
14	582,70	-4.417,08	543,40	-4.731,68
15	575,68	-3.841,40	534,19	-4.197,49
16	567,30	-3.274,10	523,79	-3.673,71
17	560,81	-2.713,28	515,22	-3.158,48
18	554,30	-2.158,99	506,70	-2.651,78
19	547,68	-1.611,30	498,17	-2.153,61
20	540,89	-1.070,42	489,54	-1.664,08
21	531,62	-538,80	478,75	-1.185,32
22	523,80	-14,99	469,37	-715,95
23	515,80	500,80	459,89	-256,06
24	507,66	1.008,46	450,39	194,33
25	499,43	1.507,89	440,88	635,21
26	489,26	1.997,15	429,76	1.064,97
27	481,19	2.478,34	420,56	1.485,53
28	473,11	2.951,45	411,45	1.896,98
29	465,02	3.416,47	402,40	2.299,38
30	456,93	3.873,41	393,43	2.692,81

Tabla 7.234. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 1,91\%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

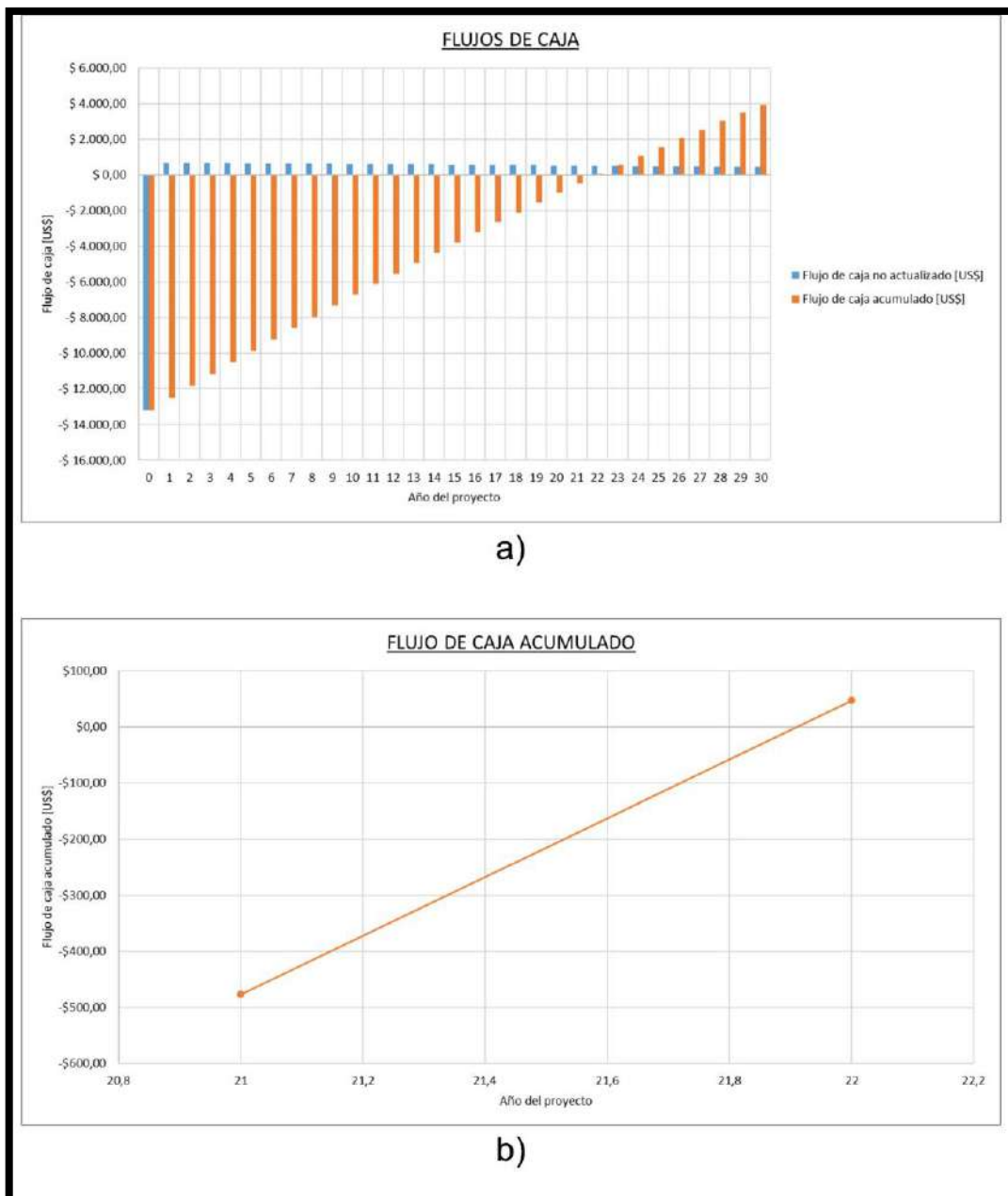


Fig. 7.156. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 21,9 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 1,91 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 21,9 \text{ años}$$

$$VAN = 2.692,81 \text{ [US\$]}$$

A partir de estos tres indicadores se observa que la inversión es rentable. La tasa interna de retorno es mayor que la tasa de rentabilidad mínima aceptable (0,5%), el tiempo de repago es menor que la vida útil del proyecto y el valor neto actual es negativo.

7.16.7.1. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa con 50% del subsidio actual:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0608 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	14.667,600	892,42	16	12.702,700	772,87
2	14.559,400	885,84	17	12.579,300	765,36
3	14.446,100	878,94	18	12.455,400	757,82
4	14.327,700	871,74	19	12.329,600	750,17
5	14.204,400	864,24	20	12.200,400	742,31
6	14.074,000	856,30	21	12.061,400	733,85
7	13.937,200	847,98	22	11.912,800	724,81
8	13.787,500	838,87	23	11.760,500	715,54
9	13.656,000	830,87	24	11.605,700	706,13
10	13.513,800	822,22	25	11.449,300	696,61
11	13.373,500	813,68	26	11.294,100	687,17
12	13.235,900	805,31	27	11.140,600	677,83
13	13.099,400	797,01	28	10.987,000	668,48
14	12.964,300	788,79	29	10.833,200	659,12
15	12.830,800	780,66	30	10.679,300	649,76

Tabla 7.235. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,171	28,76
Año 5 al 10	7,774	27,36
Año 10 al 15	7,381	25,98
Año 15 al 20	7,018	24,70
Año 20 al 25	6,586	23,18
Año 25 al 30	6,143	21,62

Tabla 7.236. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada con la mitad del subsidio actual.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01
1	1.055,82	-12.195,19	1.050,57	-12.200,44
2	1.047,33	-11.147,86	1.036,93	-11.163,50
3	1.038,44	-10.109,42	1.023,02	-10.140,49
4	1.029,14	-9.080,27	1.008,82	-9.131,67
5	1.019,47	-8.060,81	994,36	-8.137,31
6	1.007,43	-7.053,38	977,73	-7.159,59
7	996,69	-6.056,69	962,49	-6.197,09
8	984,94	-5.071,75	946,42	-5.250,68
9	974,62	-4.097,13	931,84	-4.318,84
10	963,46	-3.133,67	916,58	-3.402,25
11	950,66	-2.183,00	899,91	-2.502,34
12	939,86	-1.243,14	885,26	-1.617,08
13	929,15	-313,99	870,82	-746,26
14	918,55	604,55	856,60	110,33
15	908,07	1.512,62	842,61	952,94
16	896,37	2.408,99	827,62	1.780,56
17	886,68	3.295,67	814,60	2.595,16
18	876,96	4.172,63	801,66	3.396,82
19	867,08	5.039,71	788,69	4.185,51
20	856,94	5.896,65	775,59	4.961,09

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
21	844,07	6.740,72	760,14	5.721,23
22	832,41	7.573,13	745,9	6.467,13
23	820,45	8.393,58	731,53	7.198,67
24	808,3	9.201,89	717,12	7.915,78
25	796,03	9.997,92	702,71	8.618,49
26	781,84	10.779,75	686,75	9.305,24
27	769,79	11.549,54	672,8	9.978,05
28	757,73	12.307,27	658,97	10.637,02
29	745,66	13.052,93	645,25	11.282,26
30	733,58	13.786,51	631,64	11.913,90

Tabla 7.237. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 5,88 \text{ [\%]}$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

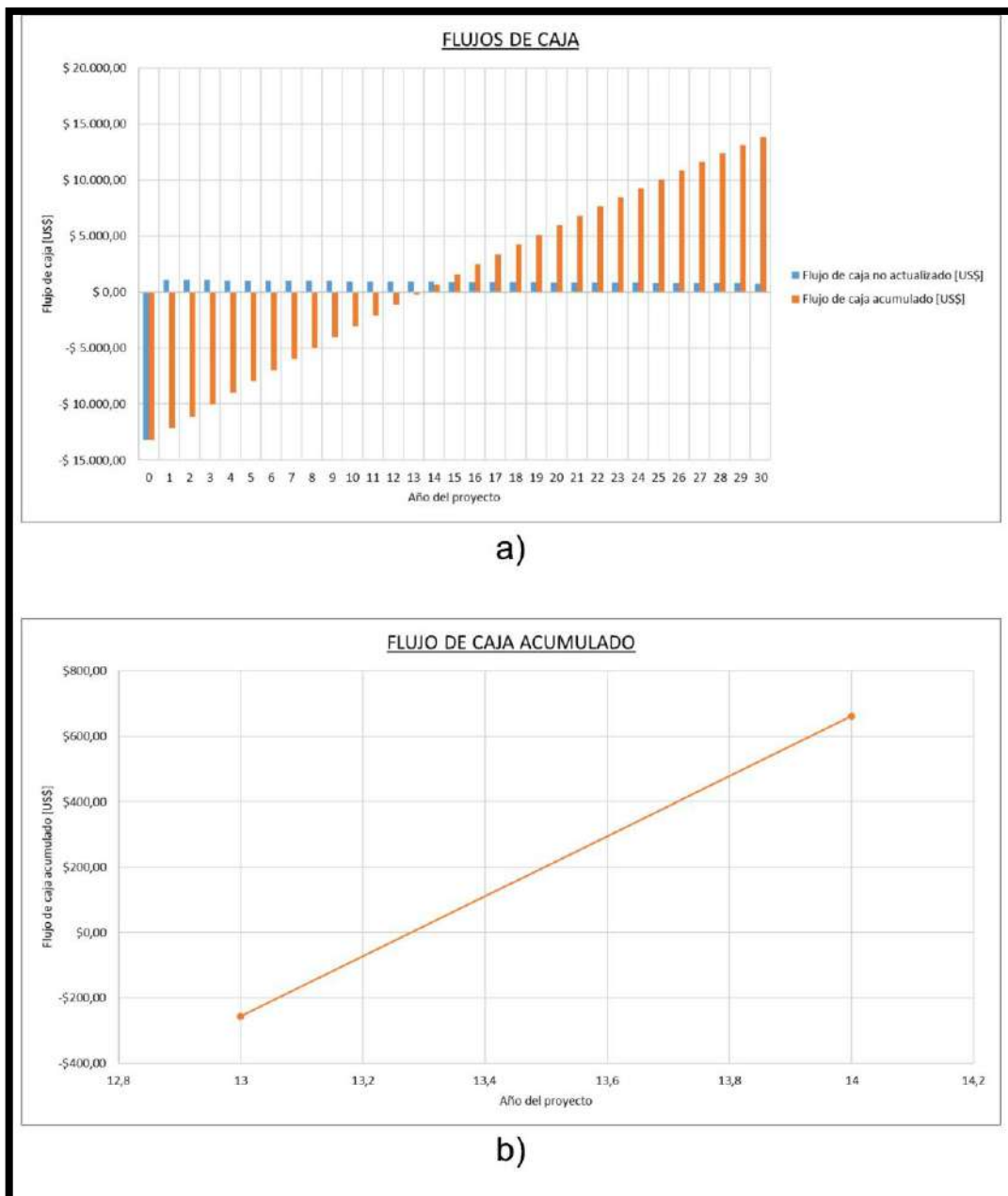


Fig. 7.157. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 13,3 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 5,88 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 13,3 \text{ años}$$

$$VAN = 11.913,90 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 3,97 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 39,27 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 9.221,08 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.16.7.2. Recálculo de rentabilidad a partir de la tarifa sin subsidio:

Tomando como base el nuevo valor tarifario, calculado en la sección Anexos, apartado 17.1 se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0809 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	14.667,600	1.186,97	16	12.702,700	1.027,96
2	14.559,400	1.178,21	17	12.579,300	1.017,97
3	14.446,100	1.169,04	18	12.455,400	1.007,95
4	14.327,700	1.159,46	19	12.329,600	997,76
5	14.204,400	1.149,48	20	12.200,400	987,31
6	14.074,000	1.138,93	21	12.061,400	976,06
7	13.937,200	1.127,86	22	11.912,800	964,04
8	13.787,500	1.115,74	23	11.760,500	951,71
9	13.656,000	1.105,10	24	11.605,700	939,18
10	13.513,800	1.093,60	25	11.449,300	926,53
11	13.373,500	1.082,24	26	11.294,100	913,97
12	13.235,900	1.071,11	27	11.140,600	901,55
13	13.099,400	1.060,06	28	10.987,000	889,12
14	12.964,300	1.049,13	29	10.833,200	876,67
15	12.830,800	1.038,32	30	10.679,300	864,22

Tabla 7.238. Etapa 6 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidio.

Siguiendo los lineamientos planteados para el análisis económico de la etapa, se desarrolla el ahorro en la facturación a partir del cambio tarifario en la potencia:

Período	Potencia adoptada	Ahorro en potencia
	[kW]	[US\$]
Año 0 al 5	8,171	28,76
Año 5 al 10	7,774	27,36
Año 10 al 15	7,381	25,98
Año 15 al 20	7,018	24,70
Año 20 al 25	6,586	23,18
Año 25 al 30	6,143	21,62

Tabla 7.239. Etapa 6 – Diseño 2: ahorro en potencia contratada sin subsidio.

Al igual que en el caso anterior, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01	-13.251,01
1	1.435,79	-11.815,22	1.428,65	-11.822,36
2	1.424,49	-10.390,72	1.410,36	-10.412,01
3	1.412,67	-8.978,06	1.391,69	-9.020,32
4	1.400,31	-7.577,75	1.372,65	-7.647,67
5	1.387,43	-6.190,32	1.353,26	-6.294,41
6	1.372,02	-4.818,30	1.331,57	-4.962,84
7	1.357,74	-3.460,56	1.311,15	-3.651,69
8	1.342,11	-2.118,46	1.289,61	-2.362,08
9	1.328,38	-790,07	1.270,07	-1.092,01
10	1.313,54	523,46	1.249,63	157,62
11	1.297,11	1.820,57	1.227,86	1.385,48
12	1.282,74	3.103,31	1.208,22	2.593,70
13	1.268,49	4.371,80	1.188,86	3.782,56
14	1.254,39	5.626,19	1.169,79	4.952,35
15	1.240,45	6.866,64	1.151,04	6.103,38
16	1.225,43	8.092,08	1.131,44	7.234,83
17	1.212,55	9.304,63	1.113,98	8.348,80

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
18	1.199,62	10.504,24	1.096,61	9.445,42
19	1.186,48	11.690,73	1.079,21	10.524,63
20	1.173,00	12.863,72	1.061,64	11.586,26
21	1.156,52	14.020,25	1.041,52	12.627,78
22	1.141,01	15.161,26	1.022,44	13.650,22
23	1.125,11	16.286,37	1.003,17	14.653,39
24	1.108,95	17.395,32	983,85	15.637,24
25	1.092,62	18.487,94	964,54	16.601,78
26	1.074,41	19.562,35	943,74	17.545,52
27	1.058,39	20.620,74	925,04	18.470,56
28	1.042,35	21.663,09	906,49	19.377,05
29	1.026,30	22.689,39	888,09	20.265,14
30	1.010,23	23.699,62	869,84	21.134,98

Tabla 7.240. Etapa 6 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidio.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 9,3 \%$$

También se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de signo del flujo de caja acumulado, dando el valor del tiempo de repago.

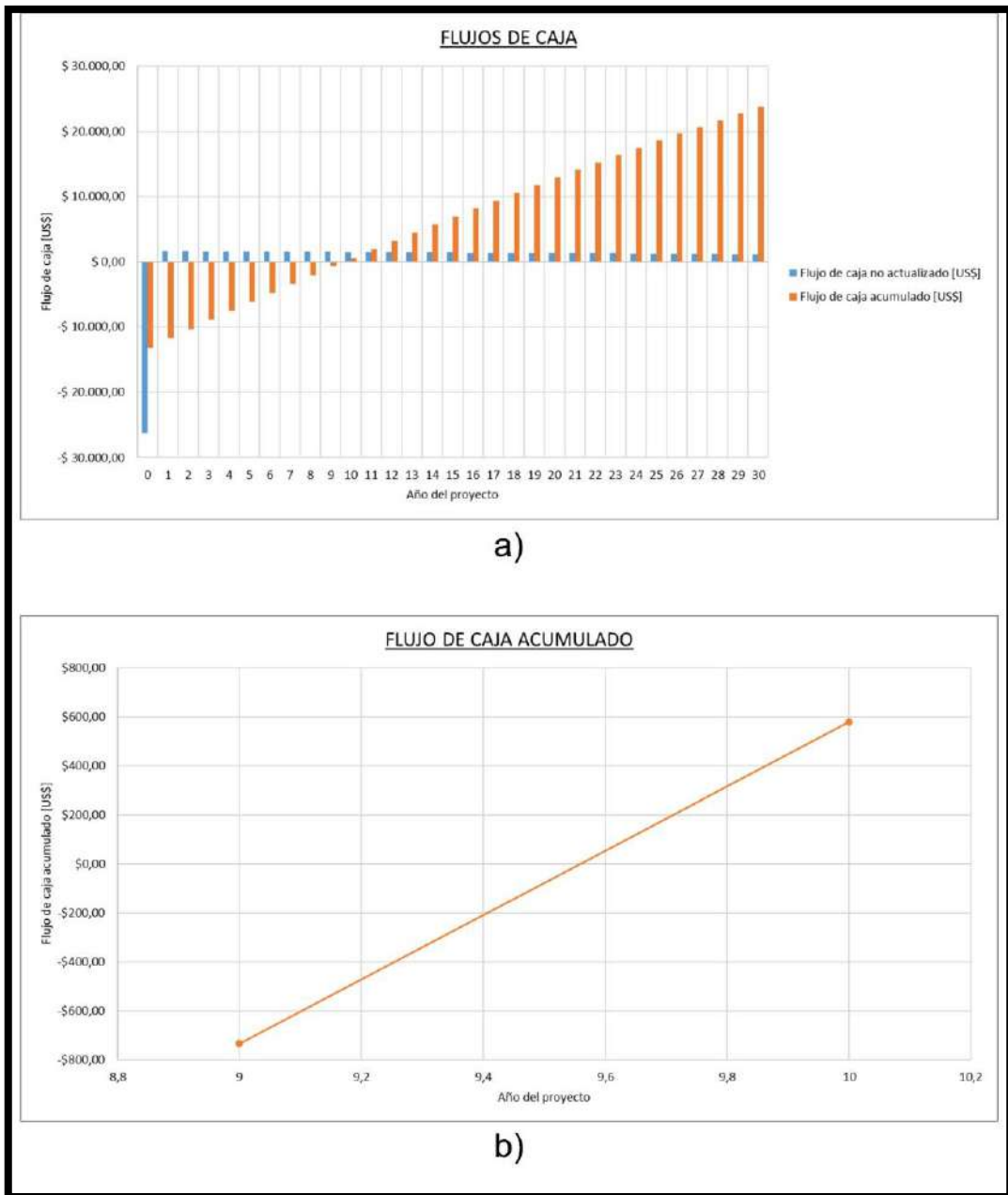


Fig. 7.158. Etapa 6 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

En la figura anterior se puede apreciar que el tiempo de repago aproximado es:

$$\text{Tiempo de repago} = 9,5 \text{ años}$$

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 9,3 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 9,5 \text{ años}$$

$$VAN = 21.134,98 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 7,39 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución del 56,62 [%] en el tiempo de repago y un aumento de 18.442,17 [US\$] en el valor acumulado neto.

7.17. COMPARACIONES

En esta sección se muestra el resumen de todos los indicadores económicos obtenidos para cada diseño y se compararon para cada etapa, teniendo en cuenta los distintos subsidios.

7.17.1. ETAPA 1

Indicador económico	Etapa 1 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	0,74	4,52	7,70
Tiempo de repago [Años]	26,3	15	11,4
VAN [US\$]	1.445,44	28.223,62	55.001,80
Variación de TIR [%]	-	3,78	6,96
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	42,97	56,65
Diferencia VAN [US\$]	-	26.778,18	53.556,36

Tabla 7.241. Etapa 1 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 1 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	2,25	6,29	9,78
Tiempo de repago [Años]	21	12,7	9,2
VAN [US\$]	10.139,42	37.947,73	65.771,69
Variación de TIR [%]	-	4,03	7,53
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	39,52	56,19
Diferencia VAN [US\$]	-	27.808,31	55.632,27

Tabla 7.242. Etapa 1 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

7.17.2. ETAPA 2

Indicador económico	Etapa 2 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	0,79	4,58	7,76
Tiempo de repago [Años]	26,5	15,4	11
VAN [US\$]	1.337,23	21.302,98	41.268,73
Variación de TIR [%]	-	3,79	6,97
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	41,89	58,49
Diferencia VAN [US\$]	-	19.965,75	39.931,50

Tabla 7.243. Etapa 2 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 2 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	3,60	7,91	11,73
Tiempo de repago [Años]	21,70	11,00	8,00
VAN [US\$]	12.883,50	34.705,68	56.527,85
Variación de TIR [%]	-	4,31	8,12
Disminución porcentual del tiempo de repago[%]	-	49,31	63,13
Diferencia VAN [US\$]	-	21.822,17	43.644,34

Tabla 7.244. Etapa 2 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

7.17.3. ETAPA 3

Indicador económico	Etapa 3 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	-0,55	3,06	6,02
Tiempo de repago [Años]	-	18,60	13,10
VAN [US\$]	-5.115,63	14.466,10	34.047,84
Variación de TIR [%]	-	3,61	6,56
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	-	-
Diferencia VAN [US\$]	-	19.581,74	39.163,47

Tabla 7.245. Etapa 3 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 3 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	1,56	5,47	8,80
Tiempo de repago [Años]	23,00	13,90	9,90
VAN [US\$]	6.209,27	33.123,97	60.038,67
Variación de TIR [%]	-	3,91	7,24
Disminución porcentual del tiempo de repago[%]	-	39,57	56,96
Diferencia VAN [US\$]	-	26.914,70	53.829,41

Tabla 7.246. Etapa 3 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

7.17.4. ETAPA 4

Indicador económico	Etapa 4 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	0,29	4,00	7,10
Tiempo de repago [Años]	28,30	16,50	11,70
VAN [US\$]	-1.406,77	26.532,91	54.472,59
Variación de TIR [%]	-	3,72	6,81
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	41,70	58,66
Diferencia VAN [US\$]	-	27.939,68	55.879,36

Tabla 7.247. Etapa 4 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 4 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	1,83	5,78	9,18
Tiempo de repago [Años]	22,10	13,40	9,60
VAN [US\$]	7.734,27	34.896,99	62.059,71
Variación de TIR [%]	-	3,95	7,35
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	39,37	56,56
Diferencia VAN [US\$]	-	27.162,72	54.325,44

Tabla 7.248. Etapa 4 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

7.17.5. ETAPA 5

Indicador económico	Etapa 5 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	0,88	4,68	7,89
Tiempo de repago [Años]	25,60	10,80	10,80
VAN [US\$]	883,70	11.070,02	21.256,34
Variación de TIR [%]	-	3,80	7,00
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	57,81	57,81
Diferencia VAN [US\$]	-	10.186,32	20.372,63

Tabla 7.249. Etapa 5 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 5 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	2,02	6,01	9,44
Tiempo de repago [Años]	21,80	13,20	9,50
VAN [US\$]	5.876,87	24.202,66	42.528,44
Variación de TIR [%]	-	3,99	7,43
Disminución porcentual del tiempo de repago[%]	-	39,45	56,42
Diferencia VAN [US\$]	-	18.325,79	36.651,57

Tabla 7.250. Etapa 5 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

7.17.6. ETAPA 6

Indicador económico	Etapa 6 - Diseño 1		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	0,94	4,75	7,97
Tiempo de repago [Años]	25,40	15,10	10,70
VAN [US\$]	1.003,60	11.015,58	21.027,55
Variación de TIR [%]	-	3,81	7,03
Disminución porcentual del tiempo de repago [%]	-	40,55	57,87
Diferencia VAN [US\$]	-	10.011,98	20.023,95

Tabla 7.251. Etapa 6 – Diseño 1: comparación de indicadores económicos.

Indicador económico	Etapa 6 - Diseño 2		
	Con subsidios	50% subsidios	Sin subsidios
TIR [%]	1,87	5,84	9,25
Tiempo de repago [Años]	21,90	13,30	9,50
VAN [US\$]	2.692,81	11.913,90	21.134,98
Variación de TIR [%]	-	3,97	7,38
Disminución porcentual del tiempo de repago[%]	-	39,27	56,62
Diferencia VAN [US\$]	-	9.221,08	18.442,17

Tabla 7.252. Etapa 6 – Diseño 2: comparación de indicadores económicos.

Se observa que, en todos los casos, el diseño 2 tiene una mayor rentabilidad que el diseño 1. Al disminuir el ángulo de inclinación no solamente se obtiene una reducción en los costos estructurales (el cual es el ítem de mayor influencia en la rentabilidad) sino que también permite disminuir la sombra generada entre paneles lo que lleva a comprimir la distancia entre filas de paneles consecutivos, permitiendo un mejor aprovechamiento del espacio disponible.

7.18. PROYECTO FINAL

Hasta aquí se han analizado las etapas del proyecto de manera individual, por lo que aquí se evaluará la implementación de las etapas en su totalidad. Como se comentó en el apartado anterior, el diseño 2 de cada etapa es mucho más rentable que el diseño 1, por lo que este análisis se llevará a cabo.

7.18.1.1. Exactas

Para esta área compuesta por las etapas 1, 2 y 3, la máxima potencia generada es:

$$30,72[kW] + 20,48[kW] + 30,72[kW] = 81,92 [kW]$$

Se observa que llevando a cabo las 3 etapas en simultáneo se supera la potencia demandada (52,02 [kW]), por lo que se inyectaría energía excedente a la red. Esto debería ser beneficioso pero en el caso de la provincia de Buenos Aires, donde la ley 27.424 aún no se aprueba, el convenio que la Facultad de Ingeniería tiene con EDEA establece que la energía inyectada a la red tiene un valor 3 veces menor a la cobrada al usuario, por lo que la cantidad de años necesarios para amortizar la instalación sería 3 veces mayor a la calculada en este proyecto.

Dicho esto, se recomienda instalar sólo las etapas 1 y 2 o 2 y 3 para evitar la inyección de energía a la red, ya que la máxima potencia generada sería:

$$30,72[kW] + 20,48[kW] = 51,2 [kW]$$

7.18.1.2. Económicas

$$30,4[kW] + 20,48[kW] + 10,24[kW] = 61,12 [kW]$$

Al igual que en Exactas, al instalarse las etapas 4, 5 y 6 en simultáneo, se supera la potencia demandada (51,27[kW]). Por lo tanto, también se recomienda evitar la instalación simultánea de las 3 etapas y sólo instalar las etapas 4 y 5, ya que la máxima potencia generada sería:

$$30,4[kW] + 20,48[kW] = 50,88 [kW]$$

8. MEDIO AMBIENTE

Las energías renovables se crearon con el fin de reducir la contaminación generada por el ser humano al generar electricidad con los métodos convencionales. Sin embargo, hasta este punto del proyecto, no se habló del beneficio que la instalación de los paneles solares puede traer al medio ambiente. En esta sección se verá cómo cuantificar dicho beneficio, pero primero se debe aclarar algunos conceptos básicos.

8.1. CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático es una variación persistente del clima atribuida, directa o indirectamente, a la actividad humana durante períodos de tiempo comparables, y adicional a la variabilidad climática natural observada por cambios del equilibrio entre la energía solar entrante y la energía reemitida por la Tierra hacia el espacio. El cambio climático se debe principalmente al aumento de la concentración atmosférica de los gases de efecto invernadero (GEI) por encima de los niveles naturales. La generación de energía con quema de combustibles fósiles, la generación de residuos urbanos, la agricultura, la ganadería y la deforestación, entre otras actividades antropogénicas⁴, contribuyen a la proliferación de los GEI, incrementando así el efecto invernadero y causando el cambio climático. [17]

8.2. EFECTO INVERNADERO

El efecto invernadero es un proceso natural por el cual los gases que están presentes en la atmósfera “atrapan” la radiación que la Tierra emite al espacio. Esta emisión de la Tierra es producto del calentamiento de su superficie por la incidencia de la radiación solar. Así, el efecto invernadero hace que la temperatura media de la Tierra sea de alrededor de 33 [°C] más que si este proceso no ocurriera.

La superficie terrestre, los océanos y los hielos son calentados directamente por el Sol, absorbiendo parte de la energía recibida. Una fracción de la misma es devuelta hacia la atmósfera en forma de energía infrarroja siendo retenida momentáneamente por el vapor de agua, el dióxido

⁴ De origen humano o derivado de la actividad del hombre.

de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y otros gases, como los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC), el óxido nitroso (N_2O) y el hexafluoruro de azufre (SF_6), entre los más importantes. Los gases que tienen esta propiedad se denominan GEI. Si bien el vapor de agua se encuentra presente en la atmósfera y realiza una contribución importante al efecto invernadero, el mismo no es considerado como GEI debido a que su concentración no varía debido a las actividades antrópicas.

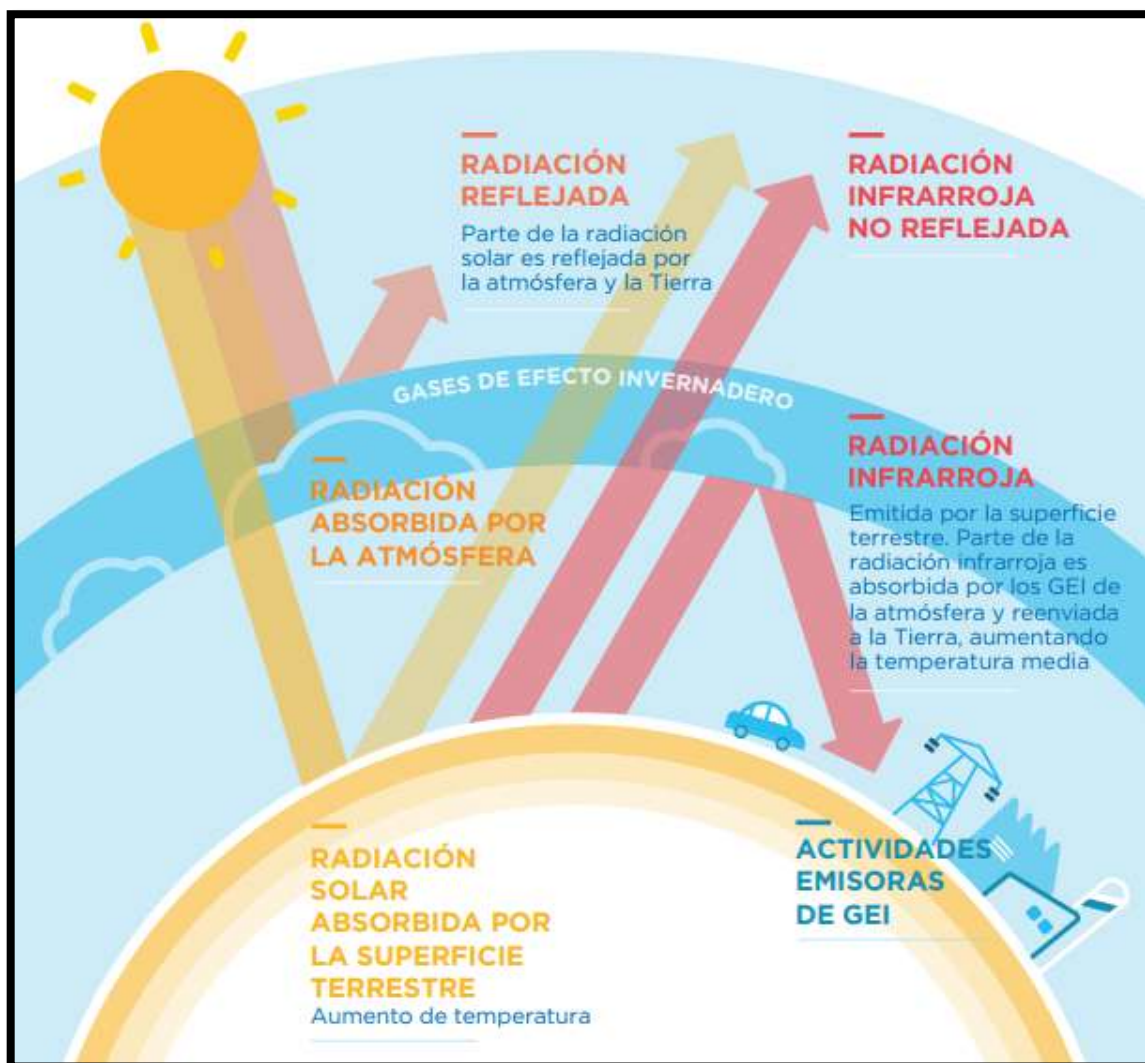


Fig. 8.1 Radiación solar emitida hacia la Tierra.

8.3. POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL

El potencial de calentamiento global (PCG) es una medida de la capacidad que tienen diferentes GEI en la retención de calor en la atmósfera, ya que no todos los gases absorben la radiación infrarroja de la misma manera ni todos tienen igual vida media en la atmósfera.

El gas utilizado como referencia para medir otros GEI es el CO_2 , por lo que su potencial de calentamiento global es igual a 1. Cuanto más alto sea el PCG que tiene un gas, mayor será su capacidad de retención de calor en la atmósfera. [17]

Gas	Fuente Emisora	Persistencia de las moléculas en la atmósfera (años)	Potencial de Calentamiento Global (PCG) Horizonte de tiempo: 100 años
CO₂ DIÓXIDO DE CARBONO	Quema de combustibles fósiles, cambios en el uso del suelo, producción de cemento	Variable	1
CH₄ METANO	Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, manejo de residuos	12±3	21
N₂O ÓXIDO NITROSO	Quema de combustibles fósiles, agricultura, ganadería, cambios en el uso de la tierra	120	310
PFC PERFLUOROCARBONOS	Producción de aluminio, solventes y productos contra incendios	2.600-50.000	6.500-9.200
HFC HIDROFLUOROCARBONOS	Refrigeración y aire acondicionado, productos contra incendios y aerosoles	1,5-264	140-11.700
SF₆ HEXAFLUORURO DE AZUFRE	Aislantes térmicos	3.200	23.900

Fig. 8.2. Potencial de Calentamiento Global de distintos gases.

8.4. HUELLA DE CARBONO

La Huella de Carbono (HC) es un instrumento que permite estimar las emisiones de gases efecto invernadero emitidos por un individuo, organización, evento o producto (UK Carbon Trust). El cálculo consiste en recopilar los datos referentes a los consumos directos e indirectos de insumos materiales y energía, y traducirlos en emisiones de CO_2 equivalente; universalmente se eligió el CO_2 como valor de referencia para poder comparar con los otros GEI, ya que es el gas que más crecimiento ha experimentado en la atmósfera terrestre y el más abundante en porcentaje de todos ellos. [18]

El análisis de huella de carbono proporciona como resultado un dato que puede ser utilizado como indicador ambiental global de la actividad que desarrolla la organización. La huella de

carbono se configura así como punto de referencia básico para el inicio de actuaciones de reducción de consumo de energía y para la utilización de recursos y materiales con mejor comportamiento medioambiental.

La huella de carbono, por tanto, identifica la cantidad de emisiones de GEI que son liberadas a la atmósfera como consecuencia del desarrollo de cualquier actividad; permite identificar todas las fuentes de emisiones de GEI y establecer, fundado en este conocimiento, medidas de reducción efectivas. [19]

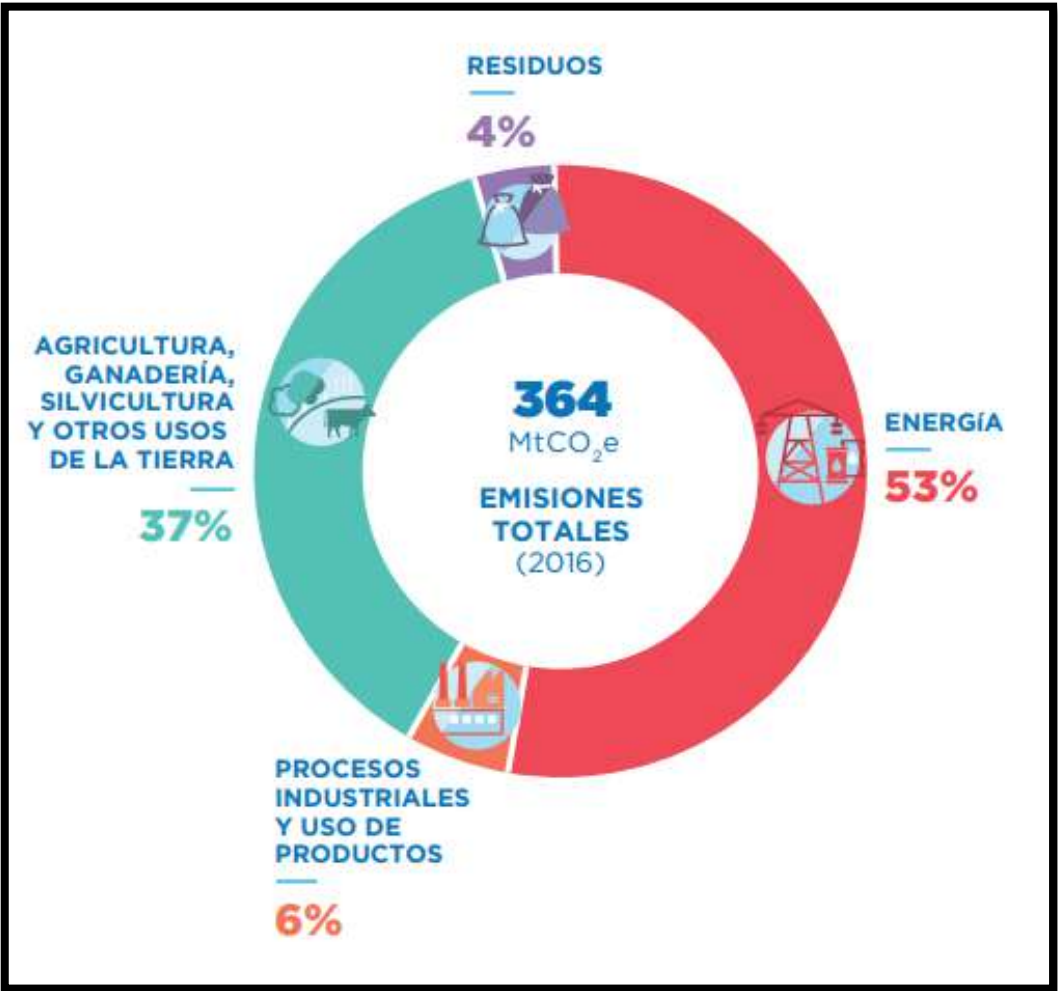


Fig. 8.3 Distribución de las emisiones totales generadas en la República Argentina en el año 2016. [17]

8.4.1. CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

En una primera aproximación puede decirse que el cálculo de la huella de carbono consiste en aplicar la siguiente fórmula:

$$\text{Huella de carbono} = DA \cdot FE \quad (8)$$

Donde:

- El dato de actividad (*DA*) es el parámetro que define el grado o nivel de la actividad generadora de las emisiones de GEI. Por ejemplo, cantidad de gas natural utilizado en la calefacción (*kWh* de gas natural).
- El factor de emisión (*FE*) supone la cantidad de GEI emitidos por cada unidad del parámetro “dato de actividad”. Estos factores varían en función de la actividad que se trate.

Como resultado de esta fórmula se obtiene una cantidad (g, kg, t, etc.) determinada de dióxido de carbono equivalente (CO_{2eq}). [19]

A continuación se exponen los factores de emisión correspondientes a los hidrocarburos más utilizados en la Argentina:

Combustible	Factor de emisión
Gas natural	2,15 [$kgCO_2/m^3$]
Gasoil	2,79 [$kgCO_2/litros$]
Carbón	2,3 [$kgCO_2/kg$]
Fueloil	3,05 [$kgCO_2/kg$]

Tabla 8.1. Factores de emisión de los combustibles más utilizados en la generación de energía eléctrica en la Argentina. [20]

Antes de comenzar con el cálculo, para este caso en cuestión, se debe tener en cuenta que una planta FV de silicio cristalino debe operar unos dos años aproximadamente para producir la energía que se empleó en su fabricación, a partir de dicho momento, la energía que genere será prácticamente limpia y con una huella de carbono negativa. Además, el factor de emisión para la red argentina puede ser estimado en 0,5 [$kgCO_{2eq}/kWh$]. [21]

Por lo tanto, la ecuación (8), puede traducirse como:

$$EV = P_L \cdot 0,5 \left[\frac{kgCO_{2eq}}{kWh} \right] \quad (9)$$

Donde:

EV: emisiones evitadas.

P_L: producción de energía limpia.

Usando la producción energética anual obtenida de las simulaciones por cada etapa del proyecto, se pueden calcular las emisiones totales evitadas de CO_{2eq} y el equivalente para cada hidrocarburo mencionado anteriormente en la siguiente tabla:

Etapa	Diseño	Energía [kWh]	Emisiones evitadas				
			CO_2 [kgCO _{2eq}]	Gasoil [litros]	Gas natural [m ³]	Carbón [kg]	Fueloil [kg]
1	1	1.026.577	513.289	1.103.571	3.078.962	7.081.612	21.598.916
	2	1.066.796	533.398	1.146.806	3.199.588	7.359.053	22.445.111
2	1	765.659	382.829	823.083	2.296.402	5.281.724	16.109.258
	2	838.491	419.246	901.378	2.514.845	5.784.144	17.641.640
3	1	750.547	375.273	806.838	2.251.077	5.177.478	15.791.308
	2	1.031.619	515.809	1.108.990	3.094.082	7.116.389	21.704.986
4	1	1.071.039	535.519	1.151.366	3.212.313	7.388.319	22.534.372
	2	1.041.499	520.750	1.119.612	3.123.716	7.184.548	21.912.871
5	1	390.601	195.301	419.896	1.171.511	2.694.474	8.218.147
	2	702.627	351.314	755.324	2.107.354	4.846.915	14.783.091
6	1	383.892	191.946	412.684	1.151.387	2.648.191	8.076.981
	2	353.442	176.721	379.950	1.060.061	2.438.139	7.436.325
Total	1	4.388.314	2.194.157	4.717.438	13.161.651	30.271.798	92.328.984
	2	5.034.474	2.517.237	5.412.060	15.099.647	34.729.188	105.924.024

Tabla 8.2. Emisiones evitadas.

9. MANTENIMIENTO

Se llama mantenimiento a todas las actividades necesarias para mantener el equipo e instalaciones en condiciones adecuadas para la función que fueron creadas, dando como resultado la máxima disponibilidad y confiabilidad de los equipos e instalaciones.

Esta actividad tiene como finalidad mantener operables los equipos e instalaciones y restablecer dichos equipos a las condiciones de funcionamiento predeterminadas.

Los objetivos del mantenimiento se pueden resumir en cuatro puntos:

- ✚ Garantizar la disponibilidad y la confiabilidad de los equipos e instalaciones.
- ✚ Satisfacer los requisitos del sistema de calidad de la empresa.
- ✚ Cumplir todas las normas de seguridad y medio ambiente.
- ✚ Maximizar la productividad y eficiencia.

9.1. TIPOS DE MANTENIMIENTO

Se distinguen tres tipos de mantenimientos cuyas diferencias radican esencialmente en el carácter de las tareas que incluyen. Estos son el mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo.

9.1.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Consiste en reparar la avería una vez se ha producido. Por lo general, cuando se realiza este mantenimiento el proceso de fabricación está parado, por tanto la producción disminuye y los costos aumentan. Es muy impredecible conocer el tiempo de reparación así como el gasto que deriva de la avería ya que se presenta de forma imprevista originando trastornos en la línea de producción.

Ventajas:

- ✚ No requiere gran infraestructura técnica ni elevada capacidad de análisis.
- ✚ Máximo aprovechamiento de la vida útil.

Inconvenientes:

- ✚ Averías imprevistas que causan trastornos de producción.
- ✚ Riesgo de fallos de elementos de difícil adquisición que obliga a un elevado stock.
- ✚ Baja calidad del mantenimiento como consecuencia del poco tiempo disponible para efectuar reparaciones.

Aplicaciones:

- ✚ Cuando el costo total de las paradas sea menos que el de las actividades preventivas.
- ✚ En sistemas secundarios cuyas averías no afectan de forma importante a la producción.

9.1.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Este mantenimiento está planificado en el tiempo y su objetivo es evitar que se produzca la avería. A diferencia del anterior, no es necesario realizarlo en tiempo de producción y por tanto es planificado en tiempos libres de fábrica.

Ventajas:

- ✚ Importante reducción de paradas imprevistas en equipos.
- ✚ Adecuado cuando exista una relación entre probabilidad de fallos y vida útil.

Inconvenientes:

- ✚ No se aprovecha la vida útil del equipo.
- ✚ Aumenta el gasto y disminuye la disponibilidad si no se elige convenientemente la frecuencia de las acciones preventivas.

Aplicaciones:

- ✚ Equipos de naturaleza mecánica o electromecánica sometidos a desgaste seguro.
- ✚ Equipos cuya relación fallo-duración de vida es bien conocida.

9.1.3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Al igual que el preventivo, este mantenimiento consiste en anteponerse a la avería. La diferencia es que se basa en la aplicación de herramientas o técnicas de detección de los diferentes elementos medibles de anticipación al fallo, como por ejemplo el desgaste. Su objetivo es realizar el mantenimiento justo en el momento preciso.

Ventajas:

- ✚ Determinación óptima del tiempo para realizar el mantenimiento preventivo.
- ✚ Ejecución sin interrumpir el funcionamiento normal de equipos e instalaciones.
- ✚ Mejora el conocimiento y el control del estado de los equipos.

Inconvenientes:

- ✚ Requiere de personal más capacitado e instrumentación de análisis costosa.
- ✚ No siempre es viable una monitorización de todos los parámetros funcionales significativos, por lo que pueden presentarse averías no detectadas por el programa de vigilancia.

Aplicaciones:

- ✚ Maquinaria rotativa, motores eléctricos, equipos estáticos, aparatos de maniobra eléctrica, instrumentación, etc. [22] [23]

9.2. PLAN DE MANTENIMIENTO

Cualquiera sea el tipo de proyecto fotovoltaico, ya sea aislado o de autoconsumo, lleva consigo una serie de aspectos que deben ser tomados en consideración a la hora de hacer un correcto mantenimiento fotovoltaico.

Se pueden diferenciar dos tipos de mantenimiento de plantas fotovoltaicas:

- ✚ Mantenimiento fotovoltaico preventivo.
- ✚ Mantenimiento fotovoltaico no preventivo.

9.2.1. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento se puede llevar a cabo por personal no especializado. Es una serie de actividades fundamentales que podemos resumir en las siguientes directrices:

9.2.1.1. Sistema de generación

Consiste en retirar, una vez al mes, cualquier tipo de objeto, suciedad, etc., que pueda afectar a la correcta producción de los paneles solares, es decir, excremento de aves, acumulación de polvo o restos de polución. No se recomienda la utilización de productos o métodos que puedan rayar o estropear las placas solares. Se puede utilizar simplemente agua, jabón y un trapo.

Al mismo tiempo que la limpieza, debe realizarse una inspección visual de posibles degradaciones en los paneles solares. Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas).

9.2.1.2. Comprobación de la estructura soporte de los paneles

La estructura de soporte de los paneles fotovoltaicos, en este proyecto en particular, está fabricada a partir de perfiles de acero inoxidable, por lo que no requieren un mantenimiento anticorrosivo.

El mantenimiento de las mismas se aconseja realizarla cada seis o doce meses y consistirá en:

- ✚ Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- ✚ Comprobación del estado de fijación de la estructura para placas solares a cubierta. Se controlará que los bulones se encuentran correctamente apretados, verificando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- ✚ Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- ✚ Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.

9.2.1.3. Comprobación de inversores

Los inversores solares son uno de los equipos más delicados de la planta fotovoltaica, por lo que requieren un mantenimiento más exhaustivo. Los trabajos de mantenimiento para cualquier tipo de inversor solar son los siguientes:

A realizar al menos una vez al mes:

- ✚ Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

A realizar al menos una vez cada seis meses:

- ✚ Limpieza o recambio de los filtros de entrada de aire.
- ✚ Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

A realizar al menos una vez al año:

- ✚ Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- ✚ Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.

- ✚ Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución.
- ✚ Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- ✚ Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- ✚ Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan decoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- ✚ Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 [°C], se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- ✚ Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- ✚ Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos.
- ✚ Intervalos de sustitución preventiva de componentes.
- ✚ Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento.
- ✚ Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- ✚ Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección.
- ✚ Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 220 [V] y 24 [V].
- ✚ Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia.
- ✚ Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

9.2.2. MANTENIMIENTO NO PREVENTIVO

Este mantenimiento en instalaciones de paneles solares es recomendable que sea llevado a cabo por personal calificado, o al menos, con conocimientos amplios sobre sistemas eléctricos.

Debido a que algunas de estas operaciones de mantenimiento pueden suponer la interrupción del suministro eléctrico, el usuario deberá ser informado con la suficiente antelación por parte del personal de mantenimiento.

Las comprobaciones, no preventivas, habituales que deben llevarse a cabo en instalaciones de paneles solares son:

9.2.2.1. Paneles solares

El mantenimiento de los paneles solares se realizará, al menos, una vez al año cuando todos los módulos solares estén ya montados y conectados.

Se debe realizar durante las horas centrales del día para evitar sombras y para que la corriente producida sea lo suficientemente elevada.

Además de comprobar el estado y la estanqueidad de las cajas de conexión de los paneles, también se debe controlar la tensión a circuito abierto (V_{OC}) y la corriente de cortocircuito (I_{SC}).

✚ *Medición de la tensión a circuito abierto:* se realizará a la salida del campo fotovoltaico, en la caja principal de conexiones mediante la utilización de un voltímetro. La tensión a circuito abierto total ($V_{OC_{total}}$) será:

$$V_{OC_{total}} = N_P \cdot V_{OC_M} \quad (10)$$

Donde:

N_P : número de paneles.

V_{OC_M} : tensión a circuito abierto de cada módulo.

✚ *Medición de la corriente de cortocircuito:* se efectuará en la caja principal de conexiones del campo fotovoltaico. Para determinar la corriente de cortocircuito, correspondiente al nivel de intensidad incidente en los paneles, previamente habrá que verificar que se está recibiendo dicha intensidad, pues la corriente puede diferir enormemente dependiendo de la irradiación en cada momento. La corriente de cortocircuito total ($I_{SC_{total}}$) será:

$$I_{SC_{total}} = N_F \cdot I_{SC_M} \quad (11)$$

Donde:

N_F : número de filas de paneles conectados en paralelo.

I_{SC_M} : corriente de cortocircuito de cada módulo.

✚ *Caídas de tensión en los distintos circuitos:* la comprobación de estas caídas de tensión es uno de los mejores indicadores del buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Esta comprobación deberá realizarse cuando por el circuito circule, aproximadamente, la máxima corriente de funcionamiento y debe estar dentro de los rangos calculados en el momento que se hizo el diseño de la instalación.

Los puntos de comprobación de cada uno de los circuitos son:

- Circuito paneles-inversor. Los puntos de prueba serán los terminales de la caja principal de conexiones del campo FV y los terminales del regulador (si lo hubiera) o inversor.
- Circuitos de consumo. [24]

9.2.3. FORMULARIO DE MANTENIMIENTO

A continuación, se presenta el formulario pertinente para la práctica de mantenimiento. En este se ven resumidos los aspectos más importantes a llevar a cabo. Al momento de completar la tarea se realiza una marca con el objetivo de seguir un control para la correcta realización.

Acciones de mantenimiento	Mantenimiento sistema de generación "Manuel Belgrano"											
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Sistema de generación												
Limpieza e inspección visual superficies												
Estructura soporte												
Inspección visual degradaciones												
Fijación												
Comprobación estanqueidad												
Comprobación puesta a tierra												
Inversores												
Comprobación datos archivados y memoria de fallos												
Limpieza de filtros de aire y rejillas de protección												
Limpieza disipador												
Inspección por filtraciones												
Limpieza general												
Apriete de conexiones												
Inspección de decoloración de los bornes												
Comprobar la temperatura de conexiones												
Reposición de etiquetas de advertencia												
Comprobación funcionamiento de ventiladores												
Inspección sistemas de protección internos												
Revisión de tensiones de mando y auxiliares												
Comprobación funcionamiento parada de emergencia												
Control circuito por sobretemperatura												
Sistemas de generación, personal calificado												
Medición de tensión circuito abierto												
Medición de corriente de cortocircuito												
Caída de tensión paneles-inversor												

Tabla 9.1. Formulario de mantenimiento.

10. CONCLUSIONES

La energía fotovoltaica es una buena opción como alternativa a las energías tradicionales las cuales además de tener un límite, generan daños al medio ambiente. La energía solar fotovoltaica es limpia, no genera mayores daños al ambiente, es una fuente de energía inagotable y no produce grandes gastos después de su instalación, sólo los derivados de su mantenimiento. Es por ello que, para el Proyecto de Grado planteado, se realizó el diseño, cálculo y estudio económico de una instalación fotovoltaica para el Complejo Universitario Manuel Belgrano de la ciudad de Mar del Plata.

La instalación propuesta deberá cumplir con la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles 90364-7-771 de la Asociación Electrotécnica Argentina como las Normas, Ordenanzas y medidas de Seguridad que le sean de aplicación.

Para llevar a cabo el planteo de las variables a considerar para el desarrollo y posterior análisis del Proyecto, previamente se examinaron diversos trabajos realizados por estudiantes de la UNMdP en años anteriores, a fin de poder obtener una propuesta diferente. Para el modelado del proyecto, cálculos y comparación de alternativas se optó por utilizar un Software atípico, PVsyst, evaluando el esquema desde otro punto de vista, considerando que la evaluación económica es lo más importante a la hora de decidir la configuración geométrica de los paneles.

A través del Programa Computacional seleccionado se simuló la instalación fotovoltaica instalada en la Facultad de Ingeniería de la UNMdP y se concluyó que dicho programa emite resultados similares a los logrados en la realidad.

El proyecto se dividió en Etapas, las cuales fueron consideradas a partir de la disposición y tamaño de las terrazas y el punto de instalación de los inversores. Para cada una de ellas se estudió la variación de energía que se produce al separar las filas de paneles inclinados 35° cada 10 centímetros.

A fin de determinar cuál de todas las separaciones es más rentable, se decidieron computar los principales costos de cada una y se calculó la cantidad de años necesarios para recuperar la inversión inicial.

Una vez elegida la ubicación de los paneles en las terrazas, se evaluaron los costos a tener en cuenta para deducir la inversión inicial necesaria para afrontar la instalación. Para el desarrollo de esta tarea, se utilizó otro Software, RAM Elements, dedicado al cálculo de las estructuras soportes a fin de estimar el costo estructural final.

En vista del gran costo estructural que se obtendrá sobre cada etapa, se decidió estudiar una alternativa para cada una de ellas. Se optó por modificar la inclinación de los paneles a 10° con la finalidad de disminuir el efecto de la carga del viento sobre los mismos, esto permite a su vez generar una autolimpieza a través de la lluvia. Estas nuevas estructuras son más simples, lo cual facilita y agiliza su instalación.

Se nombra como Diseño 1 al primer planteamiento de los paneles inclinados 35° y Diseño 2 al segundo, con los paneles inclinados 10°.

Se concluye que el segundo diseño de cada una de las etapas es considerablemente más rentable que el primero, ya que todos aumentan la tasa interna de retorno TIR, el valor neto agregado VAN y disminuyen el tiempo de repago.

Teniendo en cuenta que instalar todas las etapas llevaría a inyectar energía excedente a la red y aumentar la cantidad de años necesarios para amortizar la inversión, se llegó a la conclusión de que lo conveniente sería instalar las etapas 1 y 2 o 2 y 3 para el caso de Exactas y las etapas 4 y 5 para el caso de Económicas.

Considerando la instalación de las etapas mencionadas, se espera obtener una producción energética anual que ronda los 131.631 [kWh] y una producción máxima de energía de 3.948,9 [MWh] al finalizar los 30 años de vida útil de cada etapa.

Con el estudio de impacto ambiental se llegó a la conclusión de que la implementación de este proyecto logra evitar enviar a la atmósfera aproximadamente 1.974.473 [kgCO_{2eq}]. Esto representa un beneficio ambiental muy importante, ya que evita quemar una cantidad equivalente a más de 4.245.000 litros de gasoil o a más de 5.508.000 [m³] de gas natural. Sin embargo, se debe tener en cuenta que finalizada la vida útil los paneles no pueden reciclarse, salvo su cubierta de aluminio, por lo que pasan a considerarse desechos tecnológicos.

Debido a que las estructuras soporte han sido diseñadas con el fin de obtener sólo un costo estimativo para su construcción, convendrá verificar los cálculos pertinentes para las mismas o incluso mejorar estas (a partir de un cambio en el material, la sección y/o la disposición de los perfiles).

Se recomienda llevar a cabo la instalación de la etapa más rentable (Diseño 2 de la Etapa 2) y realizar un seguimiento de sus resultados a fin de compararlos con los de este proyecto. Esto es con el objetivo de verificar la veracidad del programa computacional utilizado y/o modificar parámetros de las simulaciones.

La conclusión fundamental que podemos obtener de este proyecto es que las instalaciones conectadas a la red, funcionando con energía fotovoltaica, son una alternativa factible tecnológica y económicamente viable dentro del contexto actual tan marcado por un continuo aumento del precio de la energía eléctrica tradicional y una exigencia cada vez mayor en términos de edificios de bajo consumo energético y bajo nivel de emisiones.

Debemos incidir que el camino de las energías renovables está en marcha y está aceptado por todo el mundo. El cambio climático viene a consecuencia de la emisión de los gases combustibles, gran parte de ellos provenientes de la generación de energía. Es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico y al mismo tiempo abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversores públicos o privados que apuesten por esta tecnología.

10.1. CORRECCIONES O FE DE ERRATAS

En el cuerpo de la tesis se verificaron los siguientes errores, los cuales fueron subsanados en el Resumen Ejecutivo:

1. Se actualizó la fecha de tarifa a diciembre 2021 (estaba en marzo 2020).
2. Se actualizaron los valores tarifarios con subsidio 50%.
3. Con las modificaciones mencionadas en los puntos (1) y (2) se corrigieron las distintas tablas de valorización económica de energía y potencia generada, de flujos de caja, de cálculo de TIR y de años de amortización.

ANEXOS

11. ANEXO I: SIMULACIÓN FI-UNMDP

Para realizar la simulación de la instalación fotovoltaica instalada actualmente en la facultad de ingeniería de la UNMdP, se requiere agregar los datos meteorológicos de la ciudad. Luego, por no estar en la base de datos del programa, se procedió a ingresar los paneles e inversores.

A continuación se explica cómo ingresar cada uno de estos datos y se detallará cómo se realizó la simulación, con todos los parámetros tenidos en cuenta.

11.1. SITIO GEOGRÁFICO

PVsyst cuenta con los datos geográficos y meteorológicos de más de 50 ubicaciones en el mundo, incluso los de la ciudad de Buenos Aires, pero no cuenta con los de Mar del Plata, por lo que se debió agregar el sitio con sus datos. Es por esto que a continuación se explica paso a paso como se agregaron los datos meteorológicos de Mar del Plata a la base de datos del programa.

Cabe aclarar que estos pasos son para agregar los datos meteorológicos de Mar del Plata a la base de datos del programa a través de un vínculo que tiene PVsyst con datos de la NASA porque no se cuenta con los datos de estaciones meteorológicas de la zona. Sin embargo, el programa permite ingresar valores diarios o mensuales de distinta información meteorológica a su base de datos desde archivos de texto o Excel de manera muy sencilla e intuitiva.

A través de la pantalla principal (Fig. 11.1) se accede a la Base de datos del programa.

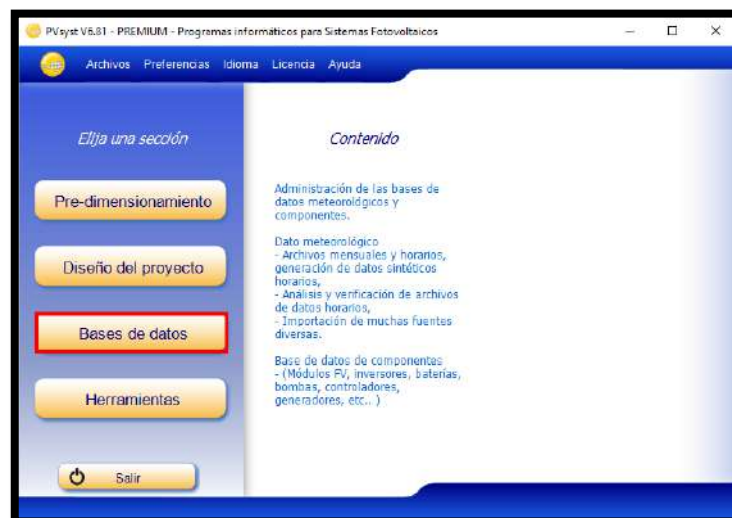


Fig. 11.1. Pantalla principal del programa PVsyst: bases de datos.

Luego se accede al apartado “Sitios geográficos”.

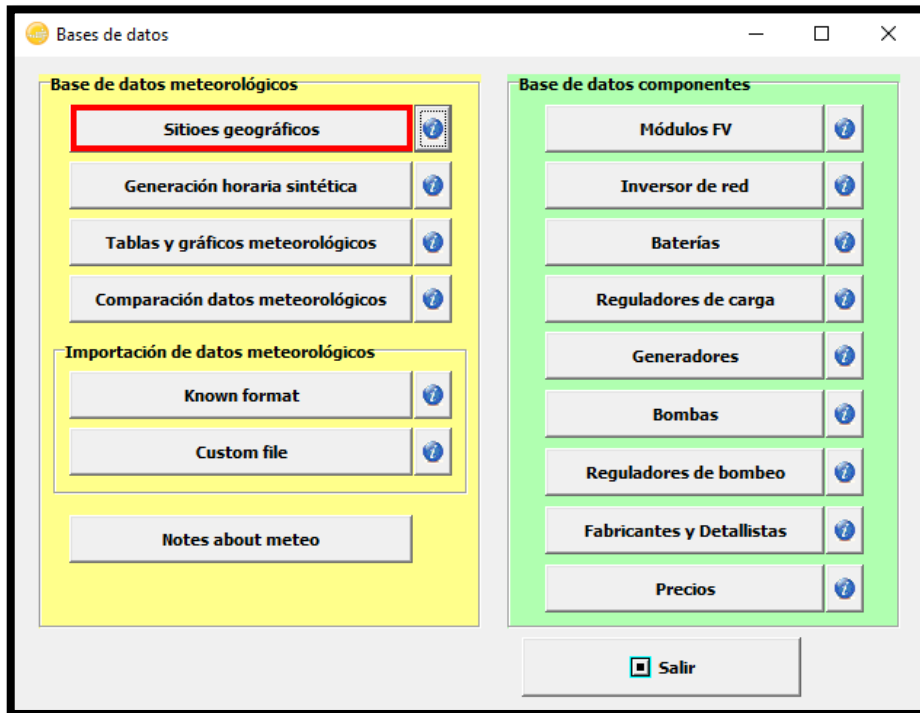


Fig. 11.2. Pantalla principal de la base de datos.

En la nueva ventana se muestran los sitios geográficos con los que cuenta el programa.

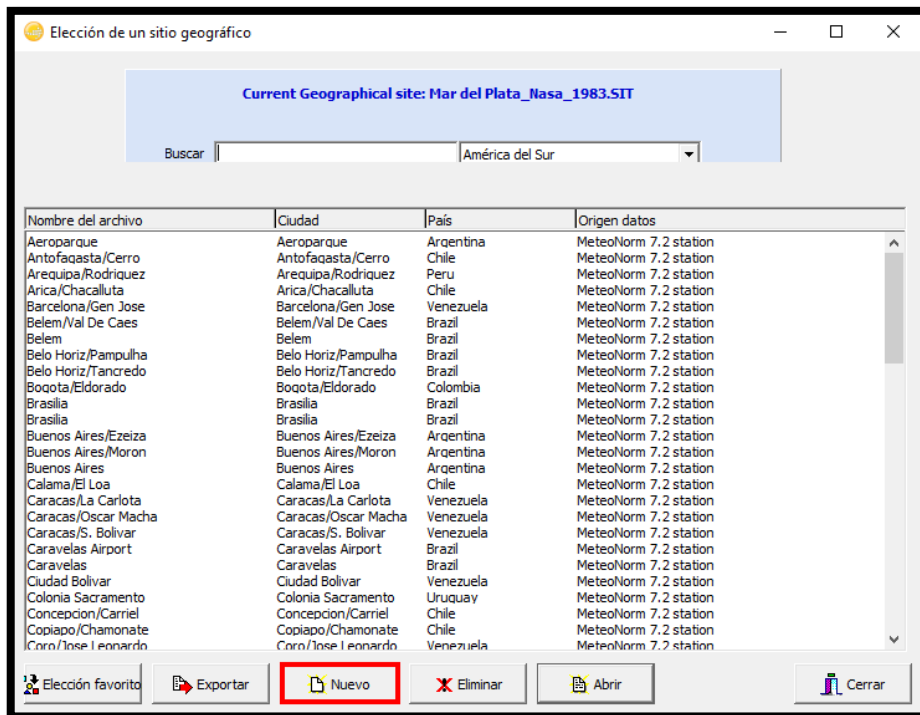


Fig. 11.3. Base de datos de los sitios geográficos.

Como Mar del Plata no está en la base de datos, se debe pulsar el botón “Nuevo” y en la ventana que se observa en la Fig. 11.4 se busca la ciudad de Mar del Plata a través del buscador. En la parte derecha se muestran los principales datos geográficos de la ciudad.

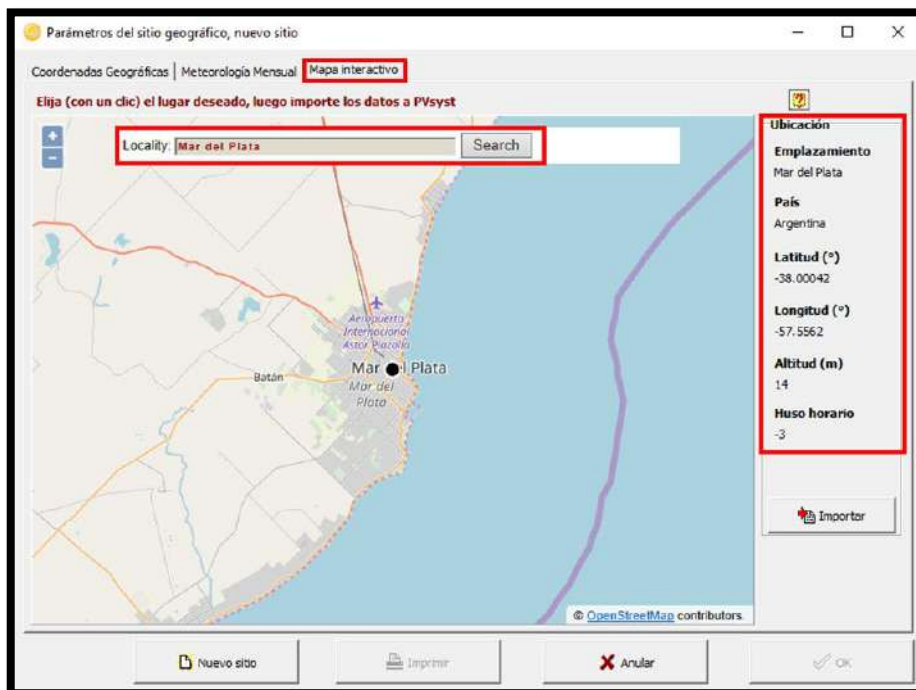


Fig. 11.4. Búsqueda de la localización de la instalación.

En la ventana “Coordenadas Geográficas” se pulsa el botón “Obtener de coordenadas” para que, a partir del mapa interactivo donde se seleccionó anteriormente la ciudad, el programa detecte el país y la región de esta.

Pulsando “Obtener del nombre”, el programa detecta las coordenadas geográficas de la ciudad, y determina la trayectoria del sol.

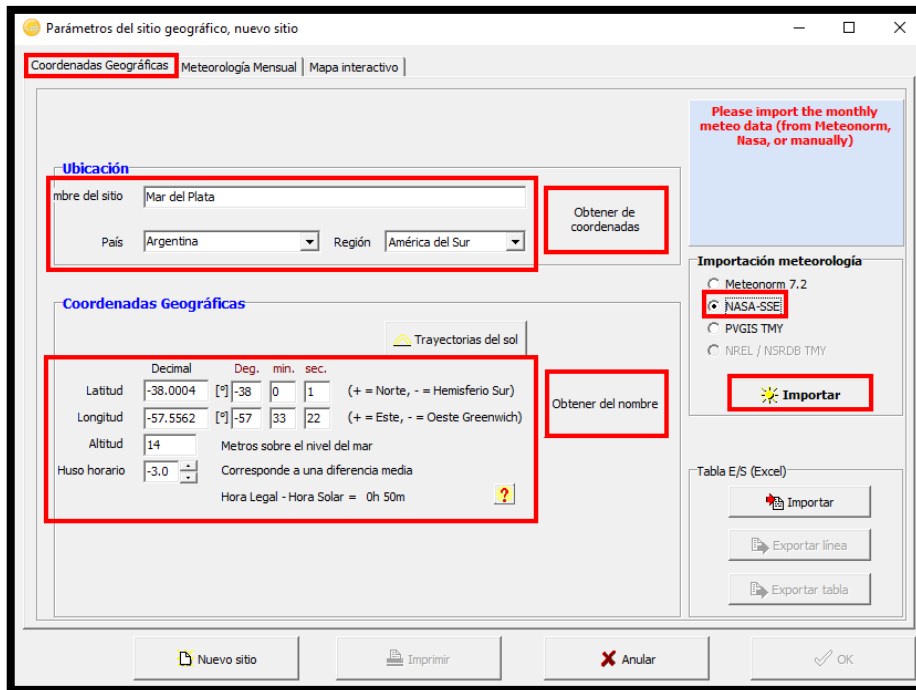


Fig. 11.5. Importación de datos meteorológicos a partir de coordenadas geográficas.

Una vez importados estos datos, aparecerán en la pestaña Meteorología Mensual tal como se muestran en la siguiente figura, donde se aprecia que faltan los valores de velocidad del viento y la humedad relativa los cuales no son necesarios para estas simulaciones; en caso de tener los datos y ser necesarios, pueden ingresarse manualmente.

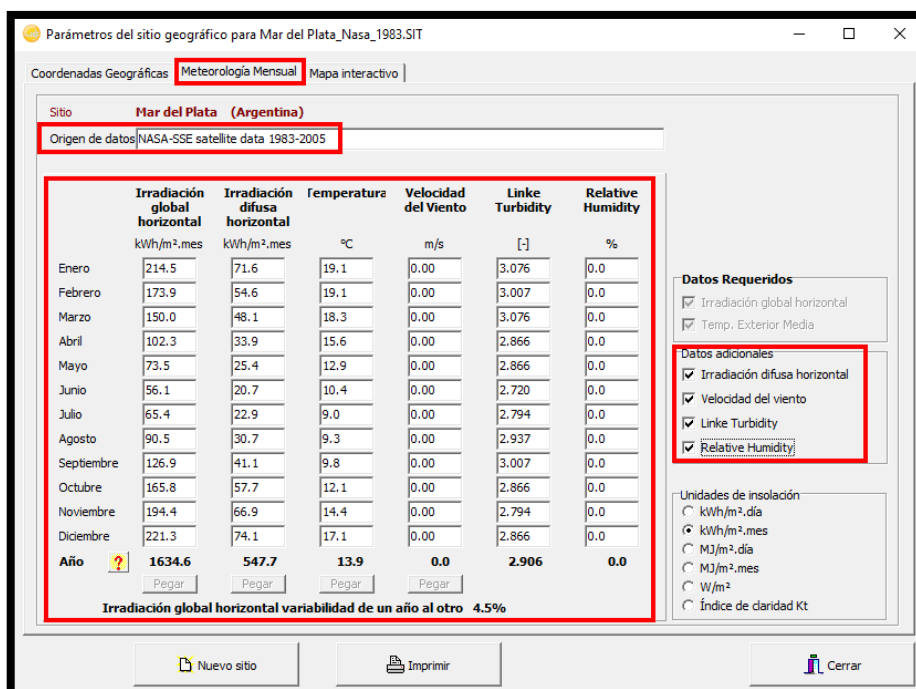


Fig. 11.6. Datos meteorológicos importados.

Al cerrar la ventana, se pedirá guardar el sitio con su correspondiente nombre y se generará un archivo con extensión SIT. Este archivo tiene almacenados los valores meteorológicos diarios sintéticos generados con un algoritmo a partir de los datos mensuales importados.

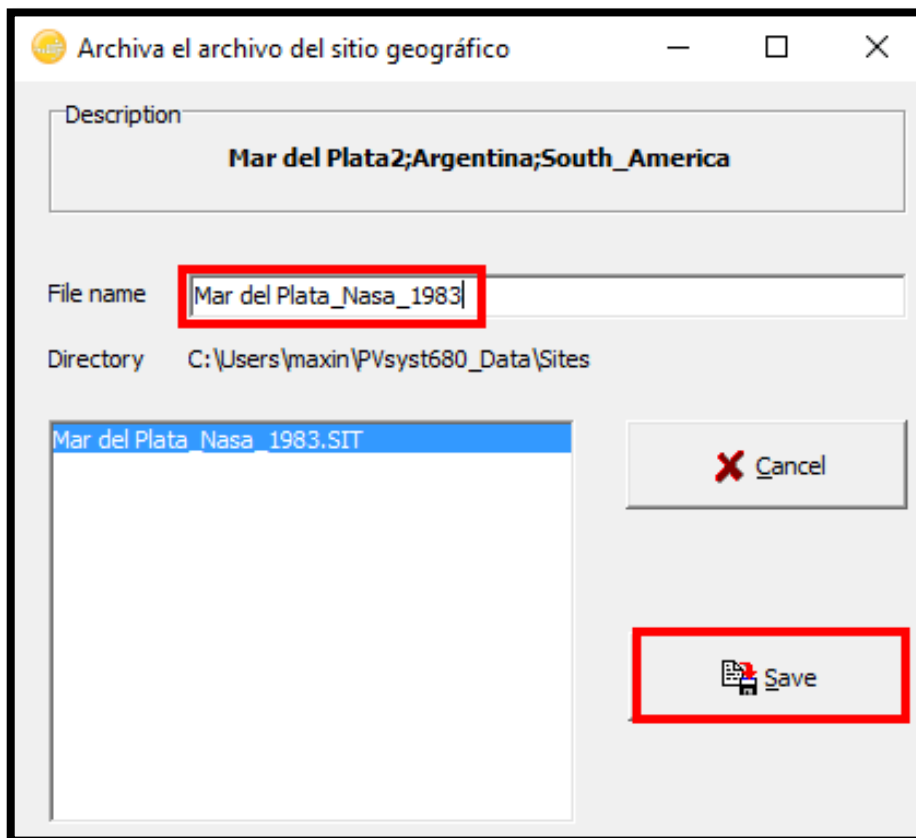


Fig. 11.7. Guardado de los datos meteorológicos.

Para poder entender que significa cada parámetro, y como el programa genera los datos meteorológicos horarios sintéticos a partir de los datos mensuales, se recomienda recurrir a la ayuda del programa en el siguiente enlace: <https://www.pvsyst.com/help/>.

11.2. PANELES SOLARES

Dado que el programa no cuenta con los datos de los paneles usados en la instalación en cuestión, se ingresan al programa sus especificaciones técnicas, las cuales se encuentran en su catálogo en el [Anexo VIII](#) y se resumen en la Tabla 11.1.

Tipo de celda	Policristalina	Corriente de cortocircuito	8,59 [A]
Potencia	190 [W]	Tensión a circuito abierto	44,2 [V]
Área del módulo	1,94 [m ²]	Coef. de temp. de tensión a circuito abierto	-0,32 [%/°C]
Temperatura nominal de celda	46 [°C]	Coef. de temp. de corriente de cortocircuito	0,05 [%/°C]
Tensión en el punto de potencia máxima	35,2 [V]	Coef. de temp. de MPP	-0,45 [%/°C]
Corriente en el punto de potencia máxima	8,24 [A]	Número de celdas en serie	72

Tabla 11.1. Principales características eléctricas del panel solar nbsolar 190W.

Para comenzar, se debe acceder a la base de datos desde la pantalla principal del programa (Fig. 11.2) y seleccionar “Módulos FV”. Al abrirse la nueva ventana que se muestra en la Fig. 11.8, se tiene que pulsar el botón “Nuevo”.

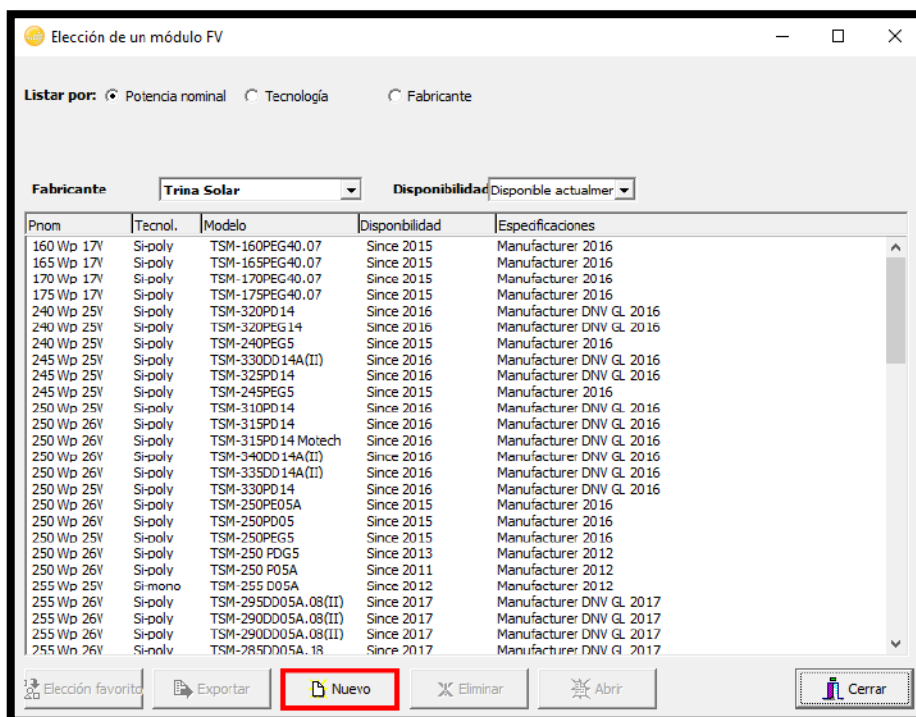


Fig. 11.8. Base de datos de los paneles solares.

Aparecerá una ventana emergente donde se ingresan todos los datos básicos del panel tal como se observa en la Fig. 11.9.

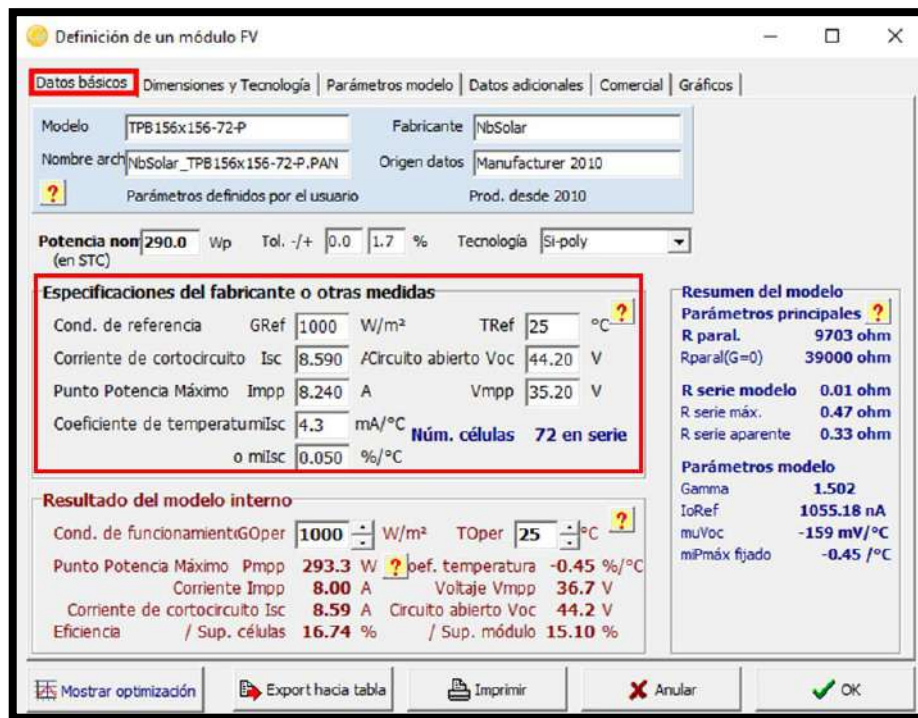


Fig. 11.9. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: datos básicos de los paneles.

A continuación, en la pestaña “Dimensiones y Tecnología” se ingresan las dimensiones, la cantidad de células, el voltaje máximo y la cantidad de diodos bypass del panel. Como el fabricante no proporciona la cantidad de diodos en su hoja de datos se optó por considerar el peor caso que es con un solo diodo.

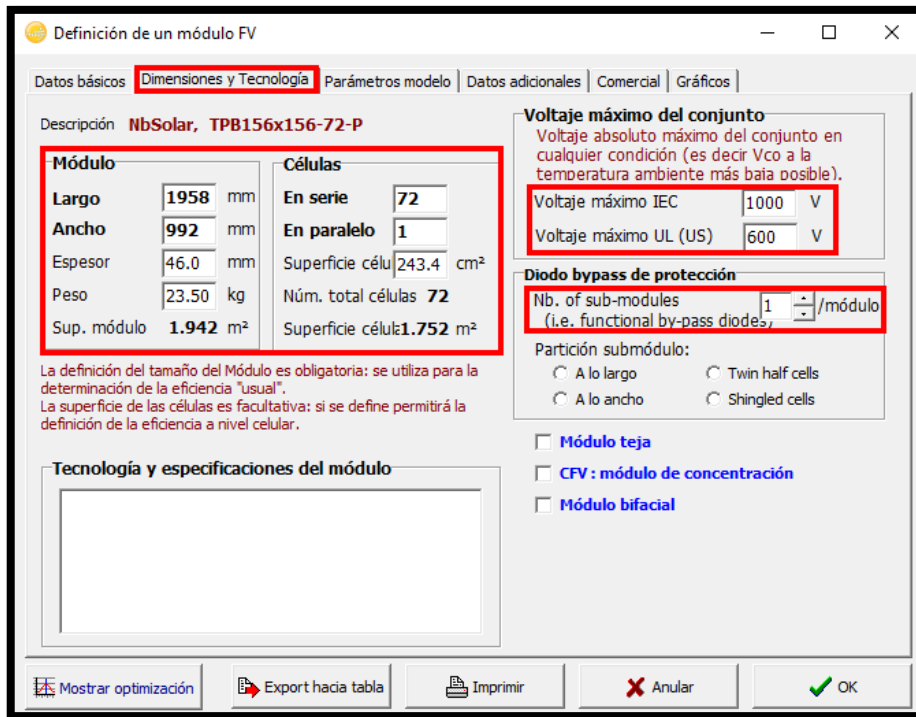


Fig. 11.10. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: dimensiones y tecnología.

En la pestaña “Parámetros modelo” se especifica la resistencia serie y paralelo del circuito equivalente de cada panel. Como estos valores son muy difíciles de determinar y el fabricante no los facilita, se recurrió a buscarlos en paneles de otras marcas con características similares que sí los tengan definidos dentro de la base de datos del programa. De dicha búsqueda se determinó que las resistencias en este tipo de paneles rondan los siguientes valores:

$$R_{paralelo} = 350 \text{ } [\Omega]$$

$$R_{serie} = 0,4 \text{ } [\Omega]$$

Además se ingresa el valor del coeficiente de temperatura que el fabricante proporciona en la hoja de datos (en este caso $-0,45 \text{ } [\%/^{\circ}\text{C}]$).

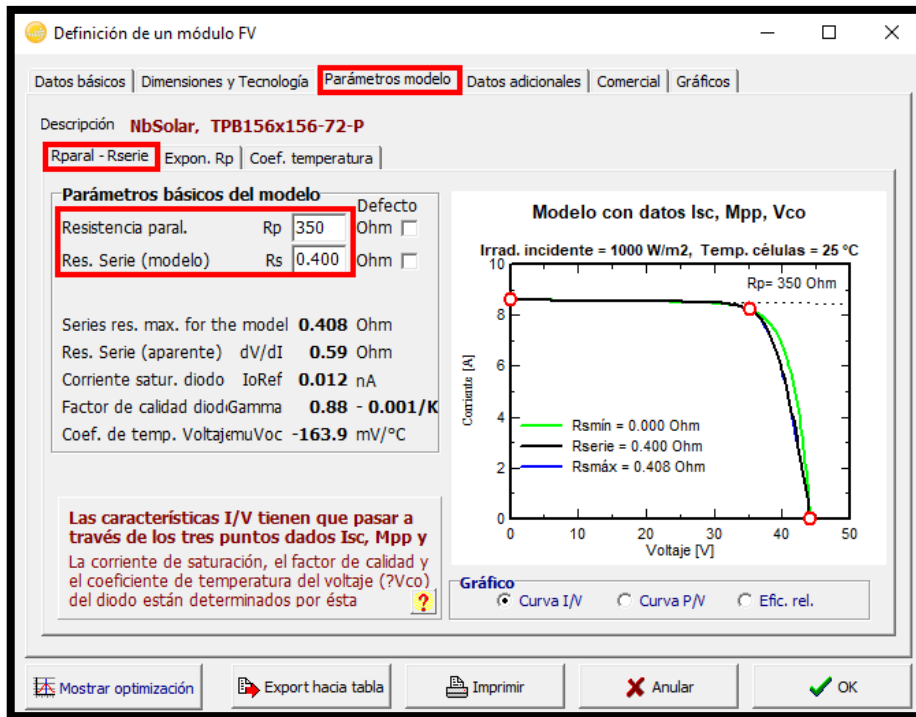


Fig. 11.11. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: resistencias serie y paralelo.

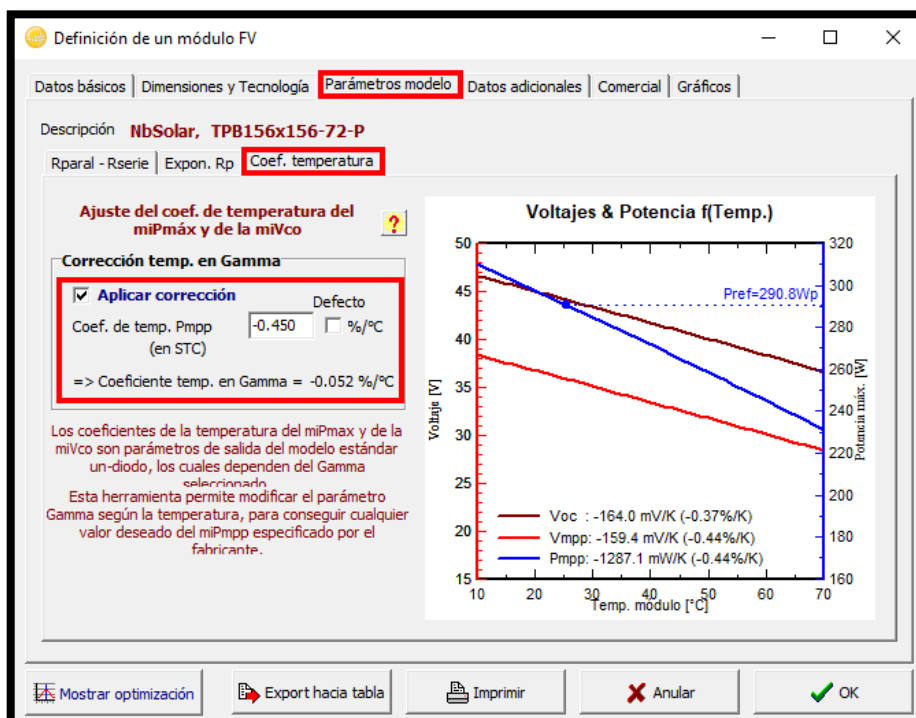


Fig. 11.12. FI-UNMDP: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: coeficiente de temperatura.

Dentro de “Datos adicionales” se pueden ingresar varios datos como los “Datos de baja irradiancia”, la “Curva I/V medida” en caso de disponer las mediciones, el “IAM personalizado” explicado más adelante y “Parámetros secundarios”.

Los datos de baja irradiancia que sí provee el fabricante no se pudieron ingresar debido a un error que presenta el programa, y los datos de la curva I/V tampoco se pudieron ingresar ya que no se cuenta con estos.

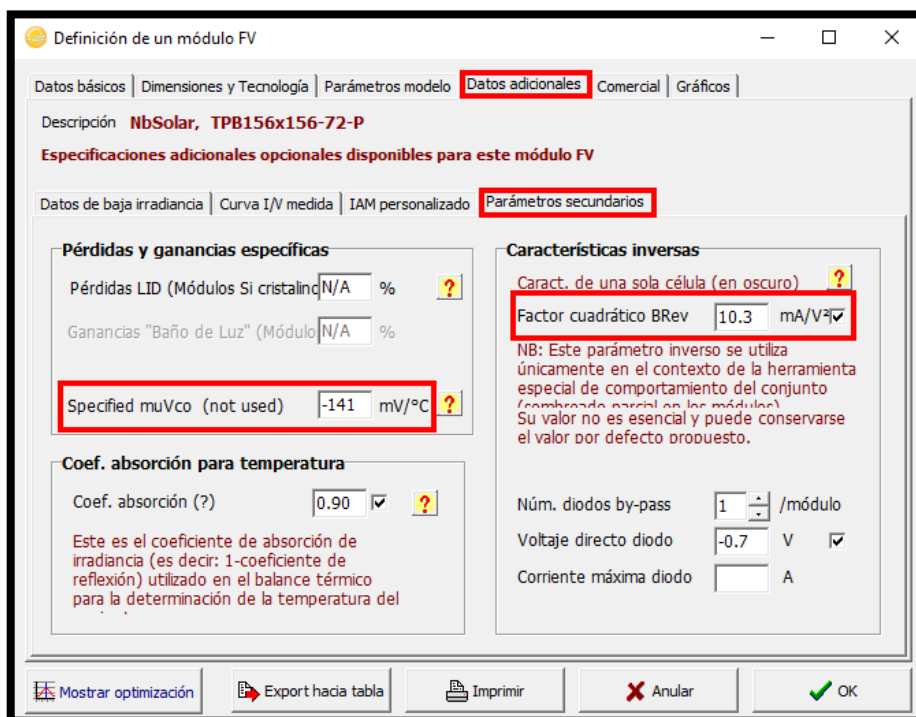


Fig. 11.13. FI – UNMDP: Definición de un módulo FV: datos adicionales: parámetros secundarios.

A continuación se calculó el coeficiente μV_{co} que el fabricante da como porcentaje de la tensión a circuito abierto:

$$\mu V_{co} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right]$$

$$\mu V_{co} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \cdot \frac{V_{co}}{100\%} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \cdot \frac{44,2[V]}{100\%}$$

El valor ingresado es:

$$\mu V_{co} = -0,141 [V] = -141 [mV]$$

En la pestaña datos adicionales, se puede ingresar el IAM personalizado que el programa define como:

“El efecto de incidencia (el término designado es IAM, para "Modificador de ángulo de incidencia") corresponde a la disminución de la irradiación que realmente alcanza la superficie de las células PV, con respecto a la irradiancia bajo incidencia normal. Esta disminución se debe principalmente a las reflexiones en la cubierta de vidrio, que aumenta con el ángulo de incidencia.”

Como el fabricante no especifica el tipo de cubierta utilizada, se optó por escoger la opción de vidrio normal (en inglés, “Normal glass”).

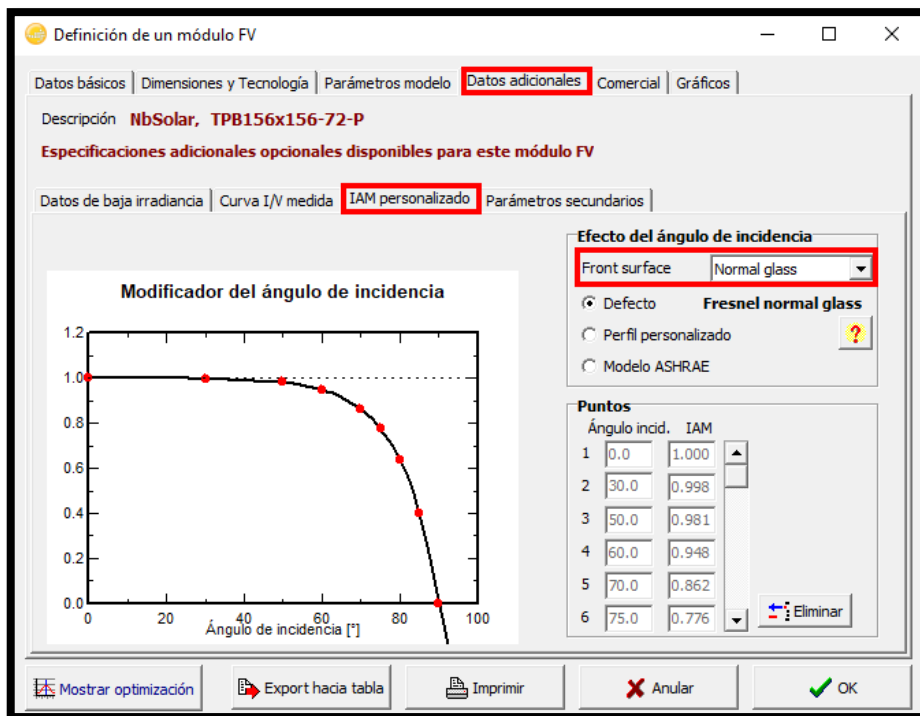


Fig. 11.14. Definición de un módulo FV: datos adicionales: IAM personalizado. FI – UNMDP.

11.3. INVERSORES

Al igual que con los paneles solares, el programa cuenta con una base de datos y permite agregar inversores a la biblioteca del usuario. Nuevamente, se ingresaron los datos de los inversores utilizados por no estar en la base de datos del programa. Estos son:

Potencia máxima de salida CA	1650 [W]	Tensión nominal en continua	120 [V]
Eficiencia del inversor	96,3 [%]	Máxima tensión en continua MPPT	450 [V]
Tensión en alterna nominal	230 [V]	Número de entradas MPPT	1
Máxima tensión en continua	450 [V]	Potencia consumida durante la operación	7 [W]
Máxima corriente en continua	8,9 [A]	Potencia consumida durante la noche	0 [W]
Mínima tensión en continua MPPT	100 [V]		-

Tabla 11.2. Principales características eléctricas del inversor Sirius 1500.

Al igual que para el caso de los paneles solares, se debe ingresar a la base de datos del programa (Fig. 11.2) y seleccionar “Inversor de red”, donde se desplegará una lista como la vista en la Fig. 11.8 y se deberá pulsar en el botón “Nuevo”. Aparecerá una ventana emergente donde se deben ingresar todos los datos básicos del panel tal como se muestra en la Fig. 11.15.

Fig. 11.15. FI – UNMDP: Definición de un inversor: parámetros principales del inversor.

Por no disponer de las curvas de eficiencia definidas para 3 voltajes, se creó un perfil automático a partir de los valores porcentuales de la eficiencia máxima y la EURO.

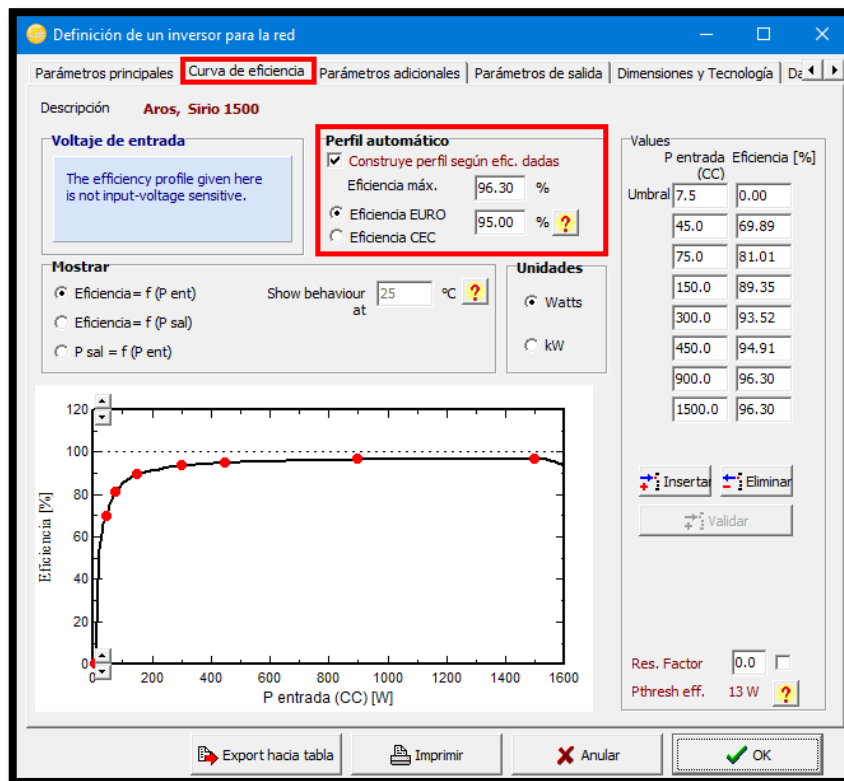


Fig. 11.16. FI – UNMDP: Definición de un inversor: curva de eficiencia.

Finalmente, en la pestaña “Dimensiones y Tecnología” se definieron las condiciones de funcionamiento del inversor.

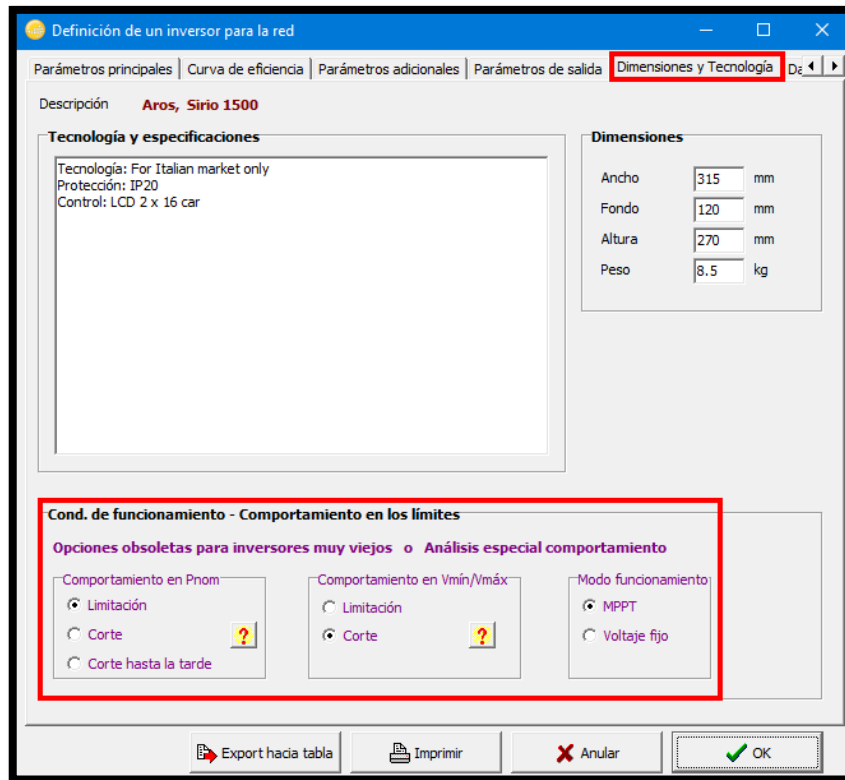


Fig. 11.17. FI – UNMDP: Definición de un inversor: dimensiones y tecnología.

El comportamiento en potencia nominal se refiere a la acción que realiza el inversor cuando se supera la potencia que este puede aportar. El fabricante no establece este comportamiento, pero por ser un inversor moderno, se supone que se limita la potencia.

El comportamiento en $V_{mín}/V_{máx}$ se refiere a la acción que realiza el inversor cuando el voltaje es menor a $V_{mín}$ (450[V]) o mayor a $V_{máx}$ (1000[V]). El fabricante no establece este comportamiento, pero para considerar el peor caso, se supone que se corta el suministro.

El modo de funcionamiento sí es dado por el fabricante y es MPPT.

11.4. USO DEL PVSYST

A continuación se explicará paso a paso cómo realizar la simulación en el PVsyst de la instalación fotovoltaica ubicada en la Facultad de Ingeniería de la UNMDP, incluyendo los parámetros que se deben ingresar y como considera el programa cada uno de ellos.

La disposición de los paneles se resume en la siguiente tabla:

Número de inversores	1
Módulos por rama	6
Ramas en paralelo	1
Inclinación	30°
Orientación	0°

Tabla 11.3. Disposición de los paneles. FI – UNMDP.

Para comenzar, en la pantalla principal del programa se debe seleccionar “Diseño de proyecto” y el sistema “Conectado a la Red”.



Fig. 11.18. Pantalla principal del programa PVsyst: diseño del proyecto.

En la pantalla del proyecto se define su nombre y el del archivo que almacenará tanto los datos meteorológicos usados como los parámetros del proyecto y las distintas variantes que se hayan creado.



Fig. 11.19. FI – UNMDP: Nombre del proyecto y datos meteorológicos usados.

Posteriormente se selecciona el sitio meteorológico cargado previamente en la base de datos del programa.

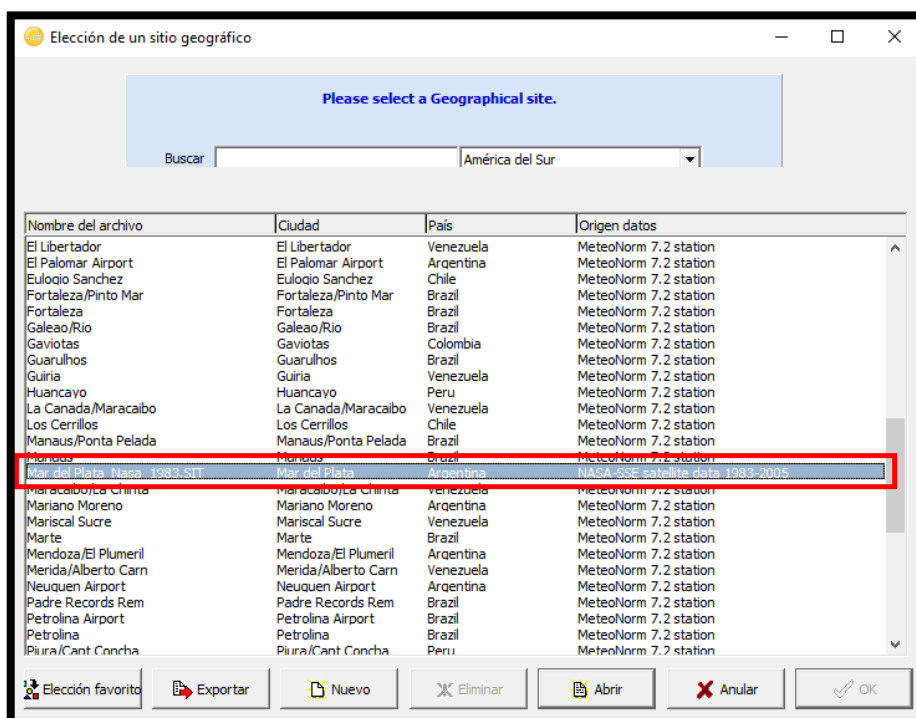


Fig. 11.20. FI – UNMDP: Selección de base de datos de archivos meteorológicos.

Una vez realizada la acción anterior, aparecerá en la lista de archivos meteorológicos, los datos sintéticos creados a partir de los datos mensuales del sitio.

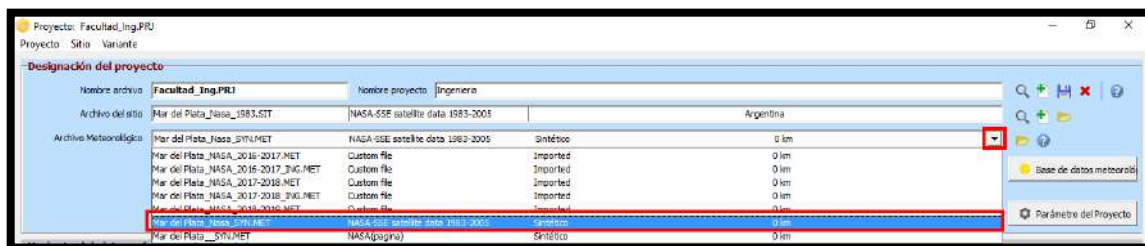


Fig. 11.21. FI – UNMDP: Selección de los datos meteorológicos guardados.

Luego se definen los parámetros del proyecto pulsando el botón correspondiente en la parte inferior derecha de la Fig. 11.21.

Aparecerá una ventana emergente en la cual lo primero a determinar es el valor de Albedo, lo cual se define como el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Al ser un valor que debe medirse en cada punto de instalación de los paneles, es difícil de obtener. PVsyst ofrece los valores más comunes de Albedo para distintas superficies y zonas.

Para este caso se tomó el valor que viene por defecto en el programa (0,2) y que corresponde a una zona urbana.

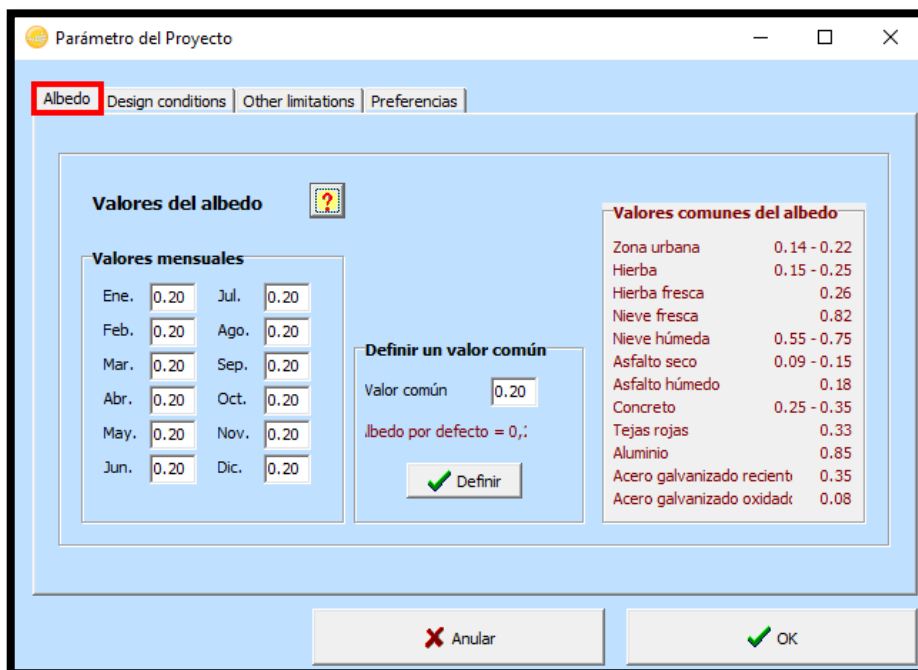


Fig. 11.22. FI – UNMDP: Parámetros del proyecto: albedo.

Luego, en la pestaña de condiciones de diseño, se deben ingresar los valores de temperatura que afectan sólo al diseño del sistema, específicamente a la cantidad de paneles que pueden conectarse en serie debido a las limitaciones en la tensión de funcionamiento del MPP del inversor. En este caso no son importantes ya que los paneles ya están conectados de cierta manera. Sin embargo, de acuerdo a mediciones realizadas en los paneles de la facultad por el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC), las temperaturas alcanzadas durante el año son las que se muestran en la Fig. 11.23.

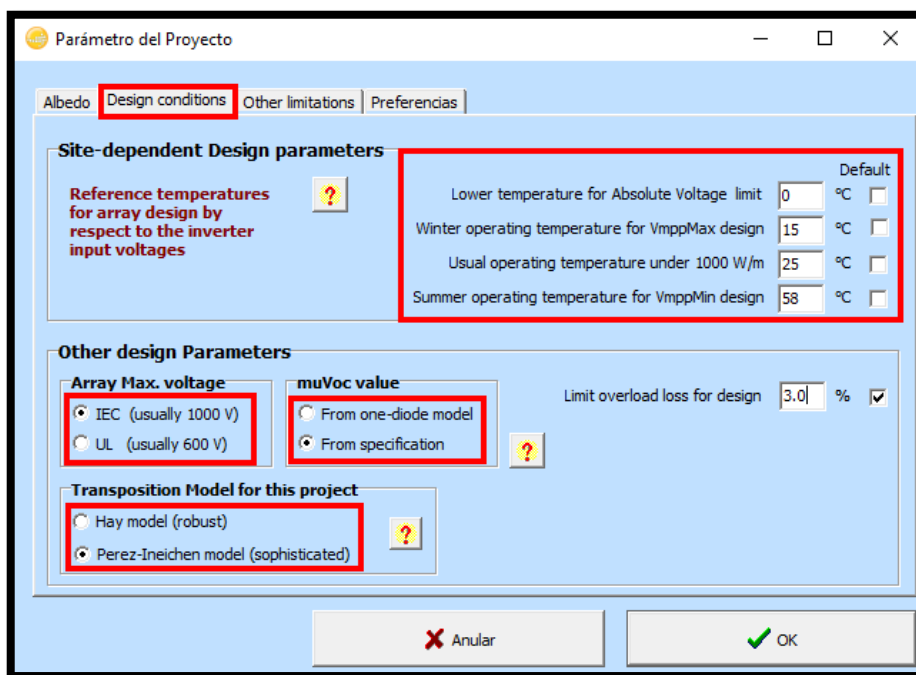


Fig. 11.23. FI – UNMDP: Parámetros del proyecto: condiciones de diseño.

Otro factor que no afecta a los cálculos, es la máxima tensión permitida, que en este caso es de 1000 [V].

En la Fig. 11.23 se observa el parámetro transposición, lo cual el PVsyst define como:

“La transposición es el cálculo de la irradiancia incidente en un plano inclinado, a partir de los datos de irradiación horizontal.”

Y cuenta con dos modelos:

- Hay (robusto).
- Perez-Ineichen (sofisticado).

En el presente trabajo se seleccionó el modelo de Perez-Ineichen por ser más preciso.

Finalmente, el valor de μV_{oc} , el cual es definido por el fabricante como βV_{oc} , es $-0,32 \left[\%/^{\circ}C \right]$.

Una vez ingresados los parámetros del proyecto, se procede a diseñar la instalación fotovoltaica. El primer paso es determinar la orientación de los paneles.

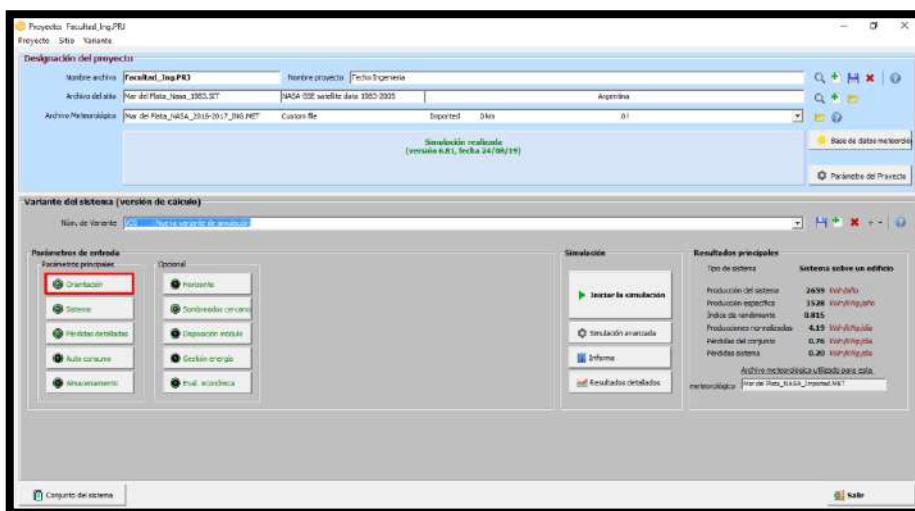


Fig. 11.24. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: orientación de los paneles.

En este caso el tipo de campo es plano inclinado fijo con un ángulo de inclinación de 30° .

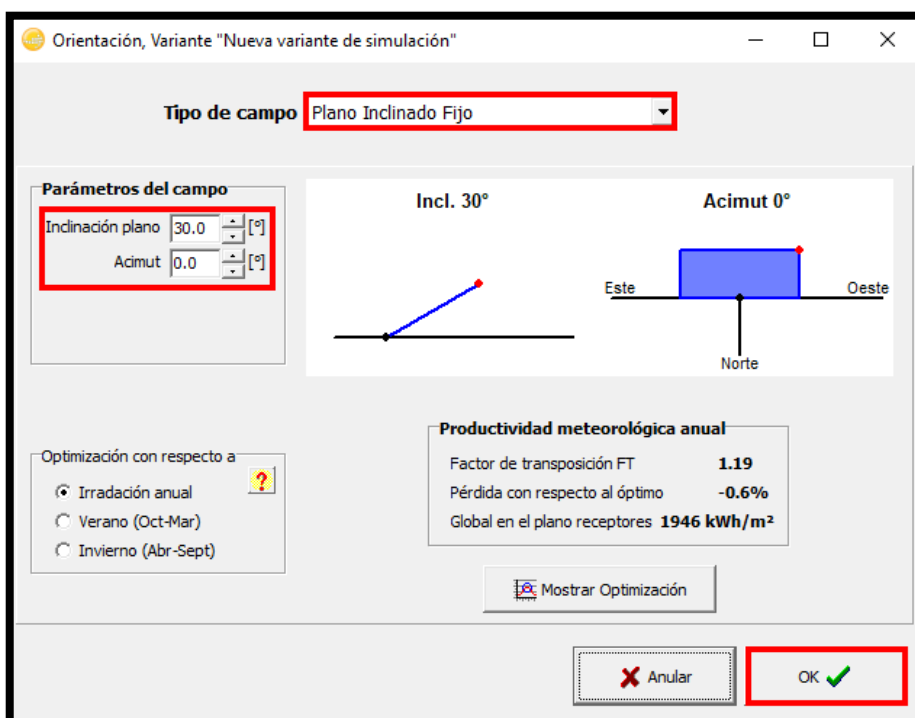


Fig. 11.25. FI – UNMDP: Definición de la orientación e inclinación de los paneles.

El segundo paso es definir el sistema, es decir, los inversores y paneles a utilizar con su correspondiente conexionado.

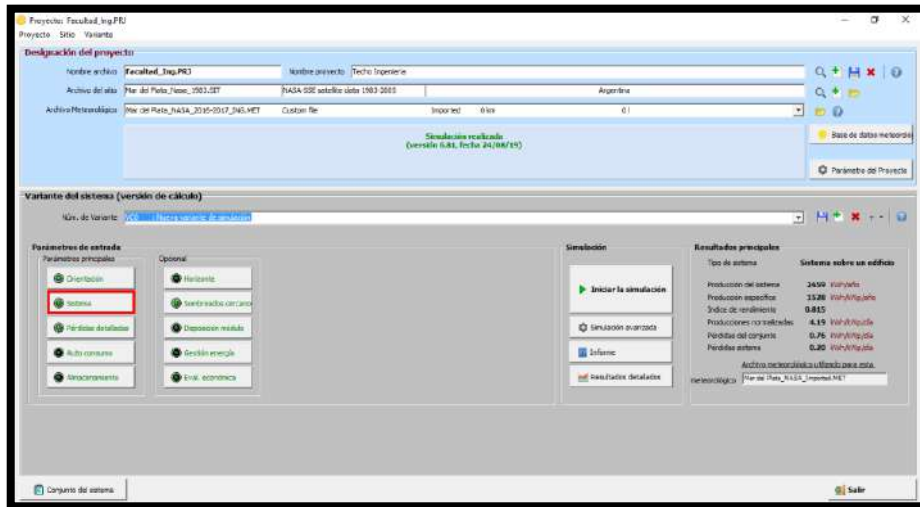


Fig. 11.26. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: sistema.

Se selecciona el inversor y los paneles que anteriormente se agregaron a la base de datos del programa, y se especifica la cantidad de paneles en serie y en paralelo si fuera el caso. En este caso, la instalación está compuesta por 6 paneles en serie.

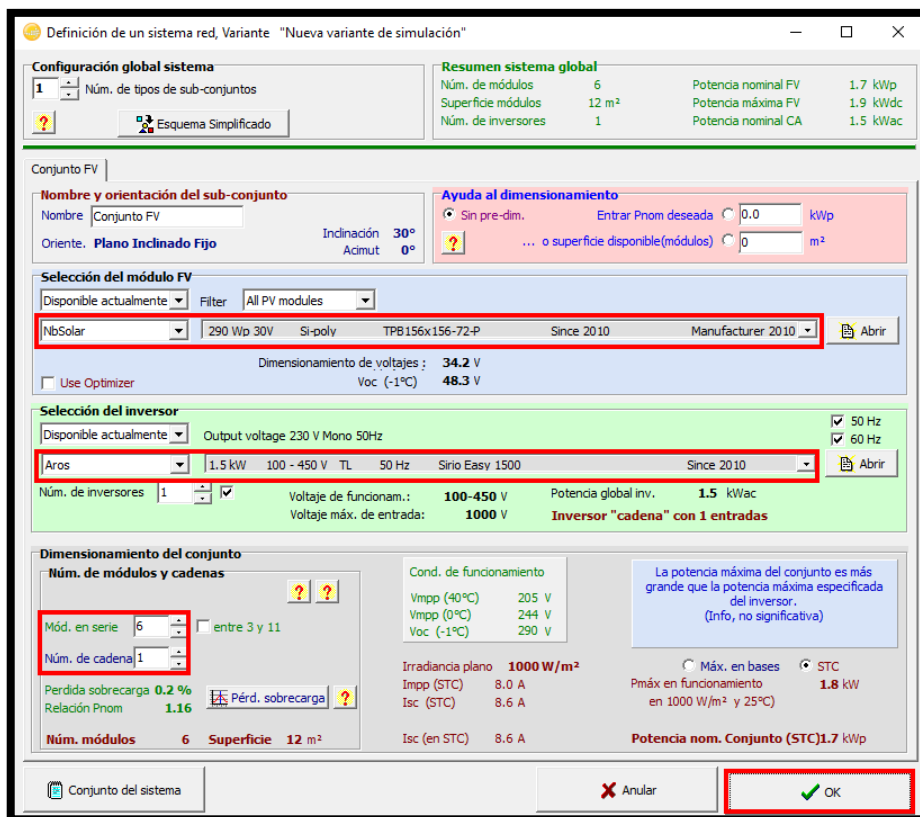


Fig. 11.27. FI – UNMDP: Sistema: configuración del conjunto a utilizar.

El tercer paso es determinar las pérdidas detalladas.

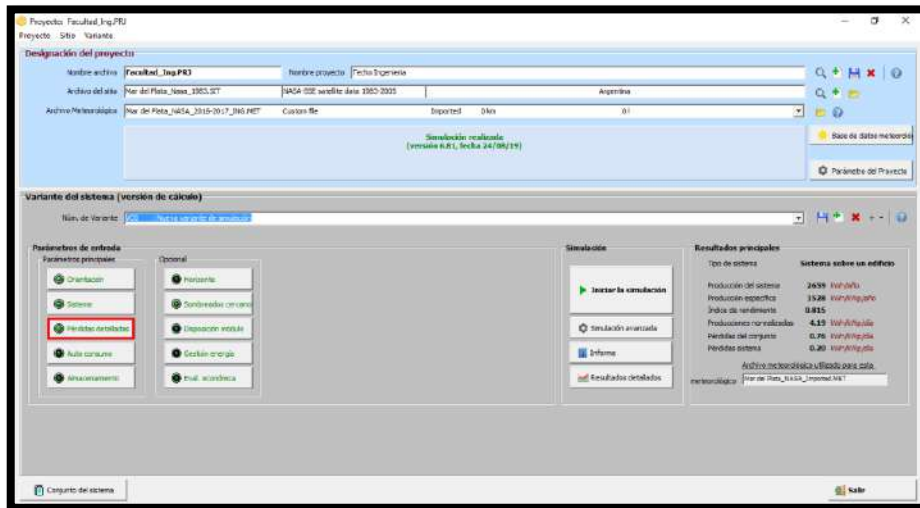


Fig. 11.28. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: pérdidas detalladas.

En este apartado hay varios parámetros a determinar. Los primeros son los térmicos que tienen en cuenta las pérdidas térmicas de los paneles que varían según el tipo de instalación. En este caso los paneles están instalados con circulación de aire alrededor.

Una vez seleccionada esta opción el programa establece valores para los factores de pérdida constante y del viento. El programa permite al usuario cambiar estos valores, pero en este caso al no poder determinarlos, se utilizaron los que este recomienda.

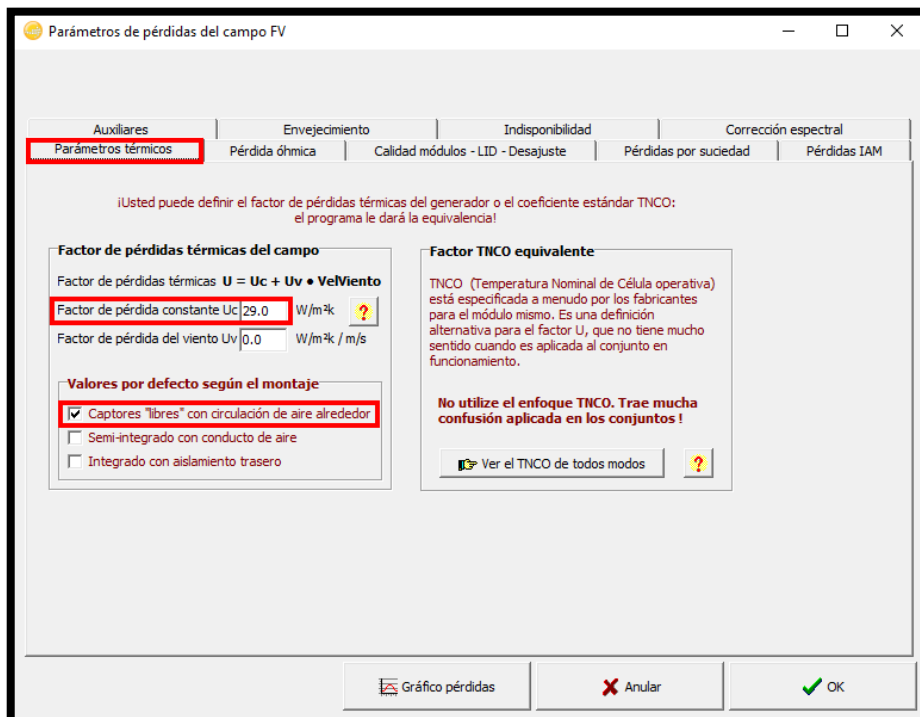


Fig. 11.29. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: parámetros térmicos.

Por no poder comprender como el programa calcula las pérdidas del lado de corriente continua, se consideró que esta resistencia es nula y se la tuvo en cuenta en las pérdidas por suciedad detalladas más adelante. Según información recabada en la planta piloto del LIC, se estimó que estas pérdidas son cercanas al 0,03%.

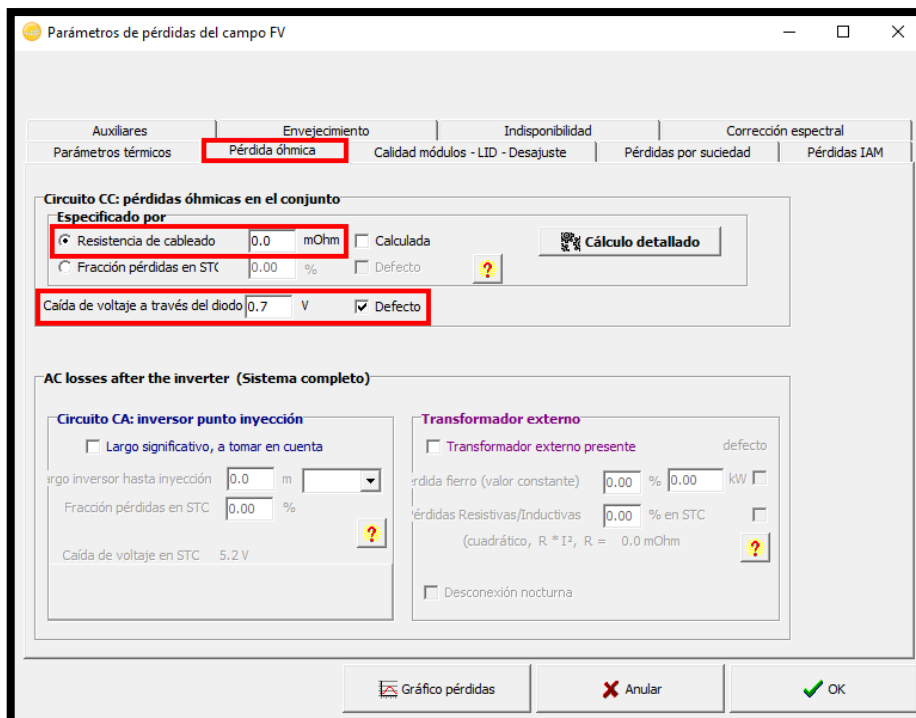


Fig. 11.30. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: pérdidas óhmicas del conjunto.

En la pestaña “Calidad módulos – LID – Desajuste” se deben determinar los siguientes cuatro parámetros:

Pérdida de eficiencia del módulo: es un parámetro que expresa la diferencia entre lo que genera realmente el panel y lo que el fabricante asegura. En este trabajo se consideró que los datos que establece el fabricante son 100% seguros.

Pérdidas de desajuste de los módulos: estas pérdidas tienen en cuenta que los paneles no son todos exactamente iguales, lo cual afecta al resto cuando estos son colocados en serie, ya que la corriente de toda una cadena es la menor corriente generada por uno de los paneles. A su vez estas varían dependiendo del funcionamiento del inversor (MPP o voltaje fijo). En este caso el inversor funciona con MPP y al ser un parámetro difícil de establecer, se utilizó el establecido por defecto (1%).

LID (del inglés *Light Induced Degradation*): PVsyst define a la degradación inducida por la luz como:

“...una pérdida de rendimiento que surge en las primeras horas de exposición al sol, con módulos cristalinos. Puede afectar el rendimiento real con respecto a los datos finales de las pruebas de flash de fábrica entregados por algunos proveedores de módulos fotovoltaicos.”

Al ser muy difíciles de determinar, se optó por utilizar el valor recomendado por el programa (2%).

Pérdidas de “desajuste” en los módulos: PVsyst define las pérdidas por diferencia en el voltaje de las cadenas como:

“...la diferencia entre la suma de todos los P_{mpp} de cada submódulo independiente y el P_{mpp} de las características de I/V resultantes del arreglo.”

Las cuales pueden deberse a:

- Diferencia en la longitud del cableado entre cadenas de módulos.
- Diferencia de temperatura entre paneles.
- Diferencia de la irradiancia en el caso de sistemas muy grandes.
- Cadenas con diferentes orientaciones.

Como en este caso la cadena es una sola y los paneles están dispuestos de manera contigua en la misma orientación, estas pérdidas son nulas.

Auxiliares	Envejecimiento	Indisponibilidad	Corrección espectral
Parámetros térmicos	Pérdida óhmica	Calidad módulos - LID - Desajuste	Pérdidas por suciedad Pérdidas IAM

Calidad módulos	Pérdidas de "desajuste" Módulos
Pérdida eficiencia módulo: 0.0 % <input type="checkbox"/>	Pérdidas de potencia en MPP: 1.0 % <input checked="" type="checkbox"/>
Desviación de la eficiencia efectiva media del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante. <input type="button" value="?"/> defecto	Pérdidas de func. en voltaje fijo: 2.5 % <input checked="" type="checkbox"/> No pertinente durante el funcionamiento MPPT
<input type="button" value="Cálculo detallado"/> <input type="button" value="?"/>	

LID - "Light Induced Degradation"	Strings voltage mismatch
Factor de pérdidas LID: 2.0 % <input checked="" type="checkbox"/>	Power Loss at MPP: 0.0 % <input type="checkbox"/>
Degradación de módulos de silicio cristalino, en las primeras horas de funcionamiento con respecto a los valores de producción STC. <input type="button" value="?"/> defecto	<input type="button" value="Estudio detallado"/> <input type="button" value="?"/> Default

Gráfico pérdidas | Anular | OK

Fig. 11.31. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: definición de distintas pérdidas.

Pérdidas por suciedad: estas contemplan la pérdida de eficiencia de los paneles por acumulación de polvo o heces de aves sobre estos. Para establecer un valor, se recurrió al trabajo final de grado “OPTIMIZACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA” realizado en el año 2017 por la Ingeniera Camila N. de Souza.

En su trabajo, la Ing. De Souza realizó, entre otras cosas, un estudio sobre el efecto de la suciedad en los paneles solares instalados en la Facultad de Ingeniería de la UNMdP, en el cual establece lo siguiente:

“Los paneles solares instalados en terrazas son tanto susceptibles a la acumulación de polvo como heces de aves...”

Del trabajo mencionado, se extraen las siguientes figuras donde se observa lo comentado:



Fig. 11.32. Suciedad acumulada en los paneles. Fuente: Camila N. De Souza.



Fig. 11.33. Paneles parcialmente cubiertos por polvo. Fuente: Camila N. De Souza.

Luego de un proceso de limpieza semanal durante los meses de mayo a diciembre del año 2015, la Ing. De Souza concluyó lo siguiente:

“...la limpieza de los paneles mejora la producción de energía en un 2,51% promedio...”

Dicho esto, para el presente trabajo se consideró un factor de pérdida anual de 3%, el cual es un caso desfavorable y que además incluye las pérdidas óhmicas en el lado de corriente continua por lo comentado anteriormente.

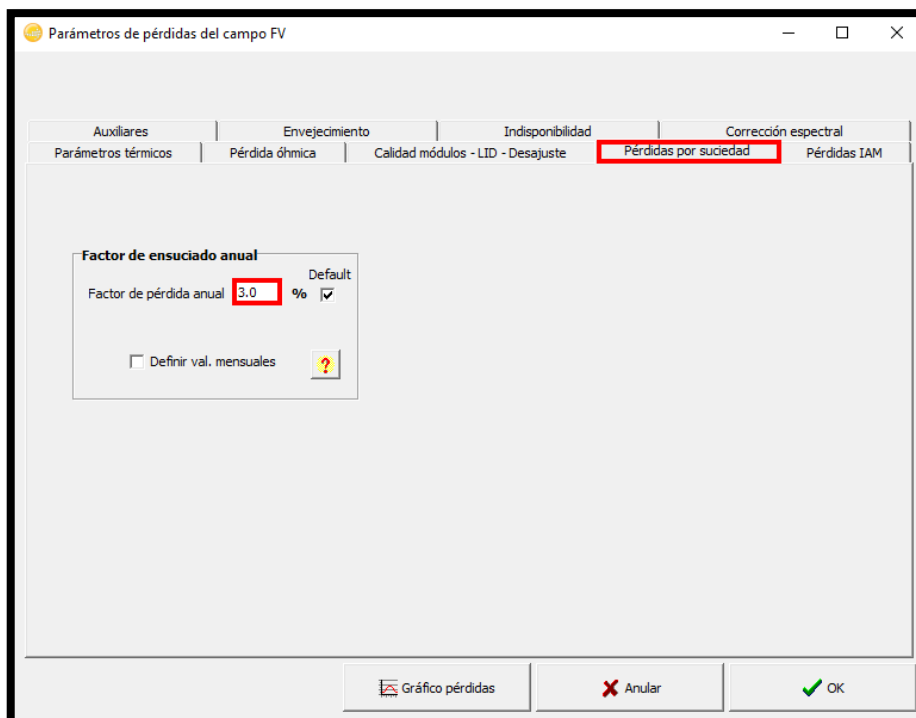


Fig. 11.34. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: pérdidas anuales por suciedad.

Pérdidas por envejecimiento: en el programa se establece lo siguiente:

“La degradación del módulo fotovoltaico da lugar a una pérdida progresiva de eficiencia, que caracterizaremos por un "factor de pérdida de degradación".”

En la Fig. 11.35 primero se ingresaron los valores de garantía que da el fabricante. Con estos, el programa calcula una degradación promedio anual que en este caso es de 0,7%. Como estos datos que establece el fabricante corresponden al límite más bajo de eficiencia, se optó por usar un valor un poco más alto (0,6%).

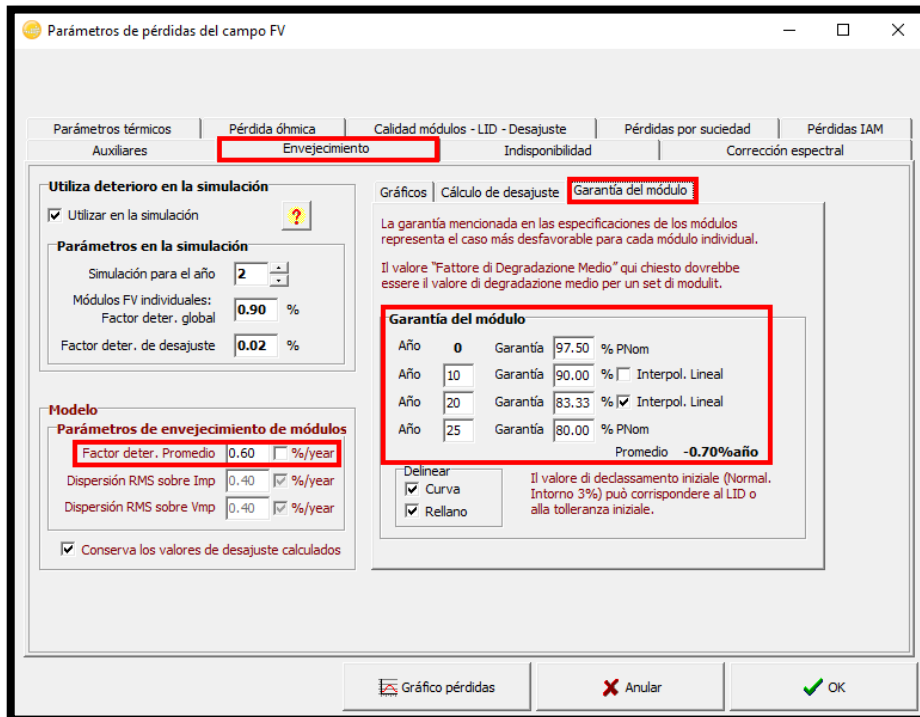


Fig. 11.35. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: garantía del módulo.

A partir del método estocástico Monte Carlo⁵, el programa estima un factor de desajuste que considera un envejecimiento desigual en los paneles. Este valor varía en cada año.

Como se cuenta con los datos de la energía generada durante los años 2016 y 2017 y los paneles fueron instalados en el año 2014, se debió simular la situación para cada uno de los años. PVsyst establece que al indicar la simulación para el año 3 por ejemplo, el programa realiza la simulación con un envejecimiento de 2,5 años. Por lo tanto, para nuestro caso, se simuló la instalación para los años 3 y 4.

⁵ Método no determinista usado para aproximar expresiones matemáticas complejas.

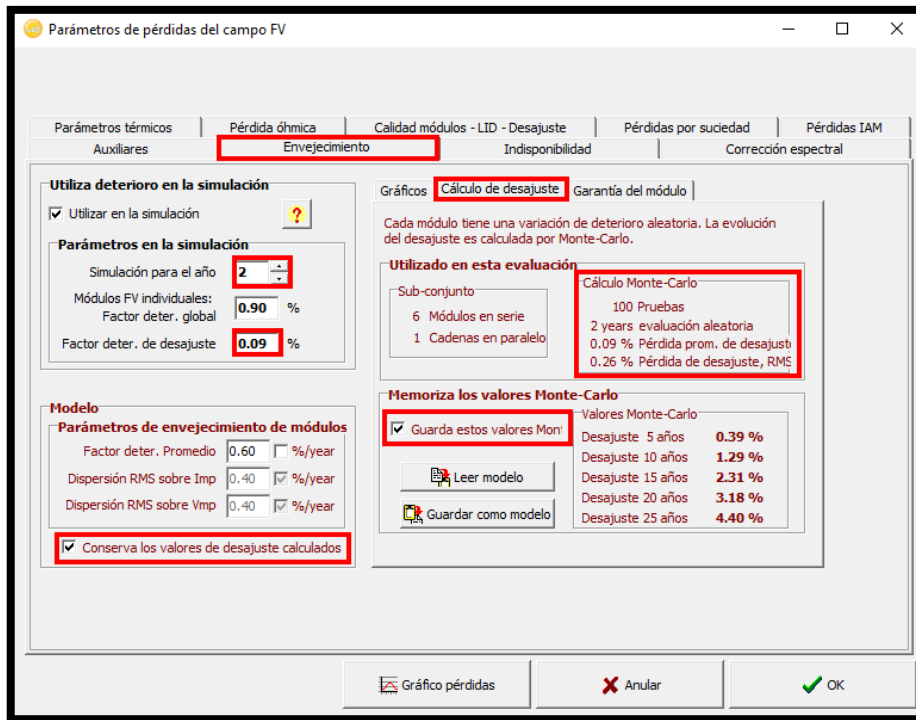


Fig. 11.36. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: cálculo de desajuste.

Ambos factores afectan a la curva de eficiencia representada en la curva naranja en la Fig. 11.37, donde se compara con la curva que da el fabricante como garantía.

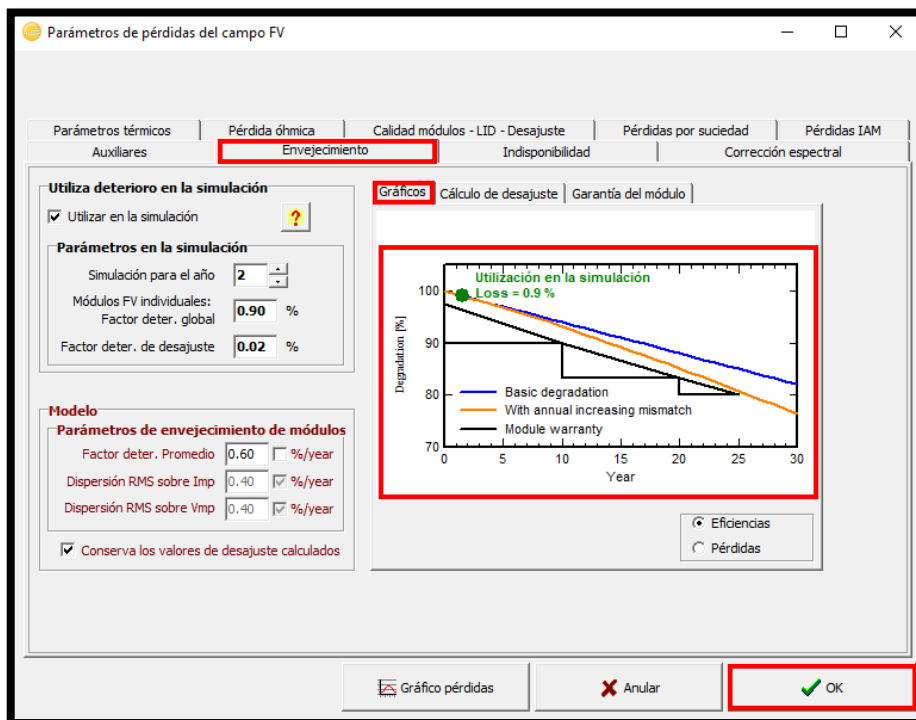


Fig. 11.37. FI – UNMDP: Pérdidas detalladas: envejecimiento: gráficos.

Una vez determinadas todas las pérdidas del sistema, se debe modelar en 3D la instalación con los edificios y estructuras mas cercanas a los paneles.

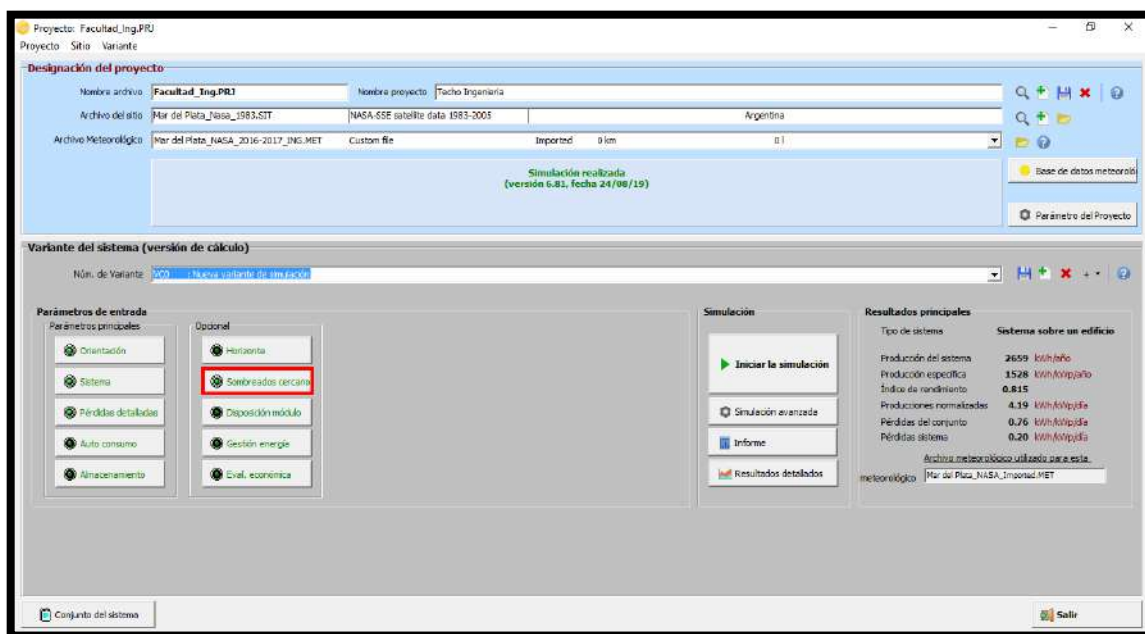


Fig. 11.38. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: sombreado cercano.

Dentro de “Sombreado cercano” se debe pulsar el botón “Construcción/Perspectiva”.

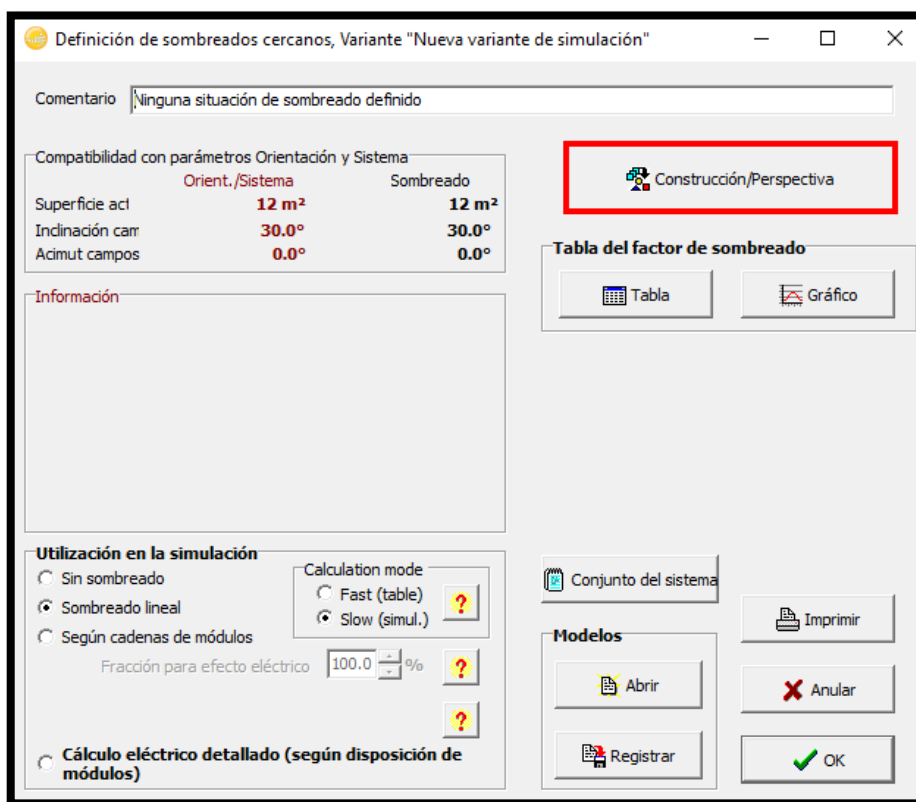


Fig. 11.39. FI – UNMDP: Sombreado cercano: construcción/perspectiva.

Con la ayuda de Google Earth Pro se tomaron las medidas de los edificios y algunas estructuras próximas a los paneles instalados y que podrían generar sombras en estos.

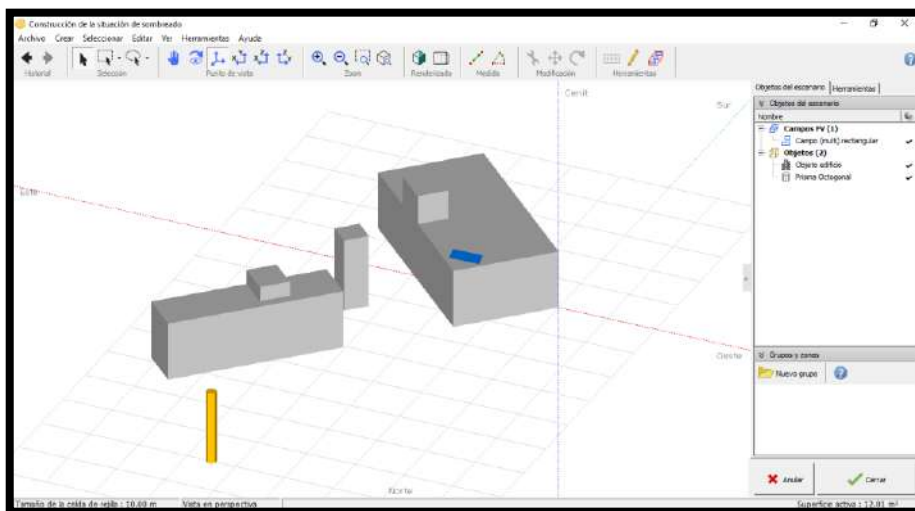


Fig. 11.40. FI – UNMDP: Sombreado cercano: vista 3D de las estructuras cercanas que pueden provocar sombreado.

Una vez modelada la instalación, el programa exige realizar la tabla del factor de sombreado.

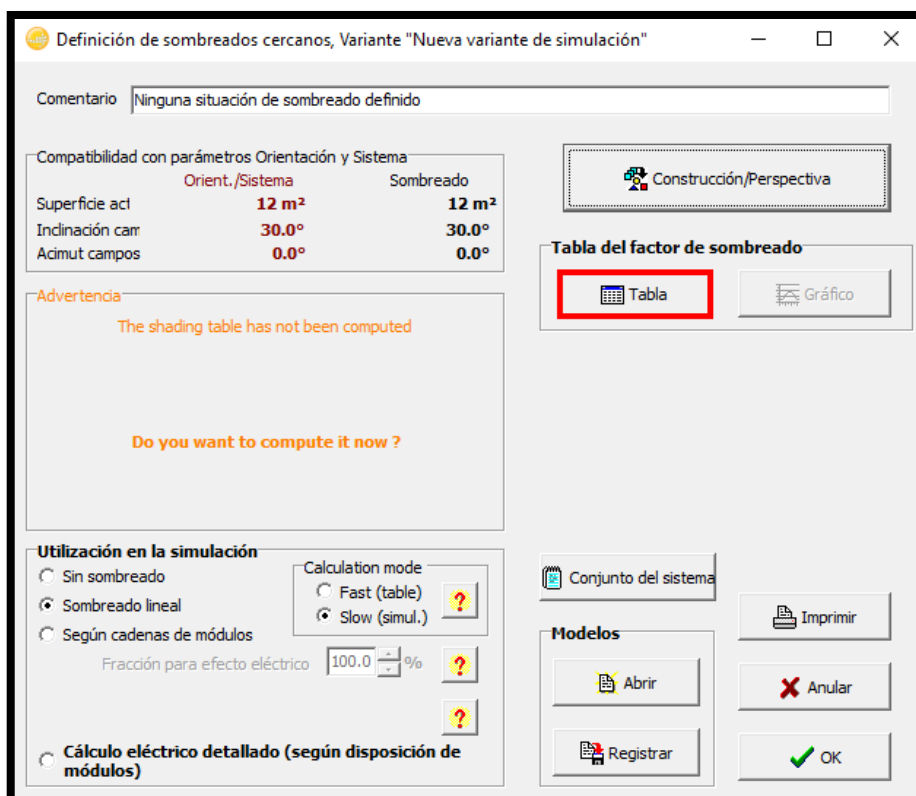


Fig. 11.41. FI – UNMDP: Sombreado cercano: tabla de sombreado.

Proyecto Facultad_Ing.PRI, Ninguna situación de sombreado definido

Cerrar Imprimir Exportar Ayuda

Status: Displaying generated tables Recompute

Orientación del plano: Plano Inclinado Fijo **Inclinación = 30°, Acimut = 0°**

Tabla del factor de sombreado (lineal), para el componente directo, Orient. #1

Acimut	-180°	-160°	-140°	-120°	-100°	-80°	-60°	-40°	-20°	0°	20°	40°	60°	80°	100°	120°	140°	160°	180°	
90°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
80°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
70°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
60°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
50°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
40°	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
30°	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
20°	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.000
10°	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Atrás
2°	Atrás	Atrás	Atrás	Atrás	0.000	1.000	0.000	0.055	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	Atrás

Factor de sombreado para difuso: 0.002 y para albedo: 0.019

Fig. 11.42. FI – UNMDP: Sombreado cercano: tabla de sombreado generada.

Al cerrar la tabla ya computada, se debe seleccionar la opción “Cálculo eléctrico detallado (según disposición de módulos)”.

Definición de sombreados cercanos, Variante "Nueva variante de simulación"

Comentario: Ninguna situación de sombreado definido

Compatibilidad con parámetros Orientación y Sistema

	Orient./Sistema	Sombreado
Superficie act	12 m ²	12 m ²
Inclinación cam	30.0°	30.0°
Acimut campos	0.0°	0.0°

Información

Utilización en la simulación

Sin sombreado
 Sombreado lineal
 Según cadenas de módulos

Fracción para efecto eléctrico: 100.0 %

Calculation mode

Fast (table) ?
 Slow (simul.) ?

Cálculo eléctrico detallado (según disposición de módulos)

Construcción/Perspectiva

Tabla del factor de sombreado

Conjunto del sistema

Modelos

Fig. 11.43. FI – UNMDP: Sombreado cercano: cálculo eléctrico detallado.

El siguiente paso es establecer la disposición de los módulos, es decir, la distribución que estos tendrán en cada área definida en el modelado 3D.

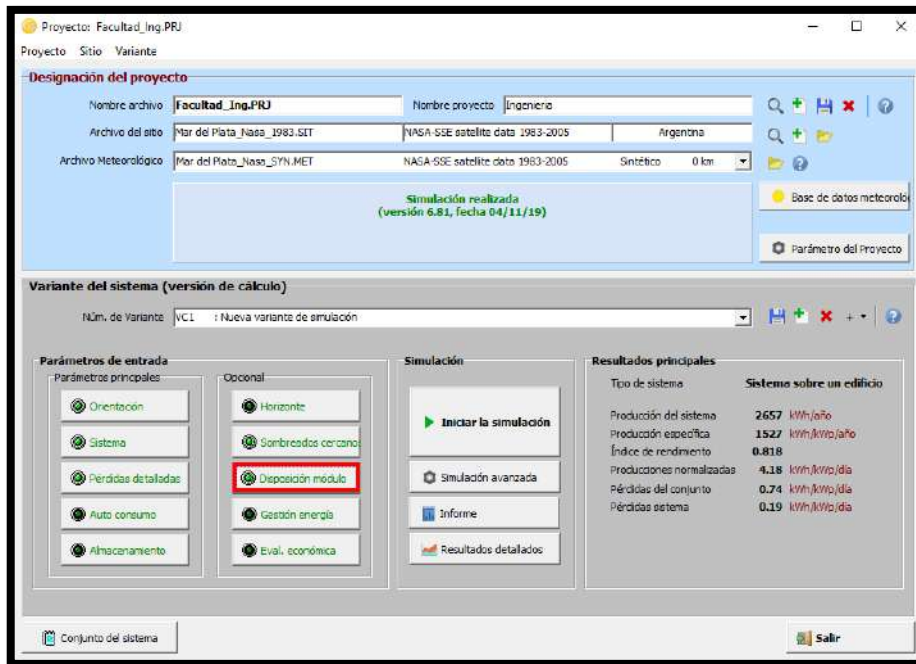


Fig. 11.44. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: disposición módulo.

En la Fig. 11.45 se observa la pantalla con la cual se definirá la disposición de los módulos. El rectángulo gris llamado “mesa”, representa el área donde se colocaron los 6 paneles en el modelado 3D.

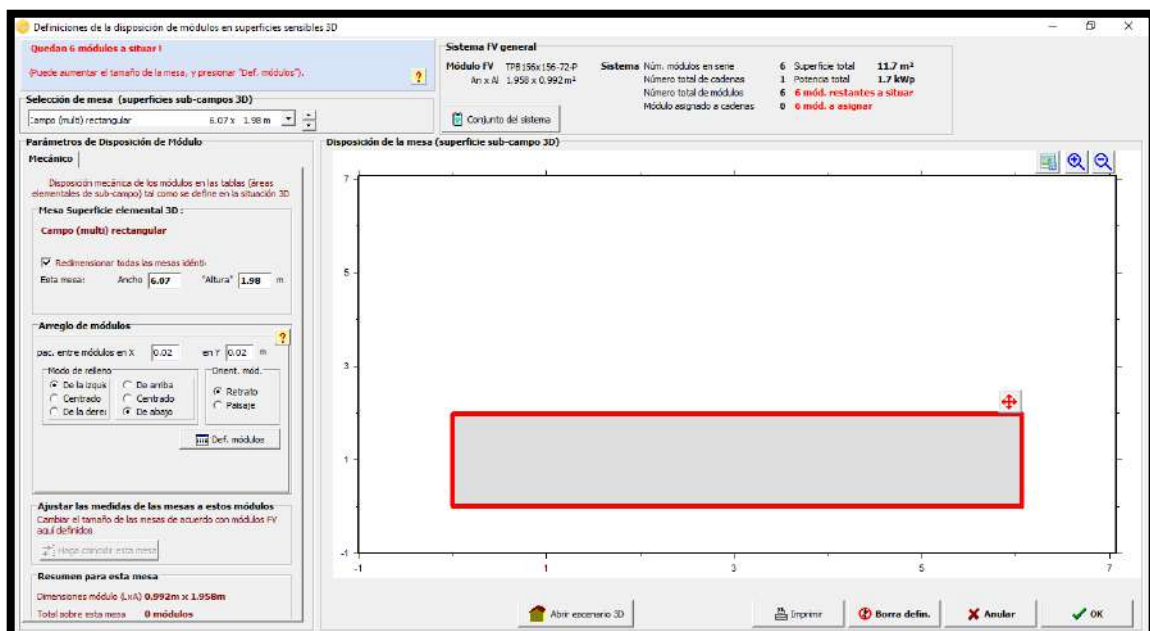
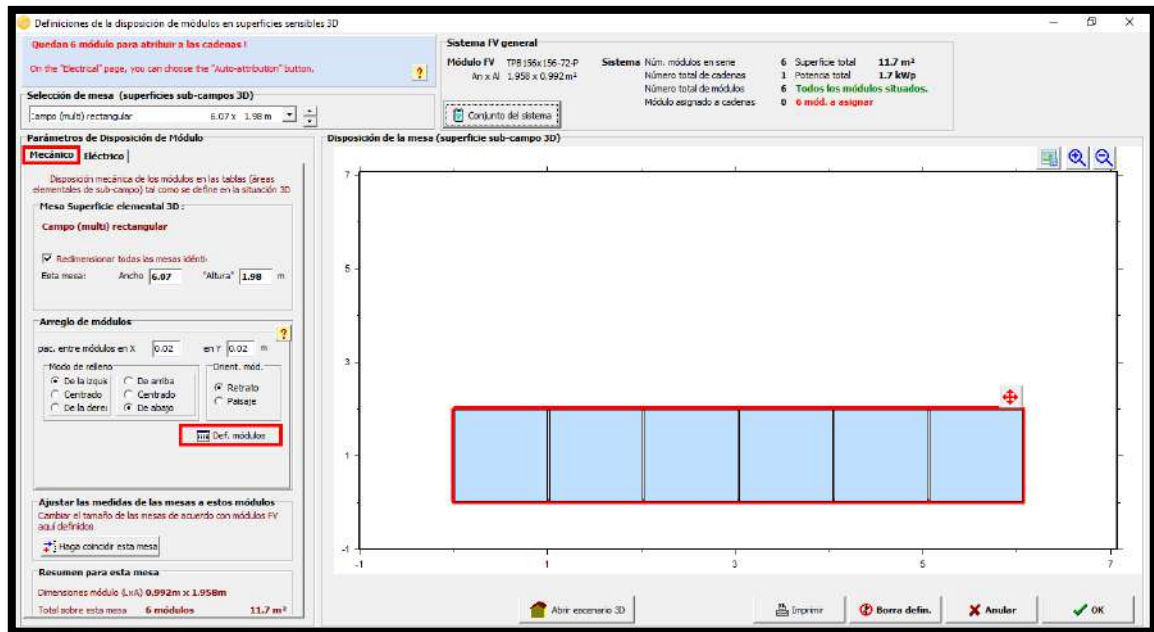


Fig. 11.45. FI – UNMDP: Disposición módulo: mecánico (disposición de la mesa).

Haciendo click izquierdo en la mesa se pueden colocar los módulos de una unidad o se pueden colocar todos de manera automática con el botón “Definir módulos”.



9

Fig. 11.46. FI – UNMDP: Disposición módulo: mecánico (disposición de los módulos).

Una vez colocados los módulos se habilita la pestaña “Eléctrico”. Dentro de ésta se pueden ver las cadenas de módulos definidas en el apartado “Sistema” (en este caso una sola cadena).

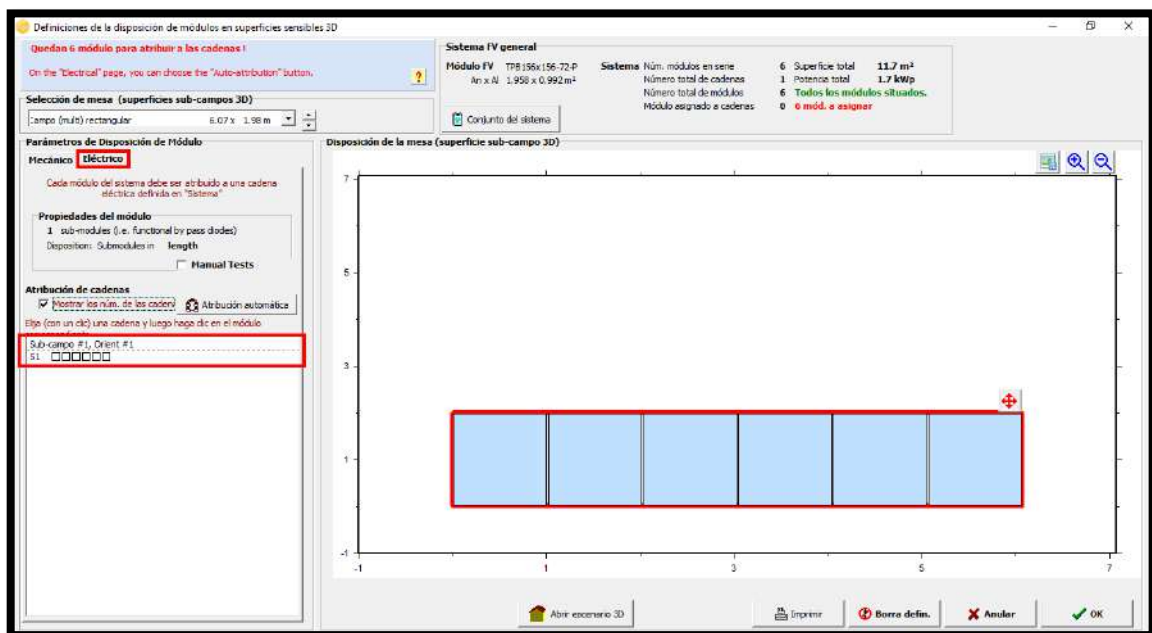


Fig. 11.47. FI – UNMDP: Disposición módulo: eléctrico (arreglo de paneles).

Pulsando con el click izquierdo en la cadena de módulos y luego en cada uno de los módulos de la mesa, se define la distribución de los paneles para la cadena seleccionada.

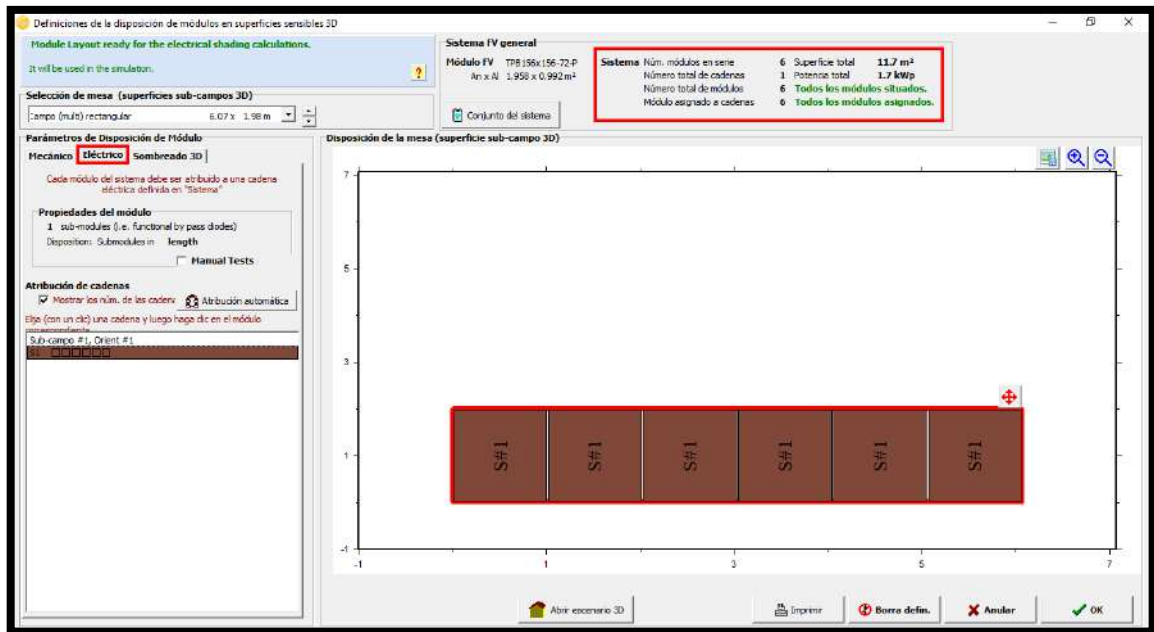


Fig. 11.48. FI – UNMDP: Disposición módulo: eléctrico (distribución del arreglo en la mesa).

En la Fig. 11.48 se observa que cada panel tiene un número y un color que muestra a que cadena pertenece, esto es útil cuando el sistema es más grande y se cuenta con muchas cadenas.

Una vez distribuidos todos los paneles se habilita una nueva pestaña denominada “Sombreado 3D” en la cual se pueden observar todos los factores que generen sombreado en los paneles para un determinado día.

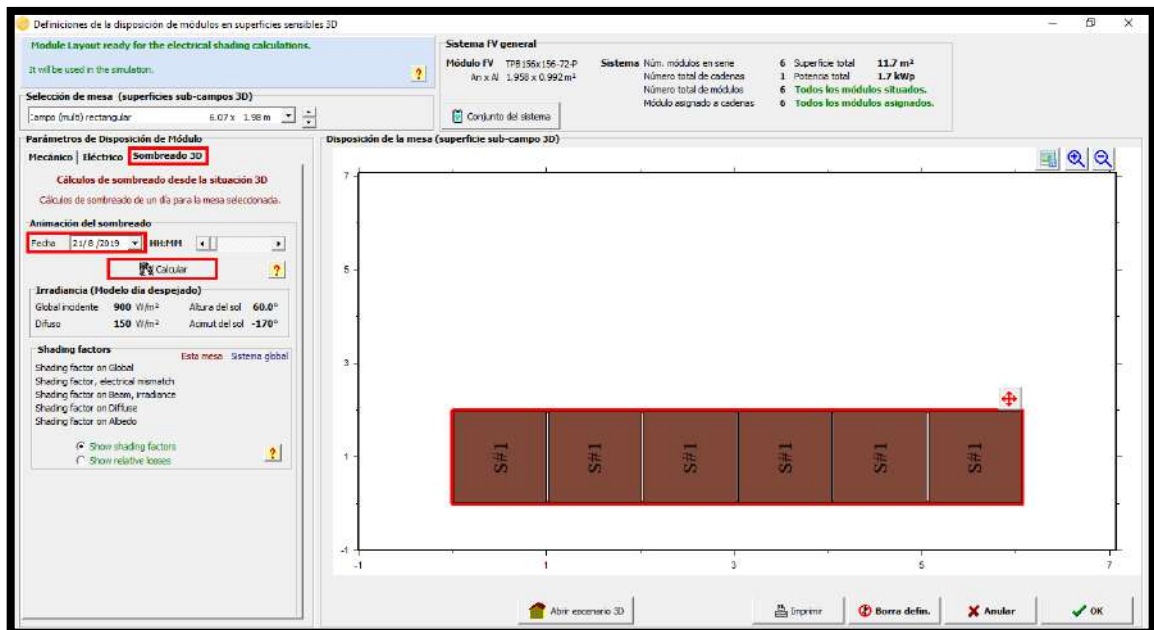


Fig. 11.49. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (animación de sombreado).

En la Fig. 11.50 se muestra, a modo de ejemplo, el sombreado generado por una estructura cercana a los paneles el día 21 de agosto del 2019 a las 7:45hs.

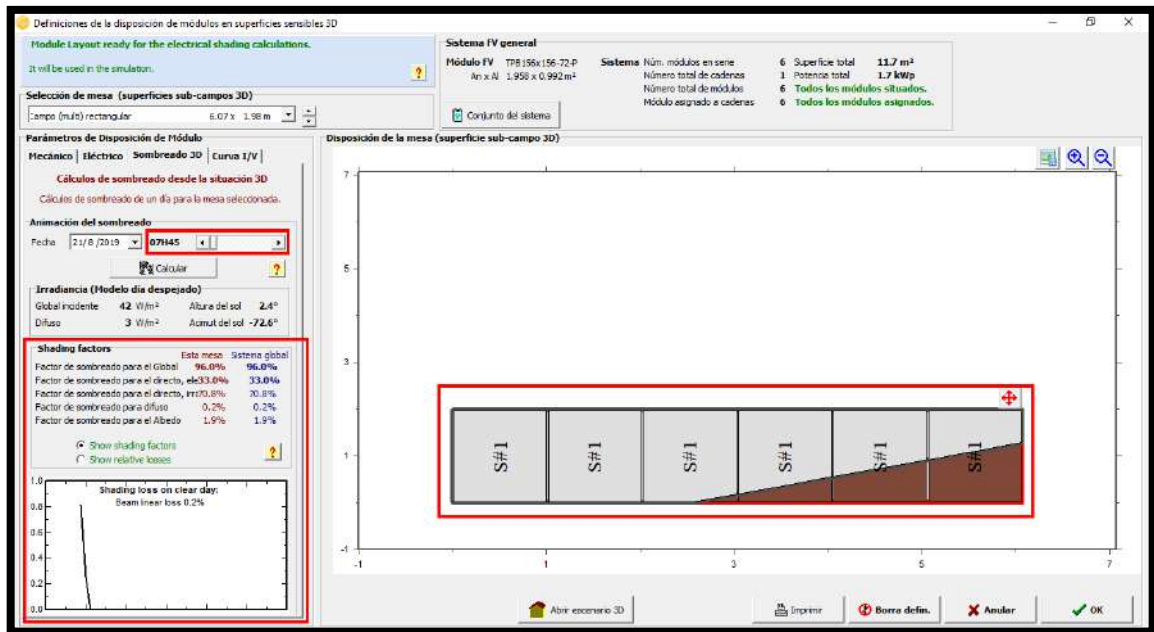


Fig. 11.50. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (vista del sombreado parcial en la fecha y el horario seleccionados).

Pulsando el botón “Abrir escenario 3D”, el programa permite ver la evolución del sombreado a lo largo del día seleccionado.

Para ver la sombra en las estructuras se debe seleccionar la opción “Vista realista” y para distinguir a que cadena pertenece cada panel la opción “Mostrar cadena de módulos”. Quedando la situación de sombreado como se observa en la Fig. 11.51.

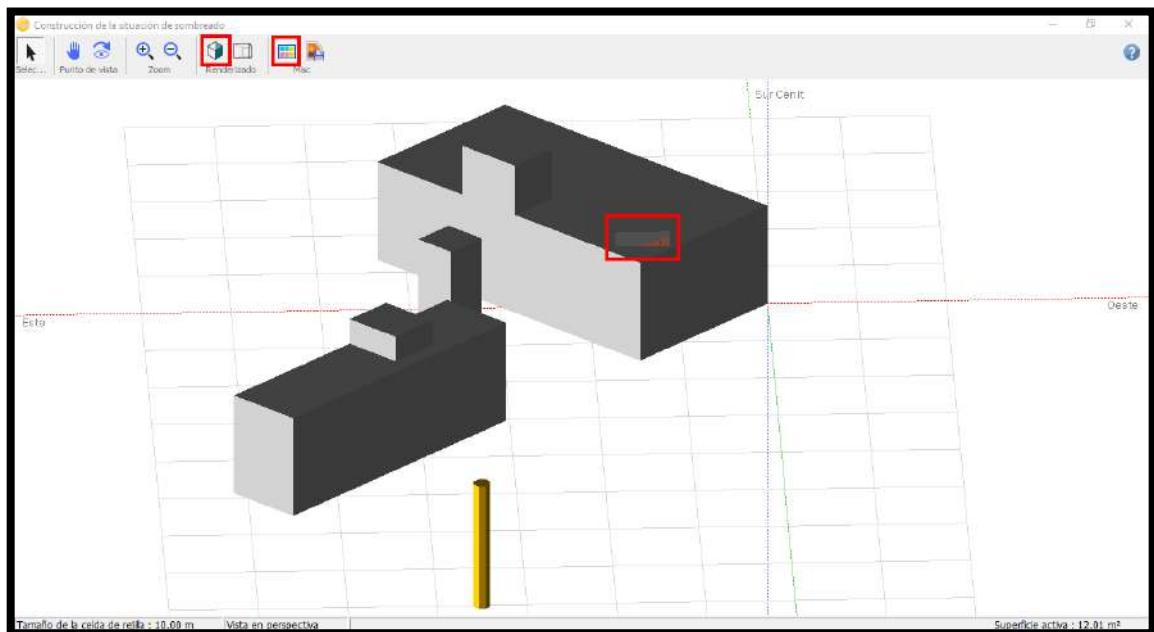


Fig. 11.51. FI – UNMDP: Construcción de la situación de sombreado (vista 3D de los paneles parcialmente sombreados a las 7:45hs).

A modo de ampliar el ejemplo de sombreado para el día seleccionado anteriormente, en la Fig. 11.52 y en la Fig. 11.53 se muestra la situación de sombreado a las 8:00hs.

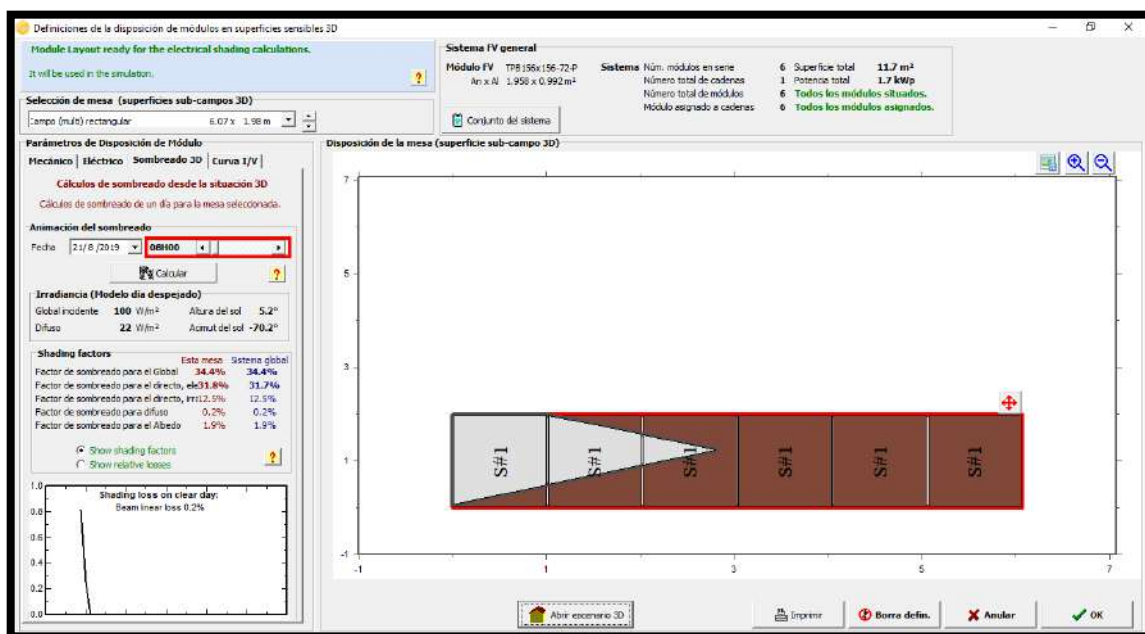


Fig. 11.52. FI – UNMDP: Disposición módulo: sombreado 3D (progresión del sombreado a las 8hs).

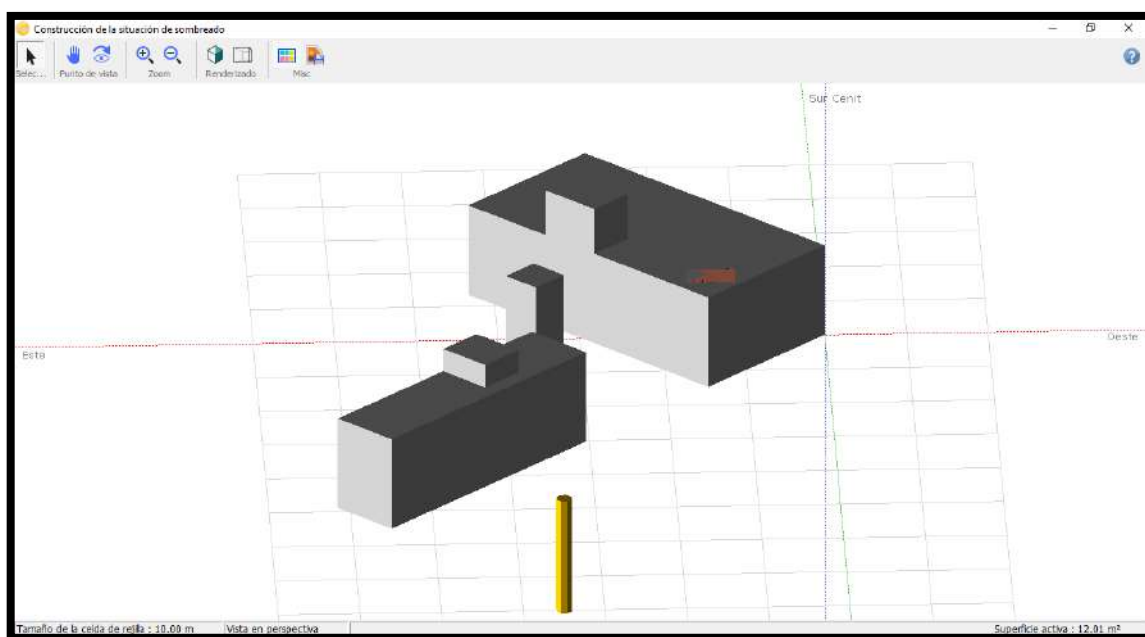


Fig. 11.53. FI – UNMDP: Construcción de la situación de sombreado (vista 3D de los paneles parcialmente sombreados).

Una vez ingresados todos los parámetros de la instalación se puede proceder a simular.

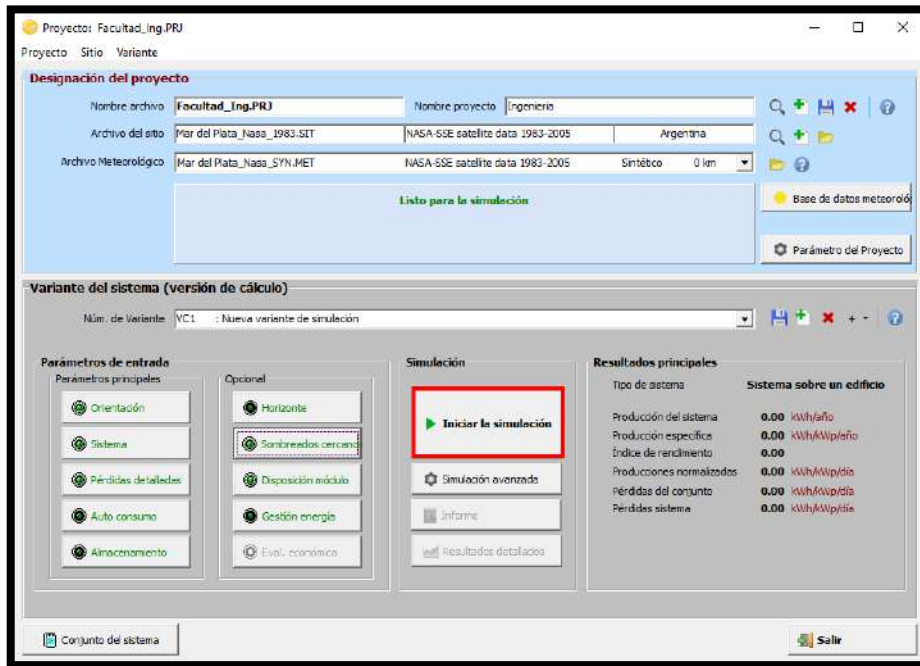


Fig. 11.54. FI – UNMDP: Pantalla principal del proyecto: simulación.

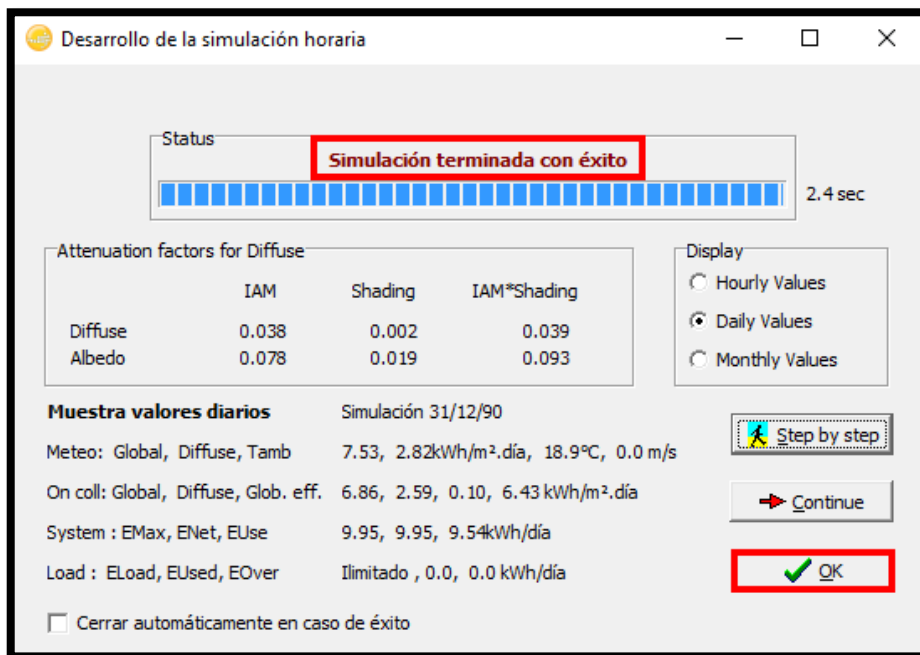


Fig. 11.55. FI – UNMDP: Desarrollo de la simulación horaria.

Un resumen de resultados aparece en la esquina inferior derecha de la pantalla de proyecto pero el programa también genera un informe con datos que el usuario puede elegir agregar o sacar a su gusto.

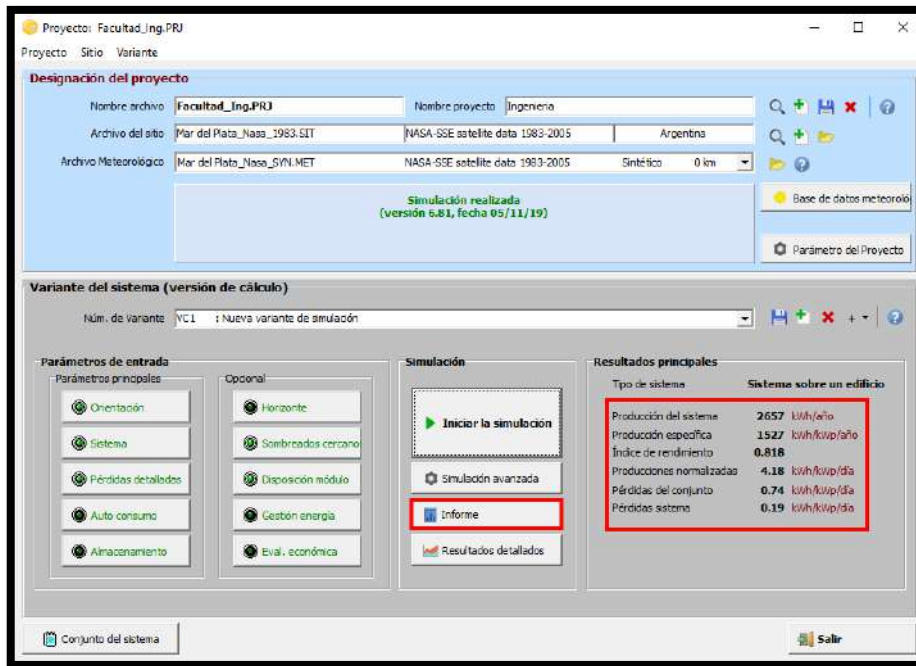


Fig. 11.56. FI – UNMDP: Resultados principales del proyecto.

Para esta instalación los resultados principales de la simulación se muestran en las siguientes figuras.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	
Enero	214.5	71.60	19.05	201.4	188.4	289.2	276.6	0.789
Febrero	173.9	54.60	19.13	179.5	168.3	260.3	250.3	0.802
Marzo	150.0	48.10	18.27	176.8	166.7	257.7	247.1	0.803
Abril	102.3	33.90	15.56	139.9	132.2	209.1	200.4	0.823
Mayo	73.5	25.40	12.87	115.2	109.0	175.9	167.6	0.836
Junio	56.1	20.70	10.44	94.0	89.0	145.7	138.3	0.845
Julio	65.4	22.90	8.99	106.8	101.2	166.8	158.5	0.853
Agosto	90.5	30.70	9.30	131.4	124.1	204.1	195.4	0.855
Septiembre	126.9	41.10	9.76	157.6	148.7	240.8	231.0	0.842
Octubre	165.8	57.70	12.08	177.9	167.2	267.6	256.1	0.827
Noviembre	194.4	66.90	14.41	185.3	173.2	273.7	261.9	0.812
Diciembre	221.3	74.10	17.12	202.0	188.8	294.4	281.8	0.802
Año	1634.6	547.70	13.89	1867.9	1756.7	2785.2	2665.2	0.820

Leyendas: GlobHor: Irradiación global horizontal
 DiffHor: Irradiación difusa horizontal
 T_Amb: Temperatura Ambiente
 GlobInc: Global incidente plano receptor
 GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray: Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid: Energía inyectada en la red
 PR: Índice de rendimiento

Fig. 11.57. FI – UNMDP: Resultados de la simulación para el año 3 (2016).

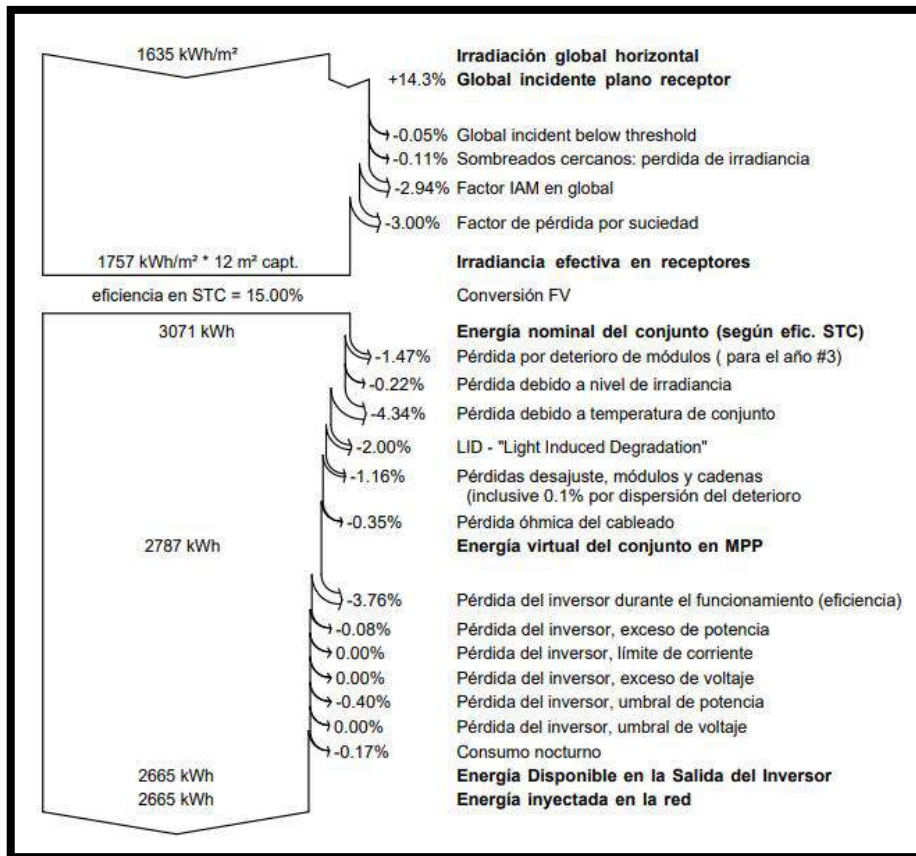


Fig. 11.58. FI – UNMDP: Detalle de pérdidas obtenidas en la simulación para el año 3 (2016).

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	214.5	71.60	19.05	201.4	188.4	287.3	274.8	0.784
Febrero	173.9	54.60	19.13	179.5	168.3	258.6	248.7	0.796
Marzo	150.0	48.10	18.27	176.8	166.7	256.1	245.4	0.798
Abril	102.3	33.90	15.56	139.9	132.2	207.7	199.1	0.818
Mayo	73.5	25.40	12.87	115.2	109.0	174.7	166.5	0.830
Junio	56.1	20.70	10.44	94.0	89.0	144.7	137.3	0.840
Julio	65.4	22.90	8.99	106.8	101.2	165.7	157.4	0.847
Agosto	90.5	30.70	9.30	131.4	124.1	202.7	194.1	0.849
Septiembre	126.9	41.10	9.76	157.6	148.7	239.3	229.6	0.837
Octubre	165.8	57.70	12.08	177.9	167.2	265.8	254.4	0.822
Noviembre	194.4	66.90	14.41	185.3	173.2	272.0	260.3	0.807
Diciembre	221.3	74.10	17.12	202.0	188.8	292.5	280.0	0.797
Año	1634.6	547.70	13.89	1867.9	1756.7	2767.2	2647.5	0.815

Legendas: GlobHor Irradiación global horizontal
 DiffHor Irradiación difusa horizontal
 T_Amb Temperatura Ambiente
 GlobInc Global incidente plano receptor
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_Grid Energía inyectada en la red
 PR Índice de rendimiento

Fig. 11.59. FI – UNMDP: Resultados de la simulación para el año 4 (2017).

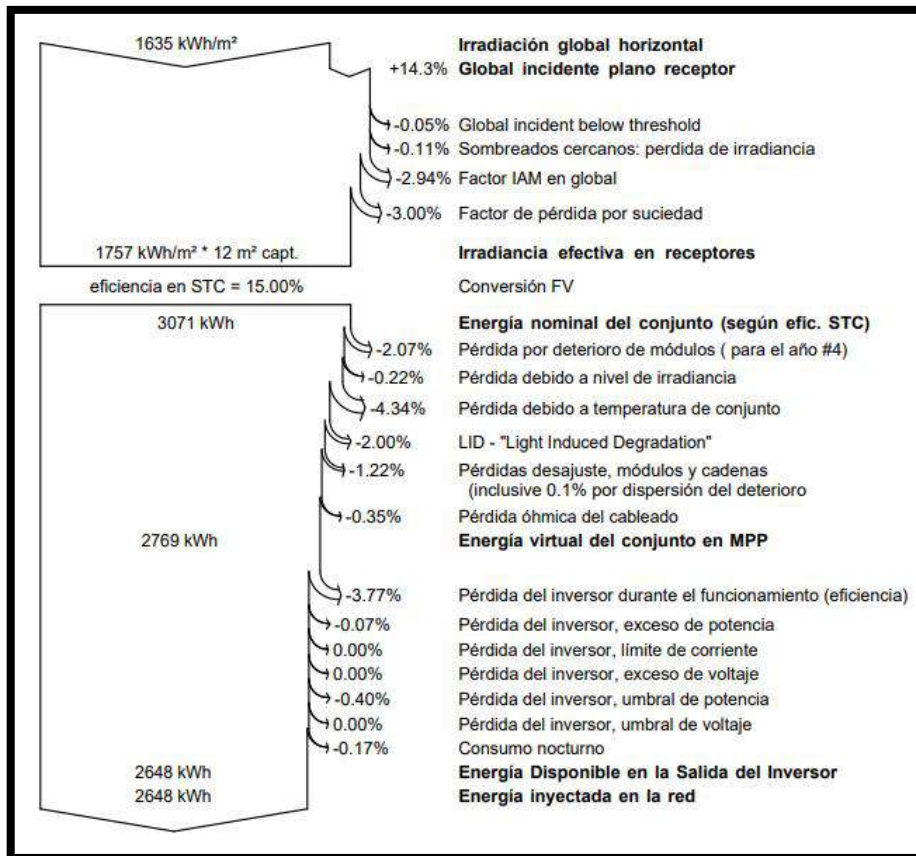


Fig. 11.60. FI – UNMDP: Detalle de pérdidas obtenidas en la simulación para el año 4 (2017).

12. ANEXO II: SIMULACIÓN COMPLEJO UNIVERSITARIO

Al igual que en el anexo anterior, para realizar la simulación en el complejo universitario, se ingresaron algunos datos al PVsyst. En el presente anexo se explica cómo se consideró cada uno de estos y los pasos realizados para llevar a cabo la simulación computacional.

12.1. PANELES SOLARES

Los paneles ya están en la base de datos, pero se verificó que todos los parámetros coincidan con los de la hoja de datos.

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Dimensiones y Tecnología | Parámetros modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo: TSM-320PD14 Fabricante: Trina Solar
Nombre arch: Trina_TSM_320PD14.PAN Origen datos: Manufacturer 2016
Parámetros definidos por el usuario Prod. desde 2015

Potencia nom: 320.0 Wp Tol. +/-: 0.0 1.6 % Tecnología: Si-poly

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia	GRef	1000	W/m ²	TRef	25	°C
Corriente de cortocircuito	Isc	9.100	A	Circuito abierto Voc	45.80	V
Punto Potencia Máximo	Impp	8.630	A	Vmpp	37.10	V
Coefficiente de temperatura	miIsc	4.5	mA/°C	Núm. células	72 en serie	
	o miIsc	0.049	%/°C			

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m ²	TOper	25	°C
Punto Potencia Máximo	Pmpp	320.4	W	Def. temperatura	-0.40	%/°C
Corriente Impp		8.58	A	Voltaje Vmpp	37.3	V
Corriente de cortocircuito	Isc	9.10	A	Circuito abierto Voc	45.8	V
Eficiencia	/ Sup. células	18.28	%	/ Sup. módulo	16.51	%

Resumen del modelo

Parámetros principales

R paral.	600 ohm
Rparal(G=0)	1200 ohm
R serie modelo	0.32 ohm
R serie máx.	0.41 ohm
R serie aparente	0.53 ohm

Parámetros modelo

Gamma	1.042
IoRef	0.43 nA
muVoc	-152 mV/°C
miPmáx fijado	-0.41 /°C

Importar desde tabla Exportar hacia tabla Imprimir Anular OK

Fig. 12.1. CUMB: Definición de un módulo FV: datos básicos.

La disposición de los diodos bypass no está especificada en la hoja de datos el fabricante. Como generalmente los diodos están colocados a lo largo, se seleccionó dicha disposición.

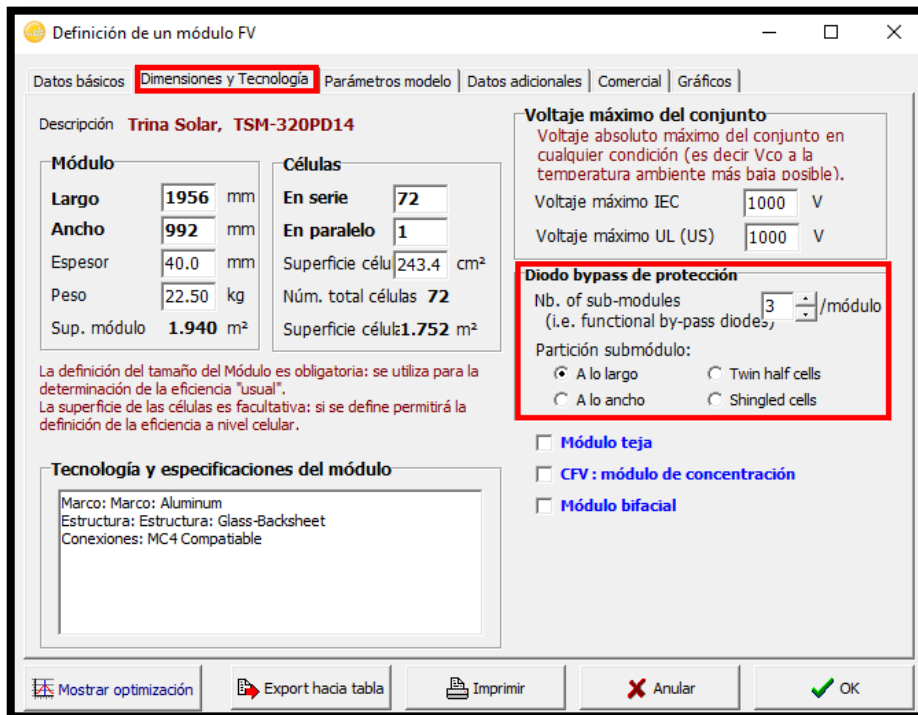


Fig. 12.2. CUMB: Definición de un módulo FV: dimensiones y tecnología.

Las resistencias serie y paralelo utilizadas en el modelo de un diodo no estaban definidas, por lo tanto se agregaron a partir de la comparación con otros paneles de características similares.

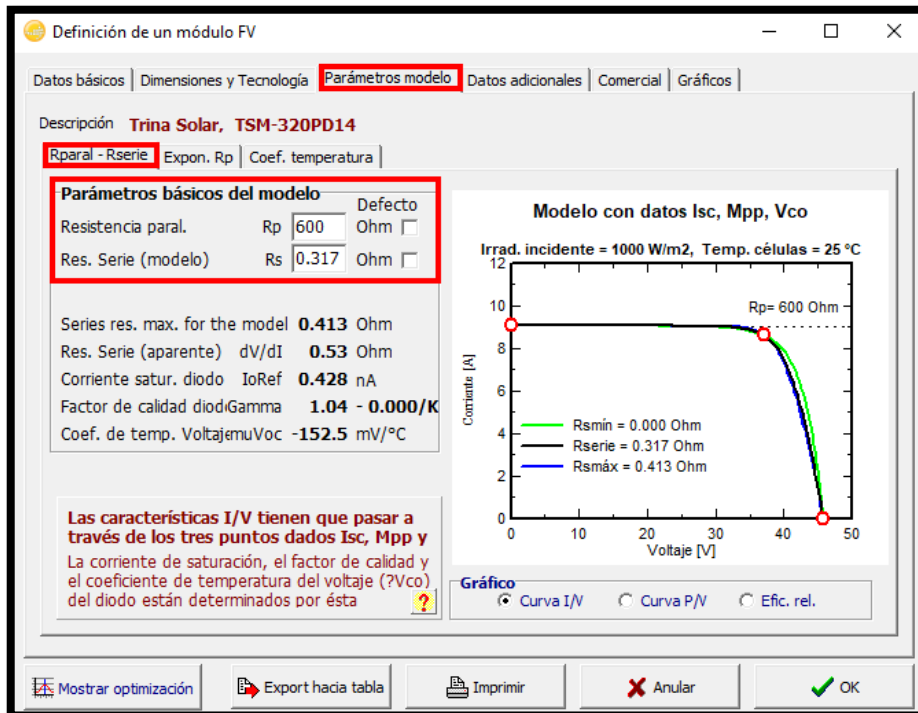


Fig. 12.3. CUMB: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: resistencias serie y paralelo.

El coeficiente de temperatura es otro parámetro que no estaba definido, pero este dato si está dado por el fabricante en la hoja de datos del panel.

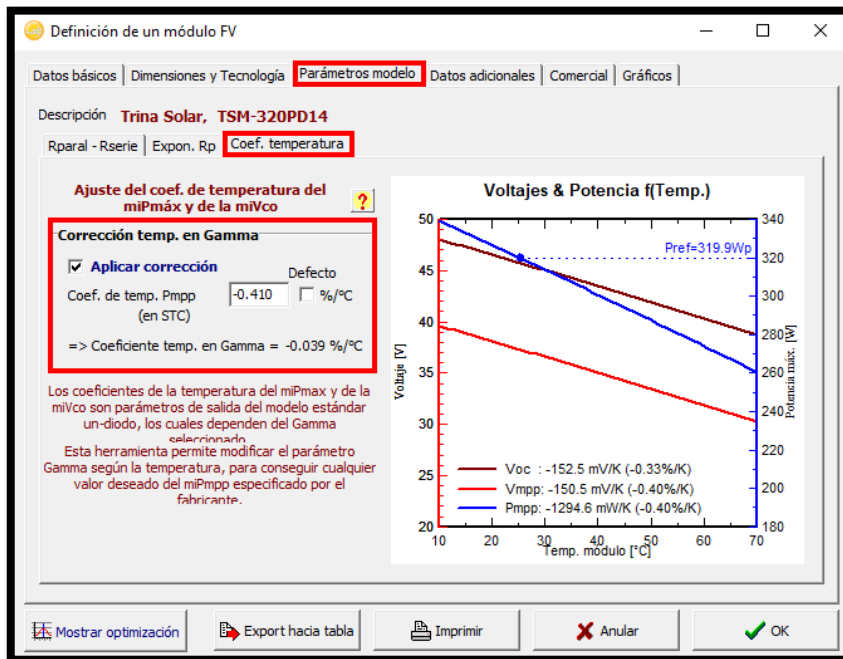


Fig. 12.4. CUMB: Definición de un módulo FV: parámetros del modelo equivalente del panel: coeficiente de temperatura.

En la pestaña datos adicionales se puede ingresar el IAM personalizado. En este caso este dato no estaba definido, pero según la hoja de datos, los paneles usados cuentan con un vidrio templado recubierto con material anti-reflectivo. La opción que contempla este tipo de vidrio es “AR coating”.

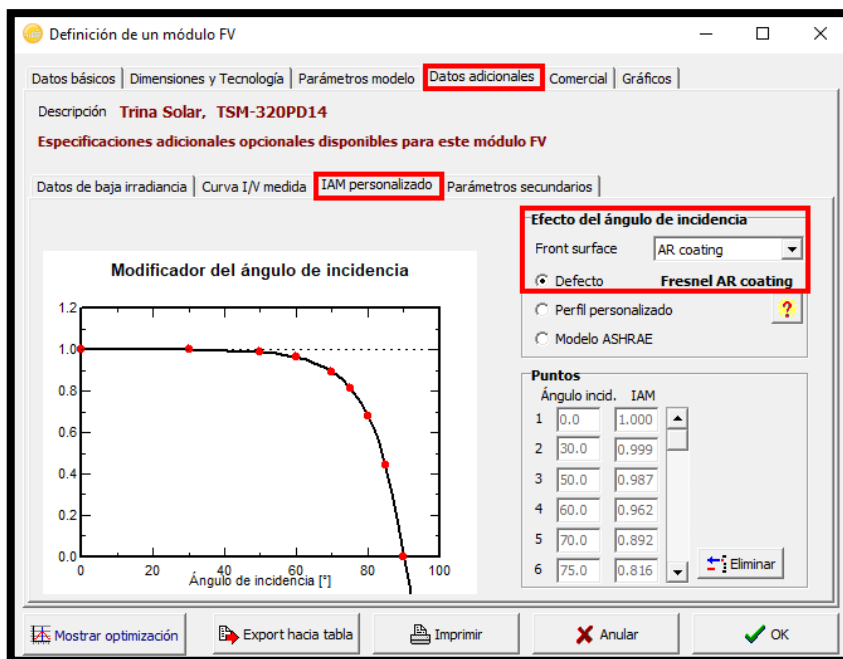


Fig. 12.5. CUMB: Definición de un módulo FV: datos adicionales: IAM personalizado.

Además de modificar el tipo de vidrio utilizado, se definió el coeficiente μV_{co} que el fabricante da como porcentaje de la tensión a circuito abierto.

$$\mu V_{co} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right]$$

$$\mu V_{co} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \cdot \frac{V_{co}}{100\%} = -0,32 \left[\frac{\%}{^{\circ}C} \right] \cdot \frac{45,8[V]}{100\%}$$

El valor ingresado es:

$$\mu V_{co} = -0,147 [V] = -147 [mV]$$

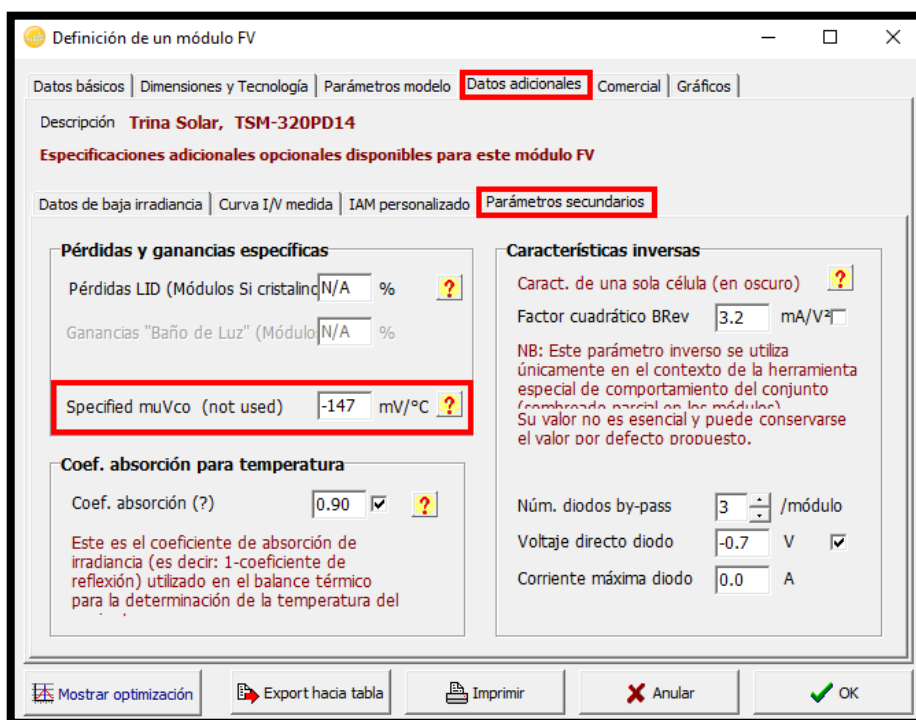


Fig. 12.6. CUMB: Definición de un módulo FV: datos adicionales: parámetros secundarios.

Una vez completada la información de los paneles, se realizó la misma acción con los inversores.

12.2. INVERSORES

En la pestaña parámetros principales todos los valores coinciden con los que da el fabricante pero la casilla de la “Eficiencia definida para 3 voltajes” no estaba activada, esto es útil en la siguiente pestaña “Curva de eficiencia”.

Definición de un inversor para la red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Dimensiones y Tecnología

Modelo: SolarLake 10000TL-PM | Fabricante: SolarLake

Nombre archivo: SolarLake10000TL-PM.OND | Origen de datos: Manufacturer 2015

Parámetros definidos por el usuario | Prod. desde 2010

Lado entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo	450	V
Voltaje mín. para Pnom	N/A	V
Maximum current per MPPT	N/A	A
Voltaje MPP nominal	620	V
Voltaje MPP máximo	800	V
Voltaje FV máx. absoluto	1000	V
Umbral de la potencia	50	W

Especificación contractual, sin significado físico verdadero. ? Obligatorio

Potencia nominal FV	10.5	kW
Potencia máxima FV	N/A	kW
Corriente máxima FV	N/A	A

Lado salida (Red CA)

Monofásico | Frecuencia: 50 Hz, 60 Hz

Trifásico | Bifásico

Voltaje de Red	230	V
Potencia nominal CA	10.0	kW
Potencia máxima CA	10.0	kW
Corriente CA nominal	8.7	A
Corriente CA máxima	14.5	A

Eficiencia

Eficiencia máxima	97.97 %
--------------------------	---------

Eficiencia definida para 3 voltajes

Export hacia tabla | Imprimir | Anular | OK

Fig. 12.7. Parámetros principales del inversor SolarLake 10000TL-PM.

Al activar la casilla comentada, en la pestaña “Curva de eficiencia” se le permite al usuario ingresar los valores de eficiencia en función de la potencia de entrada.

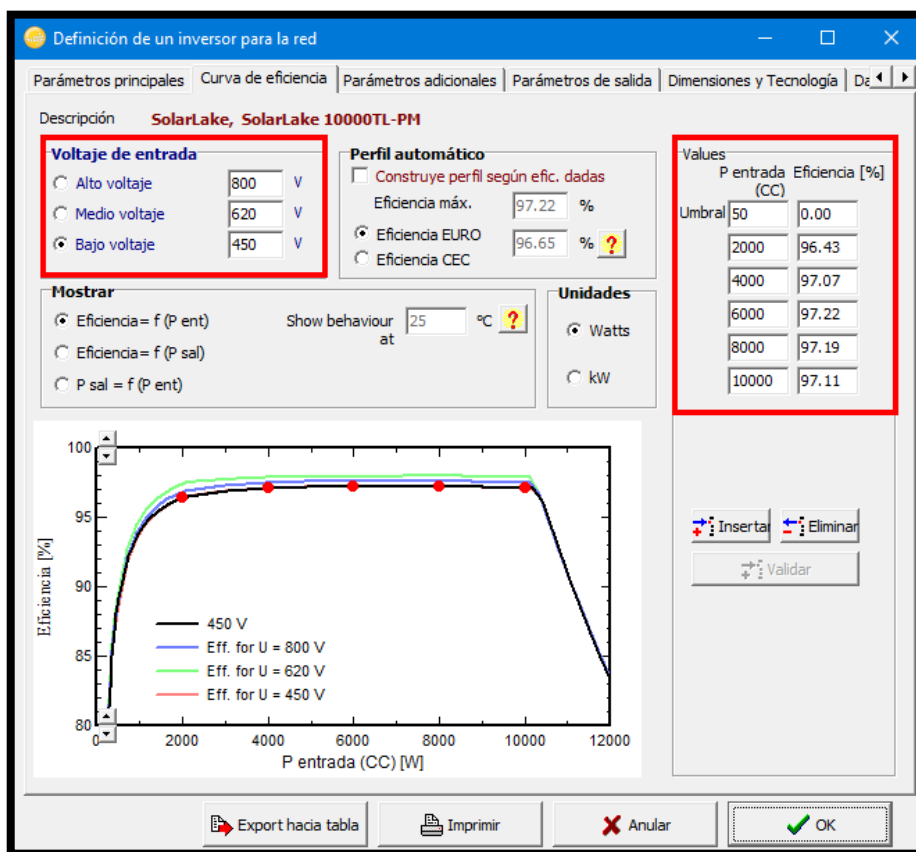


Fig. 12.8. CUMB: Definición de un inversor: curva de eficiencia.

En la hoja de datos del inversor utilizado se muestran las curvas de eficiencia para el rango de voltajes que utiliza el MPP (Fig. 12.9). A partir de estas curvas, se volcaron los valores de eficiencia en el programa, tal como se muestra en la Fig. 12.8.

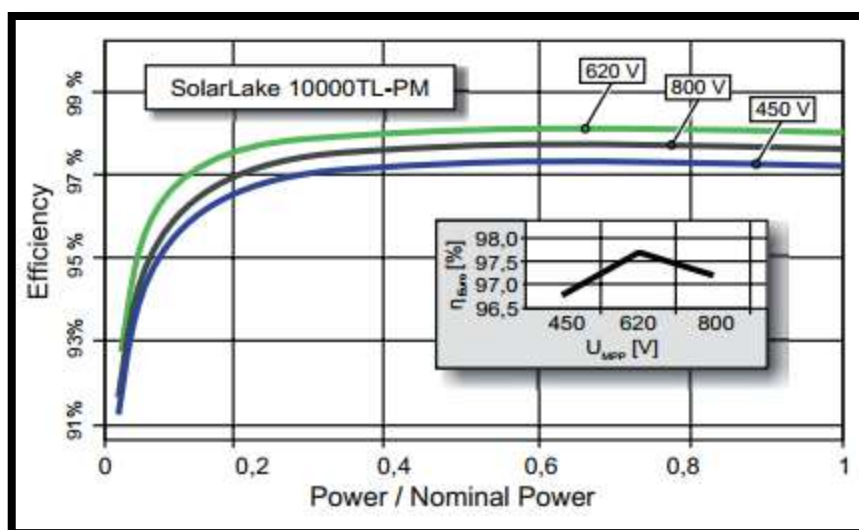


Fig. 12.9. Curvas de eficiencia del inversor SolarLake 10.000TL-PM.

En la siguiente figura se muestra la pestaña “Parámetros adicionales”, en la cual todos los datos eran correctos.

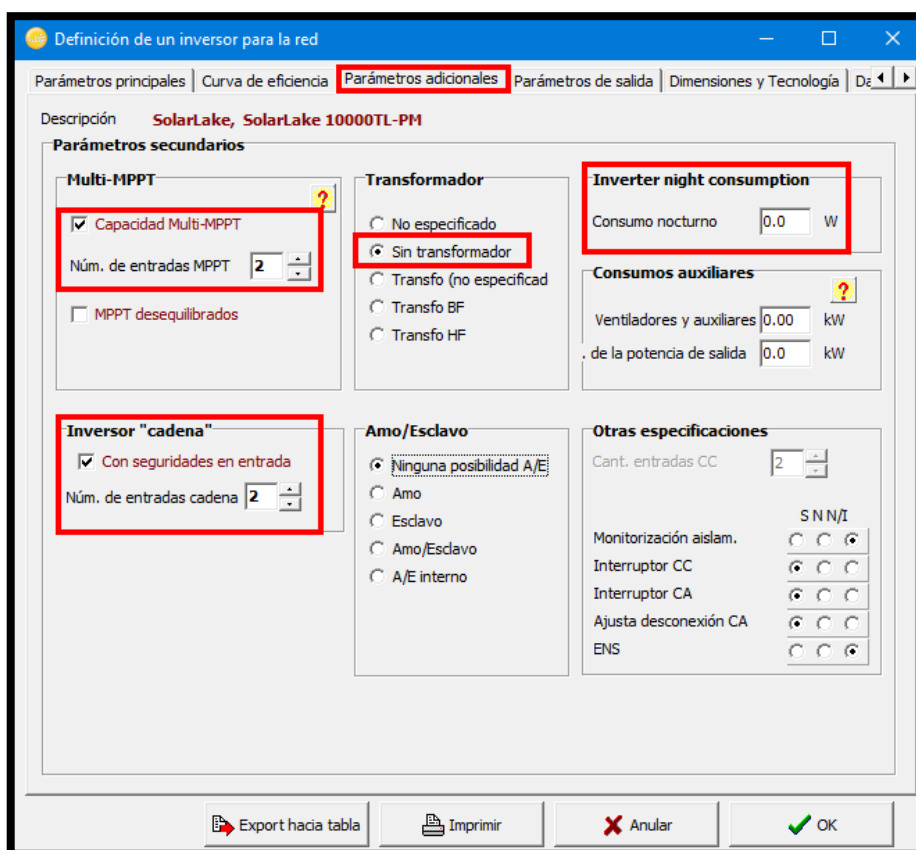


Fig. 12.10. CUMB: Definición de un inversor: parámetros adicionales.

Finalmente, en la pestaña “Dimensiones y Tecnología” se definieron las condiciones de funcionamiento del inversor.

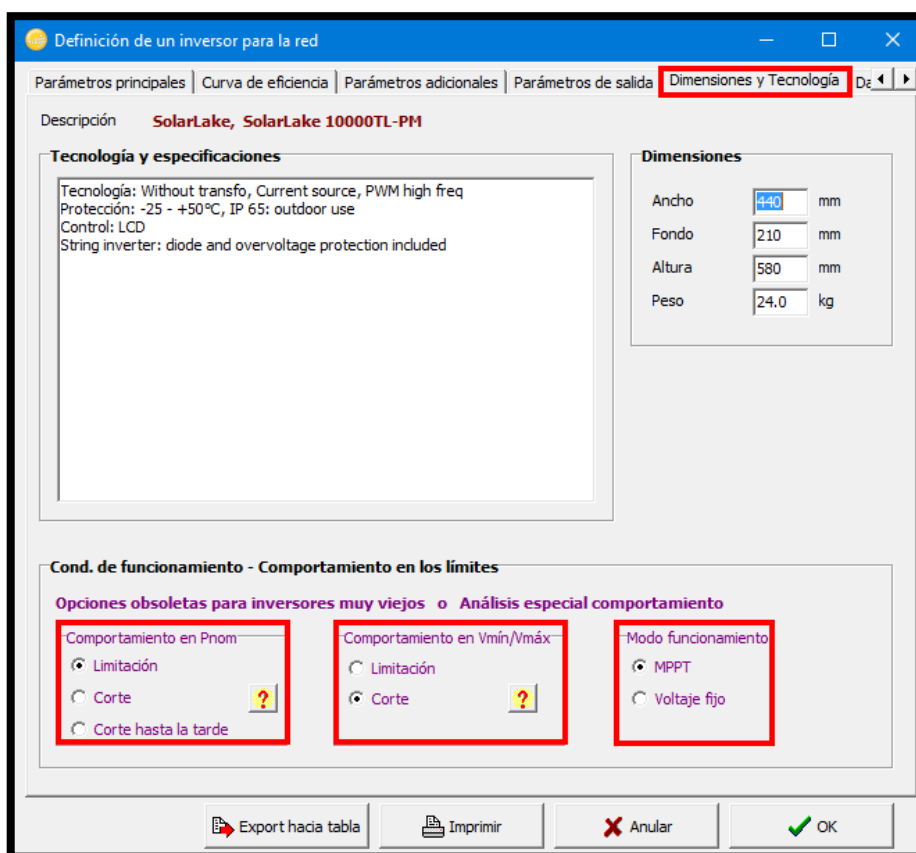


Fig. 12.11. CUMB: Definición de un inversor: dimensiones y tecnología.

El comportamiento en potencia nominal se refiere a la acción que realiza el inversor cuando se supera la potencia que este puede aportar. El fabricante no establece este comportamiento, pero por ser un inversor moderno, se asume que se limita la potencia.

El comportamiento en $V_{mín}/V_{máx}$ refiere a la acción que realiza el inversor cuando el voltaje es menor a $V_{mín}$ (450[V]) o mayor a $V_{máx}$ (1000[V]). El fabricante no establece este comportamiento, pero para considerar el peor caso, se asume que se corta el suministro.

El modo de funcionamiento si es dado por el fabricante y este es MPPT.

12.3. USO DEL PVSYST

Los pasos realizados en las simulaciones son iguales a los ya explicados en el [Anexo I](#), sin embargo, a continuación se explican algunas diferencias:

- Pérdidas por suciedad: se tomó un valor de 5% en el cual también se tienen en cuenta las pérdidas en los conductores de CC.
- Envejecimiento: no se tuvo en cuenta en las simulaciones hasta la simulación final, en la cual se calculó la energía generada durante 30 años para el caso de la separación óptima.
- Inclinación: como se observa en la Fig. 11.25, los paneles inclinados 30° presentan una pérdida con respecto a la inclinación óptima de -0,6%. De acuerdo al programa y a otros proyectos de grado mencionados en el presente trabajo, la inclinación óptima para la correspondiente ubicación, es de 35°.

Además, algo que no se tuvo en cuenta en el caso de la simulación de la Facultad de Ingeniería (por ser una instalación existente), es la cantidad de paneles en serie permitidos por el inversor, lo cual depende de 2 tensiones, la de circuito abierto (V_{oc}) y la de máxima potencia (V_{mpp}). La primera, de acuerdo a la norma IEC, debe ser menor a 1000 [V], sin embargo, se toma esta tensión como 800 [V] por cuestión de seguridad. La segunda debe ser mayor a la mínima tensión de funcionamiento requerida por el inversor, en este caso $V_{min} = 450[V]$.

A su vez, estas dos tensiones dependen de las condiciones de funcionamiento ya planteadas anteriormente en la sección de parámetros del proyecto (Fig. 11.23).

Por lo dicho anteriormente, las condiciones a cumplir son las siguientes:

$$V_{oc} \leq 800 [V]$$

$$V_{mpp} \geq 450 [V]$$

En la siguiente figura se puede apreciar que en base a dichas condiciones, el programa limita la conexión de cada arreglo entre 14 y 20 paneles.

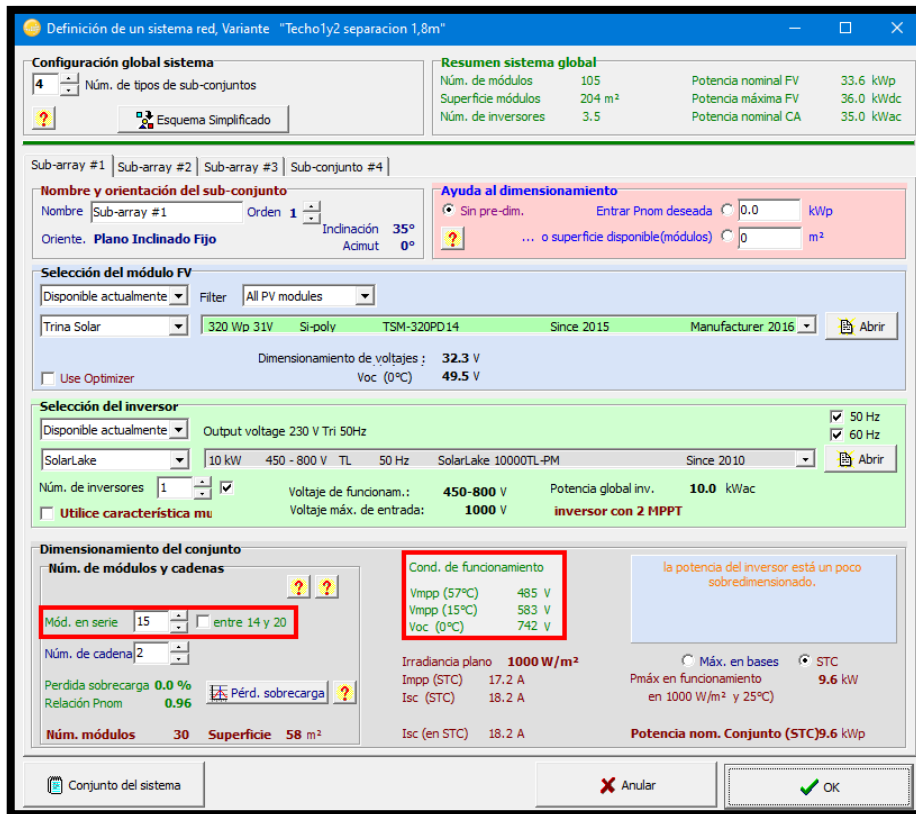


Fig. 12.12. CUMB: Definición del conjunto a utilizar: condiciones de funcionamiento.

A continuación se exponen las 2 tensiones mencionadas para cada arreglo entre 14 y 20 paneles en serie.

Cantidad de paneles conectados en serie	$V_{mpp}(57^\circ)$	$V_{oc}(0^\circ)$
14	453	693
15	485	742
16	518	792
17	550	841
18	582	891
19	615	940
20	647	989

Tabla 12.1. Tensiones límite en función de la cantidad de paneles conectados en serie.

Se puede apreciar que con menos de 15 paneles, la tensión V_{mpp} se encuentra en el límite de funcionamiento y a partir de más de 16 paneles, la tensión V_{oc} supera el límite establecido. Es por esto que en este proyecto sólo se considera la conexión en serie de 15 o 16 paneles.

Al determinar la separación óptima para cada etapa, se debe realizar una simulación final en la cual se calcula la energía producida cada año durante 30 años, para luego incluirla en los cálculos de la evaluación económica. Para ello, el programa incluye una herramienta que facilita esto.

En la ventana principal del proyecto, se debe seleccionar “Simulación avanzada”.

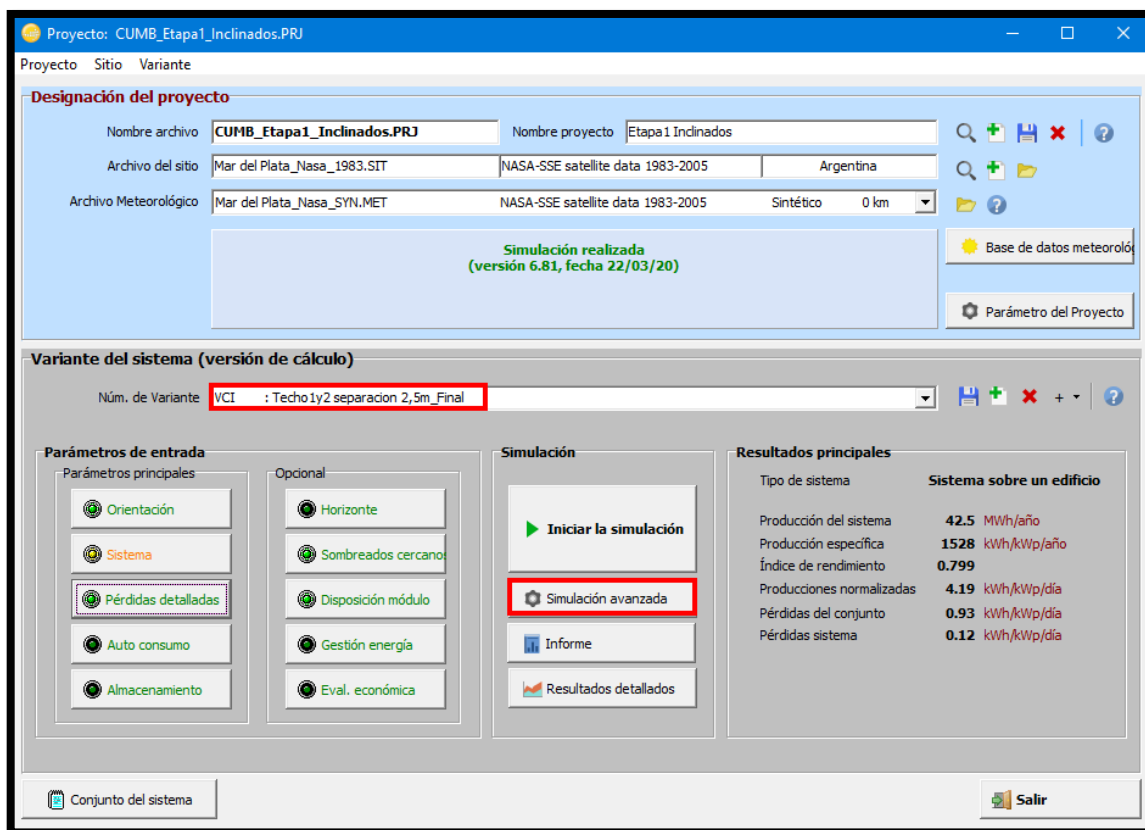


Fig. 12.13. CUMB: Pantalla principal del proyecto: Simulación avanzada.

Y en la nueva ventana, elegir la “Herramienta de envejecimiento”.

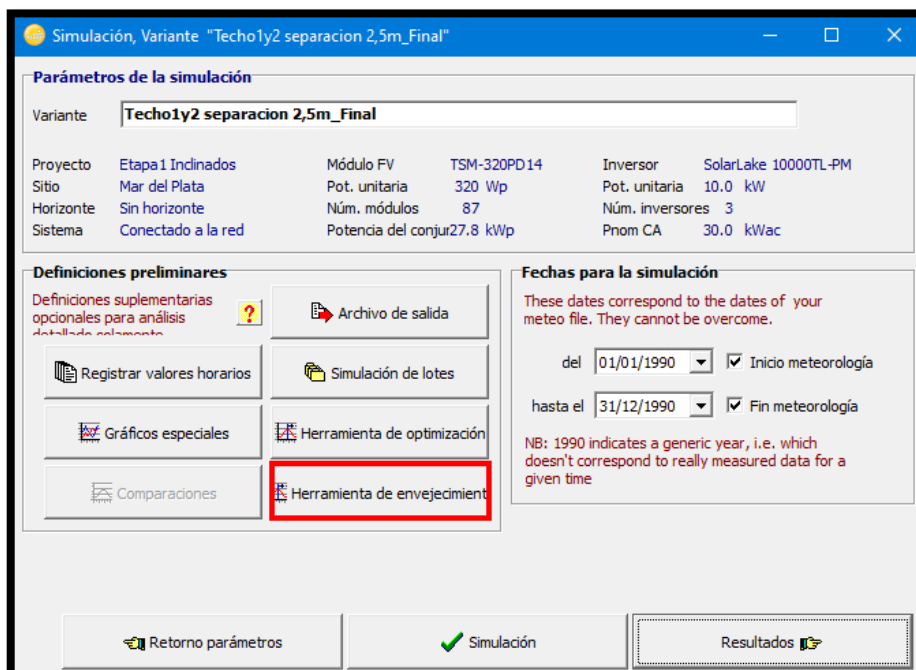


Fig. 12.14. CUMB: Simulación avanzada.

Allí se especifica la duración de la simulación, pero primero se deben definir todos los parámetros relacionados al envejecimiento de los paneles.

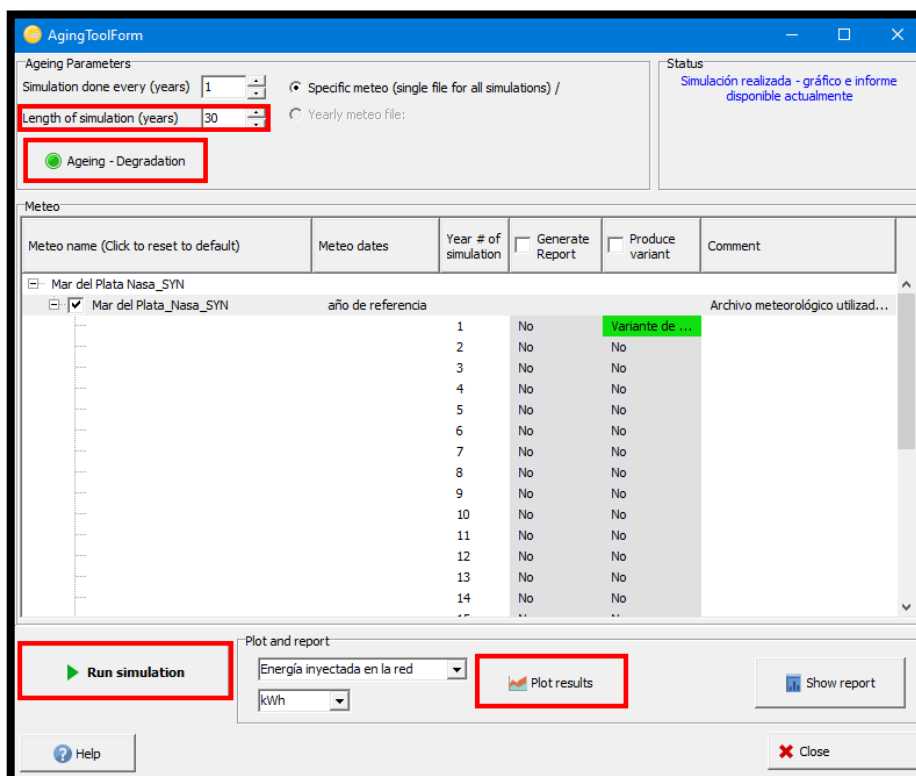


Fig. 12.15. CUMB: Herramienta de envejecimiento.

La garantía del módulo es especificada por el fabricante en la hoja de datos del panel. Ingresados los valores, el programa calcula el envejecimiento anual promedio.

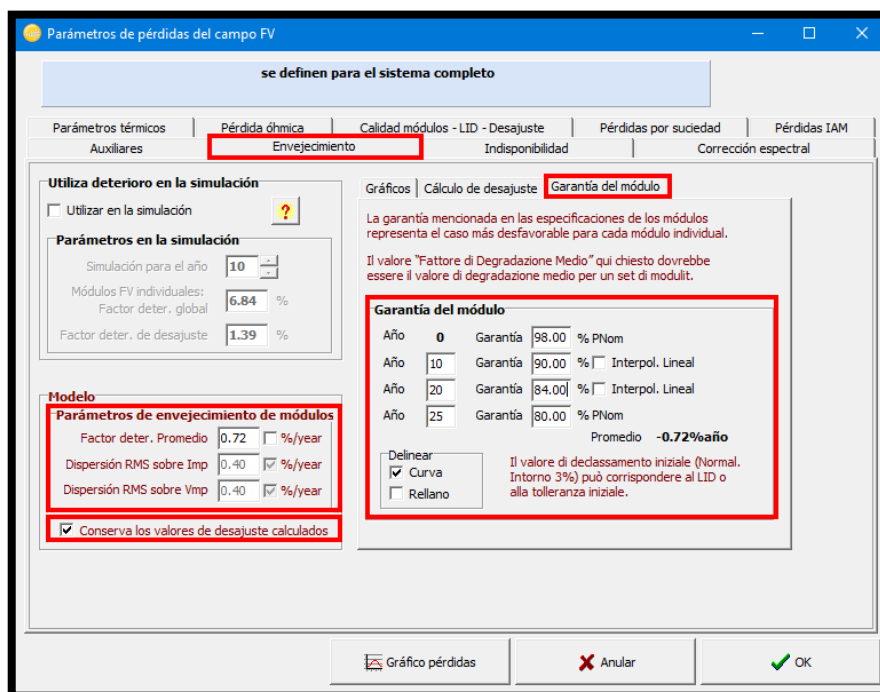


Fig. 12.16. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: garantía del módulo.

Al igual que se explicó en el [Anexo I](#), en la pestaña “Cálculo de desajuste” se utilizan los valores calculados por el método Monte Carlo.

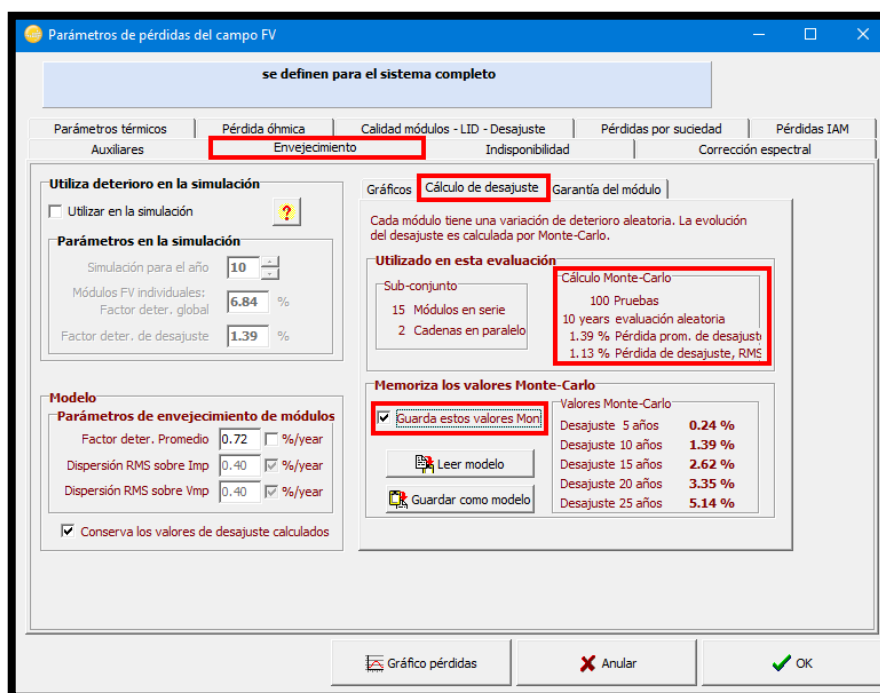


Fig. 12.17. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: cálculo de desajuste.

Finalmente, se debe activar la casilla “Utilizar en la simulación”.

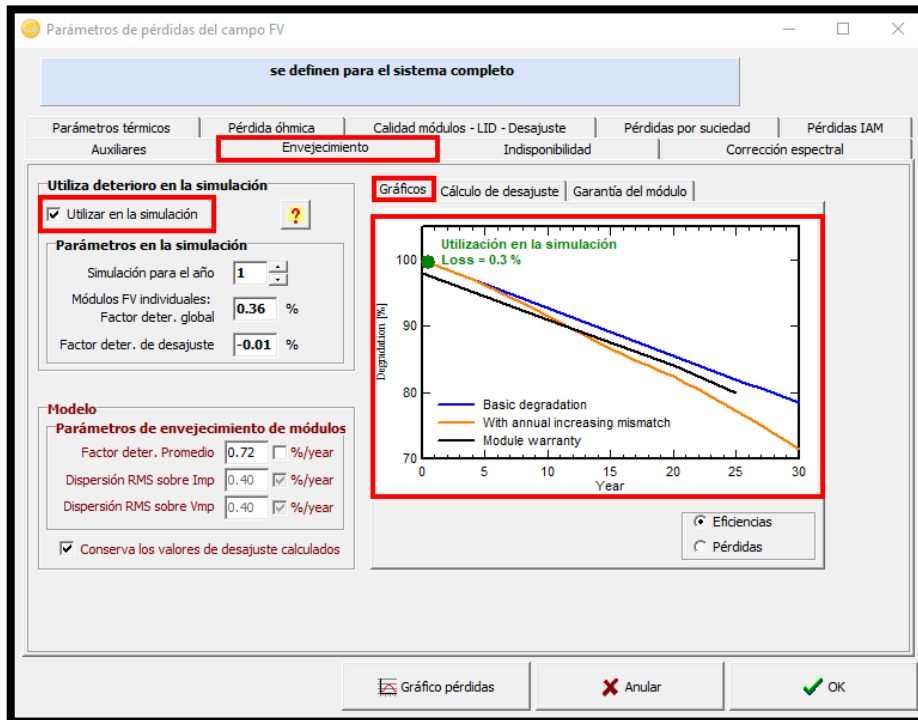


Fig. 12.18. CUMB: Parámetros de pérdidas del campo FV: Envejecimiento: gráficos.

Realizada la simulación, se genera un gráfico pulsando el botón “Plot results” que se observa en la Fig. 12.15. El resultado es el que se muestra en la siguiente figura.

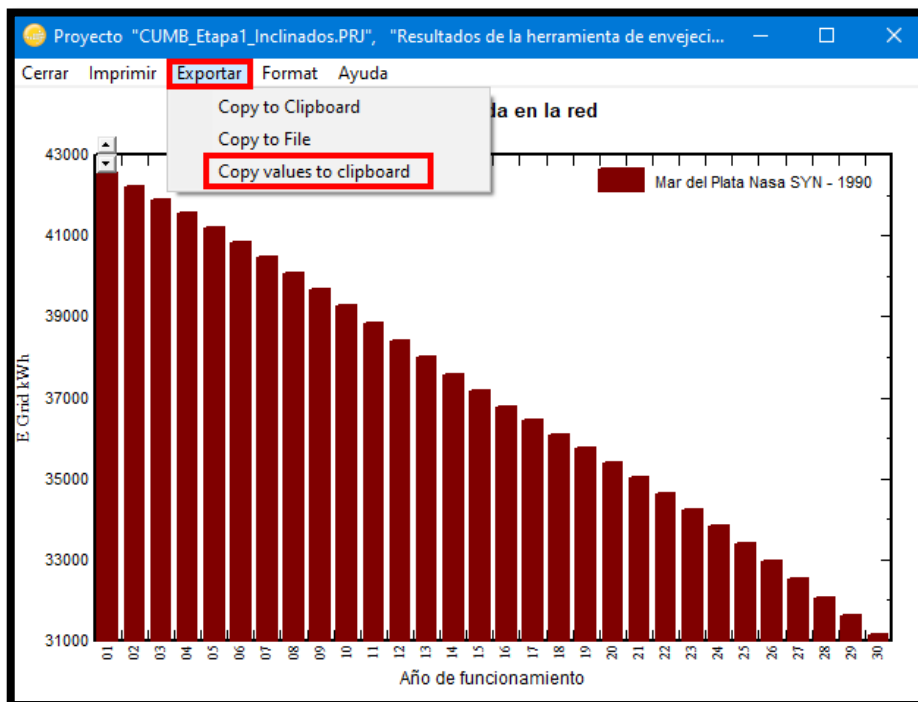


Fig. 12.19. CUMB: Energía generada durante 30 años.

Para extraer los resultados y poder volcarlos en una planilla de cálculos, se deben exportar y copiar los valores al portapapeles para luego poder pegarlos en la planilla.

12.3.1. ANALISIS DE SOMBREADO

Además de las diferencias anteriores mencionadas con la simulación de la facultad de ingeniería, para el caso particular del diseño 2 de la etapa 4, se utilizó la herramienta de sombreado que posee el programa. Esta permite apreciar la sombra que las estructuras generan sobre los paneles, para así poder contabilizar las horas de sombra que tienen los paneles y considerar, en caso de que fuera necesario, modificar la distribución.

Dentro de la ventana de “Sombreado Cercano”, tal como se observa en la Fig. 11.39, se accede a “Construcción/Perspectiva”. En este caso, la nueva ventana se muestra en la siguiente figura:

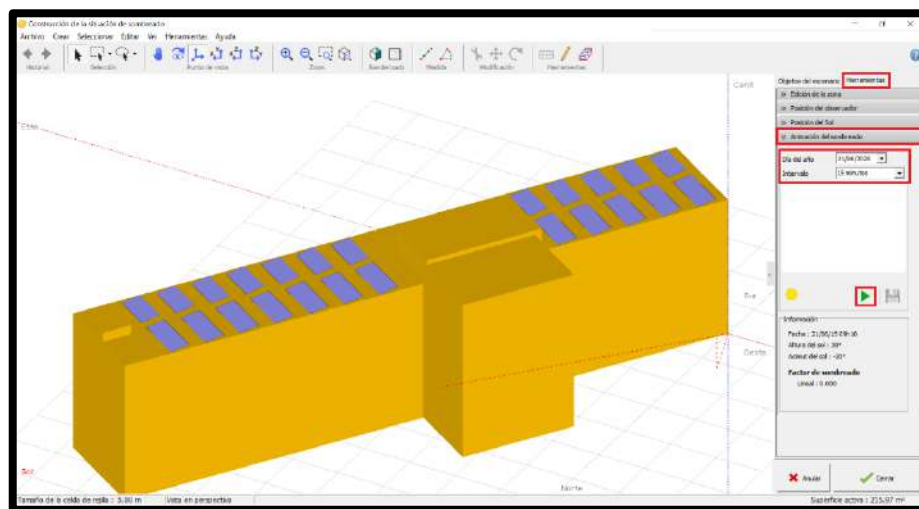


Fig. 12.20. CUMB: Construcción de la situación de sombreado: animación del sombreado.

Una vez dentro de la ventana mencionada, en la parte superior derecha se debe ingresar a la pestaña “Herramientas”, donde se encuentra la herramienta que en este caso interesa, la “Animación del sombreado”. Pulsando el botón verde resaltado en la

Fig. 12.20, el programa realiza una simulación del movimiento del sol de acuerdo a la fecha y la duración de cada intervalo seleccionados.

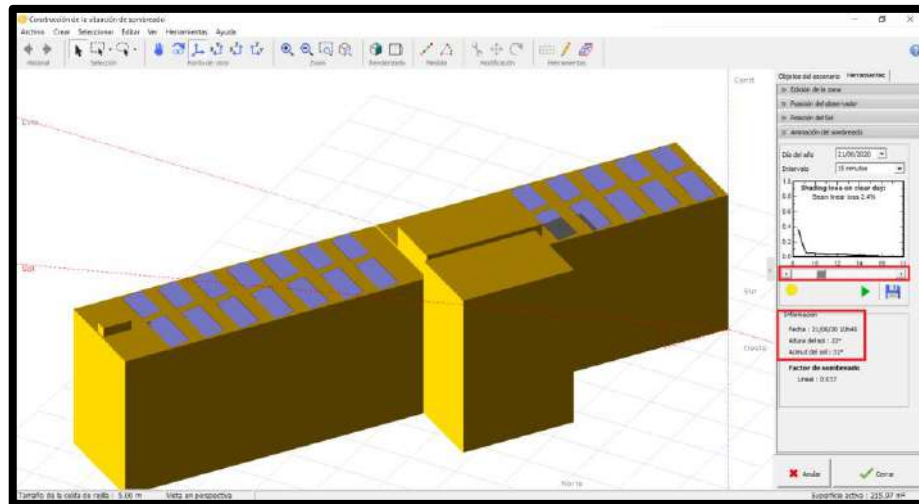


Fig. 12.21 CUMB: Construcción de la situación de sombreado: animación del sombreado de terrazas 3 y 4 el día 21/06 a las 10:30hs.

En la figura anterior se puede apreciar que, una vez realizada la simulación del día completo, se activa una barra de desplazamiento para poder cambiar la posición del sol de acuerdo al tiempo entre intervalos seleccionados. A partir de esta herramienta, se determina el tiempo de sombreado al cual algunos paneles están expuestos durante los días más relevantes del año (el inicio de cada estación del año) y de esta forma se determina, si es necesario, quitar paneles a causa de la sombra generada por las estructuras cercanas.

13. ANEXO III: CÁLCULO DE LA FUERZA DEL VIENTO POR CIRSOC

En el presente anexo se utilizó la norma CIRSOC 102-2005 “Acción del viento en edificaciones” para poder dimensionar las estructuras que soportan a los paneles solares.

Esta norma establece en el punto 5.1 su campo de validez, estableciendo lo siguiente:

“Un edificio u otra estructura cuya carga de diseño se determina de acuerdo con este capítulo debe reunir las siguientes condiciones:

- 1. El edificio u otra estructura es de forma regular, como se define en el Capítulo 2, y*
- 2. El edificio u otra estructura no posee características de respuesta que den lugar a cargas transversales de viento, desprendimientos de vórtices, inestabilidad debida a galope o flameo. Por su ubicación, tampoco deben merecer consideración especial los efectos de canalización o golpeteo en la estela debido a las obstrucciones a barlovento.”*

Y define en el Capítulo 2 lo siguiente:

“Edificios y otras estructuras de forma regular: Un edificio u otra estructura que no contiene irregularidades geométricas en forma espacial”.

Como la estructura diseñada en conjunto con los paneles está dentro del campo de validez de la norma mencionada, se procede a explicar el procedimiento del cálculo.

La norma CIRSOC establece una serie de pasos ordenados para poder obtener la fuerza del viento, estos son:

1. Se determina la velocidad básica del viento V y el factor de direccionalidad K_d de acuerdo con el artículo 5.4.
2. Se determina un factor de importancia I de acuerdo con el artículo 5.5.
3. Se determinan, para cada dirección de viento, una categoría o categorías de exposición y los coeficientes de exposición para presión dinámica K_z o K_h , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.6.
4. Se determina un factor topográfico K_{zt} de acuerdo con el artículo 5.7.
5. Se determina un factor de efecto de ráfaga G o G_f , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.8.
6. Se determina una clasificación de cerramiento de acuerdo con el artículo 5.9.

7. Se determinan los coeficientes de presión externa C_p o GC_{pf} , o los coeficientes de fuerza C_f , según corresponda, de acuerdo con los artículos 5.11.2. o 5.11.3. respectivamente.
8. Se determina la presión dinámica q_z o q_h , según corresponda, con el artículo 5.10.
9. Se determina la carga de viento de diseño p o F de acuerdo con los artículos 5.12. y 5.13., según corresponda.

13.1. VELOCIDAD BÁSICA DEL VIENTO

La velocidad básica del viento V que se usa en la determinación de las cargas de viento de diseño sobre edificios y otras estructuras se debe obtener de la Fig. 13.1.

CIUDAD	V (m/s)
BAHIA BLANCA	55,0
BARILOCHE	46,0
BUENOS AIRES	45,0
CATAMARCA	43,0
COMODORO RIVADAVIA	67,5
CORDOBA	45,0
CORRIENTES	46,0
FORMOSA	45,0
LA PLATA	46,0
LA RIOJA	44,0
MAR DEL PLATA	51,0
MENDOZA	39,0
NEUQUEN	48,0
PARANA	52,0
POSADAS	45,0
RAWSON	60,0
RESISTENCIA	45,0
RIO GALLEGOS	60,0
ROSARIO	50,0
SALTA	35,0
SANTA FE	51,0
SAN JUAN	40,0
SAN LUIS	45,0
SAN MIGUEL DE TUCUMAN	40,0
SAN SALVADOR DE JUJUY	34,0
SANTA ROSA	50,0
SANTIAGO DEL ESTERO	43,0
USHUAIA	60,0
VIEDMA	60,0

Fig. 13.1. Velocidades básicas del viento en ciudades.

“Nota: los valores se refieren a una velocidad de ráfaga de 3 segundos en m/s a 10 m sobre el terreno para Categoría de exposición C y están asociadas con una probabilidad anual de 0,02”.

13.2. FACTOR DE DIRECCIONALIDAD DEL VIENTO

El factor de direccionalidad del viento, K_d , se obtiene de la Fig. 13.2 y se debe aplicar solamente cuando se use conjuntamente con las combinaciones de carga especificadas en los respectivos Reglamentos de aplicación.

Tipo de estructura	Factor de direccionalidad K_d *
Edificios	
Sistema principal resistente a la fuerza de viento	0,85
Componentes y revestimientos	0,85
Cubiertas abovedadas	0,85
Chimeneas, tanques y estructuras similares	
Cuadradas	0,90
Hexagonales	0,95
Redondas	0,95
Carteles llenos	0,85
Carteles abiertos y estructura reticulada	0,85
Torres reticuladas	
Triangular, cuadrada, rectangular	0,85
Toda otra sección transversal	0,95

Fig. 13.2. Factor de direccionalidad K_d .

Por lo tanto, se tiene que:

$$K_d = 0,85$$

13.3. FACTOR DE IMPORTANCIA

El factor de importancia *I* para un edificio u otra estructura que se obtiene de la Fig. 13.4, se debe determinar en base a las categorías de edificios y otras estructuras indicadas en la Fig. 13.3.

Naturaleza de la Ocupación	Categoría
Edificios y otras estructuras que representan un bajo riesgo para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones Agrícolas. ▪ Ciertas instalaciones temporarias. ▪ Instalaciones menores para almacenamiento. 	I
Todos los edificios y otras estructuras excepto aquellos listados en Categorías I, III y IV.	II
Edificios y otras estructuras que representan un peligro substancial para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Edificios y otras estructuras donde se reúnen más de 300 personas en un área. ▪ Edificios y otras estructuras para guarderías, escuelas primarias y secundarias con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con instalaciones para el cuidado diurno con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con una capacidad mayor que 500 personas para universidades o instalaciones para educación de adultos. ▪ Instalaciones para el cuidado de la salud con una capacidad de 50 o más pacientes residentes pero sin instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Instalaciones para cárceles y detenciones. ▪ Estaciones de generación de energía y otras instalaciones de utilidad pública no incluidas en la Categoría IV. Edificios y otras estructuras que contienen suficientes cantidades de sustancias tóxicas o explosivas como para ser peligrosas al público si se liberan, incluyendo, pero no limitado, a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones petroquímicas. ▪ Instalaciones para almacenamiento de combustibles. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de productos químicos peligrosos. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de explosivos. Edificios y otras estructuras equipados con contención secundaria de sustancias tóxicas, explosivas u otras peligrosas (incluyendo, pero no limitado a, tanques de doble pared, receptáculos de tamaño suficiente para contener un derrame u otros medios de contención de derrames o explosiones dentro de los límites de la instalación y prevenir la liberación de cantidades de contaminantes nocivas para el aire, el suelo, el agua freática o superficial) deben clasificarse como estructuras de Categoría II.	III
Edificios y otras estructuras diseñadas como instalaciones esenciales, incluyendo, pero no limitados a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hospitales y otras instalaciones para el cuidado de la salud que tienen instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Cuarteles de bomberos, centros de rescate, estaciones de policía y garajes para vehículos de emergencia. ▪ Refugios diseñados contra sismos, huracanes y otras emergencias. ▪ Centros de comunicaciones y otras instalaciones necesarias para respuestas a emergencias. ▪ Estaciones generadoras de energía y otras instalaciones de utilidad pública necesarias en una emergencia. ▪ Estructuras auxiliares necesarias para la operación de aquellas de Categoría IV durante una emergencia (incluyendo pero no limitado a torres de comunicación, tanques de almacenamiento de combustible, torres de refrigeración, estructuras de sub-estaciones de electricidad, tanques de agua para incendio u otras estructuras de alojamiento o soporte de agua, otros materiales o equipamiento para combatir el fuego). ▪ Torres de control de aviación, centros de control de tráfico aéreo y hangares de emergencia. ▪ Instalaciones de almacenamiento de agua y estructuras de bombeo requeridas para mantener la presión de agua para combatir incendios. ▪ Edificios y otras estructuras con funciones críticas de defensa nacional. 	IV

Fig. 13.3. Clasificación de edificios y otras estructuras para cargas de viento.

Categoría	<i>I</i>
I	0,87
II	1,00
III	1,15
IV	1,15

Fig. 13.4. Factor de importancia.

Por lo tanto, el grado de importancia para este caso es:

$$I = 1,15$$

13.4. CATEGORÍAS DE EXPOSICIÓN

“Para cada dirección de viento considerada, se debe determinar una categoría de exposición que refleje adecuadamente las características de las irregularidades de la superficie del terreno para el lugar en el cual se va a construir el edificio o la estructura.”

En base a las categorías de exposición indicadas a continuación, se debe obtener de la Fig. 13.5 un coeficiente de exposición para la presión dinámica K_z o K_h , según corresponda.

- 1) Exposición A. Centro de grandes ciudades con al menos 50% de los edificios de altura mayor que 20 m. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición A prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 800 m o 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor. Se tendrán en cuenta los posibles efectos de acanalamiento o presiones dinámicas incrementadas debido a que el edificio o estructura se localiza en la estela de edificios adyacentes.
- 2) Exposición B. Áreas urbanas y suburbanas, áreas boscosas, o terrenos con numerosas obstrucciones próximas entre sí, del tamaño de viviendas unifamiliares o mayores. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición B prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 500 m o 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor.
- 3) Exposición C. Terrenos abiertos con obstrucciones dispersas, con alturas generalmente menores que 10 m. Esta categoría incluye campo abierto plano y terrenos agrícolas.

4) Exposición D. Áreas costeras planas, sin obstrucciones, expuestas al viento soplando desde aguas abiertas en una distancia de al menos 1600 m. Esta exposición se debe aplicar solamente a aquellos edificios y otras estructuras expuestas al viento soplando desde el agua. La exposición D se extiende tierra adentro desde la costa a una distancia de 500 metros o 10 veces la altura del edificio o estructura, la que sea mayor.

En este caso, la categoría más representativa de la situación es la C.

Altura sobre el nivel del terreno, z (m)	Exposición (Nota 1)					
	A		B		C	D
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Casos 1 y 2	Casos 1 y 2
0 – 5	0,68	0,33	0,72	0,59	0,87	1,05
6	0,68	0,36	0,72	0,62	0,90	1,08
7,50	0,68	0,39	0,72	0,66	0,94	1,12
10	0,68	0,44	0,72	0,72	1,00	1,18
12,50	0,68	0,48	0,77	0,77	1,05	1,23
15	0,68	0,51	0,81	0,81	1,09	1,27
17,50	0,68	0,55	0,84	0,84	1,13	1,30
20	0,68	0,57	0,88	0,88	1,16	1,33
22,50	0,68	0,60	0,91	0,91	1,19	1,36
25	0,68	0,63	0,93	0,93	1,21	1,38
30	0,68	0,68	0,98	0,98	1,26	1,43
35	0,72	0,72	1,03	1,03	1,30	1,47
40	0,76	0,76	1,07	1,07	1,34	1,50
45	0,80	0,80	1,10	1,10	1,37	1,53
50	0,83	0,83	1,14	1,14	1,40	1,56
55	0,86	0,86	1,17	1,17	1,43	1,59
60	0,89	0,89	1,20	1,20	1,46	1,61
75	0,98	0,98	1,28	1,28	1,53	1,68
90	1,05	1,05	1,35	1,35	1,59	1,73
105	1,12	1,12	1,41	1,41	1,64	1,78
120	1,18	1,18	1,46	1,46	1,69	1,82
135	1,23	1,23	1,51	1,51	1,73	1,86
150	1,29	1,29	1,56	1,56	1,77	1,89

Fig. 13.5. Coeficientes de exposición para la presión dinámica.

Por lo tanto, se determina que:

$$K_z = 1,16$$

13.5. EFECTOS TOPOGRÁFICOS

Contemplan aumentos en la velocidad del viento debido a lomas, escarpas y colinas. Este factor (K_{zt}) no aplica al caso y por lo tanto, su valor es $K_{zt} = 1$.

13.6. FACTOR DE EFECTO DE RÁFAGA

Para estructuras definidas como rígidas (son las que tienen una frecuencia natural mayor a 1 Hz) este factor (G) se puede adoptar igual a 0,85.

13.7. PRESIÓN DINÁMICA

La presión dinámica q_z evaluada a la altura z , se debe calcular mediante la siguiente expresión:

$$q_z = 0,613 \cdot K_z \cdot K_{zt} \cdot K_d \cdot V^2 \cdot I \quad (12)$$

Para resumir, los valores determinados anteriormente son:

- $K_z = 1,16$.
- $K_{zt} = 1$.
- $K_d = 0,85$.
- $I = 1,15$.

Reemplazando, se obtiene que la presión dinámica es:

$$q_z = 0,613 \cdot 1,16 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot \left(51 \left[\frac{m}{seg} \right] \right)^2 \cdot 1,15$$

$$q_z = 1808 \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

La presión dinámica será la misma para el resto de las etapas, pero como la cantidad de paneles varía de una estructura a otra, la fuerza en el resto de las terrazas puede ser distinta. Es por esto que a continuación se explica cómo calcular los pasos 8 y 9 de manera general y luego en cada etapa se presentarán los cálculos correspondientes.

13.8. COEFICIENTES DE FUERZA

Los coeficientes de fuerza C_f para carteles llenos están dados en la Fig. 13.6.

A nivel del terreno		Sobre el nivel del terreno	
v	C_f	M/N	C_f
≤ 3	1,2	≤ 6	1,2
5	1,3	10	1,3
8	1,4	16	1,4
10	1,5	20	1,5
20	1,75	40	1,75
30	1,85	60	1,85
≥ 40	2,0	≥ 80	2,0

Fig. 13.6. Coeficientes de fuerza.

Siendo:

M : mayor dimensión del cartel en metros.

N : menor dirección del cartel en metros.

Se considera como “cartel” a toda la estructura con la cantidad correspondiente de paneles.

13.9. FUERZA DEL VIENTO

La fuerza del viento de diseño para estructuras se debe determinar mediante la siguiente expresión:

$$F = q_z \cdot G \cdot C_f \cdot A_f \quad (13)$$

Siendo,

q_z : la presión dinámica evaluada a la altura z del baricentro del área A_f .

G : el factor de efecto de ráfaga.

C_f : el coeficiente de fuerza neta.

A_f : el área proyectada normal al viento.

14. ANEXO IV: CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

En el presente anexo se encuentran los pasos realizados para el cálculo de los cortocircuitos máximos y mínimos en cada una de las etapas del proyecto.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito según el método de la norma AEA 90909-1 consiste en imponer una fuente de tensión equivalente en el punto de defecto. Se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- La fuente de tensión equivalente es la única tensión activa en el sistema de secuencia directa.
- Las fuentes se sustituyen por sus impedancias internas equivalentes.
- Se desprecia el estado previo de carga.
- Se consideran iguales las impedancias de secuencia positiva y negativa de los transformadores.
- Todas las capacidades y cargas, excepto las de los motores, serán omitidas en los sistemas de secuencia directa e inversa.

La tensión equivalente a reemplazar es:

$$U_{eq} = C \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (14)$$

Donde "C" se lo denomina coeficiente de tensión, este puede ser:

$C = 1,1$: para el cálculo de la corriente de cortocircuito máxima.

$C = 0,95$: para el cálculo de la corriente de cortocircuito mínima en baja tensión.

$C = 1$: para el cálculo de la corriente de cortocircuito mínima en media tensión.

Al momento del cálculo, las consideraciones son las siguientes:

Corriente máxima de cortocircuito:

- El factor de tensión ($C_{m\acute{a}x}$) debe ser aplicado para el cálculo de la corriente máxima de cortocircuito.
- Elegir la configuración del sistema y la máxima contribución de las centrales eléctricas lo que conduce al máximo valor de la corriente de cortocircuito en el punto de falla.

- Los motores, si corresponden, deben ser incluidos.
- Las resistencias de líneas deben ser introducidas a una temperatura de 20[°C].

Corriente mínima de cortocircuito:

- El factor de tensión (C_{min}) debe ser aplicado al cálculo de la corriente mínima de cortocircuito.
- Elegir la configuración del sistema y la mínima contribución de las centrales eléctricas, lo que conduce al mínimo valor de corriente de cortocircuito en el punto de falla.
- Los motores deben ser despreciados.
- Las resistencias de las líneas deben ser introducidas a una temperatura mayor. [25]

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito trifásicas mínimas no se consideraron los aportes de las cargas pasivas ni el de los motores y los valores de las impedancias utilizados para las líneas son los que corresponden a una temperatura de 90[°C], en cambio, para el cálculo de las corrientes trifásicas máximas se consideraron las impedancias a 20[°C] y si se tuvieron en cuenta las cargas activas.

Una vez planteado el circuito con las impedancias y sus respectivos valores dependiendo del tipo de cortocircuito a calcular, se procedió a reducir el circuito en una impedancia equivalente (Z_{eq}) y una fuente de tensión equivalente.

14.1. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE CADA LÍNEA

Se procedió a calcular la impedancia de cada línea de la siguiente forma:

$$R [m\Omega] = r \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot l [m] \quad (15)$$

$$X [m\Omega] = x \left[\frac{\Omega}{km} \right] \cdot l [m] \quad (16)$$

Luego, para calcular los cortocircuitos máximos en cada punto de la red, a cada resistencia se la corrigió para una temperatura de 20 [°C] mediante la ecuación:

$$R_{\theta} = \left(\frac{234,5 + T_{\theta}}{234,5 + T_{amb}} \right) \cdot R_{amb} \quad (17)$$

Donde:

R_{θ} : resistencia a temperatura a corregir.

T_{θ} : temperatura a corregir.

T_{amb} : temperatura ambiente.

R_{amb} : resistencia a temperatura ambiente.

Como se observa en la Fig. 16.4, el cable utilizado tiene una temperatura de servicio de 90 [°C], por lo que la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$R_{\theta} = \left(\frac{234,5 + 90[°C]}{234,5 + 20[°C]} \right) \cdot R_{amb} = 1,275 \cdot R_{amb}$$

En la siguiente tabla se resumen los valores obtenidos:

Línea	r	x	Longitud [m]	Resistencia [$m\Omega$]		X [$m\Omega$]	Sección [mm^2]
	[Ω/km]	[Ω/km]		20 [°C]	90 [°C]		
L1	0,166	0,137	30	0,26	0,258	0,574	3x(1x150) + 1x95
L2	0,166	0,137	100	3,43	3,43	9,560	3x(1x150) + 1x95
L3	0,166	0,137	1	3,72	4,74	2,079	4x(1x150)
L4	9,44	0,096	15	12,39	15,80	6,930	3x2,5
L5	9,44	0,096	3	0,12	0,16	0,069	3x2,5
L6	9,44	0,096	4	111,06	141,60	1,436	3x2,5
L7	9,44	0,096	3	22,21	28,32	0,287	3x2,5
L8	9,44	0,096	4	29,62	37,76	0,383	3x2,5
L9	3,92	0,085	55	22,21	28,32	0,287	3x6
L10	9,44	0,096	15	29,62	37,76	0,383	3x2,5
L11	9,44	0,096	9	169,10	215,60	4,675	3x2,5
L12	9,44	0,096	10	111,06	141,60	1,436	3x2,5
L13	9,44	0,096	10	66,64	84,96	0,861	3x2,5
L14	9,44	0,096	9	74,04	94,40	0,957	3x2,5
L15	9,44	0,096	10	74,04	94,40	0,957	3x2,5
L16	0,264	0,139	250	66,64	84,96	0,861	4x(1x95)
L17	3,92	0,085	15	74,04	94,40	0,957	3x6
L18	9,44	0,096	1	48,24	61,50	17,125	3x2,5
L19	9,44	0,096	2	49,41	63,00	1,275	3x2,5
L20	9,44	0,096	1	7,40	9,44	0,096	3x2,5
L21	9,44	0,096	2	14,81	18,88	0,191	3x2,5
L22	2,34	0,08	40	73,41	93,60	3,200	4x10
L23	5,87	0,0894	90	414,35	528,3	8,046	4x4
L24	5,87	0,0894	40	184,16	234,8	3,576	4x4
L24-2 ⁶	2,34	0,08	40	73,41	93,6	3,200	4x10
L25	0,166	0,137	100	12,24	15,60	13,900	4x(1x150)
L26	0,166	0,137	50	5,06	6,45	6,950	4x(1x150)
L27	0,166	0,137	8	1,45	1,85	0,588	4x(1x150)
L28	2,34	0,08	80	146,82	187,2	6,400	4x10
L29	5,87	0,0894	60	110,12	140,40	4,800	4x4
L30	5,87	0,0894	40	73,41	93,60	3,200	4x4

Tabla 14.1. Valores de resistencia y reactancia de cada línea.

⁶ Corresponde al diseño 2 de la etapa 3.

14.2. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE LOS MOTORES

Como todos los motores son iguales, se realizó el cálculo de la impedancia para un motor. Esta se calculó de la siguiente manera:

$$S_n = \frac{P_n}{\eta \cdot f_p}$$

$$Z_M = \frac{1}{r} \cdot \frac{V_n^2}{S_n}$$

Donde:

P_n : potencia nominal.

η : rendimiento.

f_p : factor de potencia.

$$r = \frac{I_{arr}}{I_n}$$

$$S_{nM} = \frac{2.206,5[W]}{0,806 \cdot 0,77} = 3555,32 [VA] \quad ; \quad Z_M = \frac{1}{7} \cdot \frac{(380[V])^2}{3.555,32[VA]} = 5,8 [\Omega]$$

Para determinar el valor de resistencia y reactancia de la máquina, se utilizó la siguiente relación extraída del “Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA, BBC, pág. 53” para motores de baja tensión:

$$\frac{R_M}{X_M} = 0,3 \rightarrow \varphi = 73,3^\circ$$

$$R_M = Z_M \cdot \cos \varphi$$

$$X_M = Z_M \cdot \sen \varphi$$

$$R_M = 5,8[\Omega] \cdot \cos(73,3^\circ) = 1,67 [\Omega] \quad ; \quad X_M = 5,8[\Omega] \cdot \sen(73,3^\circ) = 5,56 [\Omega]$$

14.3. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DE ACOMETIDA

Dicha impedancia se calculó de la siguiente manera:

$$Z_Q = 1,1 \cdot \frac{V_n^2}{S_k}$$

Dando como resultado:

$$Z_Q = 1,1 \cdot \frac{(13,2[kV])^2}{280[MVA]} = 0,68 [\Omega]$$

A partir de la relación $R/X = 0,45$ que se tiene como dato:

$$\frac{R_Q}{X_Q} = 0,45 \rightarrow \varphi = 65,77^\circ$$

$$R_{Q(Alta)} = 0,68[\Omega] \cdot \cos(65,77^\circ) = 0,281 [\Omega]$$

$$X_{Q(Alta)} = 0,68[\Omega] \cdot \sin(65,77^\circ) = 0,625 [\Omega]$$

Para los cálculos de cortocircuito, la impedancia de la acometida debe referirse al lado de baja tensión del transformador.

Siendo $m = \frac{V_{alta}}{V_{baja}} = \frac{13,2 [kV]}{0,4 [kV]} = 33$ la relación de transformación:

$$R_{Q(Baja)} = \frac{R_{Q(Alta)}}{m^2} = \frac{0,281[\Omega]}{33^2} = 0,258 [\Omega]$$

$$X_{Q(Baja)} = \frac{X_{Q(Alta)}}{m^2} = \frac{0,625[\Omega]}{33^2} = 0,574 [\Omega]$$

14.4. CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR

La impedancia del transformador en el bobinado de alta se calculó de la siguiente manera:

$$|Z_{Talta}| = \frac{U_{cc}\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_T} \quad (18)$$

$$|Z_{Talta}| = \frac{4\%}{100} \cdot \frac{(13,2[kV])^2}{630[kVA]} = 11,06 [\Omega]$$

Y la impedancia en el bobinado de baja:

$$|Z_{Tbaja}| = \frac{Z_{Talta}}{m^2} = \frac{11,06[\Omega]}{33^2} = 0,01 [\Omega]$$

Siendo $m = \frac{V_{alta}}{V_{baja}} = \frac{13,2[kV]}{0,4[kV]} = 33$ la relación de transformación.

A partir de la tabla 3-12 “Valores típicos de la caída de tensión óhmica U_r de transformadores trifásicos” del “Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA, BBC, pág. 54” se interpoló obteniéndose el siguiente valor:

$$U_r \cong 1,35 \%$$

$$R_{Talta} = \frac{U_r\%}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_T} = \frac{1,35\%}{100} \cdot \frac{(13,2[kV])^2}{630[kVA]} = 3,73 [\Omega]$$

$$R_{Tbaja} = \frac{R_{Talta}}{m^2} = \frac{3,73[\Omega]}{33^2} = 0,00343 [\Omega] = 3,43 [m\Omega]$$

Para calcular la reactancia se procedió de la siguiente manera:

$$X_{Talta} = \sqrt{Z_{Talta}^2 - R_{Talta}^2} = 10,41 [\Omega]$$

$$X_{Tbaja} = \frac{X_{Talta}}{m^2} = \frac{10,41[\Omega]}{33^2} = 0,00956 [\Omega] = 9,56 [m\Omega]$$

14.5. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÁXIMOS

Para el cálculo de las corrientes trifásicas máximas se consideraron las impedancias a 20 [°C] y se tuvieron en cuenta el aporte de los motores.

Una vez planteado el circuito con las impedancias y sus respectivos valores, se procedió a reducir el circuito en una impedancia equivalente (Z_{eq}) y una fuente de tensión equivalente.

14.5.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 22

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

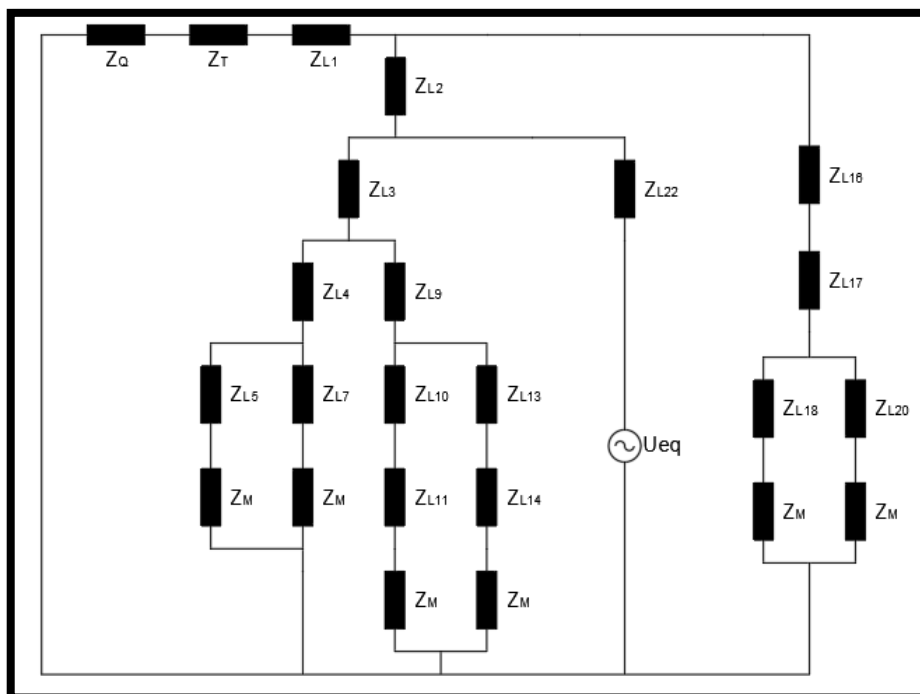


Fig. 14.1. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 22.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]} = 135,76 [14,87^{\circ} [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó la corriente de cortocircuito como:

$$I''_{k3(máx)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]}} \quad (19)$$

$$I''_{k3(máx)} = \frac{241,33[V]}{135,76 [14,87^{\circ}[m\Omega]} = 1.777,62 [-14,87^{\circ} [A]$$

$$|I''_{k3(máx)}| \cong 1.778 [A]$$

Con el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que debe soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor de dicha corriente. Su valor viene dado por la expresión:

$$I''_S = k \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k3(máx)} \quad (20)$$

Donde k se determina a partir de la siguiente ecuación:

$$k = 1,022 + 0,96899 \cdot e^{-3,0301 \frac{R}{X}} \quad (21)$$

En este caso:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(\varphi)} \quad (22)$$

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(14,87^{\circ})} = 3,77$$

Por lo tanto:

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I''_S = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.778[A] \cong 2.569 [A]$$

14.5.2. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 23

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

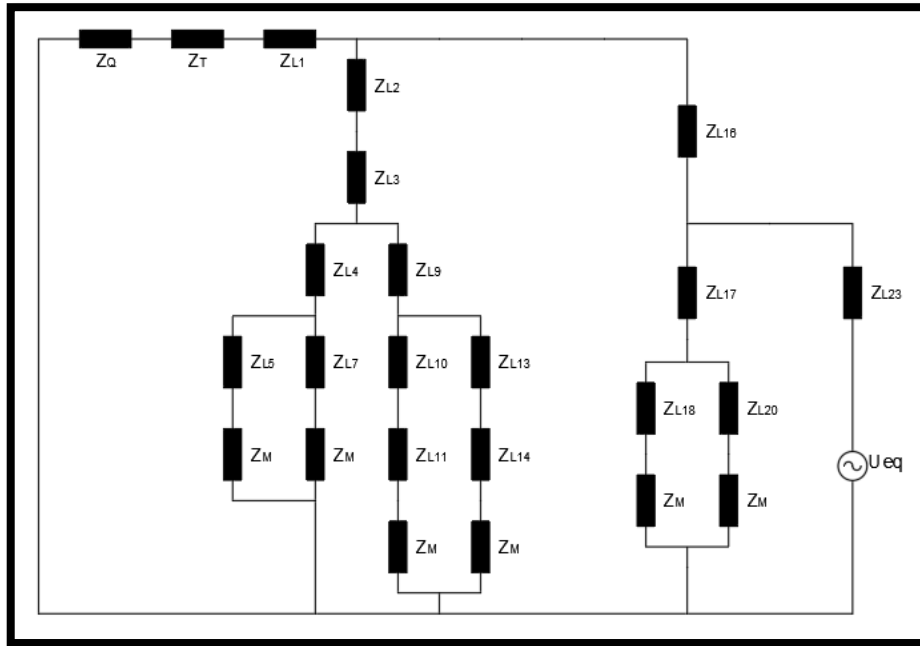


Fig. 14.2. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 23.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ C]} = 435,73 [4,66^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I_{k3(m\acute{a}x)}'' = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^\circ C]}} = \frac{241,33[V]}{435,76 [4,66^\circ [m\Omega]} = 553,86 [-4,66^\circ [A]$$

$$|I_{k3(m\acute{a}x)}''| \cong 554 [A]$$

Con el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que deben soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor del coeficiente k a partir de las ecuaciones (21) y (22). En este caso:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(4,66^\circ)} = 12,26$$

Por lo tanto

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I_S'' = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 554[A] \cong 801 [A]$$

14.5.3. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 24

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

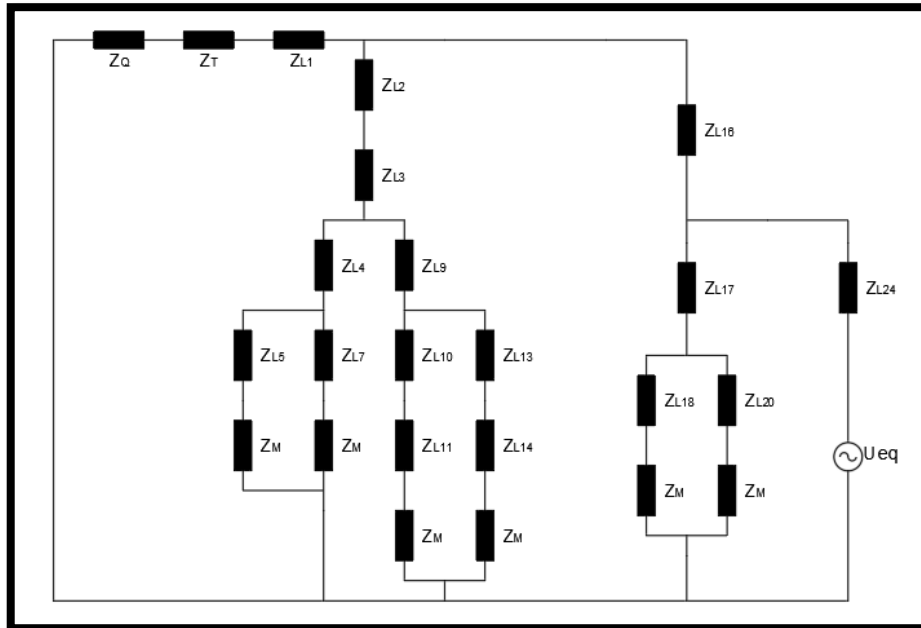


Fig. 14.3. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 24.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

14.5.3.1. Diseño 1

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ C]} = 206,42 [8,63^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I_{k3(m\acute{a}x)}'' = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]}} = \frac{241,33[V]}{206,42 [8,63^{\circ}[m\Omega]} = 1.169,1 [-8,63^{\circ} [A]$$

$$|I_{k3(m\acute{a}x)}''| \cong 1.169 [A]$$

14.5.3.2. Diseño 2

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]} = 98,23 [18,15^{\circ} [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I_{k3(m\acute{a}x)}'' = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]}} = \frac{241,33[V]}{98,23 [18,15^{\circ}[m\Omega]} = 2.456,84 [-18,15^{\circ} [A]$$

$$|I_{k3(m\acute{a}x)}''| \cong 2.457 [A]$$

Con el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que deben soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor del coeficiente k a partir de las ecuaciones (21) y (22). En este caso se utiliza la corriente de cortocircuito del diseño 2 por ser la mayor:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(18,15^{\circ})} = 3,05$$

Por lo tanto

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I_S'' = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 2.457[A] \cong 3.551 [A]$$

14.5.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 28

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

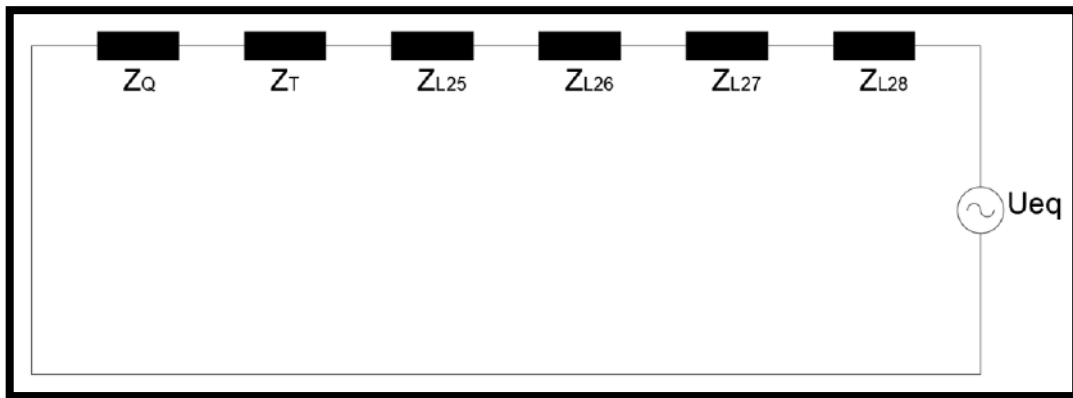


Fig. 14.4. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 28.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ C]} = 175,18 [12,42^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^\circ C]}} = \frac{241,33[V]}{175,18 [12,42^\circ [m\Omega]} = 1.377,62 [-12,42^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 1.378 [A]$$

on el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que deben soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor del coeficiente k a partir de las ecuaciones (21) y (22). En este caso:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(12,42^\circ)} = 4,54$$

Por lo tanto

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I_s'' = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.378[A] \cong 1.991 [A]$$

14.5.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 29

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

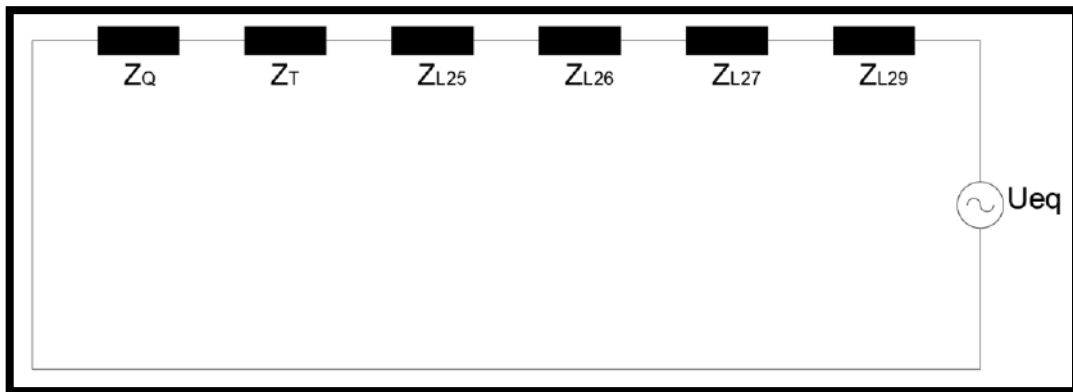


Fig. 14.5. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 29.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ C]} = 302,65 [6,85^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^\circ C]}} = \frac{241,33[V]}{302,65 [6,85^\circ [m\Omega]} = 797,4 [-6,85^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 797 [A]$$

Con el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que deben soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor del coeficiente k a partir de las ecuaciones (21) y (22). En este caso:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(6,85^\circ)} = 8,33$$

Por lo tanto

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I_S'' = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 797[A] \cong 1.153 [A]$$

14.5.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 30

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

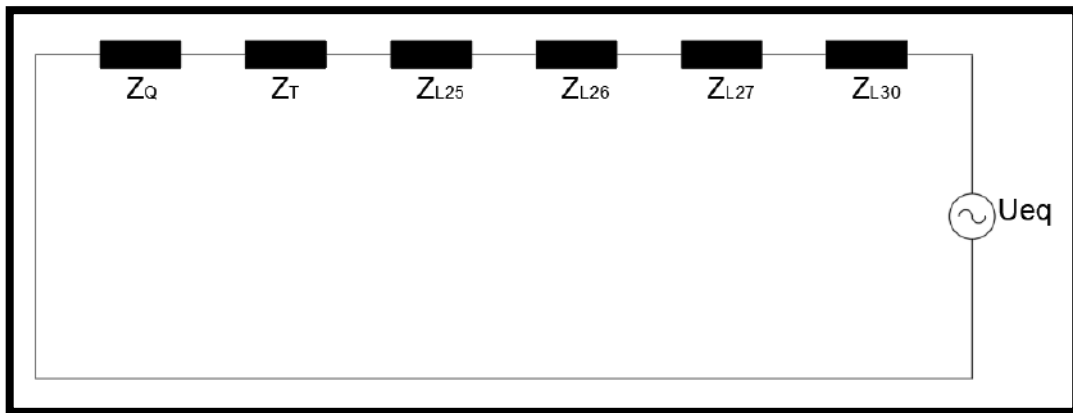


Fig. 14.6. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 30.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ\text{C}]} = 211,25 [9,39^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^\circ\text{C}]}} = \frac{241,33[V]}{211,25 [9,39^\circ [m\Omega]} = 1.142,42 [-9,39^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 1.142 [A]$$

Con el fin de verificar la corriente de cortocircuito pico que deben soportar las barras a dimensionar, se calcula el valor del coeficiente k a partir de las ecuaciones (21) y (22). En este caso:

$$\frac{R}{X} = \frac{1}{\tan(9,39^\circ)} = 6,05$$

$$k = 1,022$$

Finalmente, se tiene que la corriente pico de cortocircuito es:

$$I_S'' = 1,022 \cdot \sqrt{2} \cdot 1.142[A]$$

$$I_S'' \cong 1.651 [A]$$

14.5.2. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO EN TABLERO TG4-1

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

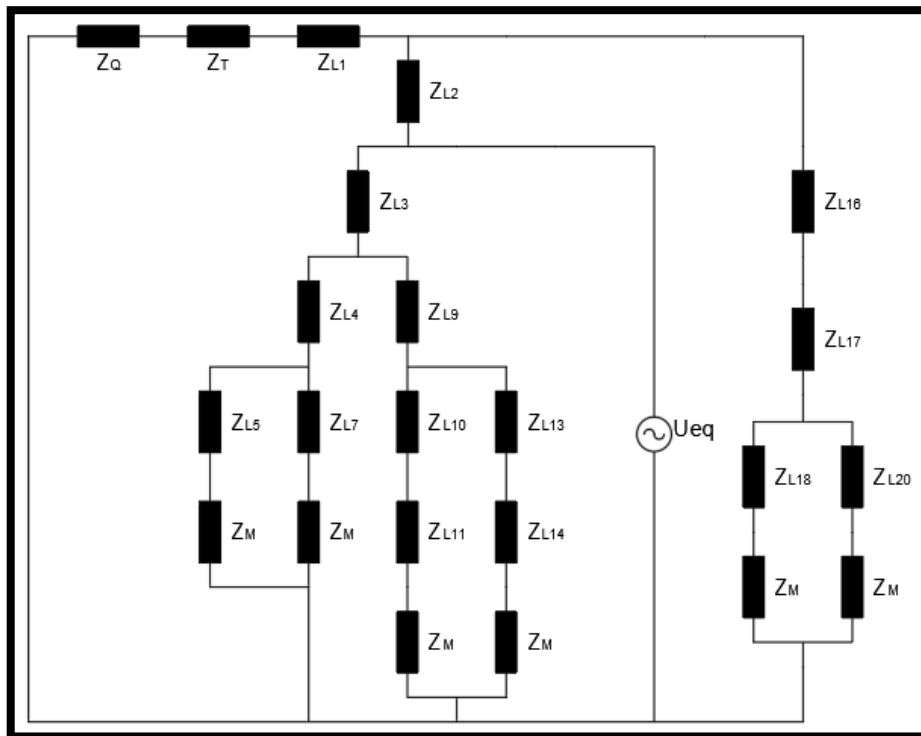


Fig. 14.7. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-1.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^{\circ}C]} = 33,88 [53,96^{\circ} [m\Omega]]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}C]}} = \frac{241,33[V]}{33,88 [53,96^{\circ}[m\Omega]]} = 7.124,11 [-53,96^{\circ} [A]]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 7.124 [A]$$

14.5.3. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO EN TABLERO TG4-3

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

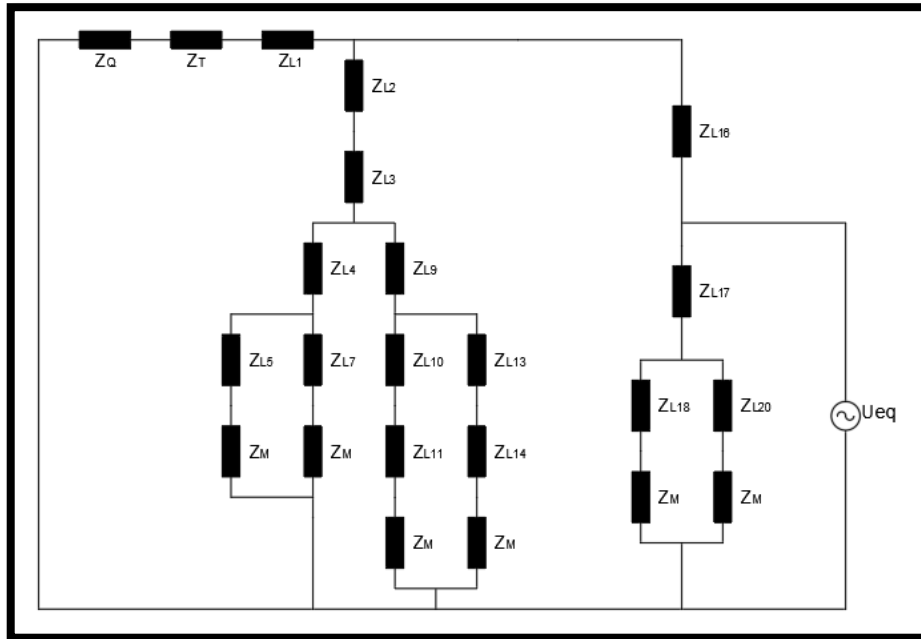


Fig. 14.8. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-3.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^{\circ}C]} = 65,9 [16,32^{\circ} [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}C]}} = \frac{241,33[V]}{65,9 [16,32^{\circ}[m\Omega]} = 3.662,28 [-16,32^{\circ} [A]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 3.662 [A]$$

14.5.4. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO EN TABLERO TG4-0

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

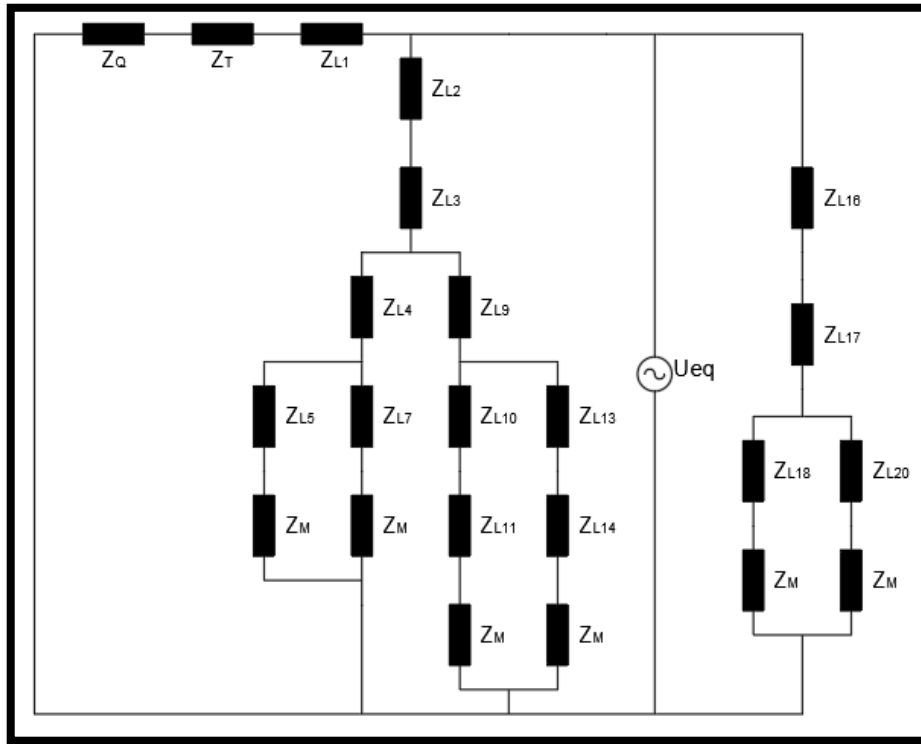


Fig. 14.9. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG4-0.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^{\circ}C]} = 15,89 [62,07^{\circ} [m\Omega]]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(máx)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^{\circ}\text{C}]}} = \frac{241,33[V]}{15,89 [62,07^{\circ}[m\Omega]} = 15.191,45 [-62,07^{\circ} [A]$$

$$|I''_{k3(máx)}| \cong 15.191 [A]$$

14.5.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÁXIMO EN TABLERO TG5-1

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

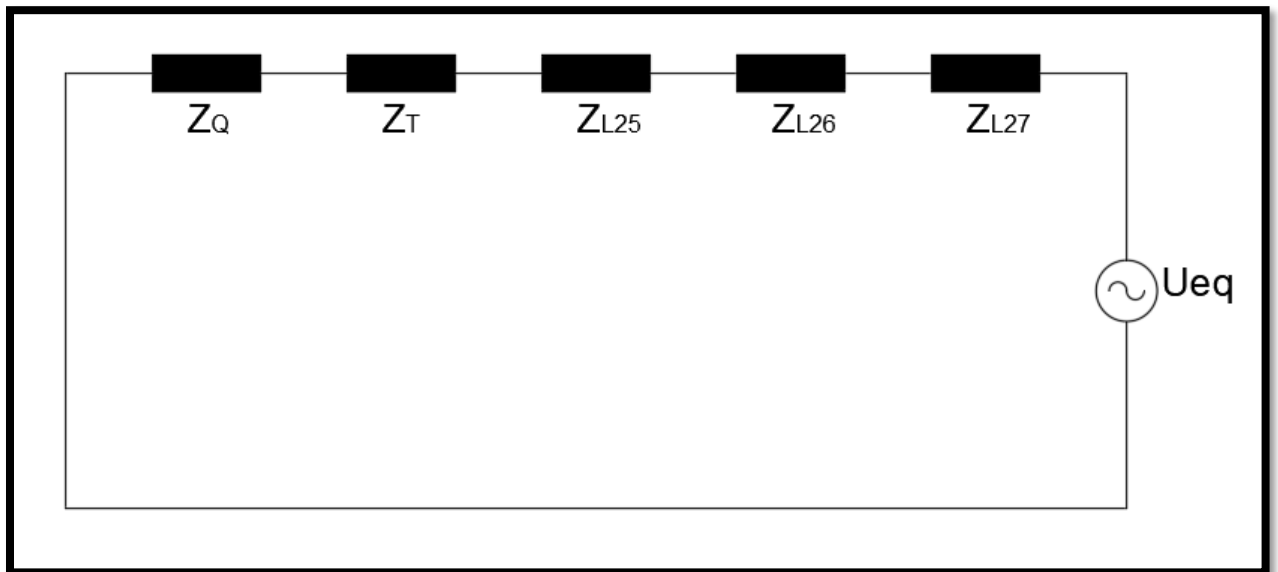


Fig. 14.10. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico máximo en tablero TG5-1.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{m\acute{a}x} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 1,1 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 241,33 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[20^\circ C]} = 39,58 [52,2^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (19) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(m\acute{a}x)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[20^\circ C]}} = \frac{241,33[V]}{39,58 [52,2^\circ [m\Omega]} = 6.097,71 [-52,2^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(m\acute{a}x)}| \cong 6.098 [A]$$

14.6. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS MÍNIMOS

14.6.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 22

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

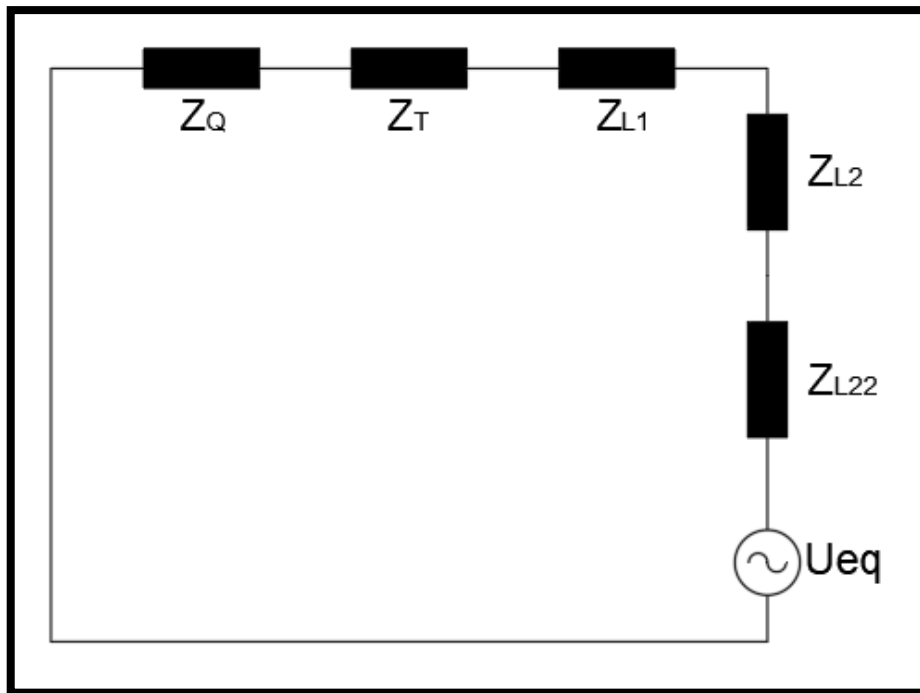


Fig. 14.11. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 22.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 171,78 [11,61^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó la corriente de cortocircuito como:

$$I''_{k3(mín)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} \quad (23)$$

$$I''_{k3(mín)} = \frac{208,42[V]}{171,78 [11,61^\circ[m\Omega]]} = 1.213,31 [-11,61^\circ [A]]$$

$$|I''_{k3(mín)}| \cong 1.213 [A]$$

14.6.2. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 23

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

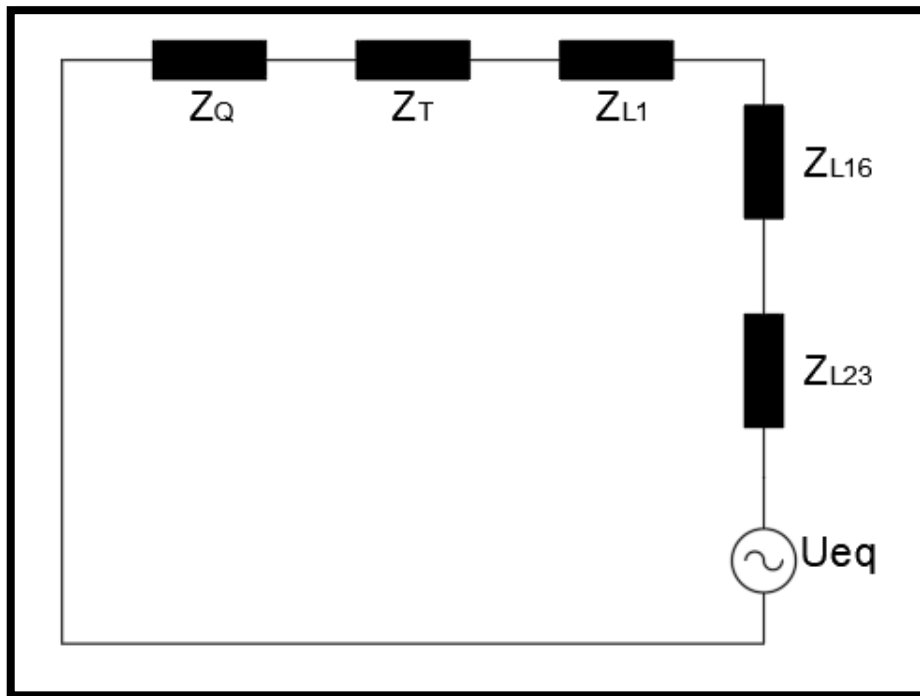


Fig. 14.12. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 23.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 554,74 [3,72^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{554,74 [3,72^\circ [m\Omega]} = 375,72 [-3,72^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(min)}| \cong 376 [A]$$

14.6.3. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 24

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

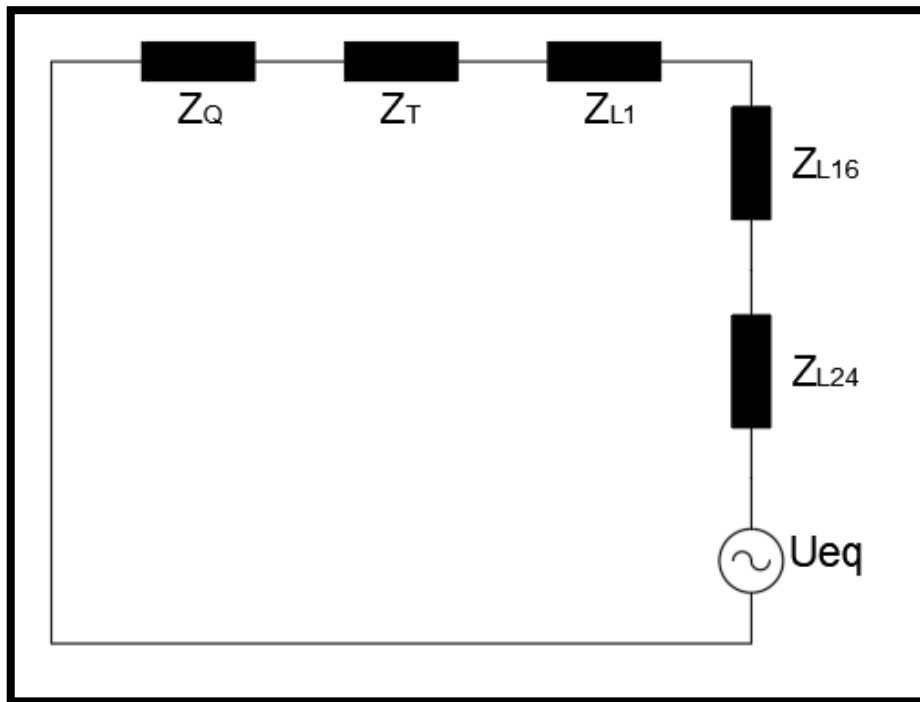


Fig. 14.13. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 24.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

14.6.3.1. Diseño 1

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 261,97 [6,91^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I_{k3(mín)}'' = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90°C]}} = \frac{208,42[V]}{261,97 [6,91°[m\Omega]]} = 795,6 [-6,91° [A]]$$

$$|I_{k3(mín)}''| \cong 796 [A]$$

14.6.3.2. Diseño 2

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90°C]} = 122,88 [14,68° [m\Omega]]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I_{k3(mín)}'' = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90°C]}} = \frac{208,42[V]}{122,88 [14,68°[m\Omega]]} = 1.696,16 [-14,68° [A]]$$

$$|I_{k3(mín)}''| \cong 1.696 [A]$$

14.6.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 28

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

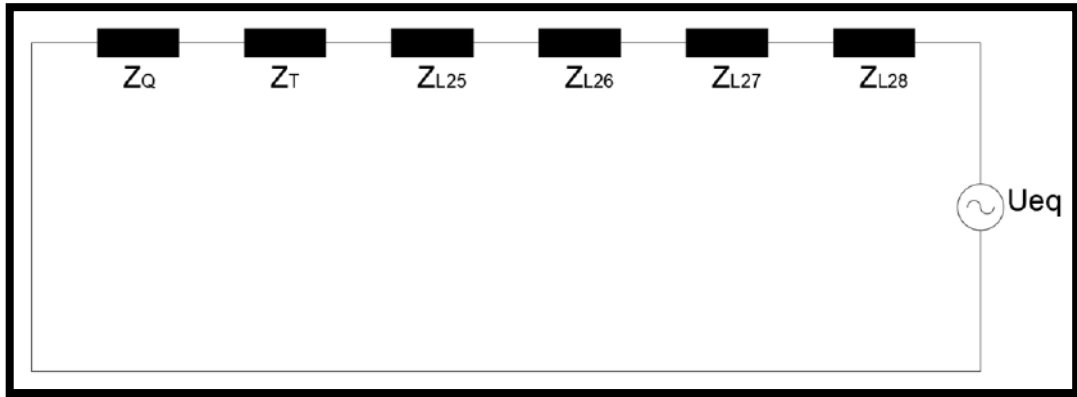


Fig. 14.14. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 28.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 220,36 [9,84^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{220,36 [9,84^\circ [m\Omega]} = 945,84 [-9,84^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(min)}| \cong 946 [A]$$

14.6.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 29

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

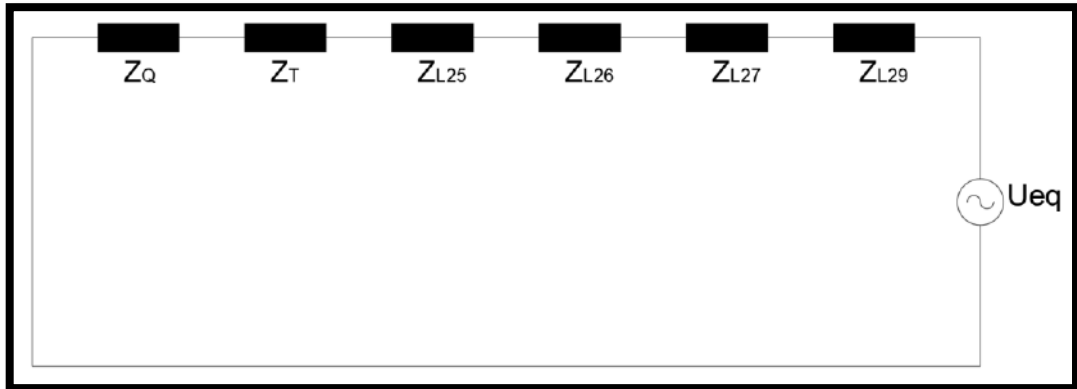


Fig. 14.15. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 29.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 383,81 [5,39^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{383,81 [5,39^\circ [m\Omega]} = 543,03 [-5,39^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(min)}| \cong 543 [A]$$

14.6.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO AL FINAL DE LA LÍNEA 30

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

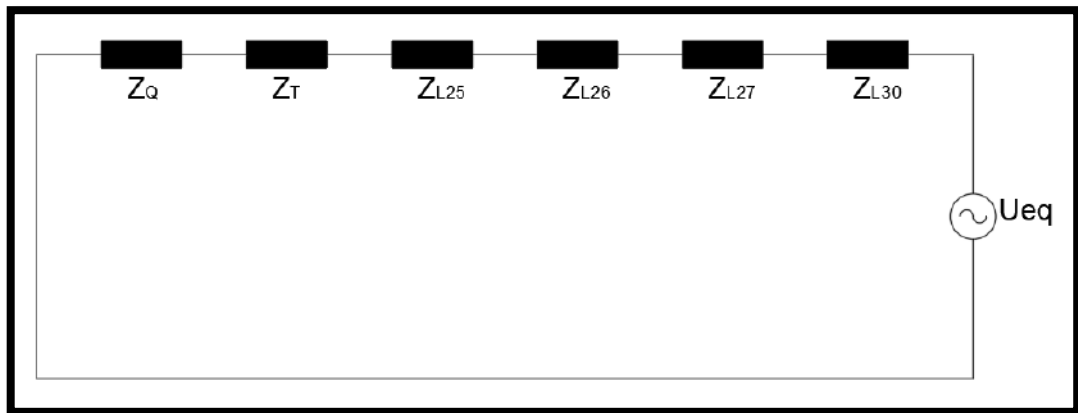


Fig. 14.16. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo al final de la línea 30.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 266,95 [7,42^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{266,95 [7,42^\circ [m\Omega]} = 780,76 [-7,42^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(min)}| \cong 781 [A]$$

14.6.2. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO EN TABLERO TG4-1

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

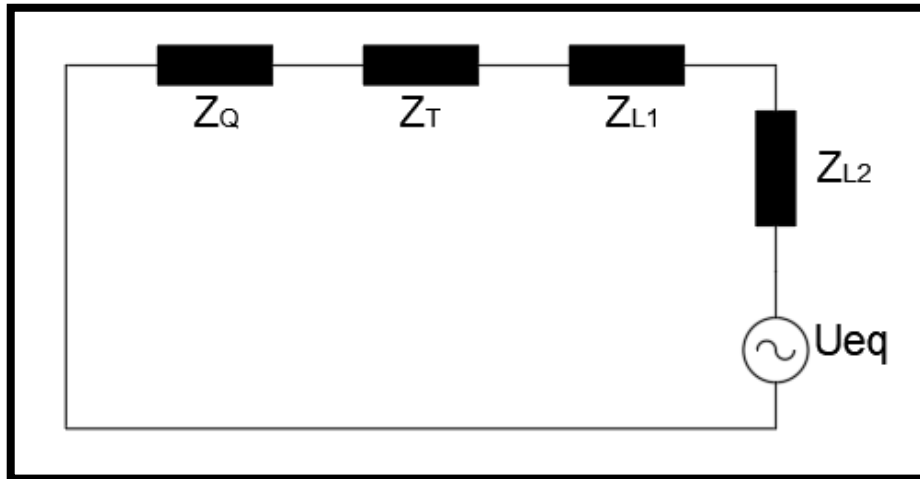


Fig. 14.17. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-1.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 37,67 [47,88^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(mín)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{37,67 [47,88^\circ [m\Omega]} = 5.532,38 [-47,88^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(mín)}| \cong 5.532 [A]$$

14.6.3. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO EN TALBERO TG4-3

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

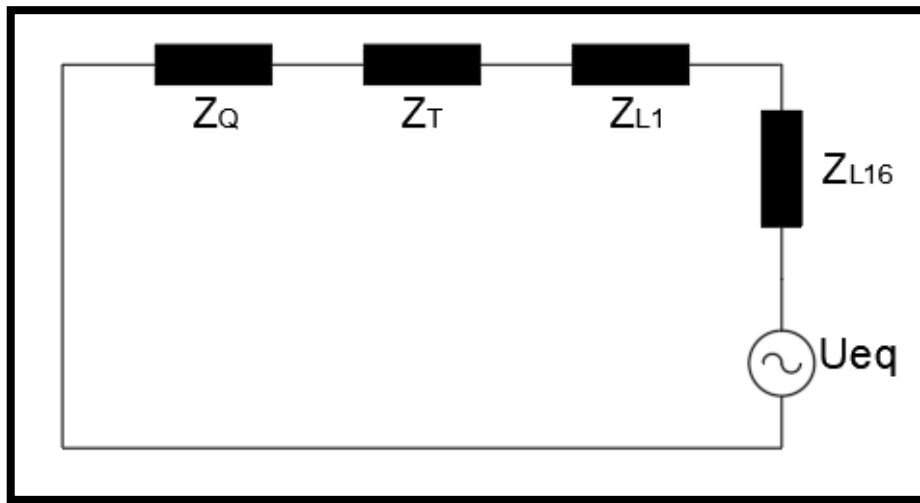


Fig. 14.18. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-3.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{\min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 80,99 [13,14^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(\min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{80,99 [13,14^\circ [m\Omega]} = 2.573,49 [-13,14^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(\min)}| \cong 2.573 [A]$$

14.6.4. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO EN TABLERO TG4-0

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

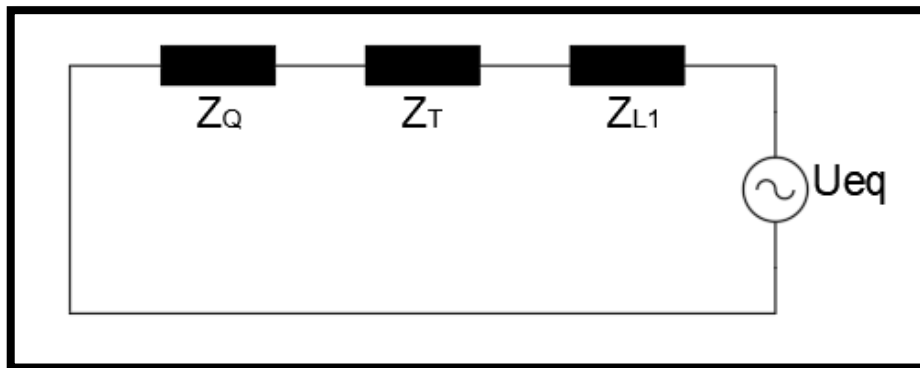


Fig. 14.19. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG4-0.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{\min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 16,67 [71,12^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(\min)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{16,67 [71,12^\circ [m\Omega]} = 12.500,26 [-71,12^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(\min)}| \cong 12.500 [A]$$

14.6.1. CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO MÍNIMO EN TABLERO TG5-1

Para este cortocircuito se utilizó el siguiente circuito:

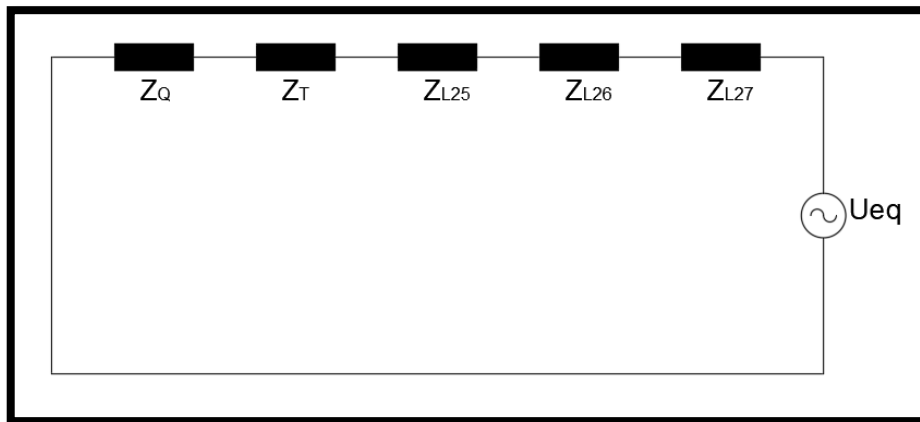


Fig. 14.20. Circuito equivalente para cortocircuito trifásico mínimo en tablero TG5-1.

Donde la tensión equivalente es:

$$U_{eq} = C_{min} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} = 0,95 \cdot \frac{380[V]}{\sqrt{3}}$$

$$U_{eq} = 208,42 [V]$$

Operando matemáticamente, la impedancia equivalente tiene el siguiente valor:

$$Z_{eq[90^\circ C]} = 43,28 [46,27^\circ [m\Omega]$$

Teniendo estos dos valores, se calculó, a partir de la ecuación (23) la corriente de cortocircuito:

$$I''_{k3(mín)} = \frac{U_{eq}}{Z_{eq[90^\circ C]}} = \frac{208,42[V]}{43,28 [46,27^\circ [m\Omega]} = 4.816,11 [-46,27^\circ [A]$$

$$|I''_{k3(mín)}| \cong 4.816 [A]$$

15. ANEXO V: DIMENSIONAMIENTO DE BARRAS

Para realizar el conexionado entre los inversores y el cable que distribuye la energía eléctrica hacia los tableros correspondientes, se diseñó un juego de barras dentro de una caja estanca para realizar las conexiones de manera fácil y segura.

Debido a la poca influencia que pueden tener estos costos en el resultado final de cada etapa, se optó por diseñar el juego de barras considerando la conexión de la mayor cantidad posible de inversores entre todas las etapas, como es el caso del diseño 1 de la etapa 1, en la cual se instalarían 3 inversores (45,58[A]).

A partir del catálogo de pletinas de cobre pertenecientes a la empresa Brometal adjunto, se seleccionó una pletina desnuda por fase de 12×2 [mm], la cual soporta una corriente $I_n = 108$ [A]. Luego, utilizando el “Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA, BBC”, se procedió a verificar que estas barras soporten tanto la corriente eléctrica como los esfuerzos electrodinámicos a los cuales están sometidas.

A esta corriente se la debe afectar por distintos factores que corrigen la capacidad de carga de las barras seleccionadas. Estos se encuentran en la IRAM 2359 parte 1 y se explican brevemente a continuación:

Factor k1: corrección de la capacidad de carga en relación a la conductividad. Las barras utilizadas presentan una conductividad de $56 \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$, por lo tanto este factor es unitario.

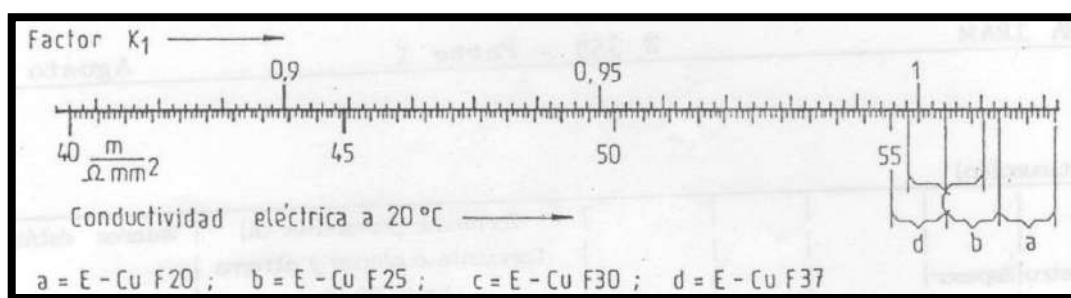


Fig. 15.1 Factor k1 para la modificación de la corriente permanente en materiales cuprosos con una conductividad que difiere de $56 \left[\frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \right]$.

Factor k2: corrección de la capacidad de carga para diferente temperatura ambiente y/o embarrado. Se presume que la temperatura ambiente no será mayor a 35 [°C] y del embarrado mayor a 62 [°C], por lo que se toma este factor como unitario.

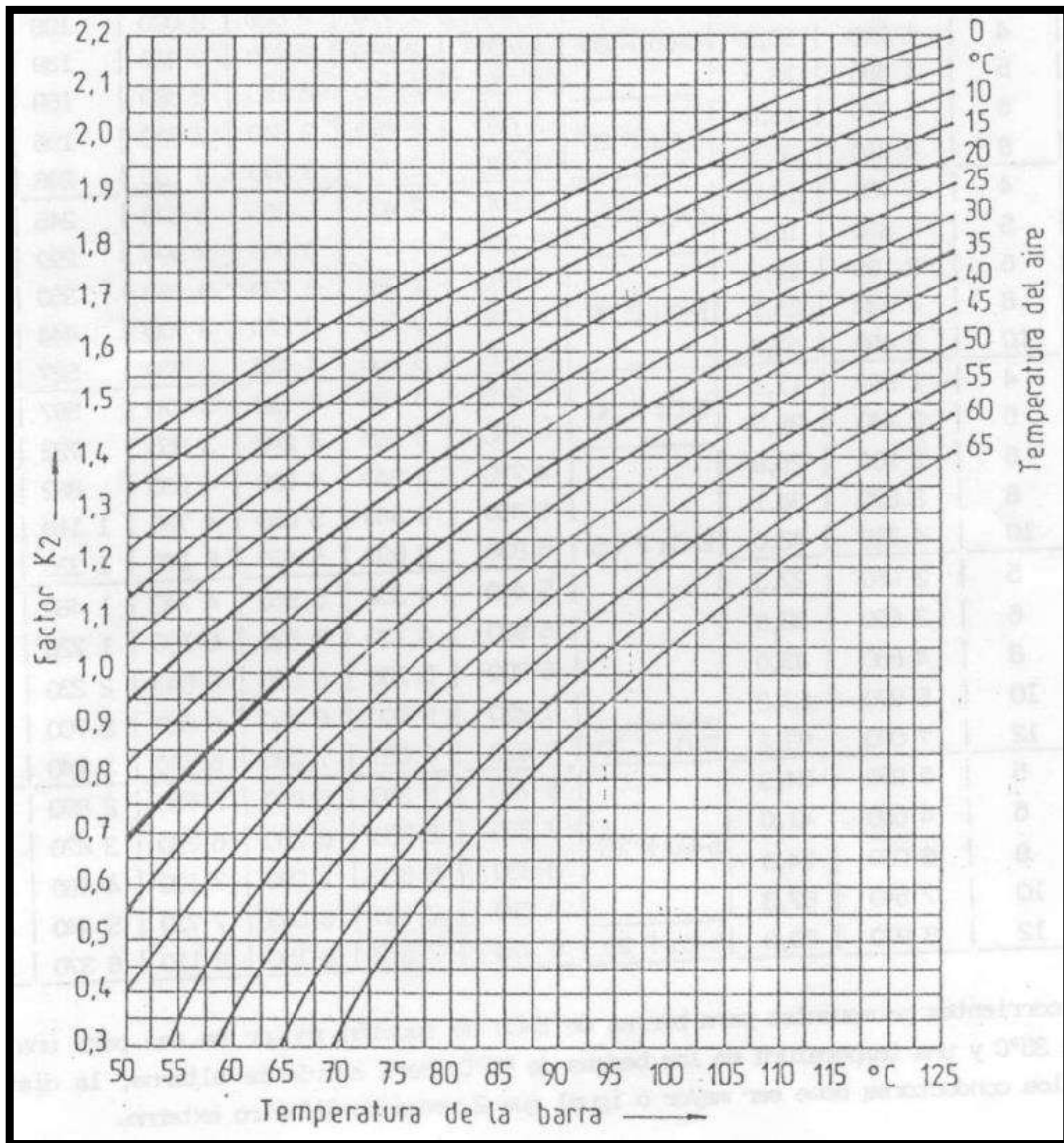


Fig. 15.2 Factor k_2 para la modificación de la corriente permanente con temperaturas del aire distintas a 35 [°C] y/u otras temperaturas en las barras que la de 65 [°C].

Factor k_3 : corrección de la capacidad de carga por diferente disposición del embarrado. Efecto sobre la disipación térmica. Al presentar una luz entre barras mayor a 10[mm], este factor es unitario.



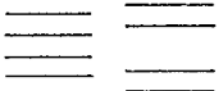
Cantidad de barras	Ancho de las barras (mm)	Factor K_3 para las barras	
		pintadas	desnudas
2 	50 a 200	0,85	0,8
3 	50 a 80	0,85	0,8
	100 a 120	0,8	0,75
4 	160	0,75	0,7
	200	0,7	0,65

Fig. 15.3 Factor k_3 para la modificación de la corriente permanente en la disposición horizontal del ancho de las barras para el tendido vertical de las barras en largos mayores a 2 metros.

Factor k_4 : corrección de la capacidad de carga por diferente disposición del embarrado. Efecto sobre la distribución de la corriente.

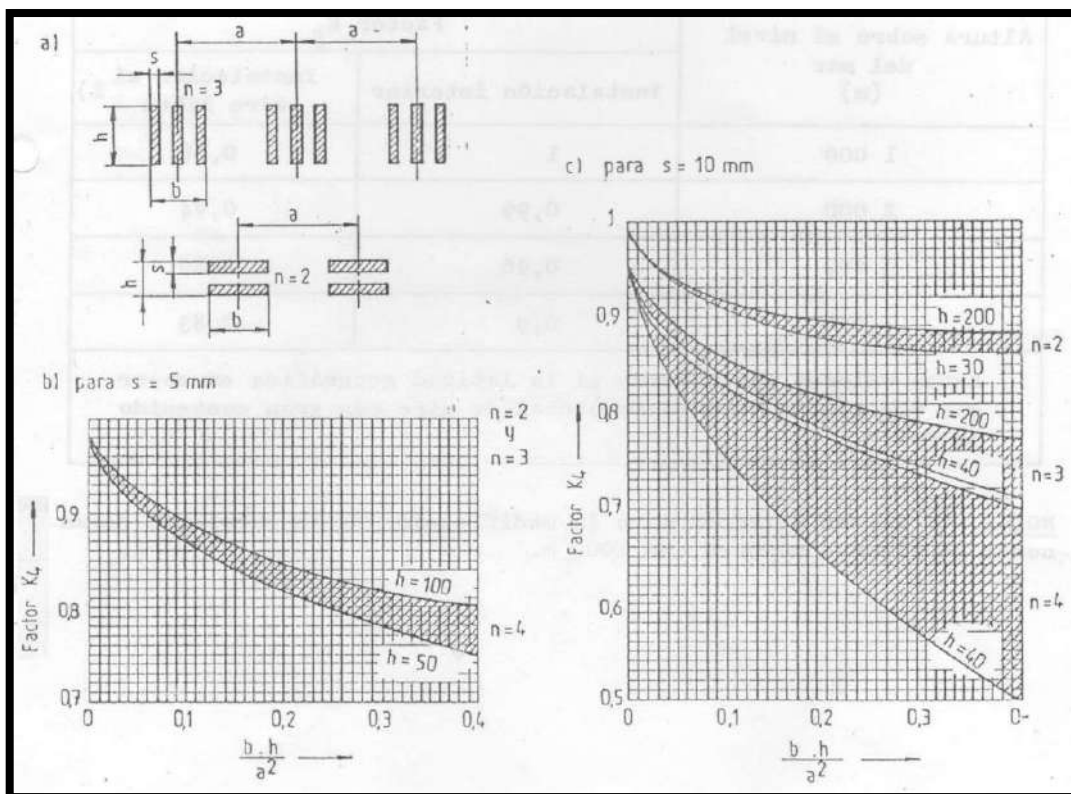


Fig. 15.4 Factor k_4 para la modificación de la corriente permanente por razones eléctricas, con corriente alterna, debidas a la disposición de las barras.

Factor k5: corrección de la capacidad de carga debido al emplazamiento geográfico. Al presentarse la instalación en una instalación que no presenta gran altitud respecto al nivel del mar, este factor también es unitario.

Para este caso, todos los factores explicados anteriormente son unitarios.

Por cada juego de barras se utilizarán dos soportes tetrapolares en 90°, separados 2658[mm] entre sus caras internas. A partir de esta se toman las medidas físicas utilizadas para los próximos cálculos.

15.1. CÁLCULO DE ESFUERZOS

15.1.1. FUERZA EN EL CONDUCTOR CENTRAL DURANTE UN CORTOCIRCUITO

Para este esfuerzo se utiliza la siguiente ecuación:

$$F_H = 0,2 \cdot I_S^2 \cdot \frac{l}{a} \cdot 0,87 \quad (24)$$

Donde:

I_S : corriente de impulso en el punto de colocación del sistema de barras.

l : separación entre soportes.

a : distancia entre conductores.

La corriente de impulso utilizada es la mayor de los arreglos analizados, la cual corresponde al caso del cortocircuito trifásico máximo al final de la línea 24 (sección 14.5.3.2):

$$I_S = 3551 [A] = 3,55 [kA]$$

Adoptando las siguientes medidas para los alojamientos de los terminales y el alojamiento del tornillo que fija la barra al porta barras, se obtiene la separación entre soportes:

$$l = 100 [mm] = 0,1 [m]$$

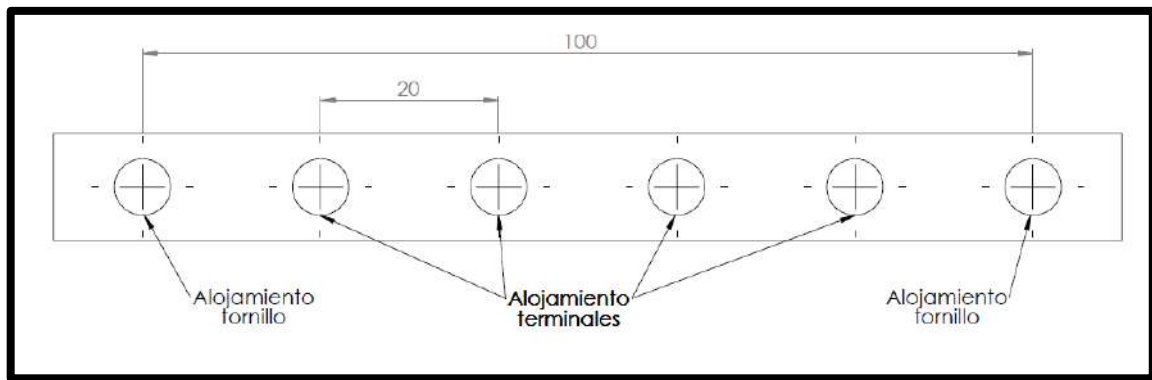


Fig. 15.5. Dimensiones de cada barra.

A partir de la vista del conjunto barras-porta barras se obtiene la distancia entre conductores.

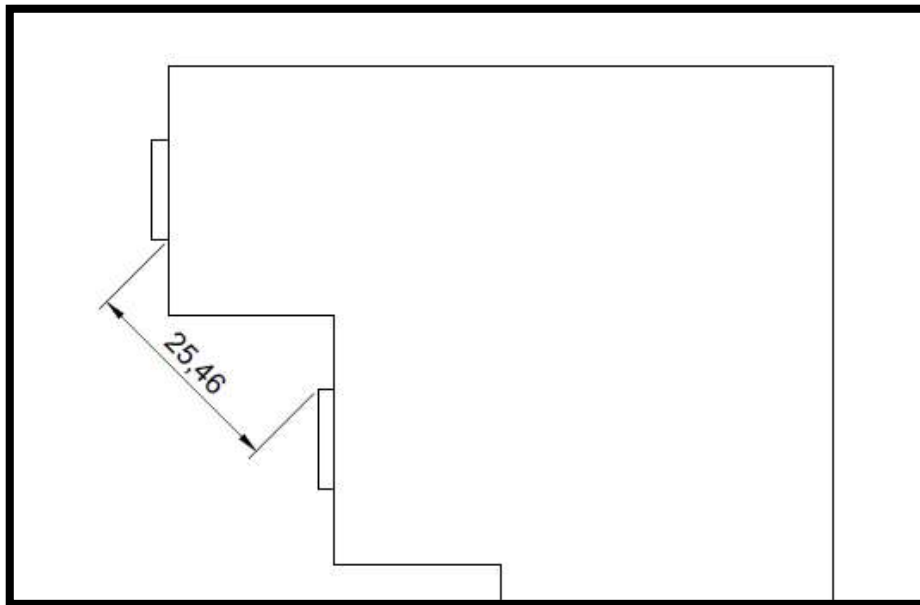


Fig. 15.6. Distancia entre conductores.

$$a = 25,46 \text{ [mm]} = 0,02546 \text{ [m]}$$

Reemplazando:

$$F_H = 0,2 \cdot (3,55[\text{kA}])^2 \cdot \frac{0,1[\text{m}]}{0,02546[\text{m}]} \cdot 0,87 = 8,61 \text{ [N]}$$

15.1.2. FUERZA ENTRE PLETINAS CIRCULADAS POR IGUAL CORRIENTE

Ya que se utiliza una sola pletina por fase no existe fuerza entre pletinas circuladas por igual corriente (F_T) y por consiguiente tampoco su esfuerzo entre pletinas. Por lo tanto, esta fuerza queda excluida del análisis.

15.1.3. RESISTENCIA MECÁNICA

Se calcula la tensión generada sobre la barra debido a las fuerzas entre barras a partir de la siguiente ecuación:

$$\sigma_H = \nu_\sigma \cdot \beta \cdot \frac{F_H \cdot l}{8 \cdot W} \quad (25)$$

Donde:

l : distancia entre soportes.

ν_σ : factor de esfuerzo de la fase en función de la clase de corriente.

β : factor de esfuerzo de la fase en función de la forma del soporte y la fijación.

W : módulo resistente de la fase.

Al tratarse de una instalación de corriente alterna trifásica, el factor de esfuerzo ν_σ es igual a 1 y el factor β se obtiene de la Tabla 4-2 del “Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA, BBC, Pág. 77”.




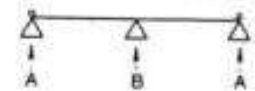
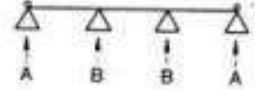
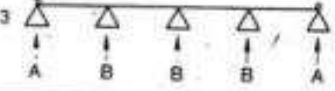
Clase de soporte y fijación		Esfuerzo del soporte factor α	Esfuerzo de la fase factor β
soportado en ambos extremos		A: 0.5 B: 0.5	1.0
Trayecto simple			
sujeto, soportado		A: 0.625 B: 0.375	0.73
sujeto en ambos extremos		A: 0.5 B: 0.5	0.50
Trayecto múltiple con N distancias iguales o aproximadamente iguales entre soportes			
N = 2		A: 0.375 B: 1.25	0.73
N > 3		A: 0.5 B: 1.0	
N = 3		A: 0.5 B: 1.1	Trayecto intermedio 0.5 Trayecto final 0.73

Fig. 15.7. Factor β en función de la forma del soporte y la fijación.

Por ser una viga simple con ambos lados apoyados el esfuerzo de la fase β es igual a la unidad.

Para simplificar los cálculos, se optó por un comportamiento pesimista y se tomó el módulo resistente como si las barras estuviesen dispuestas una al lado de la otra de manera vertical. De esta forma el módulo resistente se obtuvo de la Tabla 4-5 del “Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA, BBC, Pág. 81”

Configuration	flat	upright		
Busbar dimensions				
mm	W_x cm ³	J_x cm ⁴	W_y cm ³	J_y cm ⁴
12 × 2	0.048	0.0288	0.008	0.0008
15 × 2	0.075	0.0562	0.010	0.001
15 × 3	0.112	0.084	0.022	0.003
20 × 2	0.133	0.133	0.0133	0.00133
20 × 3	0.200	0.200	0.030	0.0045
20 × 5	0.333	0.333	0.083	0.0208
25 × 3	0.312	0.390	0.037	0.005
25 × 5	0.521	0.651	0.104	0.026
30 × 3	0.450	0.675	0.045	0.007
30 × 5	0.750	1.125	0.125	0.031
40 × 3	0.800	1.600	0.060	0.009
40 × 5	1.333	2.666	0.166	0.042
40 × 10	2.666	5.333	0.666	0.333
50 × 5	2.080	5.200	0.208	0.052
50 × 10	4.160	10.400	0.833	0.416

Fig. 15.8. Módulo resistente de fases simples.

$$W = 0,008 \text{ [cm}^3\text{]} = 8 \text{ [mm}^3\text{]}$$

Reemplazando los valores:

$$\sigma_H = 1 \cdot 1 \cdot \frac{8,61 \text{ [N]} \cdot 100 \text{ [mm]}}{8 \cdot 8 \text{ [mm}^3\text{]}} = 13,45 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right]$$

15.1.4. VERIFICACIÓN

La tensión generada debe ser menor al esfuerzo admisible, el cual es el límite de fluencia afectado por un factor de 1,5 para barras de tipo rectangular.

$$\sigma_H < 1,5 \cdot \sigma_{0,2} \quad (26)$$

El fabricante de pletinas ofrece distintas aleaciones de cobre, pero como este es un cálculo con el fin de determinar un costo en los materiales, se utiliza el límite de fluencia más chico entre todas las aleaciones y sus estados metalúrgicos, el cual es $120 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right]$.

$$1,5 \cdot 120 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right] = 180 \left[\frac{\text{N}}{\text{mm}^2} \right]$$

Se observa que la desigualdad se verifica:

$$13,45 \left[\frac{N}{mm^2} \right] < 180 \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$

15.2. SELECCIÓN DE SOPORTE

Como se mencionó previamente, se utilizó un soporte de barra tetrapolar en 90° de la empresa Elent S.R.L. Para evitar descomponer la fuerza resultante que deberá tolerar el soporte, se supuso saliente de este. De esta manera la fuerza máxima producida se obtuvo a partir de la siguiente ecuación:

$$F_S = v_F \cdot \alpha \cdot F_H \quad (27)$$

Donde:

v_F : factor de esfuerzo del soporte.

α : factor de reacción de vínculo.

Para el caso de corriente alterna, el factor de esfuerzo del soporte (v_F) viene dada por:

$$v_F = 1 ; \text{ para el caso de que } \sigma_H \geq 0,8 \cdot \sigma_{0,2}$$
$$v_F = \frac{0,8 \cdot \sigma_{0,2}}{\sigma_H} ; \text{ para el caso de que } \sigma_H < 0,8 \cdot \sigma_{0,2}$$

Para nuestro caso:

$$\sigma_H = 13,45 \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$
$$\sigma_{0,2} = 120 \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$

Se observa que se verifica la desigualdad:

$$\sigma_H < 0,8 \cdot \sigma_{0,2} \quad (28)$$

$$13,45 \left[\frac{N}{mm^2} \right] < 0,8 \cdot 120 \left[\frac{N}{mm^2} \right] = 96 \left[\frac{N}{mm^2} \right]$$

De modo que el factor de esfuerzo del soporte se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$v_F = \frac{0,8 \cdot \sigma_{0,2}}{\sigma_H} = \frac{0,8 \cdot 120 \left[\frac{N}{mm^2} \right]}{13,45 \left[\frac{N}{mm^2} \right]} = 7,14 \quad (29)$$

Ya que este factor no puede ser mayor a 2,7, se toma este valor.

A partir del tipo de viga y la forma de sujeción, el valor del factor de reacción de vínculo es de 0,5, dato extraído de la Fig. 22.6.

Como último paso previo al reemplazo, se realizó el pasaje de unidades de $[N]$ a $[kgf]$ de F_H :

$$F_H = \frac{8,61[N]}{9,81 \left[\frac{m}{s^2} \right]} = 0,878 [kgf]$$

Reemplazando en la ecuación 33 con los valores obtenidos:

$$F_S = 2,7 \cdot 0,5 \cdot 0,878 [kgf] = 1,19 [kgf]$$

Utilizando el programa AutoCAD, se descompuso la fuerza resultante en sus componentes.

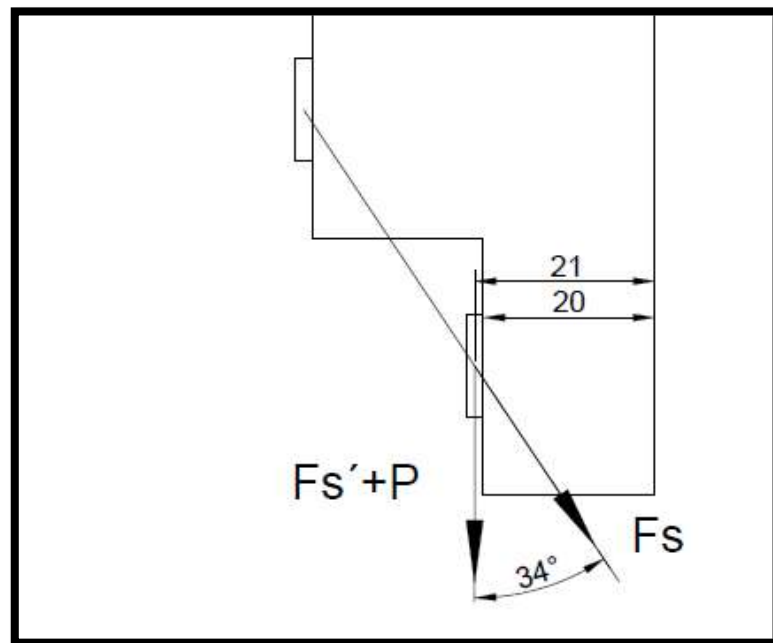


Fig. 15.9. Fuerzas actuantes sobre las barras.

$$F_S' = F_S \cdot \cos(34^\circ) \quad (30)$$

$$F_S' = 1,19 \text{ [kgf]} \cdot \cos(34^\circ) = 0,987 \text{ [kgf]}$$

Utilizando la densidad del cobre se calculó el peso de la barra:

$$P = \delta \cdot A \cdot l \quad (31)$$

Donde:

$$\delta = 0,00892 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right].$$

$$A = 1,2[\text{cm}] \cdot 0,2[\text{cm}] = 0,24 \text{ [cm}^2\text{]}.$$

$$l = 120[\text{mm}] = 12 \text{ [cm]}.$$

Reemplazando:

$$P = 0,00892 \left[\frac{\text{kg}}{\text{cm}^3} \right] \cdot 0,24[\text{cm}^2] \cdot 10[\text{cm}] = 0,0257 \text{ [kgf]}$$

Luego, la fuerza total que debe soportar el aislador, referida a la base, será:

$$(F_S' + P) \cdot \frac{21[\text{mm}]}{20[\text{mm}]} = (0,987[\text{kgf}] + 0,0257[\text{kgf}]) \cdot \frac{21[\text{mm}]}{20[\text{mm}]} = 1,06 \text{ [kgf]}$$

La ficha técnica del producto especifica que el esfuerzo mecánico máximo del soporte es de 150[kg], el cual es mucho mayor al máximo esfuerzo calculado.

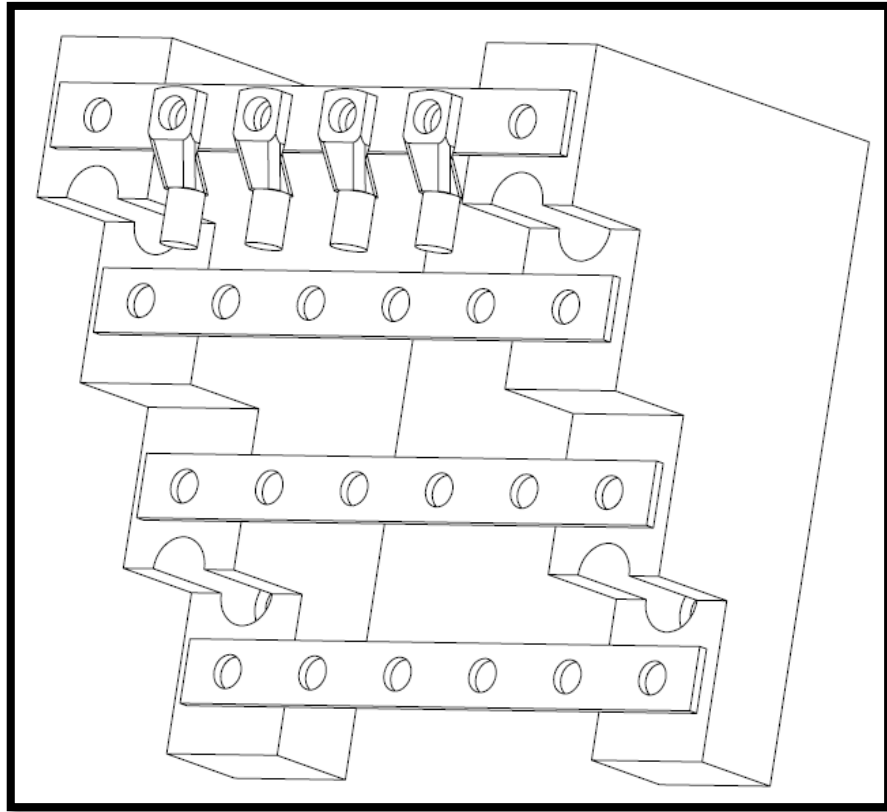


Fig. 15.10. Vista 3D del juego de barras.

15.3. CÁLCULO DE COSTOS

Los precios de los materiales utilizados al día 20 de marzo del año 2020 son:

Componente	Precio
	[\$]
Planchuela de cobre 12x2x1000[mm]	900
Porta Barra	628
Terminal ojal	75
Caja estanca exterior 15x15x10[cm]	380

Tabla 15.1. Costo de cada componente.

Para las etapas en que son necesarios dos inversores, el costo es:

Componente	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	12	900
Caja estanca	1	380
Total		2.968

Tabla 15.2. Costo total del juego de barras.

Para las etapas en que son necesarios tres inversores, el costo es:

Componente	Cantidad	Precio
		[\$]
48[cm] de barra	1	432
Porta barras	2	1.256
Terminales	16	1.200
Caja estanca	1	380
Total		3.268

Tabla 15.3. Costo total del juego de barras.

16. ANEXO VI: SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE CABLES Y PROTECCIONES

En este anexo se pretende explicar el proceso de selección de las protecciones, los cables y conductores utilizados en cada etapa del proyecto.

16.1. CABLE DE CORRIENTE CONTINUA

En el sistema diseñado, sobre la sección de corriente continua, se utilizó el cable PV1-F fabricado por la empresa Prysmian, siendo este un cable específico para este tipo de instalación.



Fig. 16.1. Cable Prysmian PV1-F.

De acuerdo con la ficha técnica de los paneles utilizados ([Anexo VIII](#)), estos pueden producir una corriente máxima de $8,63[A]$; y de la ficha técnica del cable, se observa que un cable de sección de $1,5[mm^2]$ permite transportar una corriente de $30[A]$, lo cual supera ampliamente la máxima corriente que pueden generar los paneles, sin embargo, cuanto mayor sección tenga un cable, menor serán las pérdidas y la caída de tensión, por lo tanto, se optó por seleccionar un cable de $4[mm^2]$ para todas las etapas del trabajo.

A diferencia del cable utilizado en el lado de corriente alterna, este cable no se debe verificar por caída de tensión debido a que el inversor ajusta la corriente y la tensión de acuerdo al punto de potencia máximo, con lo cual, la caída de tensión varía constantemente.

16.1.1. PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

A continuación, se realiza una descripción general acerca de cómo proteger las instalaciones fotovoltaicas.

Un cortocircuito en un cable para la conexión de la cadena de un cuadro de distribución para un subcampo (falta 1, de la Fig. 16.2) recibe simultáneamente alimentación aguas arriba del lado de carga por la cadena ($I_{sc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$) y aguas abajo por el resto de las $x - 1$ cadenas conectadas al mismo inversor ($I_{sc2} = (x - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$).

Si la planta FV es de tamaño pequeño, con solo dos cadenas ($x = 2$) el resultado es $I_{sc2} = 1,25 \cdot I_{sc} = I_{sc1}$ y por lo tanto no es necesario proteger los cables de la cadena contra cortocircuitos.

Por el contrario, cuando se conectan al inversor tres o más cadenas ($x \geq 3$), la corriente I_{sc2} es mayor que la corriente de servicio y por tanto es necesario proteger los cables contra cortocircuitos cuando su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc2} , es decir $I_z < (x - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

Un cortocircuito entre un cuadro de distribución para un subcampo y el cuadro de distribución para el inversor (falta 2 de la Fig. 16.2) recibe alimentación aguas arriba por las "y" cadenas conectadas en paralelo del subcampo (I_{sc3}) y aguas abajo por el resto de $(x - y)$ cadenas del cuadro de distribución del mismo inversor.

La corriente de cortocircuito $I_{sc3} = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ coincide con la corriente de servicio del circuito entre el cuadro de distribución del subcampo y el inversor, mientras que la corriente $I_{sc4} = (x - y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ es mayor que la corriente de servicio si $(x - y) > y \Rightarrow x > 2 \cdot y$.

En este caso es necesario proteger los cables contra cortocircuitos si su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc4} , es decir $I_z < (x - y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$. [4]

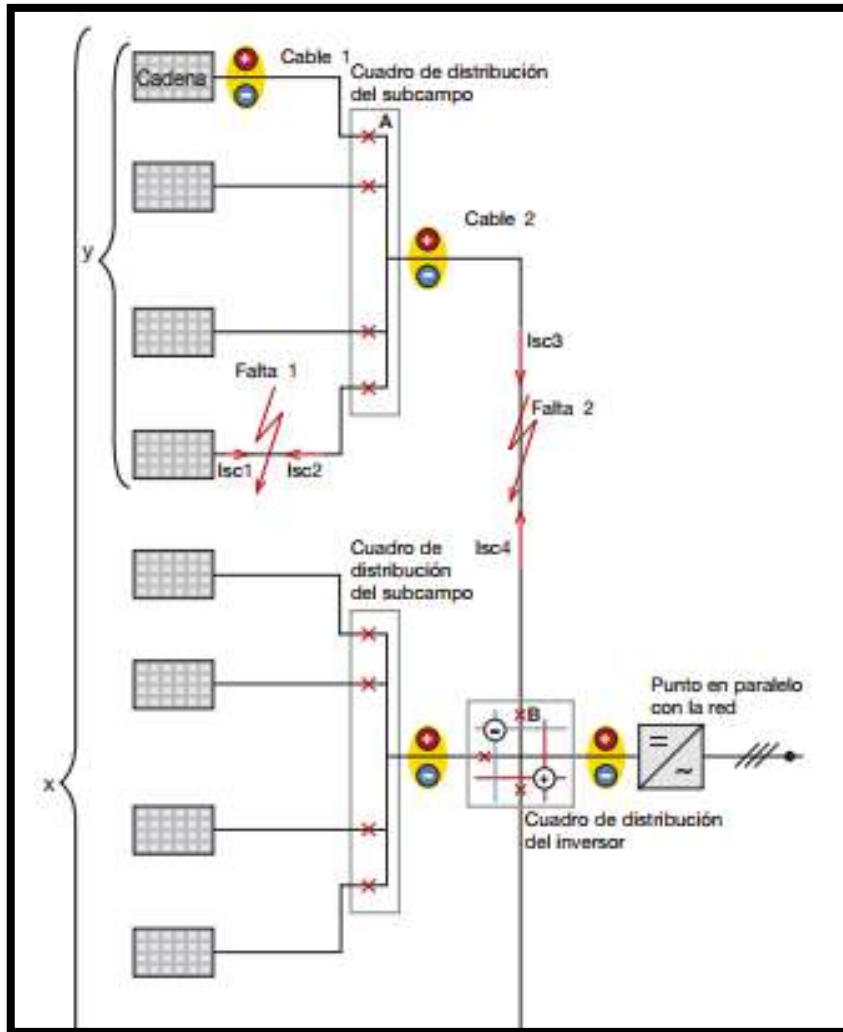


Fig. 16.2. Posibles fallas en un circuito fotovoltaico.

Como en este caso la planta FV está dividida en varios sistemas de los cuales cada inversor posee dos arreglos de paneles, se debe verificar que:

$$I_b \geq 1,25 \cdot I_{sc} \quad (32)$$

Siendo,

I_b : Corriente nominal del cable en las condiciones de instalación.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito de los paneles FV.

16.2. CABLE DE CORRIENTE ALTERNA

16.2.1. TIPO DE AISLACIÓN

Para poder seleccionar el tipo de cable a instalar desde los tableros seccionales a los inversores, se recurrió a la Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles de la AEA 90364-7-771, en la cual se establece el procedimiento para seleccionar el tipo de conductor o cable a instalar dependiendo de las condiciones de utilización.

De acuerdo a esta reglamentación, las condiciones de utilización son las siguientes:

Utilización	Código	Descripción
Capacidad de las personas	BA1	Normal u ordinaria
	BA2	Niños
	BA3	Personas con capacidades diferentes
	BA4	Instruidos en seguridad eléctrica
	BA5	Calificados en seguridad eléctrica
Resistencia eléctrica del cuerpo humano	BB1	Normal
Contacto con personas al potencial de la tierra	BC2	Bajo
	BC3	Frecuente
	BD1	Baja densidad ocupacional y condiciones fáciles de evacuación
Condiciones de evacuación ante un siniestro	BD2	Baja densidad ocupacional y condiciones difíciles de evacuación
	BD3	Alta densidad ocupacional y condiciones fáciles de evacuación
	BD4	Alta densidad ocupacional y condiciones difíciles de evacuación
	BE1	Riesgos insignificantes (Normal)
Naturaleza de los materiales procesados o almacenados	BE2	Riesgo de incendio
	BE3	Riesgo de explosión
	BE4	Riesgo de contaminación
	CA1	No combustibles (Normal)
Materiales de construcción	CA2	Combustibles
	CB1	Riesgo despreciable
Proyecto de edificios	CB2	Riesgo de propagación del incendio
	CB3	Riesgo de movimiento
	CB4	Estructuras flexibles o inestables

Fig. 16.3. Condiciones de utilización.

Para este caso, y como se notará a continuación, una condición determinante a la hora de seleccionar el tipo de cable o conductor a utilizar, es la densidad ocupacional y las condiciones de evacuación. Por ser una universidad con alta densidad ocupacional y con condiciones fáciles de evacuación, se determina una condición de código BD3.

De acuerdo a la Tabla 771.12.I de dicha reglamentación, se debe utilizar un tipo de cable que tenga como referencia a la norma IRAM 62266. Es por esto, que en el presente trabajo se eligió el cable Afumex 1000 de la empresa Prysmian, el cual presenta las siguientes características:



Fig. 16.4. Principales características del cable Afumex 1000.

Para más información sobre este cable se puede consultar su ficha técnica en el [Anexo VIII](#) del presente trabajo.

16.2.2. CORRIENTE NOMINAL

Una vez seleccionado el tipo de cable, se procede a determinar su sección mínima a partir de la corriente máxima que este puede transportar, la cual se calcula en función de la cantidad de inversores que se requieran en cada etapa.

El método de instalación determina la corriente máxima que soporta cada sección del cable seleccionado. En este caso, por contar con una bandeja tipo escalera en las columnas montantes, el método de instalación es el E.

16.2.3. FACTORES DE CORRECCIÓN

A esta corriente admisible que presenta el cable se la debe afectar por distintos factores de corrección o reducción, los cuales son:

Factor de corrección	Motivo
F1	Agrupamiento
F2	Resistencia calorífica específica del terreno
F3	Contenido armónico
F4	Temperatura
F5	Grado de carga

Tabla 16.1. Factores de corrección para cables.

Para este caso en particular, los tres posibles factores a aplicar son F1, F3 y F4. Por lo tanto, el valor de los otros factores es unitario.

16.2.3.1. Agrupamiento

El calentamiento mutuo de los cables, cuando varios circuitos coinciden en la misma canalización (o un solo circuito tenga más de una terna en paralelo), obliga a considerar un factor de corrección para tener en cuenta la mayor dificultad para disipar el calor generado, ya que esta situación equivale a una mayor temperatura ambiente.

De acuerdo a la Tabla 771.16.IV de la AEA 90364-7-771 edición 2006, este factor se debe aplicar sólo cuando la separación entre cables adyacentes excede dos veces su diámetro exterior. Como en este caso todas las columnas montantes poseen el espacio suficiente como para permitir esta distancia, se recomienda tener esto presente a la hora de realizar el trabajo.

La reglamentación mencionada también establece que debe aplicarse un factor de reducción adicional de 0,85 a los cables expuestos en forma directa a la radiación solar. Es por esto que el factor $F1$ toma el siguiente valor:

$$F1 = 0,85$$

16.2.3.2. Contenido armónico

Cuando se prevea el uso de aparatos, monofásicos o trifásicos, que generen distorsión armónica en la forma de onda de la corriente, tales como bancos de iluminación fluorescente, balastos electromagnéticos o electrónicos, fuentes de tensión continua conmutadas, etc., el conductor neutro de un sistema trifásico podría ser sobrecargado.

En estos casos, tanto los conductores de línea como el de neutro se deberán dimensionar según el contenido de la tercera armónica presente en los conductores de línea.

Así, para porcentajes de hasta 33% de tercera armónica en la corriente de línea, el cálculo de la sección de los conductores deberá realizarse en función de los de línea.

En cambio, para porcentajes mayores del 33% de tercera armónica en la corriente de línea, el cálculo de la sección de los conductores deberá realizarse en función de las corrientes en el neutro.

Estos cuatro casos se muestran resumidos en la siguiente figura:

Contenido de tercera armónica en la corriente de línea (%)	Factor de reducción	
	Selección basada en la corriente de línea	Selección basada en la corriente de neutro
(%) ≤ 15	1,00	-
15 < (%) ≤ 33	0,86	-
33 < (%) ≤ 45	-	0,86
(%) > 45	-	1,00

Fig. 16.5. Factor de reducción por contenido armónico.

Como puede apreciarse en la tabla tomada de la reglamentación de la AEA 90364-7-771 (Fig. 16.5), hasta un 15 % de contenido de tercera armónica el efecto se desprecia. Entre el 15 y 33 %, propone un factor de reducción igual a 0,86. A partir del 33 % de contenido de tercera armónica, y dado que estas se suman en el conductor neutro, la selección se basa en la corriente del neutro.

Entre el 33 y 45 % de contenido de tercera armónica, el factor de reducción también es 0,86, pero cuando la corriente de neutro supera en más del 135% la corriente de fase (contenido de 3ª armónica mayor al 45%), y el cable fue seleccionado de acuerdo a la corriente de neutro, no es necesario aplicar factor de reducción alguno, pues al estar las fases más frías que el neutro, estas contribuyen a disipar el calor. Esto explica el factor igual a 1 para esta situación. [26]

De acuerdo a la hoja de datos del inversor, el THD que este produce es menor a un 3%, por lo tanto este factor toma el siguiente valor:

$$F3 = 1$$

16.2.3.3. Temperatura

En caso de que la temperatura ambiente sea distinta de 40[°C], se debe aplicar el factor correspondiente que se muestra en la siguiente figura:

Temperatura de servicio θ_s (en °C)	Temperatura ambiente (θ_t) (en °C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
Aislación PVC	1,40	1,34	1,29	1,22	1,15	1,08	1	0,91	0,82	0,70	0,57
Aislación XLPE	1,26	1,23	1,19	1,14	1,10	1,05	1	0,96	0,90	0,83	0,78

Fig. 16.6. Factor de reducción por temperatura ambiente. [27]

En este caso, este factor toma el siguiente valor:

$$F4 = 1$$

Por todo lo comentado anteriormente, el factor que se debe aplicar al cable seleccionado en cada etapa es:

$$F = F1 \cdot F2 \cdot F3 \cdot F4 \cdot F5 \quad (33)$$

$$F = 1 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 1 \cdot 1 = 0,85$$

16.2.4. CAIDA DE TENSIÓN

Luego, se debe verificar que la caída de tensión en los cables no supere el 8% según se establece en el Subanexo D de las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones como máxima variación de tensión permitida para las empresas distribuidoras de energía eléctrica de la provincia de Buenos Aires en los puntos de suministro.

El cálculo de caída de tensión aproximada porcentual se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \frac{k \cdot I \cdot l \cdot [r \cdot \cos(\theta) + x \cdot \sin(\theta)]}{V_N} \cdot 100\% \quad (34)$$

Donde:

k : constante igual a 2 para sistemas monofásicos y bifásicos y $\sqrt{3}$ para sistemas trifásicos.

I : intensidad de la corriente de línea en [A].

l : longitud del circuito en [km].

r : resistencia eléctrica efectiva del conductor a la temperatura de servicio en $[\Omega/km]$.

x : reactancia de los conductores en $[\Omega/km]$.

θ : ángulo de desfasaje entre la tensión y la corriente.

V_N : tensión nominal de la red.

En el catálogo del inversor, el fabricante especifica que a potencia nominal, el factor de potencia es unitario y que es ajustable desde 0,8 tanto en atraso como adelanto. Dicho esto, para el cálculo de la caída de tensión se utilizará el siguiente ángulo:

$$\cos(\theta) = 0,8 \quad \therefore \quad \theta = 36,87^\circ$$

16.3. PROTECCIÓN DE LOS CONDUCTORES Y CABLES CONTRA LAS CORRIENTES DE SOBRECARGA Y CORTOCIRCUITO

16.3.1. PROTECCIÓN CONTRA LAS CORRIENTES DE SOBRECARGA

En todas las instalaciones, deben ser previstos dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito antes de que ella pueda provocar un daño por calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable o un conductor contra las sobrecargas debe satisfacer las dos condiciones siguientes:

1)

$$I_b \leq I_N \leq I_z \quad (35)$$

2)

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (36)$$

Donde:

I_b : corriente de proyecto (intensidad proyectada de la corriente de carga o corriente de empleo para la cual el circuito fue diseñado).

I_z : intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los cables o conductores a proteger.

I_2 : intensidad de corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas.

I_N : corriente asignada o nominal del dispositivo de protección. [25]

La Asociación Electrotécnica Argentina, da los siguientes valores de la corriente I_2 en la reglamentación 90364-7-771:

✚ Para pequeños interruptores automáticos conforme a IEC 60898:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N, \text{ para } I_N \leq 63 [A] \text{ (tiempo convencional 1 hora).}$$

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N, \text{ para } I_N > 63 [A] \text{ (tiempo convencional 2 horas).}$$

✚ Para interruptores automáticos conforme a IEC 60947-2:

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N, \text{ para } I_N \leq 63 [A] \text{ (tiempo convencional 1 hora).}$$

$$I_2 = 1,3 \cdot I_N, \text{ para } I_N > 63 [A] \text{ (tiempo convencional 2 horas).}$$

En la norma mencionada también se dan los valores de intensidad de corriente de fusión (I_2) para fusibles de tipo gG, pero como en este caso los fusibles utilizados son gPV, se recurrió a la norma IEC 60269-6, la cual establece el siguiente valor de corriente⁷:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N$$

16.3.2. PROTECCIÓN CONTRA LAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Los dispositivos de protección deben estar previstos para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes que pueda producir daños térmicos y/o mecánicos en los conductores, sus conexiones y en el equipamiento de la instalación.

⁷ La norma IEC 60269-6 establece distintos valores de I_2 , pero por no poder disponerla se utilizó su mayor valor, siendo este un caso más favorable para la protección.

16.3.2.1. Corrientes de cortocircuito máximas en los dispositivos de maniobra

Todo dispositivo que asegure la protección contra cortocircuitos, debe responder a las dos condiciones siguientes:

1) Regla del poder de corte

La capacidad de ruptura del dispositivo de protección (P_{dccc}), será por lo menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta (I_k'') en el punto donde el dispositivo está instalado.

$$P_{dccc} \geq I_k'' \quad (37)$$

A partir del cortocircuito máximo calculado en el anterior anexo sobre las barras TG4-1, TG4-3 y TG5-1 ($|I_{k3(máx)}''| \cong 7.124 [A]$) se selecciona el interruptor automático SH200M de la marca ABB Group, fabricado bajo la norma 60898-1 y con un poder de corte de $10[kA]$.

2) Regla del tiempo de corte

Toda corriente causada por un cortocircuito que ocurra en cualquier punto del circuito debe ser interrumpida en un tiempo tal, que no exceda de aquél que lleva al conductor a su temperatura límite admisible.

Para los cortocircuitos de duración de entre 0,1 segundos hasta 5 segundos, el tiempo t en el cual una corriente dada de cortocircuito llevará la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible en servicio normal, hasta su temperatura máxima admisible en cortocircuito, podrá ser calculado aproximadamente por la siguiente expresión:

$$\sqrt{t} \geq k \cdot \frac{S}{I} \quad (38)$$

Donde:

t : duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos (válido entre 0,1 y 5 segundos).

S : sección del conductor en $[mm^2]$.

I : intensidad de corriente de cortocircuito en amperios, expresada como valor eficaz.

k : factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo.

Para cortocircuitos de muy corta duración (menores a 0,1 segundos), donde la asimetría de la corriente es importante, y para los dispositivos de protección limitadores de la energía pasante, la fórmula anterior no es aplicable y en esos casos se debe verificar la siguiente ecuación:

$$k^2 \cdot S^2 \geq I_k^2 \cdot t \quad (39)$$

Donde:

t : duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos (válido entre 0,1 y 5 segundos).

S : sección del conductor en $[mm^2]$.

I_k : intensidad de corriente de cortocircuito en amperios, expresada como valor eficaz.

k : factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final del mismo. Para un cable o conductor de cobre con aislación XLPE, este es 143 (Tabla 771.19.II, AEA 90364-7-771, 2006).

El término $I_k^2 \cdot t$ representa la máxima energía específica pasante aguas abajo del dispositivo de protección.

16.3.2.2. Protección de los circuitos frente a las corrientes de cortocircuitos máximas

Para garantizar la protección de los conductores, sean de circuitos seccionales o de circuitos terminales, se deberá cumplir alguna de las siguientes condiciones, dadas en funcionamiento del elemento de protección seleccionado:

- 1) Utilizando dispositivos limitadores de la corriente de cortocircuito, o con tiempos de apertura inferiores a 0,1 segundos a partir de la ecuación (39).
- 2) Utilizando dispositivos con tiempos de apertura de 0,1 segundos y mayores, hasta 0,5 segundos:

$$S \geq \frac{I_k \cdot \sqrt{t}}{k} \quad (40)$$

Finalmente, se puede representar en un gráfico la corriente admisible en cortocircuito en función del tiempo tomando como parámetro la sección, para un determinado material conductor y aislante, tal como se observa en la siguiente figura. [26]

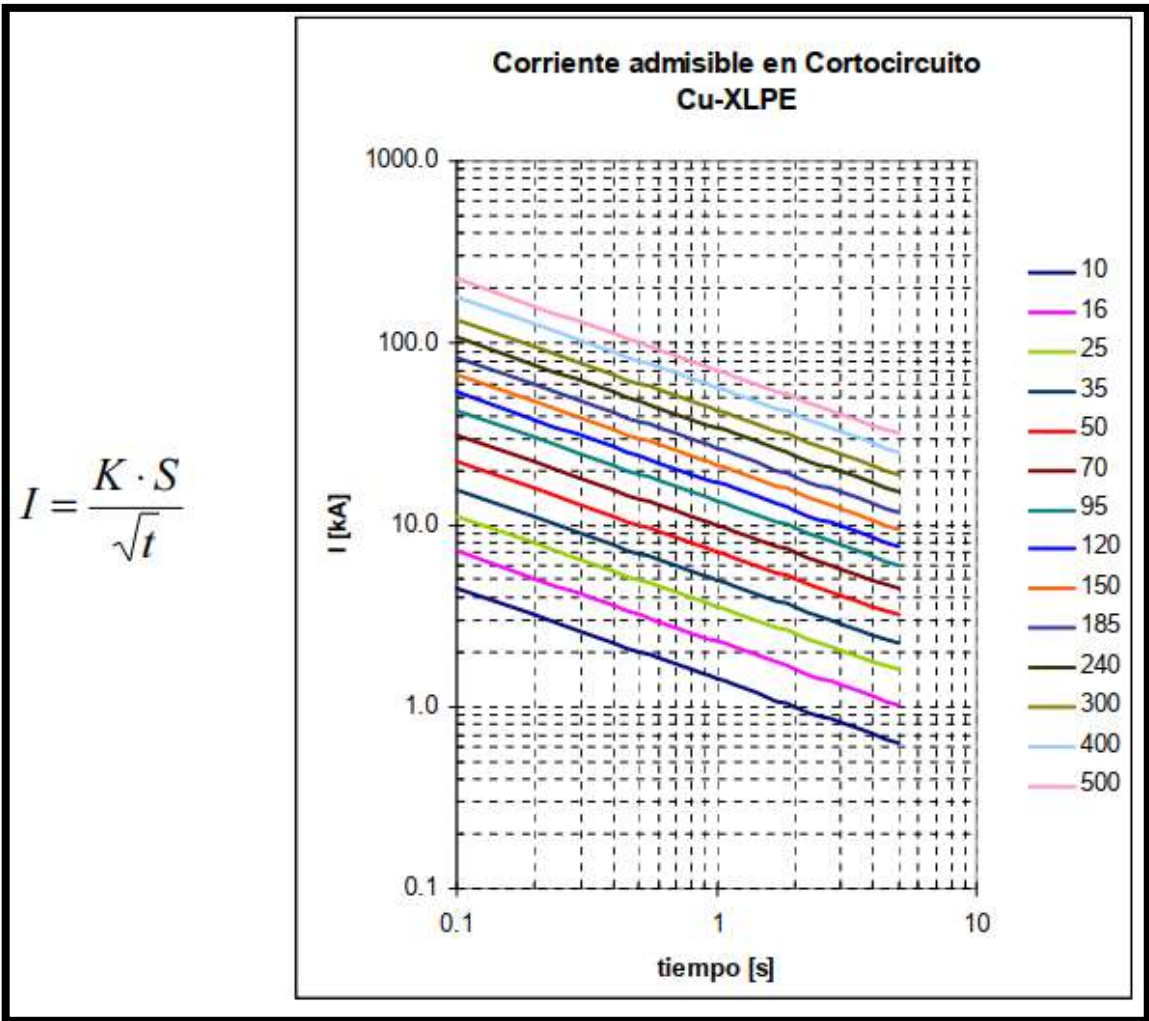


Fig. 16.7. Corriente admisible en cortocircuito para cables de cobre XLPE de distinta sección. [26]

16.4. VERIFICACIÓN DEL CABLE DE CORRIENTE CONTINUA UTILIZADO

Como ya se explicó, el cable de la sección de corriente continua será el mismo para todas las etapas, por lo tanto se procede a verificarlo. La primera condición a cumplir es la siguiente:

$$I_b \geq 1,25 \cdot I_{sc}$$

Siendo,

$$I_b = 55 [A]$$

$$I_{sc} = 9,1 [A]$$

Luego,

$$1,25 \cdot I_{sc} = 1,25 \cdot 9,1[A] = 11,38 [A]$$

Como $55[A] > 11,38[A]$ la condición se cumple y no sería necesario proteger la línea de CC, pero de manera preventiva y para darle un mayor grado de seguridad, se opta por proteger cada arreglo con dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

También se debe realizar la siguiente verificación:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

Como se menciona en el presente anexo, los valores son los siguientes:

$$I_b = 8,63 [A]$$

$$I_z = 55 [A]$$

Por lo tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible debe ser:

$$8,63[A] \leq I_N \leq 55[A]$$

$$I_N \rightarrow 10 [A]$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si su dimensión es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$. Donde I_2 es la corriente que asegura la actuación del elemento de protección y puede considerarse como $I_2 = 1,45 \cdot I_N$ en el caso de fusibles gPV.

$$I_2 = 1,45 \cdot I_N = 1,45 \cdot 10[A] = 14,5 [A]$$

$$1,45 \cdot I_z = 1,45 \cdot 55[A] = 79,75 [A]$$

Como $14,5[A] \leq 79,75[A]$, los fusibles seleccionados verifican.

17. ANEXO VII: EVALUACIÓN ECONÓMICA

A continuación se muestran los cálculos realizados en el análisis económico del proyecto, para finalmente exponer los resultados de manera simplificada.

17.1. INVERSIÓN INICIAL

Como primera medida se estimó la magnitud de la inversión inicial, necesaria para que la planta comience a producir la energía prevista. El precio de compra de los paneles, los inversores, los distintos componentes de las estructuras, conductores y protecciones utilizadas se obtuvieron a partir de los distribuidores pertinentes. La inversión en mano de obra se estimó como un 20% del capital invertido en los paneles fotovoltaicos y en la estructura. Por otra parte, los gastos no contemplados se estimaron como un 10% del capital invertido en los paneles.

Por último, se estimó el costo de mantenimiento anual como el 1% de la inversión total. Este se resta anualmente al ahorro generado.

Cabe destacar que este análisis se realizó utilizando el dólar como referencia para poder salvaguardarse del proceso inflacionario del país, el cual hace que los precios varíen mes a mes. Dicho esto, se utilizó un dólar de 62,5 [\$/US\$].

17.2. AHORRO ENERGÉTICO

El principal ítem del ahorro es a partir de la energía generado por los paneles. Esta se ve reflejada en la facturación como una disminución del consumo.

Otro ahorro energético, estudiado monetariamente, es el cambio en la potencia contratada. Al ser un consumidor de tipo T3BT la facturación eléctrica se compone no solo de la energía que consume el cliente, sino también de la potencia que este tiene contratada. Mediante el uso de los paneles fotovoltaicos se disminuye esta potencia gracias a que estos aportan una parte.

Para traducir el ahorro energético en unidades monetarias se tomó en cuenta el cuadro tarifario de EDEA al día 20/03/2020. Utilizando los registros de puesta y salida de sol se observó que la salida de sol más tardía se produjo a las 08:07 hs y la puesta de sol más temprana fue a las 17:36 hs. EDEA presenta la curva de carga típica haciendo la división entre energía valle, resto y pico. Tomando los horarios de puesta y salida de sol y las franjas horarias de energía según EDEA, se puede suponer que toda la energía producida será en el horario del resto. Por este motivo, el valor de la tarifa energética que se tomará será de $2,5476 \left[\frac{\$}{kWh} \right]$, traduciéndose a $0,04076 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$. Por este mismo motivo, se tomó un valor de $219,98 \left[\frac{\$}{kW} \right]$ para el caso de la potencia contratada en el horario fuera de pico, y dando un valor en dólares de $3,5197 \left[\frac{US\$}{kW} \right]$.

17.3. INDICADORES ECONÓMICOS

Para analizar la rentabilidad del proyecto y poder comparar las disposiciones posibles se utilizaron los indicadores conocidos como tasa interna de retorno (TIR) y tiempo de repago de la inversión.

17.3.1.1. Flujo de caja

El flujo de caja del año j -ésimo se calcula a partir de la diferencia entre los ingresos, derivados del inventivo por la producción energética anual y del ahorro por la energía, consumida por el propio usuario, que no se extrae de la red, y los costes de servicio y mantenimiento anuales. [4]

17.3.1.2. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno da como resultado la tasa de interés que debería aplicarse anualmente al flujo de caja de tal manera que la inversión original sea reducida a cero. Por lo tanto, la tasa de retorno que se obtiene por este método es equivalente a la máxima tasa de interés que podría pagarse para obtener el dinero necesario para financiar la inversión y tenerla totalmente paga al final de la vida útil. A esta se la debe comparar con la máxima tasa de interés posible para afirmar que la inversión es más redituable que invertirla en esta. Para este análisis se tomó como tasa de rentabilidad mínima aceptable (TRMA) los intereses generados en un depósito en dólares a 365 días en el banco BBVA, siendo este de un 0,5% anual.

$$\sum \frac{FC_j}{(1 + TIR)^j} - I_T = 0 \quad (41)$$

Para poder realizar el cálculo de la tasa interna de retorno se debe utilizar los flujos de caja producidos año a año. El flujo de caja se define como el movimiento de dinero hacia o desde una empresa. Aplicándolo al análisis de la rentabilidad en el caso de la instalación bajo estudio, esta variable económica queda representada por el ahorro generado año a año, restándole el costo de mantenimiento.

17.3.1.3. Tiempo de repago

El tiempo de repago se define como el mínimo período de tiempo teóricamente necesario para recuperar la inversión fija en forma de flujo de caja del proyecto. Este se determina graficando los flujos de caja acumulados. El indicador se verá reflejado al momento que el gráfico corte el eje de abscisas.

17.3.1.4. Valor neto actual

El último indicador económico que se utilizó es el valor neto actual. Este se define como la suma de los n flujos de caja actualizados al año cero y la inversión original. Para actualizar cada flujo de caja se debe multiplicar este por el factor de descuento correspondiente a cada año:

$$\frac{1}{(1 + i)^j} \quad (42)$$

Siendo:

i : tasa de interés estimada.

j : año bajo estudio.

En conclusión, un VAN positivo implica que, al final de la vida de la inversión, los flujos de caja actualizados habrán proporcionado un retorno mayor que los costos de inversión inicial y por lo tanto la instalación de la planta es conveniente desde el punto de vista económico; y a la inversa en el caso de que el VAN sea negativo.

17.1. INFLUENCIA DE SUBSIDIOS SOBRE LA TARIFA ELÉCTRICA

En la presente sección se desarrollan los cálculos realizados para obtener el porcentaje subsidiado de la tarifa energética. A partir del Informe mensual de CAMESA perteneciente al mes de junio del año 2020, se extrajeron los valores del precio monómico estacional y el precio monómico medio (sumado a este último el costo de transporte de la energía). [28]

$$\text{Precio monómico medio} + \text{transporte} = 4507,8 \text{ [$/MWh]}$$

$$\text{Precio monómico estacional} = 2216 \text{ [$/MWh]}$$

A partir de los datos y con la siguiente relación se obtiene el porcentaje de la tarifa eléctrica abonada por los usuarios:

$$\frac{\text{Precio monómico estacional}}{\text{Precio monómico medio} + \text{transporte}} = \frac{2216 \text{ [$/MWh]}}{4507,8 \text{ [$/MWh]}} \cdot 100[\%] = 50,37 [\%]$$

De esta forma, la composición de la tarifa eléctrica será:

$$\text{Abonado por los usuarios} = 2,5476 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Tarifa sin subsidios} = \frac{2,5476 \text{ [$/kWh]}}{50,37 [\%]} = 5,0578 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Valor del subsidio} = 5,0578 \text{ [$/kWh]} - 2,5476 \text{ [$/kWh]} = 2,5102 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Tarifa con 50 [\%]de subsidio} = 5,0578 \text{ [$/kWh]} - \frac{2,5102 \text{ [$/kWh]}}{2} = 3,8027 \text{ [$/kWh]}$$

Traduciendo al valor del dólar adoptado:

$$\textit{Tarifa con 50\% de subsidio} = \frac{3,8027 \left[\$/kWh \right]}{62,5 \left[\$/US\$ \right]} = 0,0608 \left[US\$/kWh \right]$$

$$\textit{Tarifa sin subsidios} = \frac{5,0578 \left[\$/kWh \right]}{62,5 \left[\$/US\$ \right]} = 0,0809 \left[US\$/kWh \right]$$

18. ANEXO VIII: HOJAS DE DATOS



Poly-Crystalline TPB156×156-72-P



Special attention has been given to the use of high quality components. High strength frames ensure that modules will exceed physical load requirements. Snow pressure of 5400PA and wind pressure of 2400PA are standards for nbsolar modules.



The company meets the rigorous requirement of ISO9001 Quality Management System, ISO14001 Environmental Management System and OHSAS18001 Occupation Health Safety Management System. It can guarantee nbsolar has strict and efficiency management and manufacturing environment.



Each module produces positive power up to 5W greater than product rating power.



With over 30 years experience in manufacturing solar modules, nbsolar has the experience and advanced technology to produce modules with 15% plus efficiency. High performance in low light conditions ensures the maximum available energy production.



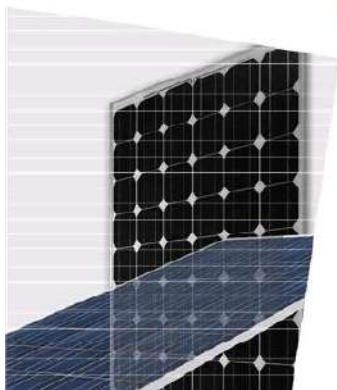
The modules are certified by all major authorities, like TÜV, UL, VDE, MCS, JET, CEC and others.



The nbsolar modules carry a 10 year workmanship limited warranty and a 25 year linear performance limited warranty. The nbsolar is a company with proven worldwide performance and trusted by all.



The completed production line of nbsolar profoundly ensures the quality of nbsolar products and the competition advantage of the company.





nbsolar

Poly-Crystalline

TPB156×156-72-P 280W 285W 290W

Electrical Characteristics at Standard Test Conditions (STC):

Maximum Power (P _{max}):	280W	285W	290W
Power Tolerance:	0~+5W	0~+5W	0~+5W
Rated Voltage at P _{max} (V _{mp}):	35.0V	35.1V	35.2V
Rated Current at P _{max} (I _{mp}):	8.00A	8.12A	8.24A
Open-circuit Voltage (V _{oc}):	44.0V	44.1V	44.2V
Short-circuit Current (I _{sc}):	8.43A	8.51A	8.59A
Module Efficiency (η _m):	14.4%	14.7%	14.9%

* STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, Air mass AM1.5 according to EN60904-3.

Electrical Characteristics at Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):

Maximum Power (P _{max}):	204.1W	208.5W	211.8W
Rated Voltage at P _{max} (V _{mp}):	31.8V	31.9V	32.0V
Rated Current at P _{max} (I _{mp}):	6.42A	6.52A	6.62A
Open-circuit Voltage (V _{oc}):	40.7V	40.8V	40.9V
Short-circuit Current (I _{sc}):	8.83A	8.89A	8.96A

* NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s
 * Average efficiency reduction of 4.5% at 200W/m² according to EN60904-1.

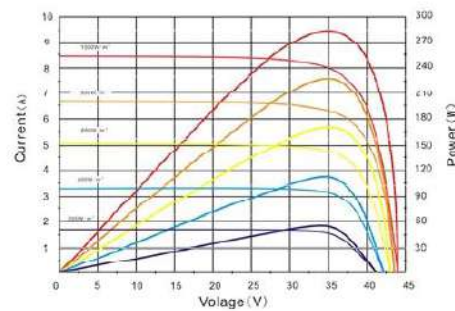
Thermal Characteristics:

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT):	48°C
Temperature Coefficient of P _{max} (γ P _{mp}):	-0.45%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc} (β V _{oc}):	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc} (α I _{sc}):	+0.06%/°C

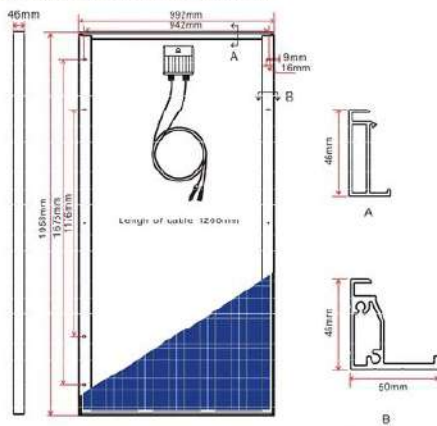
Construction Characteristics:

Front Cover:	low-iron tempered glass/3.2mm
Cell:	72 pcs poly-crystalline 156×156mm
Frame:	anodized aluminum alloy/silver
Junction Box (protection degree):	IP65
Cable (length/cross-sectional area):	1200mm/4mm ²
Connector (protection degree):	IP65
Module Dimension (L×W×H):	1958×992×46mm
Weight:	23.5kg

I-V (285W)



Dimensions (tolerance ±2mm)



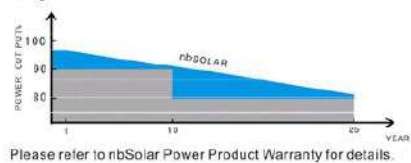
Rating Characteristics:

Maximum System Voltage:	1000VDC (IEC), 600VDC (UL)
Application Class:	Class A
Fire Resistance Class:	Class C (UL)
Maximum Over-Current Rating:	16A (IEC), 15A (UL)
Operating Temperature:	85% RH, -40°C ~ +85°C (IEC), -40°C ~ +90°C (UL)
Maximum Snow Loads (front):	5400Pa
Maximum Wind Loads (front & back):	2400Pa
Maximum Hailstone Impact (diameter @ 23m/s):	25mm

Packing Characteristics:

Number of Modules Per Pallet:	20 pcs
Number of Pallets Per 40' Container:	22 pallets
Gross Weight Per Pallet:	490kg

Warranty:



TEL: +86-574-87121701 FAX: +86-574-87131333 Http: www.nbsolar.com



Inversores



SIRIO 1500

CARACTERISTICAS

- sin transformador de salida
- rendimiento máximo >95,3%
- dispositivo de control y protección redundante
- sin mantenimiento gracias a la refrigeración por convección
- fácil acceso a las conexiones sin necesidad de herramientas
- fácil configuración de su país
- display multi lenguaje



Productos

Inversores TL
Inversores Centralizados
Inversores Centralizados HV
Inversores Centralizados HV-MT
Sirio Power Supply (SPS)
Sirio Central Station (SCS)
Software
Accesorios y Dispositivos de comunicación
Sistemas de monitorización

Alimentación de calidad

La gama de inversores para equipos fotovoltaicos Sirio TL utiliza tecnologías innovadoras y componentes de alta calidad, dimensionados con amplio margen respecto a las condiciones de funcionamiento normal, alcanzando un altísimo grado de fiabilidad (Tiempo transcurrido entre averías > 100.000 horas). Tecnología y componentes que permiten evitar el mantenimiento periódico de los aparatos sin renunciar por ello a una amplia flexibilidad de funcionamiento con cualquier sistema fotovoltaico y cualquier red eléctrica. Los inversores Sirio TL integran las protecciones contra la sobretensión en entrada y en salida y están dotados de dispositivos de control y protección redundantes, en concreto en el estado de salida (doble relé con doble microprocesador de control), como una garantía adicional de operatividad y de continuidad de funcionamiento.

Alta eficiencia de conversión

En los equipos fotovoltaicos de pequeñas dimensiones la reducción de la energía que se pierde en el proceso de conversión es fundamental. Para reducir las pérdidas y alcanzar el máximo rendimiento los inversores de la serie Sirio TL hasta 10 kWp se realizan sin transformador y sin partes en movimiento. Esta filosofía de construcción permite reducir el volumen y peso de los inversores y, al eliminar las partes sometidas a desgaste mecánico, aumenta su fiabilidad en el tiempo. Gracias a la utilización de las tecnologías sin transformador los inversores fotovoltaicos Sirio TL garantizan una eficiencia de conversión del 97%, situándose en los niveles máximos de la categoría.

Sencillez de instalación y uso

Ligeros, compactos y de diseño atractivo, los inversores de la serie Sirio TL son fáciles de utilizar y sencillos de instalar. Una pantalla LCD situada en el panel frontal permite visualizar de manera sencilla y intuitiva toda la información principal: potencia, energía producida y eventuales anomalías. Además, con la misma pantalla es posible acceder a otros parámetros como la tensión de red, la tensión de los módulos fotovoltaicos y la frecuencia de la red.

Nivel acústico

Los inversores fotovoltaicos de la serie Sirio TL se han realizado con dispositivos electrónicos estáticos sin utilizar componentes rotativos y sin ventiladores de enfriamiento, lo que reduce de forma considerable el nivel de ruido.

Comunicación sencilla

Todos los modelos de la serie presentan una conexión de serie estándar RS232 (RS485, ModBUS y Ethernet opcional), lo que permite tener disponible a distancia toda la información a la que se puede acceder localmente con la pantalla.

Dispositivo MPPT

El dispositivo MPPT (Maximum Power Point Tracker - Sistema de seguimiento del punto de máxima potencia) asegura que el inverter funcione de tal manera que se aproveche la máxima potencia de los generadores fotovoltaicos en función de la radiación solar y de la temperatura de los paneles. Los tiempos de respuesta del sistema MPPT garantizan siempre la máxima potencia que puede generar el campo solar, independientemente de las condiciones de funcionamiento.

GFCl (Fallo a tierra mediante interruptor de circuito) interno

Conforme con el artículo 712.413.1.1.1.2 de la Sección 712 de la Norma CEI 64-8/7, los inversores Sirio TL, para construcción no son tales para inyectar corrientes continuas de avería de tierra. De hecho, los inversores de la serie Sirio TL están equipados con un circuito de protección de averías avanzado que controla constantemente la dispersión de corriente hacia tierra. Dicha protección es de hecho un diferencial de Clase B. En el caso de una avería de tierra, el Inversor es desactivado y la anomalía se visualiza mediante un LED rojo en el panel de control frontal.

Certificación

La Normativa CEI 64-8/7, para la verificación de la continuidad y de la caída de tensión en los circuitos de equipamiento eléctrico de máquinas en acuerdo con la EN 60204-1. Permite además la verificación de la continuidad de las partes metálicas de la estructura. El método de medida es a cuatro hilos para eliminar la resistencia residual o provocada por los contactos. Posibilidad de uso para las pruebas sobre cuadros eléctricos según la EN60439-1 para obtener una resistencia baja entre los terminales de entrada del conductor de protección y la carcasa de la aparatamenta correspondiente o bien para verificar la idoneidad del contacto de los tornillos.

Toda la gama es configurable de acuerdo a la siguientes normas:

España: Real Decreto 1663-2000

Italia: ENEL DK5940 ed. 2.2 y sucesiva "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL DISTRIBUZIONE"

Alemania: VDE 0126-1-1 2006-02

Modelos	SIRIO 1500
Potencia nominal corriente alterna	1500W
Potencia máxima corriente alterna	1650W
ENTRADA	
Tensión de continúa máxima en circuito abierto	450Vcc
Intervalo de ejercicio MPPT	100÷450Vcc
Range completo de MPPT	200÷403Vcc
Intervalo de ejercicio	100÷450Vcc
Corriente de entrada máxima	8,9Acc
Tensión de arranque del sistema	120Vcc
Tensión umbral para el suministro hacia la red	150Vcc
Tensión de cierre	70Vcc
Tensión de Ripple	<10%
Número de entradas	1
Número de MPPT	1
Conectores CC	Tipo MC4 o compatibles
SALIDA	
Tensión de ejercicio	230Vca
Intervalo operativo	190÷260Vca
Intervalo para la máxima potencia	210÷260Vca
Intervalo de frecuencia	49,7÷50,3Hz
Intervalo de frecuencia configurable	49±5Hz
Corriente nominal	6,6Aca
Corriente máxima	7,9Aca
Corriente de cortocircuito	7,9Ace
Componente continúa introducida en red	<30mA
Distorsión armónica (THDi)	<3%
Factor de potencia	>0,99
Separación galvánica	No
Conectores C.A.	regleta de seguridad
SISTEMA	
Rendimiento máximo	>96,3%
Rendimiento europeo	>95%
Consumo en stand-by	-7W
Consumo de noche	-0W
Protecciones internas	Protección Interior de tierra y control de supervisión de fallos tanto en el fallo lado de corriente continúa (diferencial de Clase B segunda IEC 60755) Drenaje de sobretensión tipo J
Protección de funcionamiento en isla	Si
Detección de dispersión hacia tierra	Si
Disipación de calor de convección	convección natural
Temperatura de ejercicio	-20 °C÷55 °C
Temperatura de almacenamiento	-20 °C÷70 °C

16/4/2017

SIRIO 1500 - Inversores - SIRIO 1500 - Inversores fotovoltaicos para instalaciones de todos los tamaños | AROS Solar Technology

Modelos	SIRIO 1500
Humedad	0 ± 95% sin condensación
CARACTERÍSTICAS	
Ruido acústico	< 35dBA
Nivel de protección	IP43
Color	RAL 1033
Peso	8,5kg
Tamaño (AxPxL)	315x120x270mm
COMUNICACIÓN	
Interfaz de comunicación	RS232 de serie, RS485, ModBUS y Ethernet opcional (versión ranura)
Pantalla	LCD 1 línea, 16 caracteres
CERTIFICACIONES Y APROBACIONES	
EMC	Directiva 89/336/EEC EN 6100-6-4 (EN 55014, EN 55011 grupo 1, clase B), EN 6100-6-1 (EMV Inmunidad a las Interferencias), EN 61000-3-2
Directiva	73/23/CEE 50178 (4.98) (VDE 0160) ise convertirá en IEC 62103 EN 60145 parte 1-1 (3.94)
Supervisión de red	Dispositivo de desconexión independiente (NSD, monitorización de líneas de alimentación con dispositivos de conmutación asignados) de acuerdo con VDEW; VDE 0126-1-1 ENEL DK3940 ed. 2.2 e successiva "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL"; Real decreto 1663-2009

Comparativo

Elegir un máximo de dos productos para llevar a cabo una comparativa de datos técnicos

Comparar **SIRIO 1500** con

riello
electronica

© RPS S.p.A. - Member of the
RielloElectronica Group
P. Iva 1102647040233



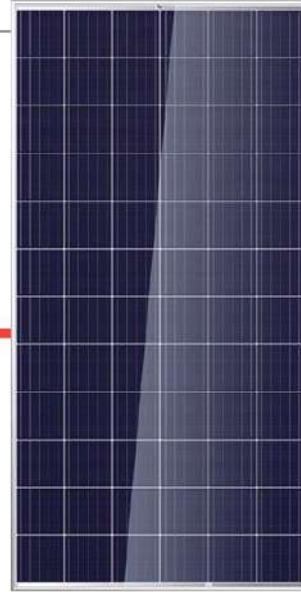
Via Somàlia, 20 20031 CORMANO (MI)
Centralino: +39 02 - 66327-1
Assistenza: 800-48-840

Multi

Trinasolar

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

TSM-320PD14



72 CELDAS

MÓDULO MULTICRISTALINO

320W

RANGO DE POTENCIA

16.5%

MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W

TOLERANCIA POSITIVA DE POTENCIA

Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC52716
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Ideal para instalaciones a gran escala

- Poderosa huella que reduce el tiempo de instalación y costos BOS
- Certificación IEC 1000V/UL1000V



Uno de los módulos más confiables de la industria

- Desempeño probado en campo
- Proveedor sólido y confiable



Alta confiabilidad. Estricto control de calidad

- Más de 30 pruebas en fábrica (UV, TC, HF, y muchas más)
- Nuestras pruebas exceden por mucho los requisitos para certificación
- Resistente al PID
- 100% de doble inspección



Certificado para soportar las condiciones ambientales más difíciles

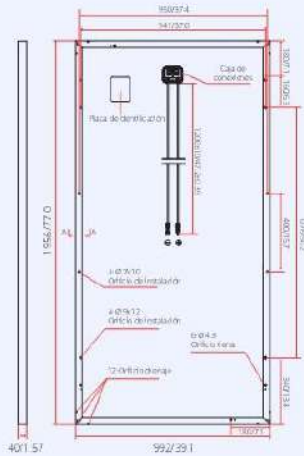
- Carga de viento 2400 Pa
- Carga de nieve 5400 Pa
- Granizo 35 mm a 97 km/h

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

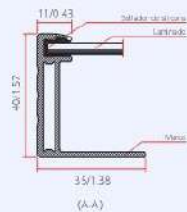
10 años - 90% de la potencia - 25 años - 80% de la potencia



DIMENSIONES DEL MÓDULO FV
(Unidad: mm)

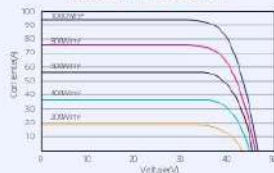


Vista Trasera

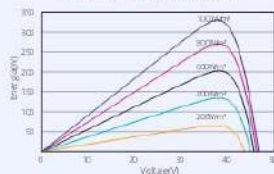


(A-A)

CURVAS I-V DEL MÓDULO PV



CURVAS P-V DEL MÓDULO PV



DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia nominal P_{max} (W/p)*	320
Tolerancia de potencia nominal P_{max} (W)	0 ~ +5
Voltaje en el punto máximo V_{mp} (V)	37.1
Corriente máxima I_{mp} (A)	8.63
Voltaje en circuito abierto V_{oc} (V)	45.8
Corriente en cortocircuito I_{sc} (A)	9.10
Eficiencia del módulo η_m (%)	16.5

STC: Irradiancia 1000W/m², Temperatura de célula 25°C, Masa de aire AM 1.5
*Tolerancia de arveles: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

Potencia máxima P_{max} (W/p)	238
Potencia máxima de voltaje V_{mp} (V)	34.4
Corriente máxima I_{mp} (A)	6.91
Voltaje en circuito abierto V_{oc} (V)	42.5
Corriente de cortocircuito I_{sc} (A)	7.35

NOCT: Irradiancia at 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidad de viento 1m/s

DATOS MECÁNICOS

Celdas solares	Multicristalino 156.75 x 156.75 mm (6 pulgadas)
Distribución de celdas	72 celdas (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1956 x 992 x 40 mm (77.0 x 39.1 x 1.57 pulgadas)
Peso	22.5 kg (49.6 lb)
Vidrio	3.2 mm (0.13 pulgadas), Alta transmisión, AR Vidrio templado recubierto
Capo Trasera	Blanca
Marco	Alcación de aluminio anodizado color plata
Caja de conexiones	IP 67 o IP 68 nominal
Cables	Cable de tecnología fotovoltaica 4,0mm ² (0.006 pulgadas ²) 1200 mm (47.2 pulgadas)
Conector	MC4 Compatible o Amphenol H4/UTX
Clasificación de incendio	Tipo 1 o tipo 2

LÍMITES DE TEMPERATURA

NOCT (temperatura de operación nominal directa)	-44°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura P_{max}	-0.41%/°C
Coefficiente de Temperatura V_{oc}	-0.32%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{sc}	0.05%/°C

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 ~ +85°C
Voltaje máximo del sistema	1000V DC (IEC)
	1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible	15A

(NO conectar fusibles en el Combiner Box con dos o más cuerdas en conexión paralela)

GARANTÍA

10 años > 90% de la potencia
25 años > 80% de la potencia

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Paneles por caja: 27 unidades



SolarLake-PM

5500 / 7000 / 8500 / 10000TL-PM

SIMPLE. FLEXIBLE.

- Simplified system design due to dual MPPT and wide input voltage range up to 1,000 V
- Free site selection due to IP65
- Parameter and country code setting during initial start-up

OPEN. CONVERSATIONAL.

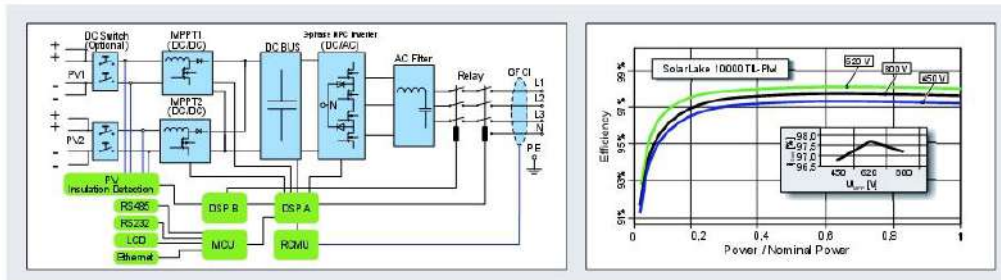
- Interface selection – Ethernet, Wi-Fi and RS485 for more flexible configuration and system monitoring
- Multi-lingual 3.5" TFT LCD display
- Easy key pad operation
- Digital inputs for the economic connection of a ripple control receiver
- Configurable multi-function relay output
- Integrated data logger incl. SD card slot

SECURE. EFFICIENT.

- Highest earnings through max. efficiency up to 98 %
- Safe operation due to integrated DC-switch
- Free access to the Samil Power monitoring portal

RELIABLE. ECONOMICAL.

- Sturdy design due to High Accelerated Life Testing(HALT) and Rigorous Multiple Environmental Over Stress Testing(MEOST)
- Electrolyte-free design to guard against dried cap issue and help to improve long term reliability
- Designed and qualified for applications in tropical environments through salt fog testing and use of conformal coating
- Defeating shade effect by Global Peak Tracker



	SolarLake 5500TL-PM	SolarLake 7000TL-PM	SolarLake 8500TL-PM	SolarLake 10000TL-PM
Input (DC)				
Max. DC power (@ cosφ=1) total / per MPP input	5800W / 3500W	7400W / 4500W	8900W / 5500W	10500W / 6500W
Max. input voltage	1000 V			
MPP voltage range / rated input voltage	250 V - 800 V / 620 V	320 V - 800 V / 620 V	390 V - 800 V / 620 V	460 V - 800 V / 620 V
Min. input voltage / initial input voltage	250 V / 300 V			
Max. input current input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Max. input current per string input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / 1			
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V / 50 Hz)	5500 W	7000 W	8500 W	10000 W
Max. apparent AC power	5500 VA	7000 VA	8500 VA	10000 VA
Nominal AC voltage / range	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V			
AC frequency	50 Hz / 60 Hz			
Rated grid voltage / rated grid frequency	230 V / 50 Hz			
Max. output current per phase	8 A	10 A	12,3 A	14,5A
Power factor at rated power	1			
Displacement power factor, adjustable	0.8 leading - 0.8 lagging			
Feed-in phases / connection phases	3 / 3			
THDI (at rated power)	< 3%			
Efficiency				
Max. Efficiency / European weighted efficiency	98.0 % / 97.2 %	98.0 % / 97.5 %	98.1 % / 97.5 %	98.1 % / 97.6 %
Protective devices				
DC disconnect device / AC disconnect device	● / -			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●			
Galvanic isolation	-			
All-pole-sensitive residual-current monitoring	●			
Protection class (according to IEC 62103) / Overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / II (DC), III (AC)			
General data				
Dimensions (W / H / D)	440 / 580 / 210 mm			
Weight	24 kg			
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C			
Noise emission (typical)	< 35 dB		< 47 dB	
Self-consumption (night)	0 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	Convection		Fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Maximum humidity (non-condensing)	95 %			
Features				
DC connection / AC connection	MC4, H4, SUNCLIX / Tool-free plug			
Display	3.5" TFT LCD			
Interface: RS485 / Wi-Fi / Ethernet	○ / ○ / ●			
Multi-function relay / digital input	3 / 4			
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○			
Certificates and approvals (additional on request)	CE, VDE 0126-1-1, G83/2, EN 61000-3-2/3, EN 6100-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, AS 4777.2/3, AS 3100-2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727			

● Standard features ○ Optional features — Not available

Baja Tensión

0,6 / 1 kV

RZ1-R



NORMAS DE REFERENCIA

DESCRIPCION



Bajísima emisión de humos
y gases tóxicos

AFUMEX 1000

IRAM 62266

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: conductores clase 5 hasta 6 mm² y clase 2 para secciones mayores; según IRAM NM-280 e IEC 60228, según corresponda; según corresponda.

Temperatura máxima en el conductor: 90° C en servicio continuo, 250° C en cortocircuito.

AISLANTE

Poliétileno reticulado silanizado (xlpe).

Identificación de los conductores:

Unipolares: Marrón

Bipolares: Marrón / Negro

Tripolares: Marrón / Negro / Rojo

Tetrapolares: Marrón / Negro / Rojo / Celeste.

RELLENO

De material extruido no higroscópico tipo AFUMEX (formulación PRYSMIAN), colocado sobre las fases reunidas y cableadas.

Protecciones y blindajes (eventuales): como protección mecánica se emplea una armadura metálica de cintas de acero cincado para los cables multipolares o bien cintas de aluminio para los unipolares; como protección electromagnética se aplican blindajes de alambres o cintas de Cu.

ENVOLTURA

Mezcla termoplástica tipo AFUMEX (formulación Prysmian).

Marcaación: PRYSMIAN AFUMEX 1000 - IND. ARG.— 1kV. IRAM 62266. Nro. de conductores * Sección



Norma de Fabricación	Tensión nominal	Temperatura de servicio	Cuerdas flexibles o rígidas	No propagación de la llama	No propagación del incendio	Reducida emisión de gases tóxicos	Nula emisión de gases corrosivos	Baja emisión de humos opacos	Compuestos ecológicos
----------------------	-----------------	-------------------------	-----------------------------	----------------------------	-----------------------------	-----------------------------------	----------------------------------	------------------------------	-----------------------

CONDICIONES DE EMPLEO



En bandejas o en aire



Cañería embutida



Cañería a la vista



Afumex 1000

CARACTERÍSTICAS



Normativas

IRAM 62266 u otras bajo.

Ensayos de fuego:

No propagación de la llama: IRAM NM IEC 60332-1; NFC 32070-C2.

No propagación del incendio: IRAM NM IEC 60332-3-24; IEEE 383; NFC 32070-C1.

Libre de halógenos: IEC 60754-1.

Reducida emisión de gases tóxicos: CEI 20-37 parte 7 y CEI 20-38.

Baja emisión de humos opacos: IEC 61034—1,2.

Nula emisión de gases corrosivos: IEC 60754-2.

Certificaciones

Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2000 certificadas por la UCIEE



Acondicionamientos:



Bobinas

Baja Tensión

Bajísima emisión de humos y gases tóxicos

- ▶ Para distribución de energía en baja tensión en lugares con alta concentración de personas y/o difícil evacuación (cines, teatros, túneles de subterráneos, shoppings, supermercados, aeropuertos, hospitales, sanatorios, etc.), y en general en toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable, como ser instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas.

La baja emisión de humos tóxicos y la ausencia de halógenos, en caso de incendio aumenta la posibilidad de supervivencia de las posibles víctimas al no respirar gases tóxicos y tener una buena visibilidad para el salvamento y escape del lugar. Los cables Afumex 1000 son exigidos de forma obligatoria en el RIEI de la AEA para aplicaciones especiales.

- ▶ 0,6/1 kV

- ▶ IRAM 62266

Características Técnicas

Sección nominal	Diámetro conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máxima a 90°C y 50Hz	Reactancia a 50 Hz (1)
mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	ohm/km
Unipolares (almas de color marrón)							
10	3,8	0,7	1,4	8,9	160	2,34	0,171
16	4,7	0,7	1,4	10,0	220	1,47	0,164
25	5,9	0,9	1,4	11,5	325	0,926	0,159
35	7,0	0,9	1,4	12,5	420	0,668	0,154
50	8,1	1,0	1,4	14,0	550	0,493	0,151
70	9,7	1,1	1,4	16,0	740	0,341	0,148
95	11,4	1,1	1,5	18,0	1000	0,246	0,145
120	12,8	1,2	1,5	19,0	1250	0,195	0,143
150	14,3	1,4	1,6	22,0	1550	0,158	0,143
185	16,0	1,6	1,6	24,0	1900	0,126	0,142
240	18,4	1,7	1,7	27,0	2500	0,0961	0,140
300	20,7	1,8	1,8	30,0	3100	0,0802	0,139
Bipolares (almas de color marrón y negro)							
1,5	1,5	0,7	1,8	10,0	240	15,4	0,1030
2,5	2,0	0,7	1,8	11,0	280	9,44	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,0	340	5,87	0,0894
6	3,0	0,7	1,8	13,0	410	3,92	0,085
10	3,8	0,7	1,8	18,0	540	2,34	0,080
16	4,7	0,7	1,8	20,0	710	1,47	0,075

94

(1) (solo para los cables unipolares): Los valores calculados corresponden a tres cables unipolares en plano con una separación libre entre los mismos de un diámetro.



Afumex 1000

Características Técnicas

Sección nominal	Diámetro Conductor	Espesor aislante nominal	Espesor de envoltura nominal	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Resistencia eléctrica máxima a 90°C y	Reactancia a 50 Hz
mm ²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	ohm/km

Tripolares (almas de color marrón, negro y rojo)

1,5	1,6	0,7	1,8	10,5	260	15,4	0,103
2,5	2	0,7	1,8	11,5	310	9,44	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	12,5	390	5,87	0,0894
6	3	0,7	1,8	14,0	480	3,92	0,085
10	3,8	0,7	1,8	18,5	640	2,34	0,080
16	4,7	0,7	1,8	21,0	860	1,47	0,075
25	5,9	0,9	1,8	24,0	1250	0,926	0,075
35	7,0	0,9	1,8	27,0	1680	0,668	0,075
50	8,1	1	1,8	30,0	2150	0,493	0,074

Tetrapolares (almas de color marrón, negro, rojo y azul claro)

1,5	1,6	0,7	1,8	11,5	290	15,4	0,103
2,5	2	0,7	1,8	12,5	360	9,44	0,0957
4	2,5	0,7	1,8	13,5	450	5,87	0,0894
6	3	0,7	1,8	15,0	560	3,92	0,085
10	3,8	0,7	1,8	20,0	760	2,34	0,080
16	4,7	0,7	1,8	22,0	1040	1,47	0,075
25/16	5,9/4,7	0,9/0,7	1,8	25,0	1415	0,926	0,075
35/16	7,0/4,7	0,9/0,7	1,8	28,0	1825	0,668	0,075
50/25	8,1/5,9	1,0/0,9	1,8	32,0	2390	0,493	0,074
70/35	9,7/7,0	1,1/0,9	1,9	37,0	3320	0,341	0,073
95/50	11,4/8,1	1,1/1,0	2,1	41,0	4385	0,246	0,071
120/70	12,8/9,7	1,2/1,1	2,2	45,0	5480	0,195	0,071
150/70	14,3/9,7	1,4/1,1	2,3	49,0	6530	0,158	0,071
185/95	16,0/11,4	1,6/1,1	2,5	55,0	8150	0,126	0,071
240/120	18,4/12,8	1,7/1,1	2,7	62,0	10620	0,0961	0,071

Baja Tensión

Bajísima emisión de humos y gases tóxicos

Datos Eléctricos

Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre.

Sección nominal mm ²	Método B1 y B2 caño embutido en pared		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1,5	20	17,7	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91
25	-	95	125	108	135	115
35	-	116	155	134	168	144
50	-	140	190	163	205	175
70	-	-	245	208	263	224
95	-	-	298	253	320	271
120	-	-	347	293	373	315
150	-	-	401	337	430	363
185	-	-	460	385	493	415
240	-	-	545	455	583	489
300	-	-	630	524	674	565

- (1) Un cable bipolar.
- (2) Un cable tripolar o tetrapolar
- (3) Un cable bipolar o dos cables unipolares
- (4) Un cable tripolar o tetrapolar o tres cables unipolares
- (5) Un cable bipolar
- (6) Un cable tripolar o tetrapolar

96



TECSUN(PV) PV1-F 0,6/1kV AC (1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) PV1-F acc. to TÜV 2 PFG 1169/08.2007, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5kV DC. They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II) and in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls. TECSUN(PV) cables are also suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	PV1-F
Standard	TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and requirements for cables for PV systems, DKE/VDE AK 411.2.3
Certifications / Approvals	TÜV Cert.-No. R 60013989; VDE-Reg.No. 7985

Notes on installation

Notes on installation	Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.
-----------------------	--

Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, Class 5 in accordance with IEC 60228 (VDE 0295)
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C (compound type E16/E18)
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C (compound type EM4/EM8). Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer Sheath Colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	0,6/1 kV (600/1000V)
Maximum PV-System voltage	DC up to 2000 V possible
Max. permissible operating voltage AC	0,7/1,2 kV
Max. permissible operating voltage DC	0,9/1,8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	Meets requirements for PV-Wire per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Electrical Tests	TÜV 2 PFG 1169/08.2007: meets VDE 0282 Section 2, HD 22.2 and EN 50395 Conductor Resistance, Test Voltages AC and DC, Electric Strength, Surface Resistance, Spark Test on Insulation, EN 50305 Part 6 DC stability (10 days, 85° C, salt water, 1500 V DC), Insulation Resistance at 20° C and 90° C in Water. PRYSMIAN Internal Testing: Insulation Resistance at 120° C in Air.

TECSUN(PV) PV1-F 0,6/1kV AC (1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) PV1-F acc. to TÜV 2PFG 1169/08.2007, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5kV DC. They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II) and in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls. TECSUN(PV) cables are also suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	PV1-F
Standard	TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and requirements for cables for PV systems, DKE/VDE AK 411.2.3
Certifications / Approvals	TÜV Cert.-No. R 60013989; VDE-Reg.No. 7985

Notes on installation

Notes on installation	Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.
-----------------------	--

Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, Class 5 in accordance with IEC 60228 (VDE 0295)
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C (compound type E16/E18)
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C (compound type EM4/EM8). (Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer Sheath Colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	0.6/1 kV (600/1000V)
Maximum PV-System voltage	DC up to 2000 V possible
Max. permissible operating voltage AC	0.7/1.2 kV
Max. permissible operating voltage DC	0.9/1.8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	Meets requirements for PV-Wire per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Electrical Tests	TÜV 2PFG 1169/08.2007: meets VDE 0282 Section 2, HD 22.2 and EN 50395 Conductor Resistance, Test Voltages AC and DC, Electric Strength, Surface Resistance, Spark Test on Insulation, EN 50305 Part 6 DC stability (10 days, 85° C, salt water, 1500 V DC), (Insulation Resistance at 20° C and 90° C in Water, PRYSMIAN Internal Testing: Insulation Resistance at 120° C in Air.

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (ca.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
1x1,5	black	20004125	1,6	4,4	4,8	14,4	34	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	blue	20004366	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	red	20004367	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x2,5	black	20004369	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	blue	20004370	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	red	20004372	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x4	black	20004374	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	blue	20004377	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	red	20004379	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x6	black	20004382	2,9	5,7	6,13	18,3	81	90	3,39	70	67	0,86
1x6	blue	20004385	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x6	red	20004388	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x10	black	20004391	4	6,8	7,2	21,6	120	150	1,95	98	93	1,43
1x16	black	20004394	5,6	8,3	8,9	36	190	240	1,24	132	125	2,29
1x25	black	20008077	6,4	10	10,7	43	280	375	0,795	176	167	3,58
1x35	black	20008078	7,5	11,1	11,8	47	380	525	0,565	218	207	5,01
1x50	black	20004396	9	12,6	13,3	53	530	750	0,393	276	262	7,15
1x70	black	20024634	10,8	14,8	15,8	61	720	1050	0,277	347	330	10,01
1x95	black	20004397	12,6	16,2	17	68	900	1425	0,21	416	395	13,59
1x120	black	20008826	14,2	17,7	18,7	75	1150	1800	0,164	488	464	17,16
1x150	black	20008828	15,8	19,7	20,7	83	1420	2250	0,132	566	538	21,45
1x185	black	20038266	17,4	21,3	22,3	89	1710	2775	0,108	644	612	26,46
1x240	black	20008079	20,4	24,2	25,5	102	2200	3600	0,082	775	736	34,32
TECSUN(PV) (C)												
PV1-F												
1x4 (C)	black		2,4	5,8	6,2	24,8	85		5,09			
1x6 (C)	black		2,9	6,4	6,8	27,2	105		3,39			

For cross-sections > 6 mm² and above: blue and red outer sheath available on request
Standard delivery length: 500mt.

Technical data sheet SH200M



		SH200M
General Data		
Standards		IEC/EN 60898-1
Poles		1P, 2P, 3P, 4P, 1P+N, 3P+N
Tripping characteristics		B, C, D
Rated current I _n	A	0.5 ... 63 A
Rated frequency f	Hz	50 / 60 Hz
Rated insulation voltage U _i , acc. to IEC/EN 60664-1	V	250 V AC (phase to ground) , 440 V AC (phase to phase)
Overvoltage category		III
Pollution degree		2
Data acc. to IEC/EN 60898-1		
Rated operational voltage U _e	V	1P: 230/400 V AC 1P+N: 230 V AC 2...4P: 400 V AC 3P+N: 400 V AC
Max. power frequency recovery voltage (U _{max})	V	1P: 253 V AC 1P+N: 253 V AC 2...4P: 440 V AC 3P+N: 440 V AC
Min. operating voltage	V	12 V AC
Rated short-circuit capacity I _{sc}	kA	10 kA
Energy limiting class (B, C up to 40 A)		3
Rated impulse withstand voltage U _{imp} (1.2/50µs)	kV	4 kV (test voltage 6.2kV at sea level, 5kV at 2,000m)
Dielectric test voltage	kV	2 kV (50 / 60Hz, 1 min.)
Reference temperature for tripping characteristics	°C	30°C
Electrical endurance	ops.	In < 32A: 20,000 ops., In ≥ 32A: 10,000 ops., 1 cycle (2s - ON, 13s - OFF, In ≤ 32A), 1 cycle (2s - ON, 28s - OFF, In > 32A)
Mechanical Data		
Housing		Insulation group II, RAL 7035
Toggle		Insulation group II, black, sealable
Contact position indication		Marking on toggle (I ON / 0 OFF)
Protection degree acc. to EN 60529		IP20*, IP40 in enclosure with cover
Mechanical endurance	ops.	20,000 ops.
Shock resistance acc. to IEC/EN 60068-2-27		25 g - 2 shocks - 13 ms
Vibration resistance acc. to IEC/EN 60068-2-6		5g - 20 cycles @ 5...150...3 Hz with load 0.8I _n
Environmental conditions (damp heat cyclic) acc. to IEC/EN 60068-2-30	°C/RH	28 cycles with 55°C/90-96% and 25°C/55-100%
Ambient temperature	°C	-25 ... +55°C
Storage temperature	°C	-40 ... +70°C
Installation		
Terminal		Cage Terminal
Cross-section of conductors (top / bottom)	mm ²	25 mm ² / 25 mm ²
Torque	Nm	2.0 Nm
Screwdriver		No. 2 Pozidrive
Mounting		On DIN rail 35 mm acc. to EN 60715 by fast clip
Mounting position		any
Supply		optional
Dimensions and weight		
Mounting dimensions acc. to DIN 43880		Mounting dimension 1
Pole dimensions (H x D x W)	mm	85 x 69 x 17.5 mm
Pole weight	g	approx. 115 g
Combination with aux. elements		
Accessories mountable		No

* Also fulfilling the requirements of protection degree IPXXB

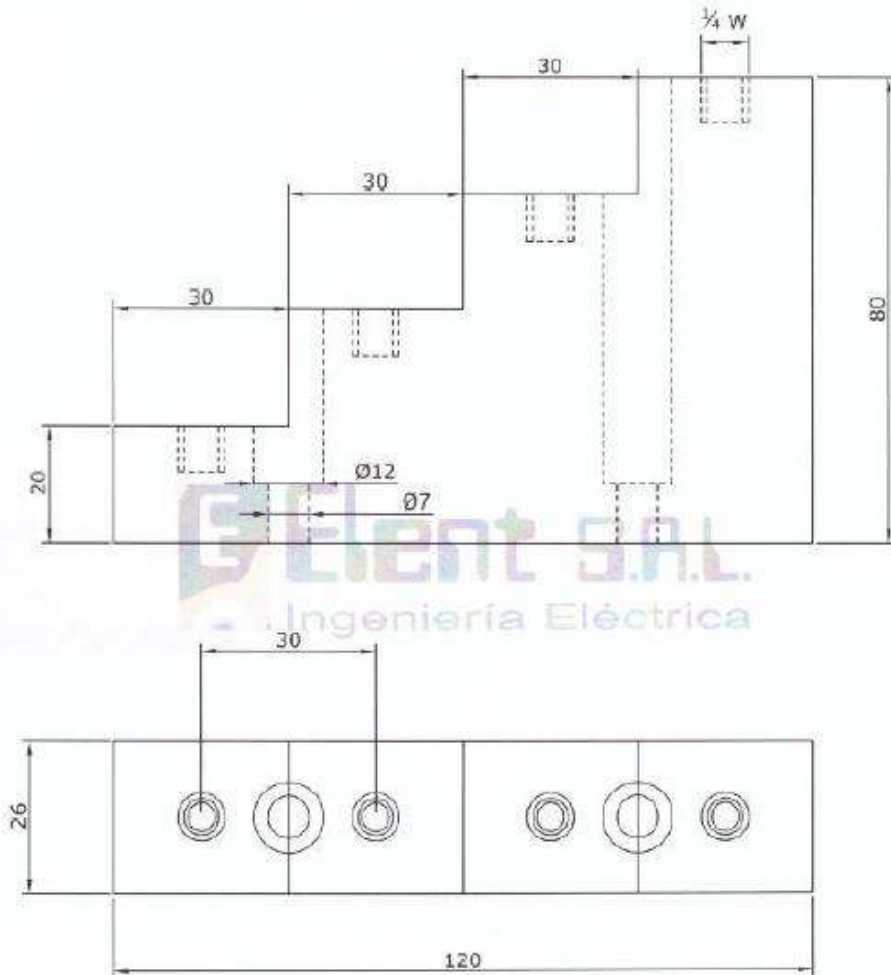
Note
In consideration of modifications to Standards and materials, the characteristics and overall dimensions indicated in this data sheet may be considered binding only following confirmation by ABB

INTENSIDAD ADMISIBLE. DIN 43671

Temperatura ambiente 35°C • Temperatura final barras 65°C • Conductividad 56 M/Ωmm2(p- 0,0178Ωmm2/m)

Ancho x Espesor	Corriente alterna hasta 60 Hz												Corriente continua y alterna 16 2/3 Hz												CARACTERISTICAS ESTATICAS					
	Pintado				Brillante				Pintado				Brillante				x - $\frac{I}{F}$ - x			y - $\frac{I}{F}$ - y										
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	Jx cm ⁴	Wx cm ³	Ik cm	Jy cm ⁴	Wy cm ³	Iy cm				
12 x 2	123	202	228	228	182	216	216	216	123	202	233	233	108	182	220	220	0,0288	0,0480	0,346	0,008000	0,00800	0,0577	0,00100	0,0100	0,0577					
15 x 2	148	240	261	261	212	247	247	247	148	240	267	267	128	212	252	252	0,0563	0,0750	0,433	0,00100	0,0100	0,0577	0,00338	0,0225	0,0866					
15 x 3	187	316	381	381	282	361	361	361	187	316	387	387	162	282	365	365	0,0844	0,113		0,00338	0,0225	0,0866								
20 x 2	189	302	313	313	264	298	298	298	189	302	321	321	162	266	303	303	0,133	0,133		0,00133	0,0133	0,0577	0,00133	0,0133	0,0577					
20 x 3	237	394	454	454	348	431	431	431	237	394	463	463	204	348	437	437	0,200	0,200	0,577	0,00450	0,0300	0,0866	0,00450	0,0300	0,0866					
20 x 5	319	560	728	728	500	690	690	690	320	562	729	729	274	502	687	687	0,333	0,333		0,02080	0,0833	0,1440	0,02080	0,0833	0,1440					
20 x 10	497	924	1320	1320	825	1180	1180	1180	499	932	1300	1300	428	832	1210	1210	0,667	0,667		0,16700	0,3330	0,2890	0,16700	0,3330	0,2890					
25 x 3	287	470	525	525	412	498	498	498	287	470	536	536	245	414	506	506	0,391	0,313	0,722	0,00563	0,0375	0,0866	0,00563	0,0375	0,0866					
25 x 5	384	662	869	869	586	795	795	795	384	664	841	841	327	590	794	794	0,651	0,521		0,02600	0,1040	0,1440	0,02600	0,1040	0,1440					
30 x 3	337	544	593	593	476	564	564	564	337	546	608	608	286	478	575	575	0,675	0,450		0,00675	0,0450	0,0866	0,00675	0,0450	0,0866					
30 x 5	447	760	944	944	672	896	896	896	448	766	950	950	380	676	897	897	1,130	0,750	0,866	0,03130	0,1250	0,1440	0,03130	0,1250	0,1440					
30 x 10	676	1200	1670	1670	1060	1480	1480	1480	683	1230	1630	1630	579	1080	1520	1520	2,250	1,500		0,25000	0,5000	0,2890	0,25000	0,5000	0,2890					
40 x 3	435	692	725	725	600	690	690	690	436	696	748	748	367	604	708	708	1,60	0,800		0,00900	0,0600	0,0866	0,00900	0,0600	0,0866					
40 x 5	573	952	1140	1140	836	1090	1090	1090	576	966	1160	1160	484	848	1100	1100	2,67	1,330	1,15	0,04170	0,1670	0,1440	0,04170	0,1670	0,1440					
40 x 10	850	1470	2000	2000	1290	1770	1770	1770	865	1530	2000	2000	728	1350	1880	1880	5,33	2,670		0,33300	0,6670	0,2890	0,33300	0,6670	0,2890					
50 x 5	697	1140	1330	1330	994	1260	1260	1260	703	1170	1370	1370	588	1020	1300	1300	5,21	2,08	1,44	0,0521	0,208	0,144	0,0521	0,208	0,144					
50 x 10	1020	1720	2320	2320	1510	2040	2040	2040	1050	1830	2360	2360	875	1610	2220	2220	10,40	4,17		0,4170	0,833	0,289	0,4170	0,833	0,289					
60 x 5	826	1330	1510	1510	1150	1440	1440	1440	836	1370	1580	1580	696	1190	1500	1500	9,00	3,00	1,73	0,0625	0,250	0,144	0,0625	0,250	0,144					
60 x 10	1180	1960	2610	2610	1720	2300	2300	2300	1230	2130	2720	2720	1020	1870	2570	2570	18,00	6,00		0,5000	1,000	0,289	0,5000	1,000	0,289					
80 x 5	1070	1680	1830	1830	1450	1750	1750	1750	1090	1770	1990	1990	902	1530	1890	1890	21,30	5,33	2,31	0,0833	0,333	0,144	0,0833	0,333	0,144					
80 x 10	1500	2410	3170	3170	2110	2790	2790	2790	1590	2730	3420	3420	1310	2380	3240	3240	42,70	10,70		0,6670	1,330	0,289	0,6670	1,330	0,289					
100 x 5	1300	2010	2150	2150	1730	2050	2050	2050	1340	2160	2380	2380	1110	1810	2270	2270	41,70	8,33	2,89	0,1040	0,417	0,144	0,1040	0,417	0,144					
100 x 10	1810	2850	3720	3720	2480	3260	3260	3260	1940	3310	4100	4100	1600	2890	3900	3900	83,30	16,70		0,8330	1,670	0,289	0,8330	1,670	0,289					
120 x 10	2110	3280	4270	4270	2860	3740	3740	3740	2300	3900	4780	4780	1890	3390	4560	4560	144,00	24,00	3,46	1,0000	2,000	0,289	1,0000	2,000	0,289					
160 x 10	2700	4130	5360	5360	3590	4680	4680	4680	3010	5060	6130	6130	2470	4400	5860	5860	341,00	42,70	4,62	1,3300	2,670	0,2890	1,3300	2,670	0,2890					
200 x 10	3290	4970	6430	6430	4310	5610	5610	5610	3720	6220	7460	7460	3040	5390	7150	7150	667,00	66,70	5,77	1,6700	3,330	0,2890	1,6700	3,330	0,2890					

Soporte de Barra tetrapolar en 90° para barra de 30 mm

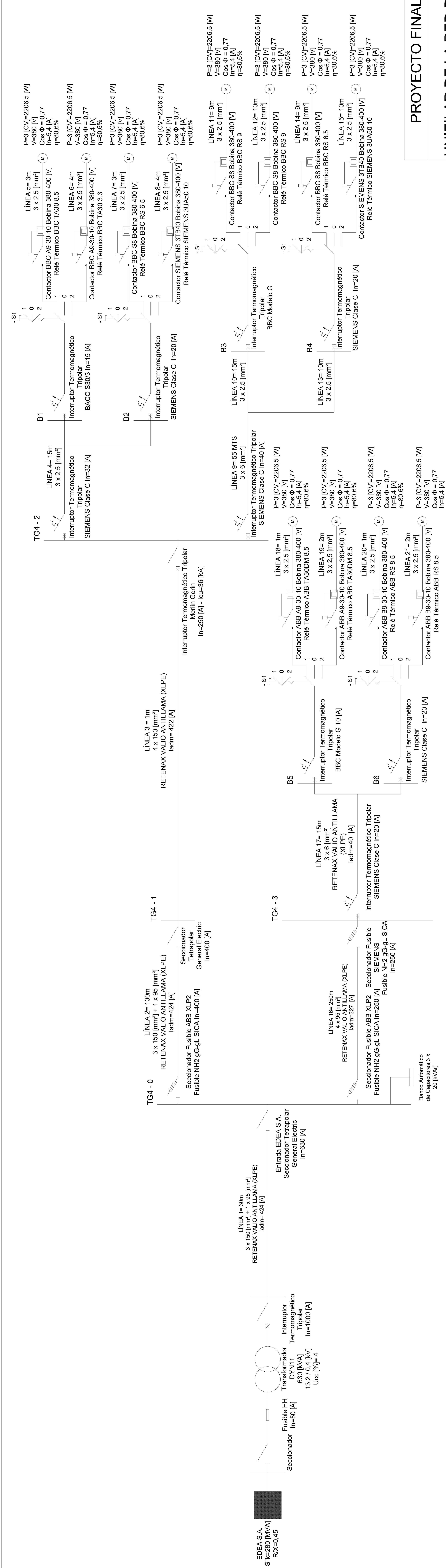


Tension Nominal: 350V
Rigidez Dielectrica: 4kv 1 min ej
Esfuerzo Mecanico: 150kg
Peso: 260g

19. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Greenpeace, «es.greenpeace.org,» 2019. [En línea]. Available: <https://es.greenpeace.org/es/trabajamos-en/cambio-climatico/>.
- [2] Comisión Nacional de Energía Atómica, «Síntesis del mercado eléctrico mayorista de la República Argentina,» 2018.
- [3] J. Durán, «MW Megavatios,» 3 Diciembre 2017. [En línea]. Available: <https://megavatios.com.ar/energia-solar-fotovoltaica-en-la-argentina/>.
- [4] The ABB Group, Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10, 2011.
- [5] CEAMSE, «CEAMSE,» [En línea]. Available: <https://www.ceamse.gov.ar/medio-ambiente/protocolo-de-kyoto/>.
- [6] Ministerio de Hacienda de la Nación, «Argentina.gob.ar,» [En línea]. Available: <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/renovables/que-son-las-energias-renovables>.
- [7] H. R. Gallegos y R. Righini, «Atlas de energía solar de la República Argentina,» 2007.
- [8] O. P. Lamigueiro, Energía Solar Fotovoltaica, 2018.
- [9] «CALCULATIONSOLAR,» 4 10 2012. [En línea]. Available: <http://calculationsolar.com/blog/>. [Último acceso: 2020].
- [10] A. Luque y S. Hegedus, Handbook of Photovoltaic Science and Engineering, Wiley, 2003.
- [11] SunFields Europe, «SunFields Europe,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/efecto-de-las-sombras-en-un-panel-solar-fotovoltaico>.
- [12] Iresud, «Iresud Energía Solar,» [En línea]. Available: <https://iresud.com.ar/proyectos/interconexion-a-redes/>.
- [13] Jacob, Tedoldi, Murcia, Branda, Fischer, Strack y Carrica, «Puesta en marcha y estudio de la operación en campo de micro-inversores de potencia para aplicaciones fotovoltaicas,» La Plata, 2016.
- [14] J. d. I. P. Carrascosa, «Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica,» 2018.
- [15] Sandia National Laboratories, «Pvlib Python,» Sandia National Laboratories, [En línea]. Available: <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/>. [Último acceso: 2020].
- [16] Universidad de Castilla - La Mancha, [En línea]. Available: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>. [Último acceso: 2020].

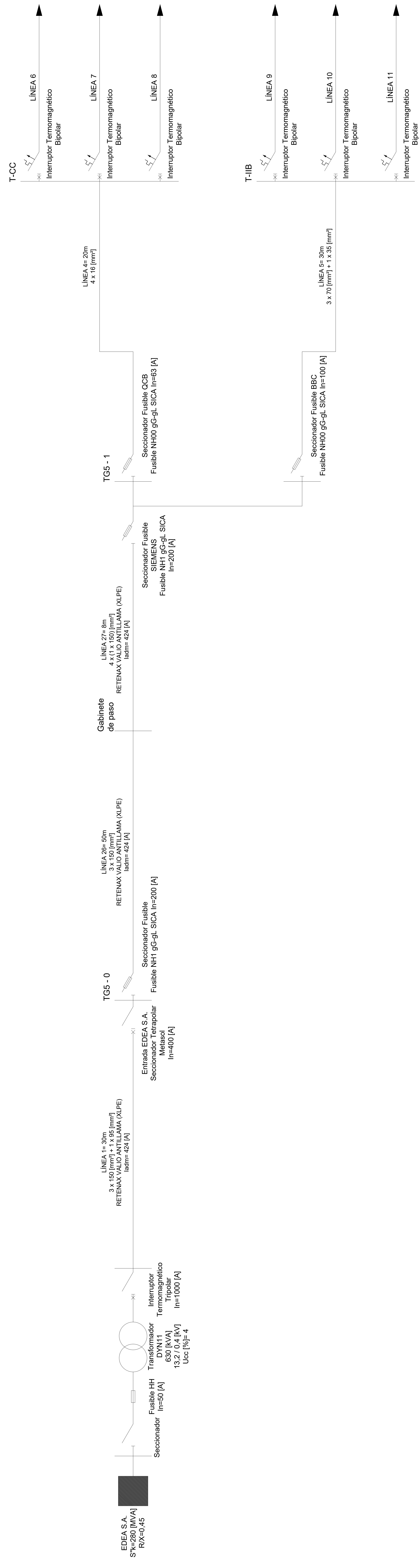
- [17] S. d. A. y. D. Sustentable, «Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero,» 2019. [En línea]. Available: <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/>. [Último acceso: 2021].
- [18] M. A. y. C. C. Dirección de Sustentabilidad, «Gobierno de la Provincia de Buenos Aires,» 2018. [En línea]. Available: https://www.gba.gob.ar/sites/default/files/agroindustria/docs/Manual_aplicacion_Huella_de_Carbono.pdf. [Último acceso: 2021].
- [19] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, «Guía para el Cálculo de la huella de Carbono y para la Elaboración de un Plan de Mejora de una Organización,» Oficina Española de Cambio Climático, Madrid, 2016.
- [20] C. I. d. C. Climático, «Guía Práctica para el Cálculo de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero,» 2011.
- [21] S. J. L. B. J. C. S. J. A. Jacob S. B., «Evaluación del Consumo Eléctrico en el Sector Residencial de Mar del Plata - Aspectos Económicos y Ambientales,» de *ASADES*, Tucumán, 2013.
- [22] O. W. J. GARRIDO, 2007. [En línea]. Available: <http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2007/bmfci.95d/doc/bmfci.95d.pdf>. [Último acceso: 2021].
- [23] O. Trevisani, *Mantenimiento de Máquinas Eléctricas*, 2017.
- [24] «SFE-SOLAR,» [En línea]. Available: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/instalaciones-fotovoltaicas-tipos-de-mantenimiento/>.
- [25] Asociación Electrotécnica Argentina, *Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna (90909-1)*, 2006.
- [26] R. Ferreyra, *Cables*, 2017.
- [27] PRYSMIAN, *Cables para Baja Tensión*, 2008.
- [28] E. Marinozzi, «Informe Mensual, Junio 2020,» 2020.
- [29] Asociación Electrotécnica Argentina, *Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles (90364-7-771)*, 2006.
- [30] BBC Brown Boveri & CIA, *Manual de las INSTALACIONES de DISTRIBUCIÓN de ENERGÍA ELÉCTRICA*, Urmo S.A. de Ediciones, 1983.
- [31] R. M. Baleares, «www.grupoelektra.es,» 5 Febrero 2014. [En línea]. Available: <https://www.grupoelektra.es/blog/wp-content/uploads/2014/10/como-somos-los-delektra-que-son-las-HSP.pdf>. [Último acceso: 23 Enero 2021].



PROYECTO FINAL DE GRADO

UNIFILAR DE LA RED DE "CS. EXACTAS Y NATURALES" Y "ARQUITECTURA, URBANISMO Y DISEÑO"

Realizado por: BRIEVA, Nicolas y NILL, Maximiliano
 Facultad de Ingeniería UNMdp
 Fecha: 2 de marzo de 2022



PROYECTO FINAL DE GRADO
UNIFILAR DE LA RED DE "INSTITUTO DE INVESTIGACIONES BIOLÓGICAS", "CENTRO DE CÓMPUTOS" Y "PSICOLOGÍA"
 Realizado por: BRIEVA, Nicolas y NILL, Maximiliano
 Facultad de Ingeniería UNMcp
 Fecha: 2 de marzo de 2022

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN ACLARATORIA

Este Resumen Ejecutivo muestra, en forma concisa, las conclusiones más importantes del Trabajo de Fin de Carrera, referidas en particular a la Etapa 1 del proyecto, asumiendo que el procedimiento es aplicable sin inconvenientes al resto de las etapas.

Además, en estas conclusiones se subsanaron algunos errores del trabajo como los siguientes:

1. Se actualizó la fecha de tarifa a diciembre 2021.
2. Se actualizaron los valores tarifarios con subsidio del 50%.
3. Con las modificaciones mencionadas en los puntos (1) y (2) se corrigieron las distintas tablas de valorización económica de energía y potencia, así como los respectivos indicadores económicos.

2. VALORES DE TARIFAS, DÓLAR Y EQUIPOS E INSUMOS QUE SE UTILIZARON EN EL ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Los precios de los componentes para llevar a cabo la etapa permanecen sin variación ya que fueron traducidos en dólares para aminorar lo más posible el efecto de la inflación. Sin embargo las tarifas aumentaron en menor medida al precio del dólar por lo que tuvieron que actualizarse:

- La tarifa por energía durante la banda resto es de 2,7398 [\$/kWh].
- La tarifa por potencia fuera de pico es de 235,89 [\$/kW].
- El valor del dólar es de 107,25 [\$/USD].

Componentes	Costos [US\$]
Paneles	16.563,41
Inversores	7.452,86
Bulonería	294,78
Estructura	10.959,68
Cables de CC	744,80
Cables de CA	392,96
Protecciones	312,45
Conectores	48,64
Sistema de barras	52,29
Mano de obra	4.803,25
Gastos no contemplados	1.656,34
Inversión inicial total	43.281,47

Tabla 1. Etapa 1 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño.

La carga impositiva permanece sobre la factura permanece inalterada.

Porcentaje total de carga impositiva = 29,001%

3. DISEÑO 1

Tomando como base la actualización de la tarifa, se muestra el cuadro correspondiente a la energía generada por año junto al monto monetario correspondiente:

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.541,668	1.086,77	16	36.771,668	939,37
2	42.227,223	1.078,73	17	36.423,609	930,47
3	41.899,445	1.070,36	18	36.080,832	921,72
4	41.558,891	1.061,66	19	35.738,609	912,98
5	41.205,555	1.052,63	20	35.391,109	904,10
6	40.838,332	1.043,25	21	35.020,832	894,64
7	40.456,668	1.033,50	22	34.627,223	884,58
8	40.065,555	1.023,51	23	34.220,832	874,20
9	39.666,391	1.013,31	24	33.805,277	863,59
10	39.260,000	1.002,93	25	33.379,168	852,70
11	38.840,832	992,22	26	32.944,168	841,59
12	38.412,223	981,28	27	32.501,945	830,29
13	37.985,000	970,36	28	32.051,111	818,78
14	37.563,609	959,60	29	31.591,945	807,05
15	37.150,832	949,05	30	31.125,555	795,13

Tabla 2. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

A continuación se refresca el cálculo del flujo de caja y se presenta el cuadro final de este.

$$(Valor\ energía\ generada + Valor\ potencia\ generada) \cdot 1,29001 = Ahorro$$

$$Ahorro - Costo\ mantenimiento = Flujo\ de\ caja\ no\ actualizado$$

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	1.030,26	-42.251,21	1.025,13	-42.256,34
2	1.019,89	-41.231,32	1.009,77	-41.246,57
3	1.009,09	-40.222,23	994,11	-40.252,46
4	997,87	-39.224,36	978,16	-39.274,30
5	986,22	-38.238,13	961,93	-38.312,37
6	971,24	-37.266,90	942,60	-37.369,77
7	958,66	-36.308,24	925,77	-36.444,00
8	945,77	-35.362,47	908,78	-35.535,22
9	932,62	-34.429,85	891,68	-34.643,54
10	919,22	-33.510,63	874,50	-33.769,04
11	902,28	-32.608,35	854,11	-32.914,93
12	888,16	-31.720,19	836,56	-32.078,37
13	874,08	-30.846,11	819,20	-31.259,17
14	860,19	-29.985,92	802,18	-30.456,99
15	846,59	-29.139,33	785,56	-29.671,43
16	831,48	-28.307,85	767,71	-28.903,72
17	820,01	-27.487,84	753,35	-28.150,37
18	808,72	-26.679,12	739,28	-27.411,09
19	797,44	-25.881,69	725,34	-26.685,75
20	785,99	-25.095,70	711,37	-25.974,39
21	770,80	-24.324,90	694,15	-25.280,24
22	757,83	-23.567,07	679,07	-24.601,16
23	744,44	-22.822,64	663,75	-23.937,41
24	730,74	-22.091,90	648,30	-23.289,10
25	716,70	-21.375,20	632,68	-22.656,42
26	699,02	-20.676,18	614,01	-22.042,42
27	684,45	-19.991,73	598,21	-21.444,20
28	669,59	-19.322,14	582,32	-20.861,89
29	654,46	-18.667,68	566,33	-20.295,56
30	639,09	-18.028,59	550,27	-19.745,28

Tabla 3. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = -3,4\%$$

En el siguiente gráfico se observan los flujos de caja (acumulados y no actualizados) para la etapa del proyecto.

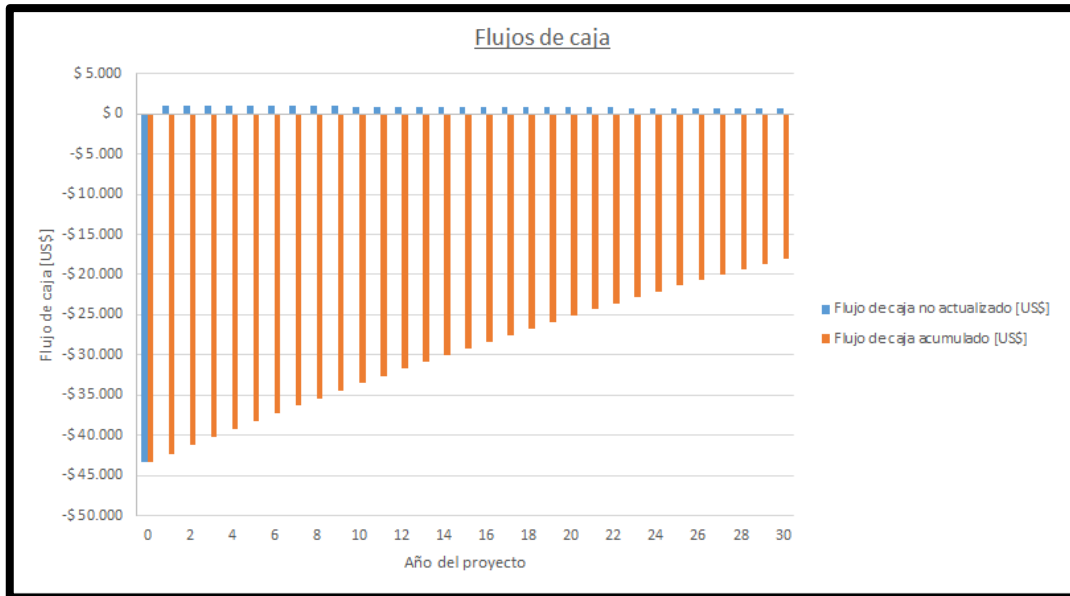


Fig. 1 Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con subsidio actual.

De esta forma se obtienen nuevamente los indicadores económicos, los cuales se listan a continuación.

$$TIR = -3,4\%$$

$$\text{Tiempo de repago} = \text{mayor a la vida útil}$$

$$VAN = -19.745,28 \text{ [US\$]}$$

Debido al nuevo régimen de subsidios y la inflación del país, el proyecto deja de ser rentable para este caso.

3.1. RECÁLCULO DE RENTABILIDAD A PARTIR DE LA TARIFA CON 50% DEL SUBSIDIO ACTUAL

Al igual que en el proyecto, se plantea la posibilidad de que el gobierno disminuya un 50% del subsidio actual o incluso lo anule. Para este análisis se actualizaron los valores de los precios monómico medio y monómico estacional con el informe de CAMMESA del mes de octubre del año 2021.

$$\text{Precio monómico estacional} = 2749 \text{ [$/MWh]}$$

$$\text{Precio monómico medio} + \text{transporte} = 6685,6 \text{ [$/MWh]}$$

$$\frac{\text{Precio monómico estacional}}{\text{Precio monómico medio} + \text{transporte}} = \frac{2749 \text{ [$/MWh]}}{6685,6 \text{ [$/MWh]}} = 41,11 \text{ [%]}$$

De esta forma, la composición de la tarifa eléctrica será:

$$\text{Abonado por los usuarios} = 2,7398 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Tarifa sin subsidios} = \frac{2,7398 \text{ [$/kWh]}}{41,11 \text{ [%]}} \cdot 100 \text{ [%]} = 6,6632 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Monto del subsidio} = 6,6632 \text{ [$/kWh]} - 2,7398 \text{ [$/kWh]} = 3,9234 \text{ [$/kWh]}$$

$$\text{Tarifa 50 [%] de subsidios} = 6,6632 \text{ [$/kWh]} - \frac{3,9234 \text{ [$/kWh]}}{2} = 4,7014 \text{ [$/kWh]}$$

Traduciendo al valor del dólar adoptado:

$$\text{Tarifa con 50% de subsidio} = \frac{4,7015 \text{ [$/kWh]}}{107,25 \text{ [$/US$]}} = 0,0438 \text{ [US$/kWh]}$$

$$\text{Tarifa sin subsidios} = \frac{6,6632 \text{ [$/kWh]}}{107,25 \text{ [$/US$]}} = 0,0621 \text{ [US$/kWh]}$$

A partir de la nueva tarifa eléctrica, se presentan los valores de energía junto al monto monetario correspondiente

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	42.541,668	1.864,90	16	36.771,668	1.611,96
2	42.227,223	1.851,11	17	36.423,609	1.596,70
3	41.899,445	1.836,74	18	36.080,832	1.581,67
4	41.558,891	1.821,81	19	35.738,609	1.566,67
5	41.205,555	1.806,33	20	35.391,109	1.551,44
6	40.838,332	1.790,23	21	35.020,832	1.535,21
7	40.456,668	1.773,50	22	34.627,223	1.517,95
8	40.065,555	1.756,35	23	34.220,832	1.500,14
9	39.666,391	1.738,85	24	33.805,277	1.481,92
10	39.260,000	1.721,04	25	33.379,168	1.463,24
11	38.840,832	1.702,66	26	32.944,168	1.444,17
12	38.412,223	1.683,87	27	32.501,945	1.424,79
13	37.985,000	1.665,15	28	32.051,111	1.405,02
14	37.563,609	1.646,67	29	31.591,945	1.384,89
15	37.150,832	1.628,58	30	31.125,555	1.364,45

Tabla 4. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Los flujos de caja para el diseño 1 de la etapa 1, con un nivel de subsidios del 50% al actual, quedan como sigue:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	2.034,05	-41.247,42	2.023,93	-41.257,53
2	2.016,27	-39.231,14	1.996,26	-39.261,28
3	1.997,73	-37.233,41	1.968,07	-37.293,21
4	1.978,48	-35.254,93	1.939,40	-35.353,82
5	1.958,49	-33.296,44	1.910,26	-33.443,56
6	1.934,84	-31.361,60	1.877,80	-31.565,76
7	1.913,26	-29.448,34	1.847,61	-29.718,14
8	1.891,14	-27.557,20	1.817,17	-27.900,97
9	1.868,57	-25.688,63	1.786,55	-26.114,43
10	1.845,59	-23.843,04	1.755,80	-24.358,63
11	1.818,75	-22.024,29	1.721,66	-22.636,97
12	1.794,52	-20.229,77	1.690,26	-20.946,71
13	1.770,36	-18.459,41	1.659,21	-19.287,49
14	1.746,53	-16.712,89	1.628,74	-17.658,76
15	1.723,18	-14.989,70	1.598,97	-16.059,79
16	1.699,13	-13.290,57	1.568,81	-14.490,98
17	1.679,45	-11.611,12	1.542,92	-12.948,06
18	1.660,07	-9.951,06	1.517,53	-11.430,53
19	1.640,71	-8.310,34	1.492,37	-9.938,16
20	1.621,06	-6.689,28	1.467,16	-8.471,00
21	1.597,14	-5.092,15	1.438,32	-7.032,68
22	1.574,88	-3.517,27	1.411,22	-5.621,46
23	1.551,90	-1.965,37	1.383,70	-4.237,76
24	1.528,40	-436,97	1.355,97	-2.881,78
25	1.504,30	1.067,33	1.327,95	-1.553,83
26	1.476,36	2.543,69	1.296,80	-257,03
27	1.451,35	3.995,04	1.268,49	1.011,47
28	1.425,86	5.420,89	1.240,01	2.251,48
29	1.399,89	6.820,78	1.211,37	3.462,85
30	1.373,52	8.194,30	1.182,64	4.645,49

Tabla 5. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 1,24 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

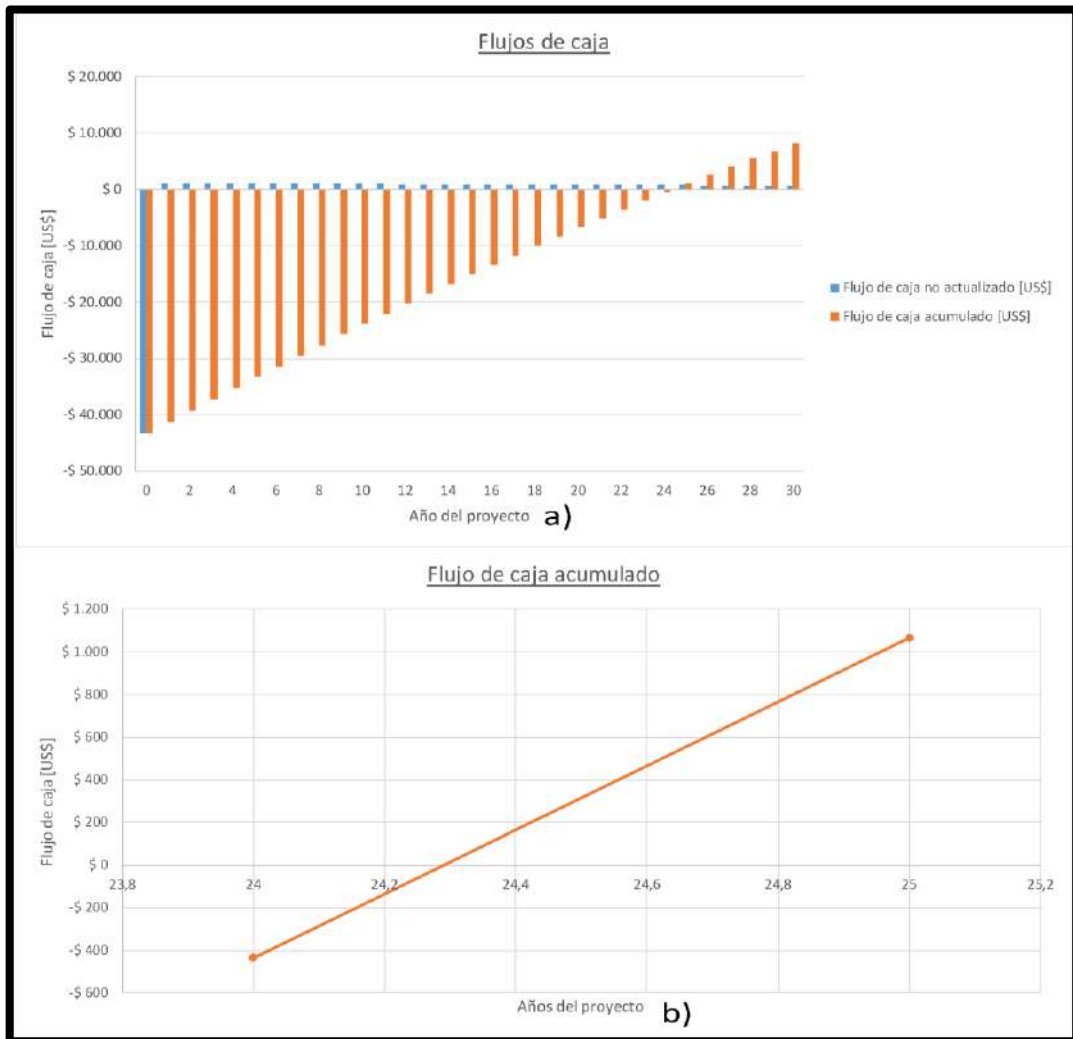


Fig. 2. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 1,24 \%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 24,3 \text{ años}$$

$$VAN = 4.645,49 \text{ [US$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 4,64 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución importante en el tiempo de repago que ahora es menor a la vida útil del proyecto y un aumento de 24.390,78 [US\$] en el valor acumulado neto.

3.2. RECÁLCULO DE RENTABILIDAD A PARTIR DE LA TARIFA SIN SUBSIDIO

Tomando como base el nuevo valor tarifario se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$Tarifa \text{ sin subsidios} = 0,0621 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$$

Al igual que en el caso anterior, se muestra el cuadro con la energía generada y el monto monetario correspondiente, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]	Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]
1	42.541,668	2.643,03	16	36.771,668	2.284,55
2	42.227,223	2.623,49	17	36.423,609	2.262,93
3	41.899,445	2.603,13	18	36.080,832	2.241,63
4	41.558,891	2.581,97	19	35.738,609	2.220,37
5	41.205,555	2.560,02	20	35.391,109	2.198,78
6	40.838,332	2.537,20	21	35.020,832	2.175,77
7	40.456,668	2.513,49	22	34.627,223	2.151,32
8	40.065,555	2.489,19	23	34.220,832	2.126,07
9	39.666,391	2.464,39	24	33.805,277	2.100,25
10	39.260,000	2.439,14	25	33.379,168	2.073,78
11	38.840,832	2.413,10	26	32.944,168	2.046,75
12	38.412,223	2.386,47	27	32.501,945	2.019,28
13	37.985,000	2.359,93	28	32.051,111	1.991,27
14	37.563,609	2.333,75	29	31.591,945	1.962,74
15	37.150,832	2.308,11	30	31.125,555	1.933,77

Tabla 6. Etapa 1 – Diseño 1: valor de energía generada en 30 años sin subsidios.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47	-43.281,47
1	3.037,85	-40.243,62	3.022,74	-40.258,73
2	3.012,65	-37.230,97	2.982,75	-37.275,99
3	2.986,38	-34.244,59	2.942,03	-34.333,96
4	2.959,08	-31.285,51	2.900,63	-31.433,33
5	2.930,76	-28.354,75	2.858,58	-28.574,74
6	2.898,45	-25.456,30	2.813,00	-25.761,75
7	2.867,86	-22.588,44	2.769,46	-22.992,29
8	2.836,51	-19.751,93	2.725,56	-20.266,73
9	2.804,52	-16.947,41	2.681,42	-17.585,31
10	2.771,95	-14.175,46	2.637,09	-14.948,22
11	2.735,23	-11.440,23	2.589,21	-12.359,01
12	2.700,88	-8.739,35	2.543,97	-9.815,04
13	2.666,64	-6.072,72	2.499,22	-7.315,82
14	2.632,86	-3.439,85	2.455,29	-4.860,53
15	2.599,78	-840,07	2.412,38	-2.448,15
16	2.566,78	1.726,71	2.369,91	-78,24
17	2.538,89	4.265,60	2.332,49	2.254,26
18	2.511,41	6.777,01	2.295,77	4.550,03
19	2.483,99	9.261,00	2.259,40	6.809,44
20	2.456,14	11.717,13	2.222,96	9.032,39
21	2.423,48	14.140,61	2.182,48	11.214,88
22	2.391,93	16.532,54	2.143,36	13.358,24
23	2.359,36	18.891,90	2.103,65	15.461,89
24	2.326,05	21.217,95	2.063,64	17.525,53
25	2.291,90	23.509,85	2.023,23	19.548,76
26	2.253,70	25.763,55	1.979,60	21.528,36
27	2.218,25	27.981,80	1.938,78	23.467,14
28	2.182,12	30.163,92	1.897,71	25.364,84
29	2.145,32	32.309,24	1.856,42	27.221,27
30	2.107,94	34.417,19	1.815,00	29.036,27

Tabla 7. Etapa 1 – Diseño 1: flujos de caja y valor neto actual sin subsidios.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 4,62 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

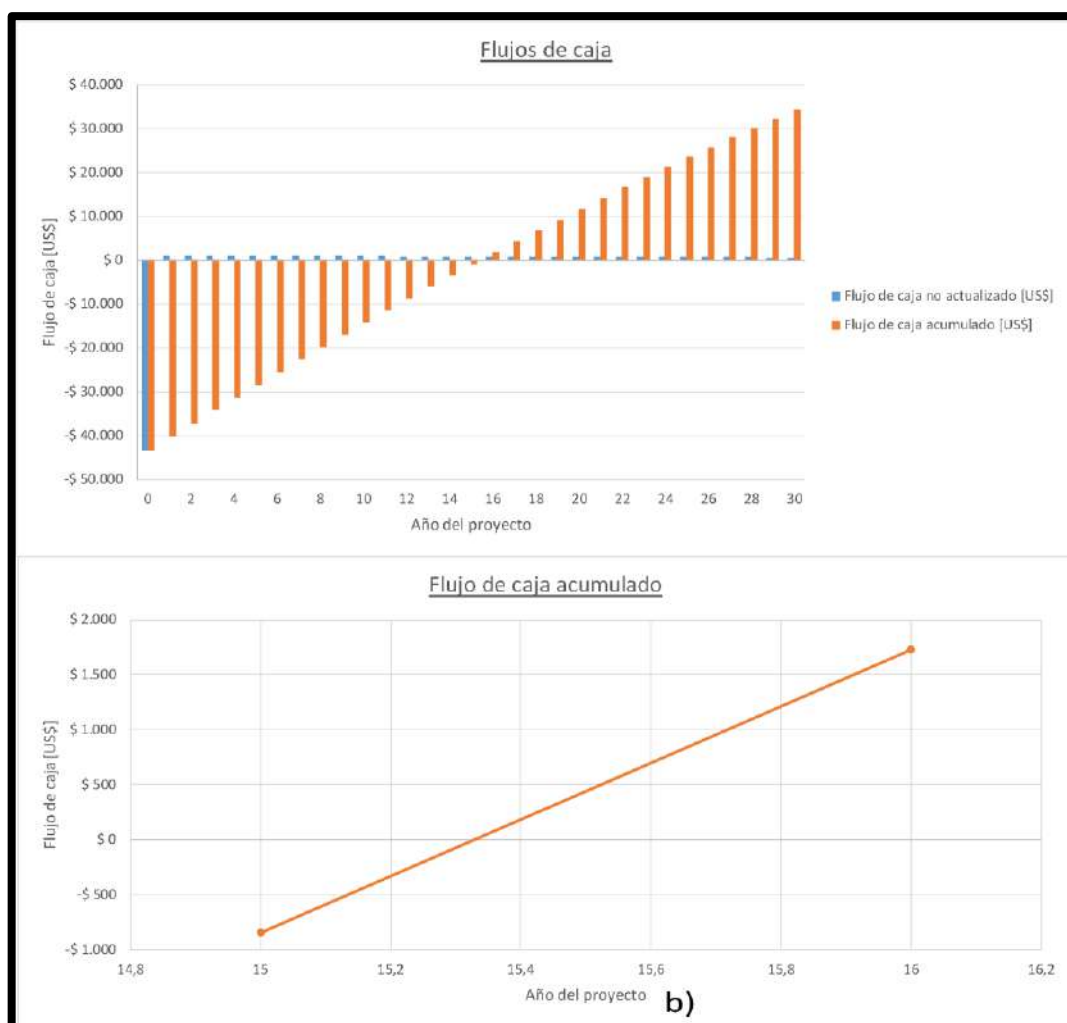


Fig. 3. Etapa 1 - Diseño 1: flujos de caja sin subsidios. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 4,62 \text{ [\%]}$$

$$\text{Tiempo de repago} = 15,3 \text{ años}$$

$$VAN = 29.036,27 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 8,02 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución importante en el tiempo de repago que ahora es menor a la vida útil del proyecto y un aumento de 48.781,55 [US\$] en el valor acumulado neto.

4. DISEÑO 2

De la misma manera que se realizó para el apartado anterior, los costos en dólares no se modificaron.

Componentes	Costos [US\$]
Paneles	18.276,86
Inversores	7.452,86
Bulonería	429,10
Estructura	3.867,25
Cables de CC	744,80
Cables de CA	392,96
Protecciones	312,45
Conectores	61,44
Sistema de barras	52,29
Mano de obra	5.145,95
Gastos no contemplados	1.827,69
Inversión inicial total	38.563,65

Tabla 8. Etapa 1 – Diseño 1: componentes de la inversión inicial del diseño 2.

Tomando como base la actualización de la tarifa, se muestra el cuadro correspondiente a la energía generada por año junto al monto monetario respectivo:

Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]	Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]
1	44.146,746	1.127,77	16	38.225,836	976,51
2	43.828,719	1.119,64	17	37.875,613	967,57
3	43.496,000	1.111,15	18	37.530,586	958,75
4	43.148,914	1.102,28	19	37.184,063	949,90
5	42.787,777	1.093,05	20	36.829,547	940,84
6	42.409,785	1.083,40	21	36.444,953	931,02
7	42.016,082	1.073,34	22	36.028,445	920,38
8	41.611,617	1.063,01	23	35.597,648	909,37
9	41.198,156	1.052,44	24	35.154,148	898,05
10	40.777,406	1.041,70	25	34.699,504	886,43
11	40.345,051	1.030,65	26	34.237,621	874,63
12	39.904,250	1.019,39	27	33.769,309	862,67
13	39.465,481	1.008,18	28	33.292,477	850,49
14	39.032,996	997,13	29	32.807,434	838,10
15	38.610,922	986,35	30	32.314,453	825,50

Tabla 9. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con el subsidio actual.

Los flujos de caja para este diseño son:

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	1.138,75	-37.424,90	1.133,08	-37.430,56
2	1.128,27	-36.296,63	1.117,07	-36.313,50
3	1.117,30	-35.179,33	1.100,71	-35.212,79
4	1.105,87	-34.073,46	1.084,02	-34.128,76
5	1.093,96	-32.979,50	1.067,02	-33.061,74
6	1.078,24	-31.901,26	1.046,45	-32.015,29
7	1.065,27	-30.835,99	1.028,72	-30.986,58
8	1.051,94	-29.784,06	1.010,79	-29.975,78
9	1.038,31	-28.745,74	992,73	-28.983,05
10	1.024,45	-27.721,30	974,60	-28.008,45
11	1.006,68	-26.714,62	952,93	-27.055,51
12	992,15	-25.722,47	934,51	-26.121,00
13	977,69	-24.744,78	916,31	-25.204,69
14	963,44	-23.781,34	898,46	-24.306,23
15	949,53	-22.831,82	881,08	-23.425,15
16	933,94	-21.897,87	862,31	-22.562,84
17	922,40	-20.975,47	847,42	-21.715,42
18	911,03	-20.064,44	832,81	-20.882,61
19	899,61	-19.164,83	818,28	-20.064,34
20	887,93	-18.276,90	803,63	-19.260,71
21	871,79	-17.405,11	785,10	-18.475,60
22	858,07	-16.547,04	768,90	-17.706,71
23	843,87	-15.703,17	752,41	-16.954,29
24	829,25	-14.873,92	735,70	-16.218,59
25	814,27	-14.059,64	718,82	-15.499,78
26	795,17	-13.264,47	698,46	-14.801,31
27	779,74	-12.484,73	681,50	-14.119,81
28	764,03	-11.720,70	664,45	-13.455,36
29	748,04	-10.972,66	647,31	-12.808,06
30	731,80	-10.240,86	630,10	-12.177,96

Tabla 10. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con el subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = -2,02\%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año.

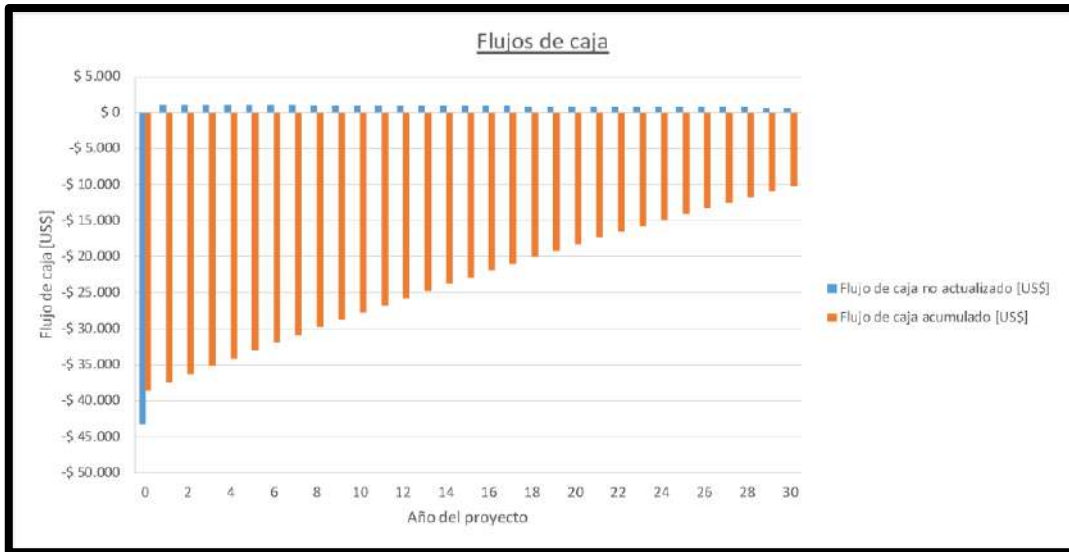


Fig. 4 Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con subsidio actual.

De esta forma, los indicadores económicos fueron:

$$TIR = -2,02\%$$

Tiempo de repago = mayor a la vida útil

$$VAN = -12.167,96 [US\$]$$

De la misma manera que sucede para el diseño uno, a causa de las actualizaciones el proyecto deja de ser rentable

4.1. RECÁLCULO DE RENTABILIDAD A PARTIR DE LA TARIFA CON 50% DEL SUBSIDIO ACTUAL

La tarifa eléctrica para este caso es:

$$\text{Tarifa con 50\% de subsidio} = 0,0438 \left[\text{US\$}/\text{kWh} \right]$$

A partir de esta, se presentan los valores de energía junto al monto monetario correspondiente

Año	Energía generada	Valor energía generada	Año	Energía generada	Valor energía generada
	[kWh]	[US\$]		[kWh]	[US\$]
1	44.146,746	1.935,26	16	38.225,836	1.675,70
2	43.828,719	1.921,32	17	37.875,613	1.660,35
3	43.496,000	1.906,73	18	37.530,586	1.645,23
4	43.148,914	1.891,52	19	37.184,063	1.630,04
5	42.787,777	1.875,69	20	36.829,547	1.614,49
6	42.409,785	1.859,12	21	36.444,953	1.597,64
7	42.016,082	1.841,86	22	36.028,445	1.579,38
8	41.611,617	1.824,13	23	35.597,648	1.560,49
9	41.198,156	1.806,00	24	35.154,148	1.541,05
10	40.777,406	1.787,56	25	34.699,504	1.521,12
11	40.345,051	1.768,60	26	34.237,621	1.500,87
12	39.904,250	1.749,28	27	33.769,309	1.480,34
13	39.465,481	1.730,05	28	33.292,477	1.459,44
14	39.032,996	1.711,09	29	32.807,434	1.438,18
15	38.610,922	1.692,59	30	32.314,453	1.416,57

Tabla 11. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años con la mitad del subsidio actual.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	2.180,42	-36.383,23	2.169,57	-36.394,08
2	2.162,43	-34.220,80	2.140,97	-34.253,11
3	2.143,62	-32.077,18	2.111,78	-32.141,33
4	2.123,99	-29.953,19	2.082,04	-30.059,29
5	2.103,57	-27.849,62	2.051,76	-28.007,53
6	2.078,92	-25.770,70	2.017,63	-25.989,90
7	2.056,66	-23.714,03	1.986,10	-24.003,80
8	2.033,79	-21.680,25	1.954,24	-22.049,56
9	2.010,41	-19.669,84	1.922,16	-20.127,40
10	1.986,61	-17.683,23	1.889,96	-18.237,44
11	1.958,64	-15.724,58	1.854,08	-16.383,36
12	1.933,71	-13.790,87	1.821,38	-14.561,99
13	1.908,90	-11.881,97	1.789,06	-12.772,93
14	1.884,45	-9.997,52	1.757,35	-11.015,58
15	1.860,58	-8.136,94	1.726,46	-9.289,11
16	1.835,90	-6.301,04	1.695,09	-7.594,02
17	1.816,10	-4.484,94	1.668,46	-5.925,56
18	1.796,59	-2.688,35	1.642,33	-4.283,23
19	1.776,99	-911,36	1.616,33	-2.666,90
20	1.756,94	845,59	1.590,15	-1.076,76
21	1.731,73	2.577,32	1.559,53	482,77
22	1.708,18	4.285,50	1.530,67	2.013,44
23	1.683,82	5.969,32	1.501,33	3.514,77
24	1.658,74	7.628,05	1.471,61	4.986,38
25	1.633,03	9.261,08	1.441,59	6.427,97
26	1.603,03	10.864,11	1.408,07	7.836,04
27	1.576,55	12.440,66	1.377,92	9.213,96
28	1.549,58	13.990,25	1.347,61	10.561,57
29	1.522,15	15.512,40	1.317,17	11.878,74
30	1.494,28	17.006,68	1.286,62	13.165,36

Tabla 12. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual con la mitad del subsidio actual.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = -2,73\%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año.

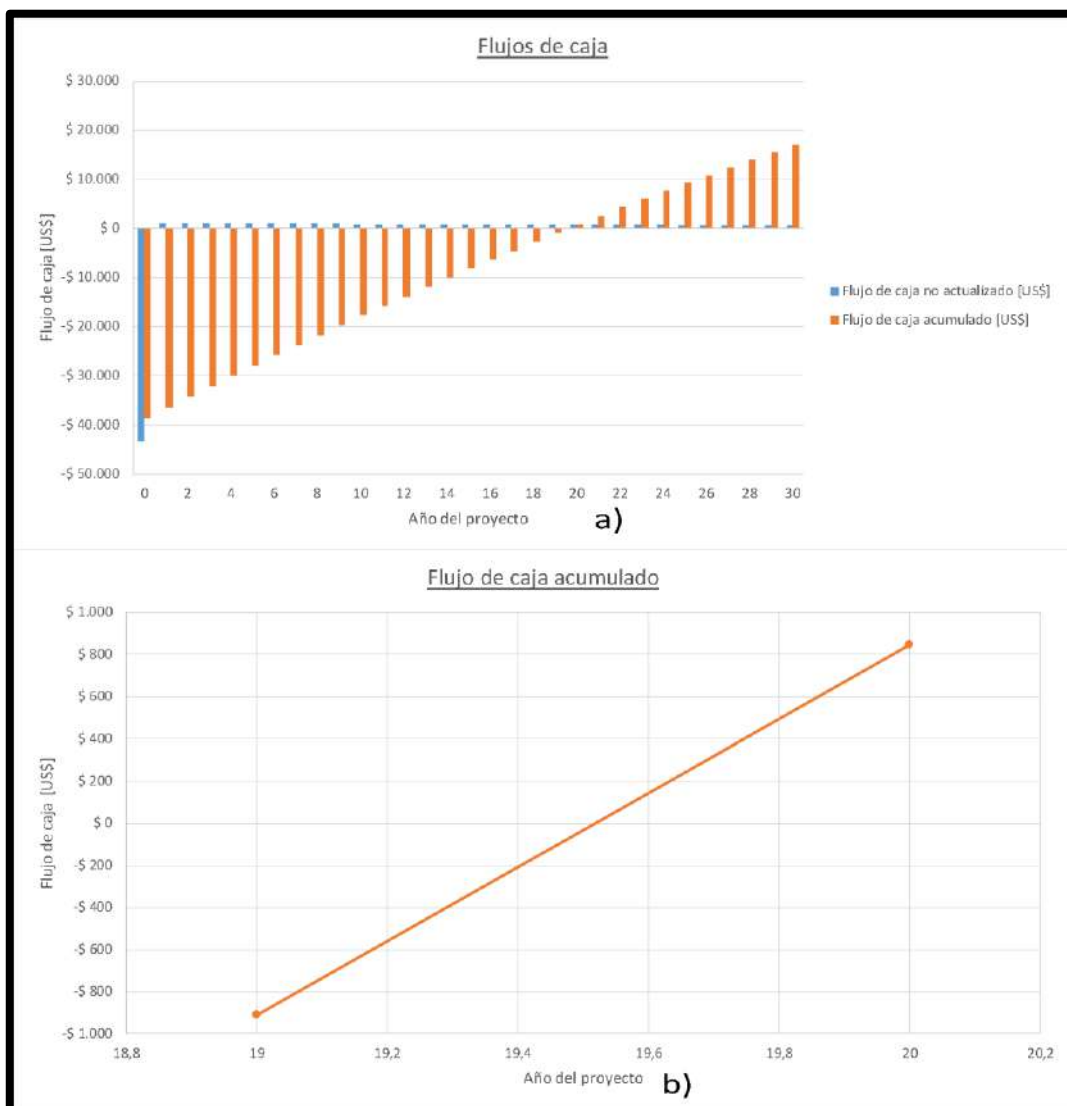


Fig. 5. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja con la mitad del subsidio actual. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

De esta forma, los indicadores económicos fueron:

$$TIR = -2,73\%$$

$$\text{Tiempo de repago} = 19,5 \text{ [Años]}$$

$$VAN = 13.165,36 \text{ [US\$]}$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 4,75 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución importante en el tiempo de repago que ahora es menor a la vida útil del proyecto y un aumento de 25.343.32 [US\$] en el valor acumulado neto.

4.2. RECÁLCULO DE RENTABILIDAD A PARTIR DE LA TARIFA SIN SUBSIDIO

Tomando como base el nuevo valor tarifario se procedió a recalcular la nueva rentabilidad de la etapa:

$$\text{Tarifa sin subsidios} = 0,0621 \left[\frac{\text{US\$}}{\text{kWh}} \right]$$

Al igual que en el caso anterior, se muestra el cuadro con la energía generada y el monto monetario correspondiente, se calcularon los flujos de caja y el valor neto actual de la etapa.

Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]	Año	Energía generada [kWh]	Valor energía generada [US\$]
1	44.146,746	2.742,75	16	38.225,836	2.374,89
2	43.828,719	2.722,99	17	37.875,613	2.353,14
3	43.496,000	2.702,32	18	37.530,586	2.331,70
4	43.148,914	2.680,75	19	37.184,063	2.310,17
5	42.787,777	2.658,32	20	36.829,547	2.288,15
6	42.409,785	2.634,83	21	36.444,953	2.264,25
7	42.016,082	2.610,37	22	36.028,445	2.238,37
8	41.611,617	2.585,25	23	35.597,648	2.211,61
9	41.198,156	2.559,56	24	35.154,148	2.184,06
10	40.777,406	2.533,42	25	34.699,504	2.155,81
11	40.345,051	2.506,56	26	34.237,621	2.127,11
12	39.904,250	2.479,17	27	33.769,309	2.098,02
13	39.465,481	2.451,91	28	33.292,477	2.068,39
14	39.032,996	2.425,04	29	32.807,434	2.038,26
15	38.610,922	2.398,82	30	32.314,453	2.007,63

Tabla 13. Etapa 1 – Diseño 2: valor de energía generada en 30 años sin subsidios.

Año	Flujo de caja no actualizado	Flujo de caja acumulado	Flujo de caja actualizado	Valor neto actual
	[US\$]	[US\$]	[US\$]	[US\$]
0	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65	-38.563,65
1	3.222,09	-35.341,56	3.206,06	-35.357,59
2	3.196,60	-32.144,96	3.164,87	-32.192,72
3	3.169,93	-28.975,03	3.122,86	-29.069,86
4	3.142,12	-25.832,91	3.080,05	-25.989,81
5	3.113,17	-22.719,74	3.036,50	-22.953,32
6	3.079,61	-19.640,13	2.988,82	-19.964,50
7	3.048,06	-16.592,08	2.943,48	-17.021,03
8	3.015,64	-13.576,44	2.897,68	-14.123,34
9	2.982,50	-10.593,93	2.851,58	-11.271,76
10	2.948,78	-7.645,15	2.805,32	-8.466,44
11	2.910,61	-4.734,55	2.755,23	-5.711,22
12	2.875,28	-1.859,27	2.708,24	-3.002,97
13	2.840,11	980,85	2.661,81	-341,16
14	2.805,45	3.786,30	2.616,24	2.275,08
15	2.771,63	6.557,93	2.571,84	4.846,92
16	2.737,87	9.295,79	2.527,87	7.374,79
17	2.709,80	12.005,59	2.489,51	9.864,30
18	2.682,15	14.687,74	2.451,85	12.316,15
19	2.654,37	17.342,11	2.414,39	14.730,53
20	2.625,96	19.968,07	2.376,66	17.107,19
21	2.591,67	22.559,74	2.333,96	19.441,15
22	2.558,29	25.118,04	2.292,43	21.733,58
23	2.523,77	27.641,80	2.250,24	23.983,83
24	2.488,22	30.130,02	2.207,51	26.191,34
25	2.451,78	32.581,81	2.164,37	28.355,71
26	2.410,89	34.992,70	2.117,68	30.473,39
27	2.373,36	37.366,05	2.074,34	32.547,72
28	2.335,14	39.701,19	2.030,78	34.578,50
29	2.296,27	41.997,46	1.987,04	36.565,54
30	2.256,76	44.254,21	1.943,13	38.508,68

Tabla 14. Etapa 1 – Diseño 2: flujos de caja y valor neto actual sin subsidios.

A partir de estos datos y utilizando la función TIR del procesador de cálculos Excel, se obtuvo el valor de este indicador económico.

$$TIR = 6,34 \%$$

Se graficaron los flujos de caja acumulados de cada año y se realizó un detalle para observar con mayor detenimiento el momento en el cual se produce el cambio de negativo a positivo, dando el valor del tiempo de repago.

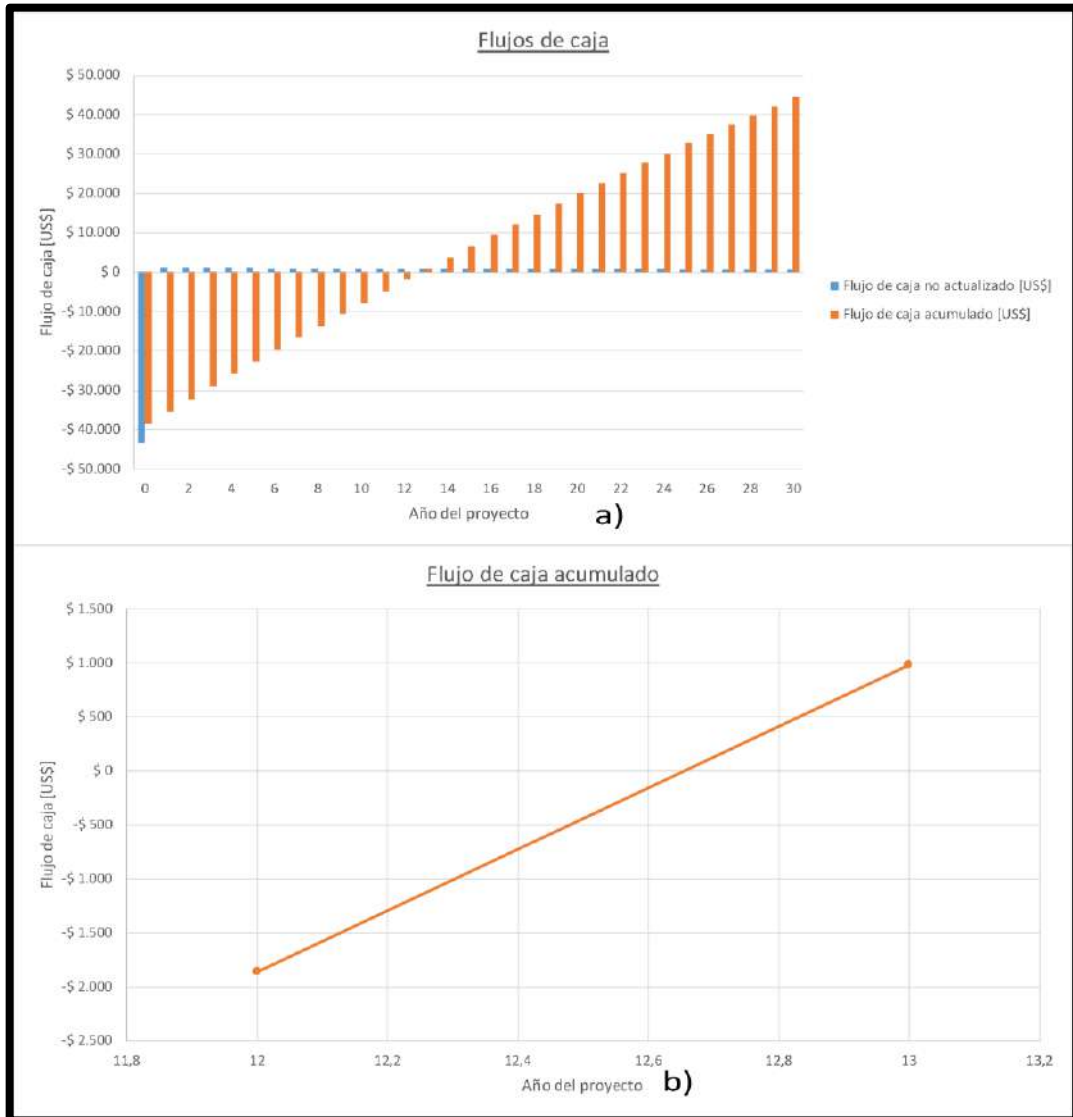


Fig. 6. Etapa 1 - Diseño 2: flujos de caja sin subsidio. a) Flujos de caja. b) Flujo de caja acumulado.

Resumiendo, los indicadores arrojados por el análisis fueron:

$$TIR = 6,34 \%$$

$$Tiempo\ de\ repago = 12,6\ años$$

$$VAN = 38.508,68 [US\$]$$

Comparando los tres indicadores con los del mismo diseño, pero sin discriminar los subsidios, se observa un aumento del 8,36 [%] en la tasa de rentabilidad mínima aceptable, una disminución importante en el tiempo de repago que ahora es menor a la vida útil del proyecto y un aumento de 50.686,63 [US\$] en el valor acumulado neto.