



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA PROYECTO DE  
ESTACIONAMIENTOS RESIDENCIALES CON TECHOS SOLARES Y  
CONEXIÓN NET BILLING EN LA CIUDAD DE ANTOFAGASTA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**ALEJANDRO ANDRÉS SANDOVAL HONORES**

PROFESOR GUÍA:  
JORGE URRUTIA RIVEROS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
FRANCISCO RIVERA SERRANO  
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
UKUN Ingeniería SpA

SANTIAGO DE CHILE  
2022

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: **ALEJANDRO ANDRÉS SANDOVAL HONORES**  
FECHA: 2022  
PROF. GUÍA: JORGE URRUTIA RIVEROS

## **ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA PROYECTO DE ESTACIONAMIENTOS RESIDENCIALES CON TECHOS SOLARES Y CONEXIÓN NET BILLING EN LA CIUDAD DE ANTOFAGASTA**

El presente trabajo corresponde a la evaluación técnica y económica para un proyecto fotovoltaico de tipo residencial. Este trabajo nace de la necesidad de implementar un nuevo modelo de negocios en la empresa UKUN Ingeniería en la ciudad de Antofagasta.

La tecnología fotovoltaica ha sido desarrollada de manera exhaustiva desde mediados del siglo pasado, y hasta el día de hoy su influencia en el mundo energético no ha cesado de aumentar. Sin embargo en la ciudad de Antofagasta no es posible apreciar una utilización masificada de este recurso, con lo cual se desea implementar un producto accesible y funcional al cliente, siendo este un sistema fotovoltaico con conexión Net Billing soportado sobre una estructura tipo pérgola la cual pueda aportar sombra para el hogar como también ser de utilidad en términos de energía.

El trabajo realizado corresponde a la simulación de diferentes escenarios de evaluación para un proyecto tipo en particular. Las simulaciones se realizan utilizando el software PVSyst y tomando en consideración diferentes factores tales como: ubicación, inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos, dimensiones físicas y de espacio disponible, especificaciones técnicas de los módulos, condiciones meteorológicas y de radiación solar, consumo de la residencia y conexión a la red eléctrica y pérdidas del sistema fotovoltaico entre otras.

Además de los factores a evaluar en cada simulación, se consideran escenarios de evaluación, siendo estos: diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas (Silicio Monocristalino, PERC, Policristalinos, Amorfo y Flexibles) y casos de operación con limpieza de los paneles y sin limpieza.

Los principales resultados obtenidos son que en términos de generación de energía claramente los módulos de alta eficiencia son los que son capaces de generar una mayor cantidad. No obstante, evaluando de manera económica estos resultan ser de costos muy elevados, lo cual los hace menos favorable en comparación a los módulos de tecnología Policristalinos, ya que estos son más accesibles en términos de inversión y además mantienen una buena eficiencia en conversión de la energía. Por otra parte, los módulos con peor desempeño corresponden a los módulos de tecnología Silicio Amorfo, ya que este tipo resulta en valores negativos de VAN y TIR inferior a la tasa de descuento utilizada.

*Para mis amigos, los que están y los que ya no,  
y en particular a mi familia.*

***Gracias.***

# Agradecimientos

Es increíble mirar hacia el pasado y ver como 6 años de mi vida se pasaron así, como si nada. Hoy en día no sería la persona que soy si no fuera por la presencia en mi vida de diferentes personas (e incluso me atrevería a decir algunos personajes, debido a la excentricidad de sus actos y personalidad) y el impacto que han generado en mi trayecto por la universidad desde el inicio.

Quisiera agradecer en un principio a mi pilar fundamental, a mi familia. A mi madre, que se rompió la espalda con el fin de que no me faltara nada en mi estadía en Santiago mientras ella se encontraba en Antofagasta, a más de 1000 kilómetros de distancia. A mi padre, quien apoyó a mi madre en este camino y por ende a mí también, recibíendome con un gran abrazo en cada viaje de vuelta a mi ciudad en los recesos académicos. A mis hermanos, quienes me otorgaron una mano amiga, un consejo fugaz, una tarde de risas y un apoyo incondicional en esta travesía. A mis familiares cercanos, tíos, primos, abuelos, que estuvieron conmigo en momentos tristes y felices durante los años. Les agradezco a todos por ser tan unidos, y hacerme sentir parte de algo desde que era niño.

También mencionar de manera honrosa a mis amigos, a aquellos que brindan una tarde o noche de distracción, a aquellos que te apoyan en los cursos difíciles y sufren contigo todo un semestre, a aquellos que si bien no comparto tanto, los llevo bien presentes en mi corazón, y a aquellos que han estado conmigo desde siempre, los que han vivido casi la mitad de mi vida conmigo hasta hoy, los que considero mi familia y no concibo imaginar la vida sin ustedes.

A todos quienes me apoyaron y brindaron una sonrisa amigable, muchas gracias.



# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación y Antecedentes . . . . .	1
1.2. Descripción del Problema . . . . .	3
1.3. Objetivos . . . . .	3
1.3.1. Objetivos Generales . . . . .	3
1.3.2. Objetivos Específicos . . . . .	4
1.4. Estructura de la Memoria . . . . .	4
<b>2. Marco Teórico y Estado del Arte</b>	<b>6</b>
2.1. Energía Solar . . . . .	6
2.2. Celda Fotovoltaica . . . . .	7
2.3. Módulos y Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	8
2.3.1. Módulos Fotovoltaicos . . . . .	8
2.3.2. Sistemas Fotovoltaicos . . . . .	10
2.4. Generación Distribuida . . . . .	10
2.5. Esquemas de Integración de Generación Distribuida . . . . .	11
2.5.1. Tarifas de Alimentación o <i>Feed-in Tarif</i> . . . . .	11
2.5.2. Medición Neta o <i>Net Metering</i> . . . . .	11
2.5.3. Facturación Neta o <i>Net Billing</i> . . . . .	12
2.6. Normativa en Chile . . . . .	12
2.7. Tarificación Eléctrica a Nivel Distribución . . . . .	13
2.7.1. Tarifa BT1 . . . . .	13
2.7.2. Tarifa BT2 . . . . .	14
2.7.3. Tarifa BT3 . . . . .	15
2.7.4. Tarifa BT4 . . . . .	15
2.8. Revisión de Proyectos Existentes . . . . .	16
<b>3. Formalización del Problema</b>	<b>18</b>
3.1. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico . . . . .	18
3.2. Descripción y Caracterización de la Vivienda . . . . .	18
3.3. Metodología de trabajo . . . . .	20
3.4. Resultados Preliminares . . . . .	23
3.4.1. Estructura Soporte: Estacionamiento . . . . .	23
3.4.2. Proyecciones Módulos . . . . .	24
3.5. Resultados Esperados . . . . .	24
<b>4. Antecedentes y Simulación</b>	<b>26</b>
4.1. Simulador de Sistemas Fotovoltaicos: PVSyst . . . . .	26

4.2.	Paneles Fotovoltaicos . . . . .	26
4.2.1.	Silicio Monocristalino (M-Si) . . . . .	27
4.2.2.	Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC) . . . . .	28
4.2.3.	Silicio Policristalino (P-Si) . . . . .	28
4.2.4.	Silicio Amorfo (a-Si) . . . . .	29
4.2.5.	Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) . . . . .	29
4.3.	Datos Meteorológicos . . . . .	30
4.4.	Orientación e Inclinación . . . . .	37
4.5.	Inversor de corriente . . . . .	37
4.6.	Diseño en 3 Dimensiones . . . . .	38
4.7.	Escenarios de evaluación . . . . .	41
4.7.1.	Módulos de Silicio Monocristalinos . . . . .	41
4.7.1.1.	Módulo 1: CSUNPOWER . . . . .	41
4.7.1.2.	Módulo 2: SUNRISE . . . . .	41
4.7.2.	Módulos de Silicio Monocristalinos de alta eficiencia . . . . .	42
4.7.2.1.	Módulo 1: AMERISOLAR . . . . .	42
4.7.2.2.	Módulo 2: CSUNPOWER . . . . .	43
4.7.3.	Módulos de Silicio Policristalinos . . . . .	44
4.7.3.1.	Módulo 1: NINGBO-RARLON . . . . .	44
4.7.3.2.	Módulo 2: POLYCROWN . . . . .	45
4.7.4.	Módulos de Silicio Amorfo . . . . .	46
4.7.4.1.	Módulo SANGSOLAR . . . . .	46
4.7.5.	Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina . . . . .	47
4.7.5.1.	Módulo OMNISPOWER . . . . .	47
4.8.	Datos de Consumo Residencial . . . . .	48
4.9.	Pérdidas del sistema . . . . .	50
<b>5.</b>	<b>Resultados de la Simulación</b> . . . . .	<b>54</b>
5.1.	Resultados Técnicos . . . . .	54
5.1.1.	Módulos de Silicio Monocristalino . . . . .	54
5.1.1.1.	Módulo CSUNPOWER . . . . .	54
5.1.1.2.	Módulo SUNRISE . . . . .	58
5.1.2.	Módulos de Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC) . . . . .	61
5.1.2.1.	Módulo AMERISOLAR . . . . .	61
5.1.2.2.	Módulo CSUNPOWER . . . . .	64
5.1.3.	Módulos de Silicio Policristalino . . . . .	67
5.1.3.1.	Módulo NINGBO-RARLON . . . . .	67
5.1.3.2.	Módulo POLYCROWN . . . . .	70
5.1.4.	Módulos de Silicio Amorfo . . . . .	73
5.1.4.1.	Módulo SANGSOLAR . . . . .	73
5.1.5.	Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) . . . . .	76
5.1.5.1.	Módulo OMNISPOWER . . . . .	76
5.2.	Resultados Económicos . . . . .	79
5.2.1.	Módulos de Silicio Monocristalino . . . . .	81
5.2.2.	Módulos de Silicio Monocristalinos de alta eficiencia . . . . .	83
5.2.3.	Módulos de Silicio Policristalinos . . . . .	85
5.2.4.	Módulos de Silicio Amorfo . . . . .	87

5.2.5. Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina . . . . .	87
<b>6. Análisis de Resultados</b>	<b>89</b>
6.1. Análisis Técnico . . . . .	89
6.2. Análisis Económico . . . . .	91
6.3. Análisis Ambiental . . . . .	92
<b>7. Conclusiones</b>	<b>95</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>98</b>
<b>Anexos</b>	<b>101</b>
<b>A. Resultados Técnicos</b>	<b>101</b>
A.1. Silicio Monocristalino . . . . .	101
A.1.1. Módulo CSUNPOWER . . . . .	101
A.1.2. Módulo SUNRISE . . . . .	105
A.2. Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC) . . . . .	109
A.2.1. Módulo AMERISOLAR . . . . .	109
A.2.2. Módulo CSUNPOWER . . . . .	113
A.3. Silicio Policristalino . . . . .	117
A.3.1. Módulo NINGBO-RARLON . . . . .	117
A.3.2. Módulo POLYCROWN . . . . .	121
A.4. Silicio Amorfo . . . . .	125
A.4.1. Módulo SANGSOLAR . . . . .	125
A.5. Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) . . . . .	129
A.5.1. Módulo OMNISPOWER . . . . .	129
<b>B. Resultados Económicos: Flujos de Caja</b>	<b>133</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Tabla comparativa de tecnologías en celdas solares fotovoltaicas. . . . .	9
2.2.	Alternativas posibles de tarificación BT4. . . . .	15
4.1.	Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino. . . . .	27
4.2.	Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC). . . . .	28
4.3.	Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Policristalino. . . . .	29
4.4.	Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Amorfo. . . . .	29
4.5.	Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino de capa fina. . . . .	30
4.6.	Condiciones meteorológicas mensuales obtenidas por PVSyst, a través de la base de datos Meteonorm 8.0. . . . .	31
4.7.	Factor de suciedad en un escenario de mantenimiento cada 6 meses. . . . .	52
5.1.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino CSUNPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	54
5.2.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino CSUNPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	54
5.3.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino SUNRISE con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	58
5.4.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino SUNRISE con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	58
5.5.	Resultados generales para módulo de Silicio PERC AMERISOLAR con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	61
5.6.	Resultados generales para módulo de Silicio PERC AMERISOLAR con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	61
5.7.	Resultados generales para módulo de Silicio PERC CSUNPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	64
5.8.	Resultados generales para módulo de Silicio PERC CSUNPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	64
5.9.	Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino NINGBO-RARLON con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	67
5.10.	Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino NINGBO-RARLON con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	67
5.11.	Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino POLYCROWN con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	70
5.12.	Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino POLYCROWN con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	70
5.13.	Resultados generales para módulo de Silicio Amorfo SANGSOLAR con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	73

5.14.	Resultados generales para módulo de Silicio Amorfo SANGSOLAR con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . . . .	73
5.15.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino de capa fina flexible OMNISPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo. . . . .	76
5.16.	Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino de capa fina flexible OMNISPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza). . .	76
5.17.	CAPEX para Silicio Monocristalino: fabricante CSUNPOWER. . . . .	81
5.18.	Indicadores económicos para Silicio Monocristalino: fabricante CSUNPOWER.	82
5.19.	CAPEX para Silicio Monocristalino: fabricante SUNRISE. . . . .	82
5.20.	Indicadores económicos para Silicio Monocristalino: fabricante SUNRISE. . . .	83
5.21.	CAPEX para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante AMERISOLAR.	83
5.22.	Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante AMERISOLAR. . . . .	84
5.23.	CAPEX para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante CSUNPOWER.	84
5.24.	Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante CSUNPOWER. . . . .	85
5.25.	CAPEX para Silicio Policristalino: fabricante NINGO-RARLON. . . . .	85
5.26.	Indicadores económicos para Silicio Policristalino: fabricante NINGBO-RARLON.	86
5.27.	CAPEX para Silicio Policristalino: fabricante POLYCROWN. . . . .	86
5.28.	Indicadores económicos para Silicio Policristalino: fabricante POLYCROWN. .	86
5.29.	CAPEX para Silicio Amorfo: fabricante SANGSOLAR. . . . .	87
5.30.	Indicadores económicos para Silicio Amorfo: fabricante SANGSOLAR. . . . .	87
5.31.	CAPEX para Silicio Monocristalino de capa fina: Fabricante OMNISPOWER.	88
5.32.	Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de capa fina: fabricante OMNISPOWER. . . . .	88
6.1.	Reducción de emisiones de CO2 con sistemas fotovoltaicos en los diferentes escenarios de evaluación. . . . .	93

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Radiación solar global (izquierda), radiación solar directa (centro) y radiación solar difusa (derecha). Fuente [8]. . . . .	6
2.2.	Estructura básica de una celda solar fotovoltaica. Fuente [8]. . . . .	8
2.3.	Curvas características para un módulo de 250 [W]. Fuente [8]. . . . .	9
3.1.	Esquema de referencia para el diseño de la estructura tipo estacionamiento con paneles fotovoltaicos. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”. . . . .	19
3.2.	Imágenes satelital (izquierda) y mapa (derecha) para Oficina Ausonia #216, Antofagasta. . . . .	20
3.3.	Ubicación de la residencia en la zona norte de la ciudad de Antofagasta. . . . .	21
3.4.	Diseño tridimensional del resultado esperado a obtener. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”. . . . .	23
3.5.	Plano referencial de la estructura cobertizo a considerar en el proyecto. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”. . . . .	24
3.6.	Diseño tridimensional de la proyección de la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura tipo estacionamiento. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”. . . . .	25
4.1.	Irradiación global y difusa en el día 2 de enero. Datos generados de manera artificial por el software PVSyst. . . . .	32
4.2.	Irradiación global y difusa en el día 21 de junio. Datos generados de manera artificial por el software PVSyst. . . . .	33
4.3.	Índice de claridad promedio mensual. . . . .	34
4.4.	Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Enero a Abril. . . . .	34
4.5.	Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Mayo a Agosto. . . . .	35
4.6.	Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Septiembre a Diciembre. . . . .	35
4.7.	Trayectoria Solar para la ubicación designada. . . . .	36
4.8.	Área disponible en el patio delantero del domicilio. Espacio a utilizar para dimensionamiento de estacionamiento tipo pérgola. . . . .	38
4.9.	Fotografía de árbol ubicado al frente de la entrada de la casa en estudio. . . . .	39
4.10.	Diseño 3D preliminar de estacionamiento tipo cobertizo y árbol en frontis. Versión compacta. . . . .	40
4.11.	Diseño 3D preliminar de estacionamiento tipo cobertizo y árbol en frontis. Versión estructura sistema fotovoltaico. . . . .	40
4.12.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles CSP18-72H. . . . .	41
4.13.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles SR-78M595HLP. . . . .	42
4.14.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles AS-8M120-HC. . . . .	43

4.15.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles CP21-66H (PERC). . . . .	44
4.16.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles RL360HP-144.	45
4.17.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles NS-40P6-28.	46
4.18.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles Flex-a-Si-288.	47
4.19.	Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles OP430MF-P2.	48
4.20.	Consumo anual de energía en $[kWh/mes]$ para la residencia en evaluación en los años 2017 a 2020. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”. . . . .	48
4.21.	Control de calidad por gráfico para el consumo residencial mensual. . . . .	49
4.22.	Curva final de consumo residencial. . . . .	50
5.1.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10%. . . . .	55
5.2.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	56
5.3.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	57
5.4.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	58
5.5.	Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	59
5.6.	Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	60
5.7.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	60
5.8.	Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	62
5.9.	Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	63
5.10.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	63
5.11.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	65
5.12.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	66
5.13.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	66
5.14.	Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	68
5.15.	Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	69
5.16.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	69
5.17.	Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	71
5.18.	Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	72

5.19.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	72
5.20.	Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable. . . . .	74
5.21.	Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable. . . . .	75
5.22.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable. . . . .	75
5.23.	Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	77
5.24.	Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	78
5.25.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	78
A.1.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	101
A.2.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	102
A.3.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	103
A.4.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	103
A.5.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	104
A.6.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	104
A.7.	Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	105
A.8.	Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	106
A.9.	Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	107
A.10.	Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	107
A.11.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	108
A.12.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable. . . . .	108
A.13.	Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	109
A.14.	Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	110
A.15.	Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	111
A.16.	Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable. . . . .	111



A.17.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.	112
A.18.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.	112
A.19.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.	113
A.20.	Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.	114
A.21.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.	115
A.22.	Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.	115
A.23.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.	116
A.24.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.	116
A.25.	Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	117
A.26.	Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	118
A.27.	Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	119
A.28.	Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	119
A.29.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	120
A.30.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	120
A.31.	Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	121
A.32.	Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	122
A.33.	Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	123
A.34.	Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	123
A.35.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.	124
A.36.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.	124
A.37.	Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %.	125
A.38.	Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.	126
A.39.	Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %.	127

A.40.	Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable. . . . .	127
A.41.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	128
A.42.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable. . . . .	128
A.43.	Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	129
A.44.	Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	130
A.45.	Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	131
A.46.	Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	131
A.47.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10 %. . . . .	132
A.48.	Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable. . . . .	132
B.1.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante CSUNPOWER, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	134
B.2.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante CSUNPOWER, caso con suciedad variable. . . . .	135
B.3.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante SUNRISE, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	136
B.4.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante SUNRISE, caso con suciedad variable. . . . .	137
B.5.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante AMERISOLAR, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	138
B.6.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante AMERISOLAR, caso con suciedad variable. . . . .	139
B.7.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante CSUNPOWER, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	140
B.8.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante CSUNPOWER, caso con suciedad variable. . . . .	141
B.9.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante NINGBO-RARLON, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	142
B.10.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante NINGBO-RARLON, caso con suciedad variable. . . . .	143
B.11.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante POLYCROWN, caso con suciedad fija de 10 %. . . . .	144
B.12.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante POLYCROWN, caso con suciedad variable. . . . .	145

B.13.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Amorfo fabricante SANGSOLAR, caso con suciedad fija de 10 %.	146
B.14.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Amorfo fabricante SANGSOLAR, caso con suciedad variable.	147
B.15.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) fabricante OMNISPOWER, caso con suciedad fija de 10 %.	148
B.16.	Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) fabricante OMNISPOWER, caso con suciedad variable.	149

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación y Antecedentes

La energía solar ha sido un recurso energético altamente provechoso para la humanidad, dotando tanto de iluminación y calor en las horas de día como también pudiendo ser captada y transformada por el ser humano. Esto último es muy utilizado en la actualidad debido a la existencia y desarrollo de diferentes tecnologías para poder convertir esta energía radiante y así ser utilizada en otros fines. De esta conversión existen varios ejemplos, como la conversión de energía solar a energía calórica o térmica, la cual se consigue a través de paneles solares térmicos; y también la conversión de energía solar a energía eléctrica, mediante la utilización de sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos tienen su origen de funcionamiento en una unidad básica conocida como celda fotovoltaica, la cual a su vez se basa en el efecto fotoeléctrico. Este efecto fue descubierto en 1839 por el físico Alexandre-Edmond Becquerel, el cual se encontraba experimentando con una pila de dos electrodos sumergidos en una sustancia electrolítica. Dicha pila aumentó su generación de electricidad al ser expuesta a luz solar, quedando esto como prueba del efecto fotoeléctrico [1]. Más tarde en 1883, el inventor americano Charles Fritts inventa el primer artefacto similar a una celda fotovoltaica, en base a selenio (el cual fue descubierto a principios del siglo XIX). Si bien estos avances fueron grandes descubrimientos, no eran del todo comprendidos por los físicos. Esto cambia en 1904 cuando Albert Einstein publica sus notas sobre el efecto fotoeléctrico, el cual junto a sus contribuciones a la física teórica le hicieron merecedor del Premio Nobel de Física de 1921 [2]. Recién en 1940 se realiza el siguiente gran avance en el ámbito de la celda fotovoltaica, donde Russel Shoemaker Ohl, un investigador de “Bell Labs”, accidentalmente generó una juntura “PN” investigando muestras de silicio, lo cual se convirtió en la primera celda fotovoltaica moderna, la cual tenía una eficiencia energética de alrededor del 1 % [1].

En los días presentes las células fotovoltaicas son utilizadas en todo tipo de dispositivos cotidianos. Los avances en tecnología y utilización de diferentes materiales han hecho posible alcanzar una eficiencia energética mucho mayor en las celdas solares, alcanzando valores de hasta 40 % en entornos controlados. La investigación y el desarrollo aún continúan con el objetivo de reducir los costos de fabricación de estos elementos y aumentar su eficiencia energética.

Las celdas fotovoltaicas son el componente básico de un sistema fotovoltaico, donde estos

en conjunto componen módulos fotovoltaicos, y estos a su vez generan un sistema cuando se instalan de maneras específicas. Esta tecnología se encuentra altamente masificada debido a que se genera energía eléctrica de manera limpia y renovable. En el mundo, al año 2010, existían 250 [GW] de capacidad instalada en energía solar (tanto térmica como fotoeléctrica), alcanzando en 2015 un valor de 430 [GW]. En Chile al 2019 se tienen 2.654 [MW] de instalaciones solares, lo cual representa un 11 % de penetración en el Sistema Eléctrico Nacional [3].

En el país existe el programa Carbono Neutralidad 2050, el cual busca obtener una emisión neta de gases de efecto invernadero igual a cero. Para lograr esto, se debe disminuir la cantidad de centrales térmicas en funcionamiento, para dar paso a un parque renovable mayor el cual pueda ser eficiente para la demanda energética en el país, la cual es inevitablemente ascendente con el pasar de los años.

La solución renovable se encuentra fuertemente centrada en plantas de generación fotovoltaica a gran escala, donde existen centrales solares de gran capacidad como por ejemplo la planta “Finis Terrae” [4] con 160 [MW] de capacidad instalada, y la planta “Cerro Dominador”, la cual tiene 100 [MW] de capacidad instalada en una planta fotovoltaica. Esta última central destaca porque, además, cuenta con 110 [MW] de capacidad instalada en la primera planta de concentración solar en América Latina [5]. Ambas centrales mencionadas se encuentran ubicadas en la región de Antofagasta.

Así, es evidente que la región de Antofagasta sobresale a nivel país debido a su clima y situación geográfica para la instalación de plantas solares fotovoltaicas. En la región existe un vasto desierto con índices de radiación anuales elevados que favorecen el desarrollo de esta tecnología, además de ubicarse en latitudes más cercanas al Ecuador lo cual beneficia aún más este tipo de sistemas.

Un aspecto bastante positivo de esta tecnología es que puede ser utilizado de manera residencial a pequeña escala, tanto para autoconsumo, como para inyección a la red eléctrica, o en su defecto para ambas funciones. En el mundo cada vez son más los países con gran cantidad de sistemas fotovoltaicos en residencias particulares y públicas, lo cual contribuye a un futuro sustentable. Esto se ve favorecido por el constante desarrollo de estas tecnologías, disminuyendo sus costos de inversión. Además, la consciencia del público en general acerca de los problemas ambientales y el interés en participar en el cambio es cada vez mayor.

En Chile existen diversos programas del gobierno para incentivar la instalación domiciliar de tecnología solar fotovoltaica, como por ejemplo, el programa Casa Solar del Ministerio de Energía, ejecutado por la Agencia de Sostenibilidad Energética [6], el cual busca crear comunidades que puedan optar a la instalación de generación distribuida a través de paneles fotovoltaicos.

Ya sea a través de los subsidios otorgados por el Estado, como también las normativas vigentes que buscan incentivar la adopción de instalaciones residenciales en sistemas de generación de energía renovable, o a través de una inversión personal por parte de un hogar, es claro que instalar un sistema fotovoltaico de baja escala en un domicilio, es un proyecto sumamente interesante que debe ser estudiado en detalle.

## 1.2. Descripción del Problema

No obstante las favorables condiciones que tiene la región de Antofagasta con respecto al recurso solar, es posible observar una baja penetración de esta tecnología a nivel residencial. Esto demuestra que es necesario incentivar aún más el desarrollo de esta tecnología en la región.

Sin embargo, los costos iniciales de un proyecto así aún son elevados y puede no ser accesible para todos los hogares de la ciudad. También es cierto que existe mucha desinformación por parte de los residentes de la ciudad, los cuales no saben que es posible ahorrar dinero instalando paneles en los techos de sus casas, ya sea tanto para el autoconsumo de energía eléctrica o térmica, como también conectando sus instalaciones de baja escala a la red de distribución eléctrica.

Considerando esto, surge el problema de desarrollar el estudio de un sistema fotovoltaico para una casa en la ciudad de Antofagasta. El objetivo de este sistema se centra en la generación de energía de manera renovable y limpia para la ciudad, aportando así a la lucha contra el cambio climático. La generación distribuida se encuentra cada vez más desarrollada, existiendo diversos dispositivos de electrónica de potencia que permite que un sistema de generación fotovoltaica pueda conectarse al sistema eléctrico o bien controlar de manera óptima el estado de carga del sistema de almacenamiento. En particular, este proyecto busca estudiar un proyecto acogido a las normativas actuales en Chile que facilitan a los clientes la conexión a la red eléctrica, como lo es el concepto de *Net Billing*.

El proyecto se enfoca en el estudio de instalación de paneles solares de manera residencial, con principal enfoque en la conexión a la red de baja tensión a través de *Net Billing*, y a estructuras de tipo estacionamiento domiciliarios, donde se pueda otorgar sombra para el hogar además de la generación de energía eléctrica. Esta memoria contempla el estudio de las tecnologías a utilizar, para así evaluar la más eficiente considerando el clima y la incidencia de radiación solar en la ciudad; el estudio económico para evaluar el margen de ganancias que este proyecto puede otorgar; y, finalmente, las normativas vigentes que permitan la tramitación de conexión a la red a través de la compañía distribuidora de energía de la ciudad, actualmente CGE. El estudio estructural correspondiente a la estructura tipo donde el sistema fotovoltaico será instalado se asume como un proyecto ya realizado, ya que se escapa del alcance de la presente memoria y también de la formación como Ingeniero Civil Eléctrico de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. No obstante lo anterior, el proyecto en sí contempla este estudio, donde se propone como un producto con público objetivo las personas naturales de la ciudad de Antofagasta.

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivos Generales

El objetivo general de la presente memoria es, a través del desarrollo de un sistema fotovoltaico de nivel residencial conectado al sistema eléctrico mediante *Net Billing*, conseguir la evaluación económica de dicho proyecto para ser implementado como producto en la em-

presa “UKUN Ingeniería SpA”, incentivando así la utilización de sistemas fotovoltaicos en la ciudad de Antofagasta. La estructura principal que soporta el sistema fotovoltaico corresponde a una pérgola tipo estacionamiento, pensado para casas tipo ubicadas en condominios. Considerando esto, se espera lograr el completo estudio de la tecnología fotovoltaica para ser instalada en una residencia en particular, ubicada en la zona norte de la ciudad, la cual es aportada por la empresa “UKUN Ingeniería SpA”, y será utilizada en un futuro como casa modelo para así fomentar el interés en demás clientes y así la expansión de la adopción de esta tecnología.

### 1.3.2. Objetivos Específicos

En base al objetivo general planteado anteriormente surgen los siguientes objetivos específicos:

- Realizar un estudio del estado del arte actual de proyectos domiciliarios de generación fotovoltaica, tanto en la región de Antofagasta como a nivel nacional e internacional. Esto con el propósito de analizar las condiciones actuales y avances presentes en torno al proyecto planteado, considerando ventajas y desventajas identificadas en cada estudio ya realizado.
- Considerar la normativa vigente correspondiente a Generación Distribuida y sus respectivos alcances y procedimientos para formalizar la conexión. Teniendo en cuenta que el proyecto vislumbra la conexión al Sistema Eléctrico Nacional, a través de las redes de distribución, es necesario estudiar y analizar las normativas vigentes pertinentes para poder generar un plan de conexión al sistema
- Investigar la tecnología fotovoltaica más eficiente a utilizar para este tipo de proyecto, considerando el soporte estructural al que será montado el sistema como también las condiciones meteorológicas de la zona geográfica. Debido a que el propósito de este estudio es obtener un producto atractivo para clientes, es necesario realizar una evaluación económica y para eso se requiere de un amplio estudio acerca de la tecnología fotovoltaica más adecuada.
- También se tiene la evaluación económica del proyecto, donde se determinan costos y ganancias del proyecto para así poder analizar la rentabilidad de este negocio.
- Además de los posibles beneficios económicos, se tienen los beneficios ambientales que el proyecto puede otorgar tanto al cliente como a nivel ciudad. Para esto es necesario estudiar el impacto ambiental que este proyecto pudiese generar, calculando la reducción de la huella de carbono según el dimensionamiento del sistema fotovoltaico y los respectivos beneficios económicos a los residentes.

## 1.4. Estructura de la Memoria

Para el presente informe, el documento se encuentra estructurado por 7 capítulos, donde el primero de ellos corresponde a la introducción. El Capítulo 2 detalla el Marco Teórico del estudio, donde se revisan los conceptos básicos de la generación fotovoltaica hasta las leyes de generación distribuida en Chile. Adicionalmente, se realiza una breve discusión del Estado del Arte de la materia, analizando ventajas y desventajas aplicándolos al presente

trabajo. Luego, en el Capítulo 3 se realiza la formalización del problema, donde se indican los parámetros y datos a utilizar para realizar la evaluación del proyecto. En el Capítulo 4 se recopilan los antecedentes necesarios para realizar la simulación de los sistemas fotovoltaicos a través del software PVSyst. Los resultados de simulación son expuestos en el Capítulo 5, para luego proceder al Capítulo 6 donde se analizan dichos resultados, realizando diferentes comparaciones entre diferentes tecnologías además de realizar la evaluación económica analizando los diferentes indicadores económicos y, finalmente en el Capítulo 7, se exponen las conclusiones obtenidas.



# Capítulo 2

## Marco Teórico y Estado del Arte

### 2.1. Energía Solar

Una de las fuentes de energía con las que cuenta el ser humano es la radiación solar. El sol transmite a la superficie terrestre una cantidad enorme de energía en forma de radiación, la cual se reparte de manera no uniforme en el globo. En el Ecuador se alcanzan promedios anuales de  $2.200 [(kWh/m^2)/año]$  (la densidad de energía se mide en  $[kWh]$  por metro cuadrado de superficie, y esto es promediado en un año) mientras que en Europa Central se tienen valores de entre  $800$  a  $1.100 [(kWh/m^2)/año]$  [8]. En el caso de Chile, al ser este un país que abarca muchas latitudes, en diferentes zonas se obtienen diferencias en la energía recibida por el sol, siendo la zona norte del país la más favorecida.

Sin embargo, existen otros factores que afectan en la incidencia de radiación solar, como lo es, por ejemplo, la altura sobre el nivel del mar. En lugares costeros se recibe una menor cantidad de radiación debido a que la energía se disipa al atravesar la atmósfera terrestre, lo cual se contrasta con lugares más elevados donde los rayos solares deben atravesar una capa más delgada de atmósfera.

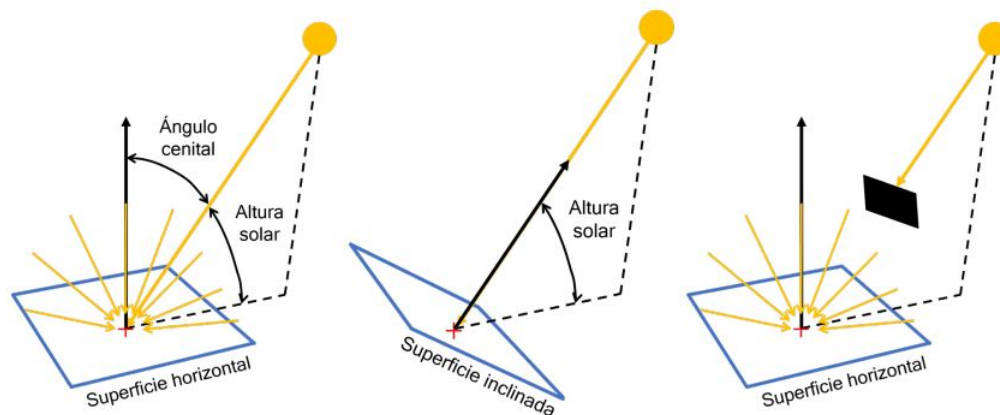


Figura 2.1: Radiación solar global (izquierda), radiación solar directa (centro) y radiación solar difusa (derecha). Fuente [8].

La radiación solar es captada de tres formas distintas: radiación directa, radiación difusa y radiación global horizontal. La primera (figura 2.1 en el centro) corresponde a la radiación

incidente de manera directa sobre una superficie perpendicular al grado de incidencia de los rayos solares; la radiación difusa (figura 2.1 a la derecha) corresponde a aquella derivada de las reflexiones típicas de las ondas en nubes, partículas, cerros cercano, entre otros; y la radiación global horizontal es aquella reflejada en el suelo cercano. Estos tres tipos de radiación constituyen la radiación global (figura 2.1 a la izquierda), la cual puede ser aprovechada en gran porcentaje por las tecnologías actuales.

## 2.2. Celda Fotovoltaica

El efecto fotoeléctrico es explicado por Albert Einstein en 1905 y este indica que los fotones de un rayo de luz tienen cierto nivel de energía el cual se encuentra determinado por su frecuencia. Al incidir estos rayos sobre un metal dado, los electrones son capaces de absorber la energía de los fotones, siendo excitados y así liberados. El electrón se puede desplazar influenciado por una diferencia de tensión, lo cual crea una corriente. Se demuestra que cuando la intensidad de la luz aumenta, aumenta la cantidad de electrones que se liberan.

Los materiales semiconductores son aquellos que tienen sus electrones ligados a su capa de valencia de manera débil, con lo cual al ser estos expuestos a una diferencia de tensión suficiente estos son capaces de pasar a la capa de conducción. Para mejorar la conductividad de estos materiales se utiliza el dopaje, donde se añaden materiales con más o menos electrones en su capa de valencia. El ejemplo más claro para el dopaje tipo N (se agrega un elemento con más electrones) es el silicio con el fósforo o arsénico y, para el dopaje tipo P (se agrega un elemento con menos electrones), se utiliza silicio con boro o galio. En ambos casos se mejora la conductividad del material, permitiendo el movimiento de electrones de manera más libre.

De manera accidental en 1940 se crea la primera juntura PN. Una juntura PN corresponde a dos semiconductores, uno dopado tipo P y otro dopado tipo N, unidos en una estructura. En este caso, los electrones fluyen desde la juntura tipo N hacia la juntura tipo P, generando así una diferencia de potencial. Para el caso del silicio, se genera una banda de 0,7 [V] aproximadamente. Esta juntura funciona como un diodo, donde al conectarse de manera correcta y al verse expuesto por una tensión externa, es capaz de conducir corriente al fluir los electrones hacia el lado opuesto de la juntura.

En base a esto surge el concepto de la celda fotovoltaica, el cual corresponde a una juntura PN de gran superficie, la cual está diseñada para recibir luz solar en el lado dopado tipo N de la juntura. En la figura 2.2 se observa la composición de una celda fotovoltaica, donde a través del contacto metálico superior (donde se encuentra el material dopado tipo N) se recibe radiación solar, generando así el efecto fotoeléctrico y permitiendo a la juntura PN generar una corriente inducida por este efecto.

Como se menciona anteriormente, una celda fotovoltaica de silicio es capaz de generar una tensión en vacío de 0,7 [V], con lo cual es necesario realizar conexiones en serie de varias celdas para poder aumentar dicha tensión. De manera análoga, la corriente generada por una única celda es del orden de los 10 a 40 [ $mA/cm^2$ ], los cuales dependen de la superficie irradiada y de la intensidad de la radiación. Para aumentar la corriente generada, es necesario realizar conexiones en paralelo de varias celdas fotovoltaicas.

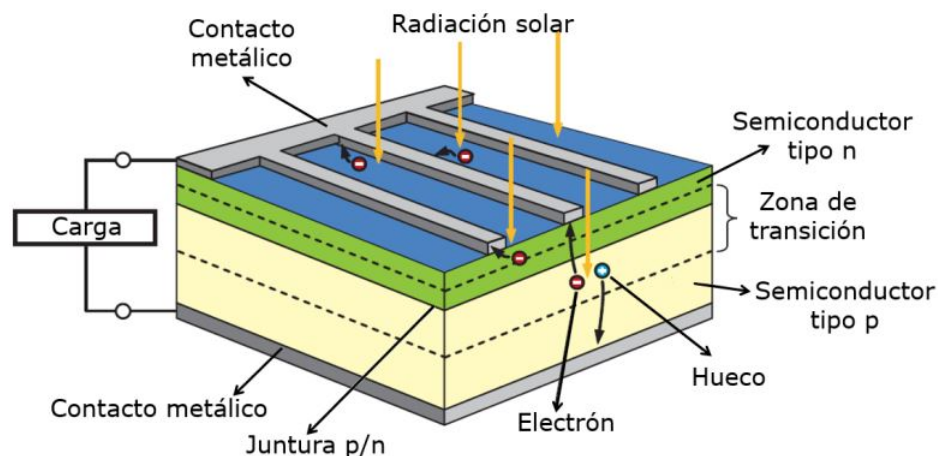


Figura 2.2: Estructura básica de una celda solar fotovoltaica. Fuente [8].

Según la forma de elaboración, existen tres tipos de celdas fotovoltaicas [9].

- Celdas solares amorfas. Estas se distinguen por ser más resistentes y flexibles que las demás, además de poseer una menor eficiencia (en torno al 5 y 7 %) y ser más económicas. Estas están hechas a partir de una pieza de semiconductor (usualmente silicio) puro sin pulir, lo cual le otorga esa capacidad de flexibilidad.
- Celdas solares policristalinas. Estas celdas tienen un proceso de refinamiento, aunque no es del todo puro. Se generan varios cristales de silicio lo cual deriva en su nombre. Estas celdas tienen mayor eficiencia que las amorfas y se caracterizan por tener forma rectangular y un color azulado no uniforme.
- Celdas solares monocristalinas. Estas celdas están hechas de un solo cristal de silicio. Tienen mucha más capacidad de aprovechar la energía solar en comparación a las otras, aunque también se encarece debido a su fabricación. Estas son de color más uniforme, ya sea negro o azul, y mantiene un formato más compacto comparado a las celdas solares policristalinas.

En la tabla 2.1 se puede observar un cuadro comparativo de las tecnologías mencionadas.

## 2.3. Módulos y Sistemas Fotovoltaicos

### 2.3.1. Módulos Fotovoltaicos

Un módulo fotovoltaico corresponde a un conjunto de celdas fotovoltaicas en serie y/o en paralelo, las cuales se encuentran encapsuladas para su protección. La tensión y corriente que un módulo puede generar depende de la cantidad de celdas fotovoltaicas que tenga este en su conjunto, sin embargo, son comunes los arreglos que producen entre 36 a 43 [V]. La potencia nominal de muchos paneles solares se encuentra, aproximadamente, entre 50 a 400 [W].

La característica de funcionamiento típica de un módulo fotovoltaico se muestra de manera gráfica en la figura 2.3, correspondiente a la curva de corriente-tensión (I-V) en azul, y a la

curva potencia-tensión (P-V) en rojo. Los parámetros más importantes corresponden a la corriente de cortocircuito ( $I_{ccc}$ ), la tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ) y el punto de máxima potencia ( $P_{mpp}$ ). Un panel solar en buenas condiciones tiene una curva I-V muy cercana a una forma rectangular, sin embargo, en la realidad los paneles nuevos en el mercado tienen un comportamiento más similar a la figura 2.3.

Tabla 2.1: Tabla comparativa de tecnologías en celdas solares fotovoltaicas.

Tipos de celdas solares	Amorfas	Policristalinas	Monocristalinas
Costo	Costo de fabricación bajo, sin embargo el precio de venta es elevado debido a la poca producción	Entre un 5 a 7% más baratas que monocristalinas	Entre un 5 a 7% más caras que policristalinas
Eficiencia energética	5 a 7%	14 a 16%	20 a 22%
Pureza del material (silicio)	Bruto (material sin pulir)	Con algunas impurezas	Sin impurezas
Usos	Dispositivos pequeños como calculadoras, que no requieran mucha energía.	Sistemas fotovoltaicos.	Sistemas fotovoltaicos.

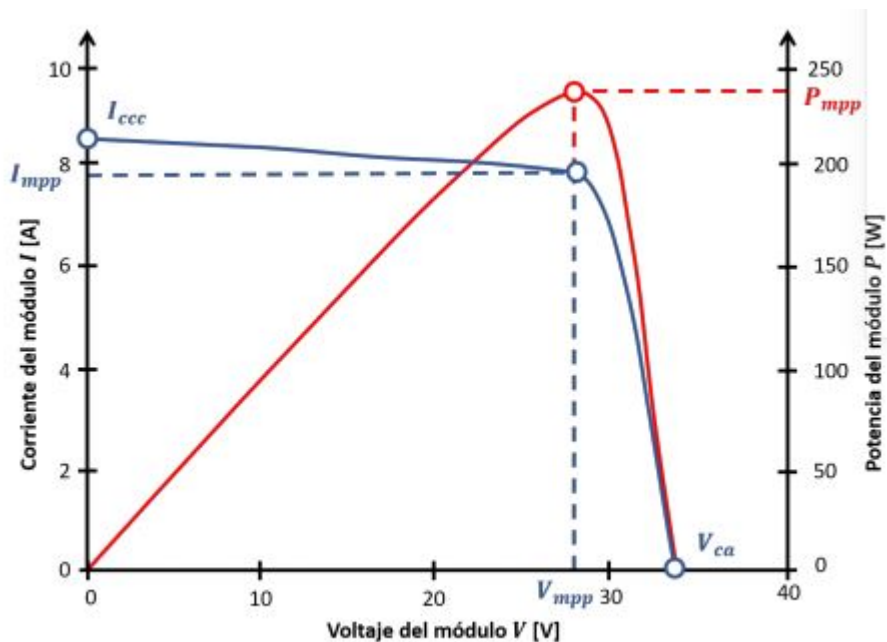


Figura 2.3: Curvas características para un módulo de 250 [W]. Fuente [8].

En base a estas curvas se definen los parámetros esenciales del funcionamiento de un

panel solar y, con ellos, es posible obtener la eficiencia que un panel tiene. La corriente de cortocircuito es la máxima corriente que el panel puede entregar a tensión nula y, de manera análoga, se tiene el voltaje de circuito abierto. Esto es a condiciones estándares de medida (denominadas STC por sus siglas en inglés *Standar Test Condtiion*, correspondientes a una irradiancia de  $1.000 [W/m^2]$ , incidencia de la luz solar sobre el panel de manera perpendicular y una temperatura de operación de  $25^\circ\text{C}$ ). La potencia máxima  $P_{mpp}$  es el mayor valor que el panel solar puede entregar operando en condiciones STC. Con estos parámetros es posible determinar el factor de llenado ( $FF$ ), el cual se define según la ecuación (2.1), y este indica cuán saludable se encuentra un panel solar. Un panel comercial usualmente oscila entre 70 y 80 %, donde lo ideal es obtener valores de 100 %.

$$FF = \frac{P_{mpp}}{I_{ccc} \cdot V_{ca}} \quad (2.1)$$

### 2.3.2. Sistemas Fotovoltaicos

Luego, un sistema fotovoltaico corresponde a un arreglo de módulos fotovoltaicos en serie y en paralelo. Los módulos se conectan en serie para aumentar la tensión entregada por el sistema, alcanzando valores de incluso 600 a  $1.000 [V]$ . Su conexión en paralelo se realiza para optimizar la distribución de energía generada por los paneles y la superficie abarcada para la absorción de radiación solar.

Al conectar paneles en serie, la curva I-V se ve desplazada hacia la derecha, aumentando el valor de  $V_{ca}$ , mientras que paneles conectados en paralelo desplazan la curva hacia arriba, aumentando el valor de  $I_{ccc}$ . Un sistema fotovoltaico, para poder conectarse a una red eléctrica, debe tener un inversor de corriente, el cual es capaz de transformar la corriente continua generada por el sistema fotovoltaico en corriente alterna utilizada en la red eléctrica. Es común conectar todo el sistema fotovoltaico a un único inversor de corriente. También, para sistemas de gran escala, puede ser necesario el uso de transformadores de tensión para elevar el voltaje generado por el sistema fotovoltaico.

## 2.4. Generación Distribuida

La generación distribuida se define como la generación que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y cumple, además, con ser aquella que se encuentra instalada en los puntos más cercanos a los consumos. Es la generación que se instala en diversos puntos a pequeña escala de manera distribuida en una red eléctrica, usualmente ubicándose en el lugar donde se concentran las cargas.

Este tipo de generación tiene varios beneficios y desafíos. Entre los beneficios se observan que reducen pérdidas en la red eléctrica debido a que se reduce el flujo de energía por las líneas de transmisión, como también que la energía vertida (aquella que es generada pero no utilizada) no genera flujos inversos hacia la red de transporte. Algunos de los desafíos más destacables son los problemas de tensión que la generación distribuida provoca en las redes y los altos costos de inversión iniciales.

Las instalaciones de generación distribuida suelen ser inferiores a  $3 [kW]$ , donde sobre esto

ya se pueden considerar como PMGD (pequeño medio de generación distribuido), los cuales alcanzan valores de hasta 9 [MW].

Existen diferentes tipos de generación distribuida, como lo son los sistemas fotovoltaicos residenciales (casas con techos solares son ampliamente utilizadas en Europa [10] [11]), pequeños sistemas de energía eólica, vehículos eléctricos, cogeneración de energía térmica y eléctrica, entre otros. De todas formas, uno de los más desarrollados en el último tiempo son las alternativas fotovoltaicas, donde el costo de desarrollo de la tecnología va disminuyendo año a año.

## 2.5. Esquemas de Integración de Generación Distribuida

Los gobiernos y altos mandos de diferentes países han diseñado esquemas de integración hacia la generación distribuida. Estos buscan incentivar a los clientes finales (residenciales, comerciales e industriales) a realizar instalaciones de generación propios ya sea para autoconsumo o para inyectar los excedentes de energía a las redes eléctricas. Esto último es bastante interesante, ya que en este caso el cliente se transforma en consumidor de energía eléctrica y también en productor de energía eléctrica, con lo cual es lógico que se le deba remunerar por este motivo.

### 2.5.1. Tarifas de Alimentación o *Feed-in Tarif*

Este esquema establece una tarifa única por cada unidad de [kWh] inyectado a la red. Este sistema interviene el precio de la electricidad a favor de los generadores distribuidos, lo cual provoca un gran incentivo a insertarse en la matriz energética. En este esquema, el precio al que se vende energía (en el caso del generador distribuido) puede llegar a ser mayor de lo que se paga por el consumo. Esto se establece mediante un contrato de duración definida, el cual se pacta directamente con la empresa distribuidora o bien con el comercializador correspondiente.

En FIT (*Feed-in Tarif*) se requiere la medición de las variables de energía inyectada hacia la red y la energía consumida desde la red eléctrica. Para esto se requiere el uso de un medidor bidireccional con la capacidad de registrar y guardar dichos datos, o bien contar con medidor inteligente.

### 2.5.2. Medición Neta o *Net Metering*

Es uno de los dos métodos de medición neta de energía. En este caso, se mide la diferencia entre la energía [kWh] consumida desde la red y la energía [kWh] inyectada hacia la red eléctrica. Esta medición se realiza al final de cada período de tarificación. Para su implementación es necesario el uso de un medidor con la capacidad de girar el sentido de medición (medidor bidireccional simple). En un sentido se mide el consumo y, en el otro, las inyecciones, con lo cual se puede obtener el valor neto de flujo de energía.

Según el sistema instalado, es posible que no se contabilice el autoconsumo, debido a que no es necesario que esto pase por el medidor bidireccional.

En este esquema, si la energía inyectada es superior a la consumida en un período, este excedente será contabilizado para el siguiente período y así sucesivamente. Esto genera un ahorro en las cuentas finales de facturación de energía, sin embargo, el cliente no recibe un pago directo por la inyección de su energía. Este caso se suele definir como precio de compra y venta de energía de igual valor para el cliente final.

### 2.5.3. Facturación Neta o *Net Billing*

Es el segundo método de medición neta de energía. En este caso se mide la diferencia entre la valorización de la energía [ $kWh$ ] consumidos desde la red eléctrica y la valorización de la energía [ $kWh$ ] inyectados hacia la red eléctrica. De manera análoga, se requiere de un medidor bidireccional capaz de registrar y almacenar por separado ambas mediciones (consumo e inyección) a una tasa de tiempo establecida. Esto se puede lograr a través de medidores inteligentes.

En este esquema suele ocurrir que existe una diferencia entre los precios de energía consumida y la inyecta, donde el cliente se ve desfavorecido (es decir, el precio de venta es menor al precio de compra de energía, desde el punto de vista del cliente final). El cliente puede acceder, según acuerdos o contratos pactados con la institución correspondiente, a compensaciones por los excedentes de energía que no pueden ser descontados de la facturación. Esto depende totalmente de la regulación legislativa de cada país [12].

## 2.6. Normativa en Chile

En Chile en 2012 se publica la ley 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Esta ley busca incentivar la generación distribuida a nivel residencial, comercial e industrial, incorporando como esquema el sistema de *Net Billing*. En Septiembre de 2014 la ley entra en vigencia, junto con la publicación de su reglamento correspondiente [13].

Dicha ley introduce variadas modificaciones a la ley general de servicios eléctricos de 1982, modificada posteriormente en 2007 en el decreto con fuerza de ley N°4 [14]. Estas modificaciones buscan regular el pago de la generación distribuida a nivel residencial, para sistemas con potencia instalada inferior a 100 [ $kW$ ]. Además, se incorpora la normativa pertinente para realizar la conexión al sistema eléctrico sin perjudicar la seguridad ni la calidad de servicio.

El reglamento contribuye con 4 secciones al artículo 149 de la ley general de servicios eléctricos. Estos se explican a continuación:

- Artículo 149 bis. Aquí se especifica que los usuarios finales de la energía eléctrica que dispongan de generación para el autoconsumo tienen el derecho de conectarse a la red eléctrica. Además, se definen: las reglamentaciones correspondientes, los precios a los que se le pagará a los clientes que inyectan su energía y en qué forma esto será realizado.

En este último punto, se destaca que al cliente se le realiza un descuento en su tarifa mensual según la inyección de energía de dicho periodo.

- Artículo 149 ter. Se indica que, en el caso de que los remanentes de inyecciones de energía no puedan ser descontados de la facturación correspondiente, estos deben ser pagados por la concesionaria de servicio público de distribución.
- Artículo 149 quáter. Indica que la energía inyectada puede ser considerada por las empresas eléctricas (con capacidad instalada superior a 200 [MW]) que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos.
- Artículo 149 quinquies. Indica que los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en el ejercicio de la inyección de energía a través de generación distribuida, se encuentra exentas de IVA y no constituyen renta para todos los efectos legales.

## 2.7. Tarificación Eléctrica a Nivel Distribución

Considerando que las empresas distribuidoras son monopolios naturales, estas deben someterse a regulación y normativas por parte del Estado y de un organismo fiscalizador. Las tarifas a nivel de distribución son aquellas pagadas por los clientes finales, y estas tienen 3 componentes como se observa en la ecuación (2.2).

$$Precio_{final} = Precio_{Nudo} + UST + VAD \quad (2.2)$$

Aquí UST indica el uso del sistema troncal (costo por transmisión) y VAD indica el valor agregado de distribución. Este último, según la ecuación (2.3), corresponde a la anualidad del valor de inversión (AVI) más los costos de operación, mantención y administración (COMA). Este valor es fijado cada 4 años por la Comisión Nacional de Energía.

$$VAD = AVI + COMA \quad (2.3)$$

Existen diferentes tipos de tarificación: según el nivel de tensión a la que se conecta (alta o baja tensión), según el tipo y la cantidad de variables medidas. Los clientes siempre pueden escoger el tipo de tarificación que más les sea conveniente, siempre y cuando cumplan con las condiciones de cada tarifa.

Debido a que el presente trabajo se enfoca en instalaciones residenciales, se detallan las tarifas en baja tensión (denominadas BT) [12] [15].

### 2.7.1. Tarifa BT1

Es la tarifa más simple, donde sólo se mide la energía consumida por el cliente en el periodo de un mes. No se realizan cobros por la potencia demandada. Se puede optar a esta tarifa si se tiene un suministro en baja tensión y una potencia conectada al sistema inferior a 10 [kW]. Esta tarifa es la más común utilizada por los clientes residenciales en Chile.

Se compone de los siguientes cargos:



- Cargo Fijo Mensual ([\$/cliente]).
- Cargo por Arriendo, únicamente aplicable si el cliente opta por arrendar un equipo de medida.
- Cargo por Energía Base, el cual se obtiene multiplicando la energía mensual consumida ( $[kWh]$ ) por el precio unitario de la energía ( $[\$/kWh]$ ).
- Cargo por Energía Adicional. Este cargo, también conocido como energía adicional de invierno, se aplica cuando el consumo sea superior a 430  $[kWh]$  entre los meses de abril a septiembre y, adicionalmente, cuando sea superior al límite propio de invierno<sup>1</sup>.

### 2.7.2. Tarifa BT2

En esta tarifa se hace una distinción en los cobros por energía (similar a BT1) y por potencia. La energía se mide con un medidor simple de energía y la potencia se contrata de acuerdo a las necesidades del cliente. Esta es controlada a través de un limitador de potencia.

La tarifa se encuentra compuesta por los siguientes cargos:

- Cargo Fijo Mensual ([\$/cliente]).
- Cargo por Arriendo, únicamente aplicable si el cliente opta por arrendar un equipo de medida.
- Cargo por Energía Base, el cual se obtiene multiplicando la energía mensual consumida ( $[kWh]$ ) por el precio unitario de la energía ( $[\$/kWh]$ ).
- Cargo por Potencia Contratada, la cual corresponde a la multiplicación de la potencia contratada por el precio de la unidad de potencia  $[kW]$  en baja o alta tensión, según la tarifa que corresponda.

Existen dos precios posibles para el  $[kW]$  en baja y alta tensión. Uno es usado para los consumos presentes en punta (PP) y el otro para los consumos parcialmente en punto (PPP). La diferencia reside en el horario en el cual es demandada la potencia. Esto es calculado según decreto, donde se identifica si un consumo determinado corresponde o no al horario de presente en punta. Según esto, la Compañía califica el consumo en uno u otro tipo.

Es posible entenderlo de la siguiente forma: el cobro depende si la potencia es empleada en hora de punta (se cobra mensualmente, independiente si el consumo de energía es cero). La potencia es utilizada en horas de punta si el cociente entre la demanda media en horas de punta y la potencia contratada es mayor o igual 0,5. También se puede definir como utilizada en horas de punta si frecuentemente en períodos de 60 minutos consecutivos, se alcanza un cociente mayor a 0,85, siempre medido en horas puntas.

<sup>1</sup> El límite de invierno corresponde al 120% del promedio de consumo de energía en los meses de verano del período inmediatamente anterior

### 2.7.3. Tarifa BT3

Similar al caso anterior, donde esta vez se registran mediciones de energía y potencia máxima. Esto se efectúa a través de un medidor con registrador de demanda máxima. Las mediciones para la potencia máxima se realizan con una periodicidad de 15 minutos.

Los cargos de esta tarifa son:

- Cargo Fijo Mensual ( $[\$/\text{cliente}]$ ).
- Cargo por Arriendo, únicamente aplicable si el cliente opta por arrendar un equipo de medida.
- Cargo por Energía Base, el cual se obtiene multiplicando la energía mensual consumida ( $[kWh]$ ) por el precio unitario de la energía ( $[\$/kWh]$ ).
- Cargo por Demanda Máxima, donde se calcula la multiplicación entre la energía máxima de facturación por el precio unitario de la potencia. Para esto se considera como demanda máxima de facturación del mes a aquella que resulte más alta de comparar la demanda máxima leída del mes, con el promedio de las dos más altas demandas registradas en meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses.

### 2.7.4. Tarifa BT4

Para tarifa BT4 existen tres opciones, las cuales se detallan en la tabla 2.2. Aquí se tiene que la opción BT4.1 contrata demanda máxima en horas de punta y fuera de punta. Es necesario un medidor simple de energía y se exige un limitador de demandada horario. Para la opción BT4.2 se contrata demanda máxima fuera de hora de punta. Se requiere un medidor simple de energía, medidor de demanda máxima en horas punta y limitador de demanda horario. Finalmente, la alternativa BT4.3 cuenta con medidor simple de energía y medidor horario de potencia.

Tabla 2.2: Alternativas posibles de tarificación BT4.

	BT4.1	BT4.2	BT4.3
Energía	Medida	Medida	Medida
Potencia a Horas Punta	Contratada	Medida	Medida
Potencia en Horas Fuera de Punta	Contratada	Contratada	Medida

En la tarifa BT4 se mide energía y potencia de forma horaria para todo el período de facturación (mensualmente, donde se mide la potencia en intervalos de 15 minutos). Los cargos correspondientes son:

- Cargo Fijo Mensual ( $[\$/\text{cliente}]$ ).
- Cargo por Arriendo, únicamente aplicable si el cliente opta por arrendar un equipo de medida.
- Cargo por Energía Base, el cual se obtiene multiplicando la energía mensual consumida ( $[kWh]$ ) por el precio unitario de la energía ( $[\$/kWh]$ ).

- Cargo por Potencia, el cual depende de la alternativa escogida. Se puede resumir como un cargo por demanda medido en  $[\$/kWh/mes]$ .

## 2.8. Revisión de Proyectos Existentes

Realizar una instalación residencial de un sistema fotovoltaico a baja escala es una opción en desarrollo, donde diversos países e incluso en Chile esta iniciativa se ha adaptado de manera progresiva. Los desafíos presentes para el desarrollo de estos proyectos no son menores y deben ser analizados en detalle tanto en el aspecto técnico, económico y legal. No obstante, existen diversos usos de la energía solar a nivel residencial, como puede ser la utilización de energía solar para calefacción.

Por ejemplo, en [7] se realiza un estudio de un sistema autónomo de energía, considerando energía térmica en calefacción y energía eléctrica para distintos usos, utilizando como base un sistema de captura de energía solar. Este proyecto fue realizado en la región de Antofagasta, con lo cual es un claro ejemplo de que es posible realizar este tipo de proyectos en la región. Sin embargo, las principales conclusiones indican que el costo de inversión es sumamente alto, repercutiendo en el VAN del proyecto como en la tasa interna de retorno. Es posible justificar los gastos económicos al contribuir de manera positiva en el cambio climático, sin embargo, este ámbito aún no es cuantificable de manera económica.

En [16] se tiene un análisis técnico, económico y legal de la instalación de generación distribuida considerando la ley 20.571, que al momento de ser realizado el estudio se encontraba aún en discusión en el Senado. Este proyecto se realiza en la Región Metropolitana, tomando como caso de estudio 2 viviendas de consumos energéticos diferentes. Los resultados indican que los costos de inversión eran altos a la fecha, otorgando una recuperación del capital a lo largo de 10 años. Esto no supone un problema considerando que un proyecto fotovoltaico tiene una vida útil de aproximadamente 25 años. Algo interesante en este trabajo es que se evalúa la posibilidad de hacer un mejoramiento de la eficiencia energética en las viviendas para así aumentar los índices económicos.

El estudio realizado en [17] compara las normativas vigentes en Estados Unidos con la reciente normativa chilena correspondiente a la ley 20.571. Los resultados de este son claros: la normativa aplicada en EE.UU. (específicamente en California) es mucho más óptima en comparación a la chilena, donde se indica que esta no genera los incentivos adecuados para el desarrollo de energías renovables a pequeña escala.

Acorde a la publicación en 2018 de la ley 21.118, la cual modifica ciertos aspectos de la ley 20.571, que permite la conexión comunitaria o en conjunto de sistemas fotovoltaicos hacia la red eléctrica con tarificación Net Billing, se realiza el estudio [18]. En dicho estudio se plantea si es más conveniente conectar una comunidad como un único generador distribuido o si es más conveniente realizar la conexión de manera individual. Aquí se desarrolla un software capaz de comparar de manera eficiente diferentes tipos de configuraciones para redes de generación distribuida, donde se concluye que es más conveniente la conexión comunitaria a un único empalme (según la ley 21.118) debido a que de esta forma es posible acceder a tarifas más adecuadas al consumo de cada vivienda. Sin embargo, a pesar de todas las opciones estudiadas, sigue existiendo un período alto de recuperación de capital, superior

a 16 años, demostrando una vez más que los costos de desarrollo de la tecnología aún son altos.

En [19] se realiza un estudio de análisis de las condiciones más favorables para la generación distribuida fotovoltaica. Se estudia la rentabilidad económica de viviendas tipos ubicadas en distintas localidades de país (lo cual genera diferentes condiciones para la instalación de un sistema fotovoltaico). Los resultados en este caso permite concluir que la normativa vigente no incentiva la instalación de centrales generadoras residenciales, debido principalmente a los elevados costos de inversión y al lento retorno (superior a 10 años). Cada uno de los escenarios mejoran considerablemente al realizar estudios de sensibilidad, por ejemplo, disminuyendo los precios de los paneles solares, mayores valores en los pagos por inyección de energía de parte de los clientes finales y aumento en las subvenciones por parte del gobierno.

Tal como se ha revisado, algunos de los principales problemas de la normativa vigente es la falta de incentivos hacia la población a la instalación de paneles fotovoltaicos. Es por esto que en [20] se estudia la relación costo-efectividad de implementar mayores incentivos a la generación distribuida, con particular enfoque en sistemas fotovoltaicos. Aquí se demuestra que, aumentando los incentivos, muchos escenarios estudiados pasan a ser rentables y así contribuyen en el plan de descarbonización del país al año 2050.

Un enfoque diferente a la generación distribuida a través de esquemas de conexión a la red se observa en [21], donde se realiza un estudio enfocado en explotar el turismo en la comunidad de San Pedro de Atacama, Región de Antofagasta, a través de la inclusión de estos sistemas fotovoltaicos. Este trabajo es interesante ya que se demuestra que no sólo ofrece beneficios económicos para sus gestores, sino que también consigue el desarrollo de ventajas competitivas a través de una tecnología que es una opción energética actualmente, considerando además la problemática medioambiental.

Otro aspecto no menor a analizar en el desarrollo de tecnologías favorables a la generación distribuida son los problemas de tensión y corriente debido a la inserción de esta. En [22] se realizan diversas simulaciones de sistemas ficticios con alta penetración de generación distribuida para estudiar estos efectos. Los resultados indican que sólo un 36 % de escenarios presentan problemas de tensión según la normativa, donde se demuestra que redes poco enmalladas (largas y con muchos clientes) presentan mayores problemas. Si bien este no es el caso de estudio del presente trabajo, es importante considerar esta problemática si se desea masificar la generación distribuida en la ciudad de Antofagasta.

Finalmente, en [23] se realiza el diseño de una herramienta que ayuda en el estudio de la rentabilidad de un proyecto de generación distribuida a través de sistemas fotovoltaicos. Esta herramienta permite determinar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico que entrega mayores beneficios económicos a cada cliente, según el perfil de consumo.

# Capítulo 3

## Formalización del Problema

### 3.1. Dimensionamiento del Sistema Fotovoltaico

El proyecto a evaluar en la presente memoria corresponde al diseño, simulación y evaluación de un sistema fotovoltaico en una residencia domiciliaria en la ciudad de Antofagasta. Dicho sistema se encontrará conectado a través del conjunto compuesto por un inversor de corriente y un medidor bidireccional hacia la red de distribución de la zona.

Para realizar el correcto dimensionamiento del sistema se requieren de diversos factores de distintas índoles, como lo son relativos a la ubicación geográfica del lugar, las condiciones climáticas, el análisis del consumo residencial de la vivienda, el espacio disponible, entre otros. Con dicha información recopilada, se procede a obtener información respecto a los paneles fotovoltaicos y los elementos requeridos para la implementación del sistema. La idea de esto es contar con una variedad de posibles proveedores y los costos asociados a cada componente para poder realizar comparaciones entre diferentes productos, evaluando eficiencia en términos de conversión de la energía (por ejemplo, evaluar si es mejor instalar paneles fotovoltaicos de tipo monocristalino o de tipo amorfo) como también en términos económicos.

Para la implementación del sistema fotovoltaico, se considera el diseño del sistema mismo como también una estructura tipo pérgola o estacionamiento, donde el sistema se encontrará montado (similar a lo mostrado en la figura 3.1). Si bien es necesario diseñar dicha estructura considerando aspectos estéticos y estructurales funcionales (según el tipo de panel fotovoltaico que se utilizará), esto no es parte de la evaluación del proyecto para la presente memoria. Esta información se encuentra otorgada por parte de “UKUN Ingeniería SpA”, donde se asume que la estructura se encuentra dimensionada para soportar el sistema fotovoltaico en estudio.

### 3.2. Descripción y Caracterización de la Vivienda

La residencia donde se proyecta el sistema fotovoltaico en evaluación corresponde a una casa de un piso ubicada en la dirección Oficina Ausonia #216, en la ciudad de Antofagasta, región de Antofagasta. Dicha dirección corresponde a las instalaciones de las oficinas administrativas de la empresa “UKUN Ingeniería SpA”.

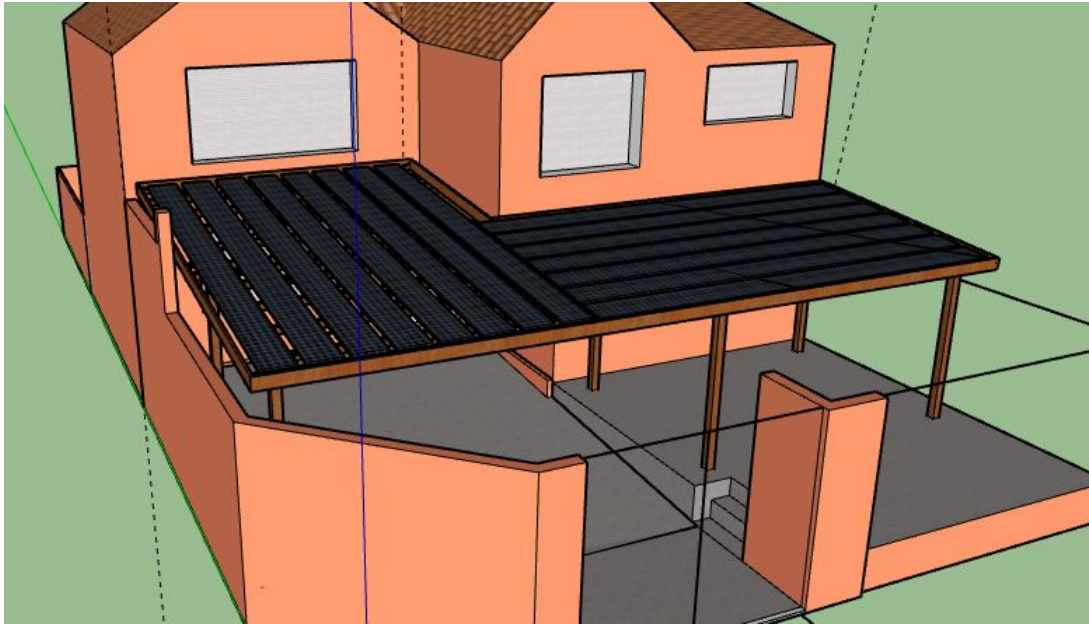


Figura 3.1: Esquema de referencia para el diseño de la estructura tipo estacionamiento con paneles fotovoltaicos. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”.

La información geográfica de la ubicación se indican a continuación:

- Latitud:  $-23.559647^{\circ}$
- Longitud:  $-70.394394^{\circ}$
- Elevación: 37 m.s.n.m.

Como se puede observar en la figura 3.2, se tiene que la casa se encuentra aproximadamente a 1.000 metros hacia el este de la costa marítima con el Océano Pacífico. Esto es relevante considerando que es posible analizar la contaminación de los paneles fotovoltaicos durante el tiempo en que estos se encuentren en funcionamiento. Es posible que las condiciones de costa puedan afectar de manera negativa al sistema fotovoltaico, como también a la estructura de soporte de sistema. Una posibilidad es considerar un plan de limpieza y mantenimiento a modo de OPEX para el proyecto, como también en un sistema de limpieza automático hacia los paneles, tomando en cuenta además la polución por partículas de polvo en el aire.

Otro aspecto a considerar son los microclimas presentes en la ciudad de Antofagasta. De manera empírica, se puede observar que la ciudad presenta dos zonas con climas típicos diferentes: en la zona centro-sur de la ciudad se presenta un cielo con menor nubosidad en la mayor parte del año, mientras que en la zona norte de la ciudad se presentan mayores nubosidades. Entonces, el proyecto fotovoltaico debe considerar el microclima presente en la ubicación geográfica de la residencia, la cual se ubica en la zona norte de la ciudad como se observa en la figura 3.3. Esto se encuentra a disposición de uno de los estudios a realizar en esta memoria, donde se deben evaluar las condiciones meteorológicas presentes en la ciudad de Antofagasta y así realizar una estimación de las condiciones climáticas anuales para la residencia seleccionada.

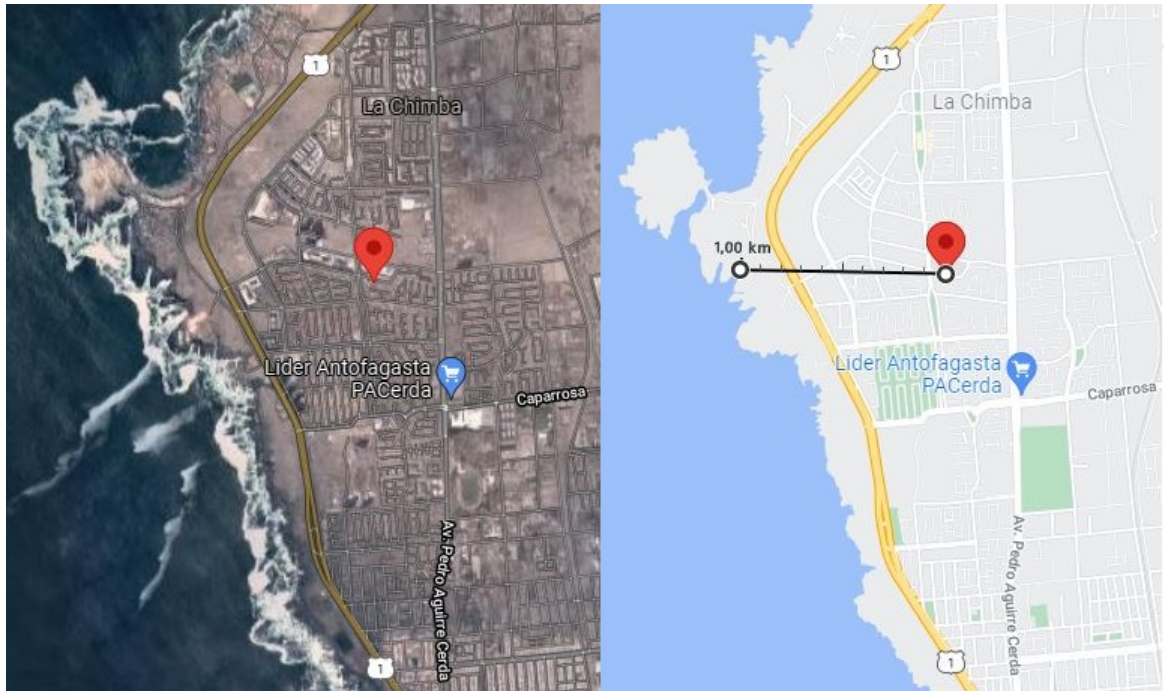


Figura 3.2: Imágenes satelital (izquierda) y mapa (derecha) para Oficina Ausonia #216, Antofagasta.

Con respecto a la orientación y la inclinación del espacio disponible por la casa, se tiene que:

- La **orientación** de la casa es bastante favorable para el diseño del sistema fotovoltaico, donde esta se encuentra orientada hacia el Norte con una desviación de  $11^\circ$  hacia el Este. Si bien el tejado contempla diversas aguas (caras del tejado), el sistema contempla una estructura propia que se encuentra orientada de manera análoga a la residencia (ubicándose en el jardín delantero de la casa).
- Continuando con la estructura propia tipo estacionamiento que soportará el sistema fotovoltaico, este será diseñado de manera de maximizar la generación fotovoltaica, con lo cual se utilizará una inclinación de aproximadamente  $24^\circ$ , lo cual es coincidente con la latitud del lugar.
- Finalmente, el espacio disponible para instalación de los paneles fotovoltaicos se encuentra limitado por el tamaño del jardín delantero de la casa, donde irá ubicada la estructura tipo pérgola.

### 3.3. Metodología de trabajo

Los pasos a seguir para el desarrollo del proyecto son los siguientes:

- **Investigación de tecnologías fotovoltaicas.**

Considerando los tipos de celdas fotovoltaicas enunciados en la sección Marco Teórico, es necesario evaluar cuál de estas tecnologías es más eficiente para el proyecto en cuestión.

Para conseguir esto, se debe realizar una investigación más exhaustiva con respecto a las características de los módulos fotovoltaicos presentes en el mercado.

Esta investigación surge como antecedente para los pasos siguientes, donde en base a una combinación de factores como lo son: la tecnología más adecuada, las condiciones meteorológicas, el tamaño e índices de radiación anual y, los costos asociados; se escogerá el tipo de celda y módulos fotovoltaicos a utilizar.



Figura 3.3: Ubicación de la residencia en la zona norte de la ciudad de Antofagasta.

#### ■ Normativas vigentes que aplican.

Como se observó en el Marco Teórico, sección Revisión de Proyectos Existentes, en diversos estudios ya realizados se encuentra la problemática de las normativas vigentes en Chile y sus limitaciones al momento de realizar un proyecto de este tipo. Es por esto que es necesario realizar un análisis de las leyes que aplican, así como también los procesos de interconexión (los cuales son abordados en pasos siguientes).

El estudio de la normativa es crucial para considerar las limitaciones y los requisitos necesarios a cumplir por el sistema fotovoltaico para su correcta implementación, así como también para la evaluación económica y la elección de la tarifa eléctrica a utilizar. Es importante trazar la relación entre la tarifa eléctrica que el consumidor tiene con los pagos realizados por la empresa distribuidora (en forma de descuento) debido a la inserción de un sistema fotovoltaico con *Net Billing*.



- **Proyectos ya existentes.**

El objetivo de esta sección es analizar a fondo proyectos ya existentes de generación distribuida en la ciudad de Antofagasta, ya sean estos residenciales o no. Por ejemplo se tiene la iniciativa del “Liceo la Chimba” en la ciudad [24], donde se tiene un proyecto que se acoge a la ley 20.571 de Generación Distribuida, considerando una inversión de aproximadamente 26 millones de pesos y un ahorro mensual de 1,6 millones de pesos, con una reducción en las emisiones de  $CO_2$  de 18,42 toneladas al año.

Considerando proyectos como el mencionado, se requiere evaluar diferentes proyectos similares al propuesto en esta memoria, ubicados en la ciudad de Antofagasta, y realizar un seguimiento actualizado del desarrollo de dicho proyecto, analizando “pro y contras” que se han presentado.

- **Estudio de radiación anual**

Es necesario conocer la radiación anual del lugar geográfico para poder realizar el dimensionamiento correcto del proyecto y así estimar la generación de energía eléctrica. Considerando lo ya mencionado acerca de los microclimas de la ciudad, en esta sección se detalla el estudio pertinente a las condiciones meteorológicas como también a los índices de radiación anual del sector.

- **Estudio de consumo residencial anual**

Con el fin de realizar una comparativa entre la generación de energía eléctrica a través del sistema fotovoltaico, y la correspondiente inyección de energía al sistema eléctrico mediante *Net Billing*, se realiza un estudio de consumo de energía residencial anual. Esto para poder comparar el consumo y la generación que la residencia en cuestión produce de manera anual. Con esta estimación, además, se desea realizar la comparativa de costos y beneficios que propicia el sistema *Net Billing* a través de la ley 20.571.

- **Cálculo de generación fotovoltaica**

Tomando como antecedente la tecnología fotovoltaica, las condiciones meteorológicas y de radiación, se procede a obtener el cálculo de generación fotovoltaica que el sistema puede llegar a producir en un año. Esto con el objetivo de obtener una estimación de la generación real que se puede generar con la instalación del sistema fotovoltaico y así considerar dicha generación para la evaluación económica a través de la tarificación que se paga según la ley 20.571 y lo pactado con la empresa distribuidora de energía.

- **Dimensionamiento de instalación**

Además del dimensionamiento de sistema fotovoltaico, se debe realizar un dimensionamiento de la estructura soporte del sistema, como también de los elementos presentes en el sistema fotovoltaico. Estos elementos son primordiales en el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico y la conexión a la red eléctrica en baja tensión. El principal enfoque de esta sección es el dimensionamiento de los componentes requeridos por el sistema fotovoltaico para su funcionamiento.

- **Análisis de costos**

En esta sección se realiza la evaluación económica del proyecto, donde se evalúa a través de indicadores económicos la factibilidad de la propuesta.

## 3.4. Resultados Preliminares

Se cuenta con algunos antecedentes para el desarrollo del proyecto, los cuales son entregados por la empresa “UKUN Ingeniería SpA”.

### 3.4.1. Estructura Soporte: Estacionamiento

Por parte de la empresa, se cuenta con un estudio preliminar acerca de la estructura que soporta a los módulos fotovoltaicos. Además, esta estructura cumple con la función de otorgar sombra a la entrada de los domicilios. En la figura 3.4 se observa un diseño realizado como proyección a lo que se espera obtener, considerando cobertizos de estructura de madera y paneles fotovoltaicos montados sobre este cobertizo.

De manera adicional, se cuenta con planos preliminares de la estructura donde se soporta la instalación. En la figura 3.5 se observa las dimensiones y la distribución de las partes del lugar donde se pretende instalar el sistema fotovoltaico con la estructura tipo estacionamiento.

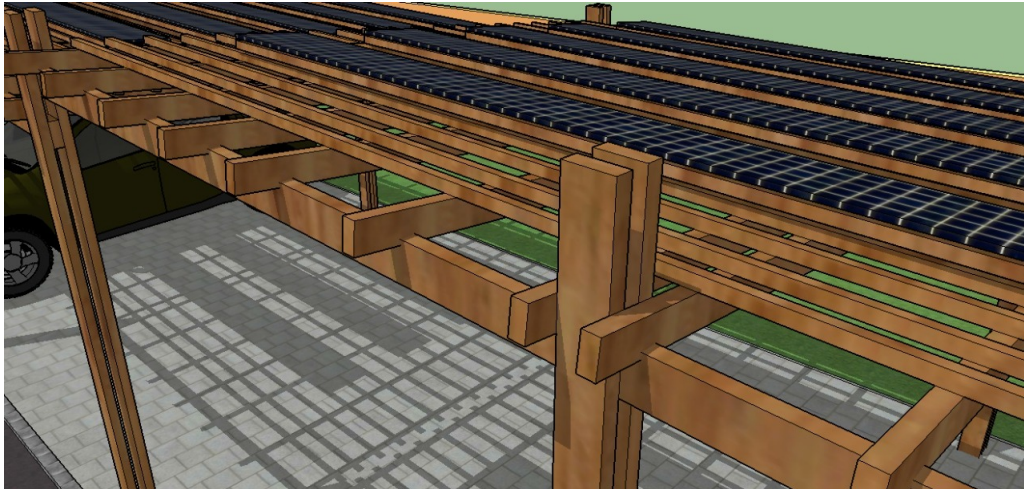


Figura 3.4: Diseño tridimensional del resultado esperado a obtener. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”.

Además, es posible considerar que la estructura por sí misma, o bien los soportes donde se instalarán los paneles fotovoltaicos, cuenten con un sistema de seguimiento de la posición del sol. Esto con el objetivo de maximizar la generación de energía eléctrica. Sin embargo, se debe realizar un estudio más detallado considerando que incluir un sistema de este tipo conlleva una inversión mucho mayor al de un sistema con inclinación y orientación fija.

# Estructura Cobertizo

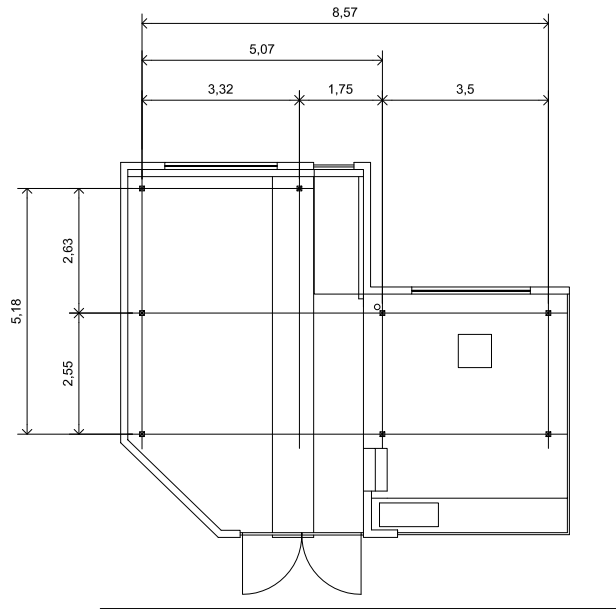


Figura 3.5: Plano referencial de la estructura cobertizo a considerar en el proyecto. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”.

## 3.4.2. Proyecciones Módulos

De manera análoga a lo anterior presentado, la empresa cuenta con un estudio de proyección de la instalación como tal de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura. En la figura 3.6 se puede observar una de las proyecciones entregadas por la empresa. Si bien el estudio de la estructura no es parte de la presente memoria, sí se debe considerar como antecedente lo ya presentado para el correcto dimensionamiento tanto de los módulos fotovoltaicos como de los complementos para la instalación.

## 3.5. Resultados Esperados

Se espera el desarrollo de un producto que sea atractivo y rentable, tanto para la empresa en sí como para el cliente que adquiere dicho producto. Esto se espera a través del análisis técnico-económico que contempla la realización de esta memoria. Además, los plazos estipulados por la empresa contemplan un horizonte más allá de la entrega de la memoria, considerando procesos de ventas y posible masificación del producto a nivel regional.

En general, se tiene el desarrollo del proyecto como tal. Esto es, obteniendo un adecuado

estudio técnico del sistema fotovoltaico, considerando las limitaciones técnicas de los elementos a utilizar en el proyecto como el tipo de tecnología fotovoltaica, los inversores para los paneles solares, el cableado a utilizar, etc., como también las oportunidades que el mercado tecnológico entrega en el desarrollo de este tipo de proyectos.

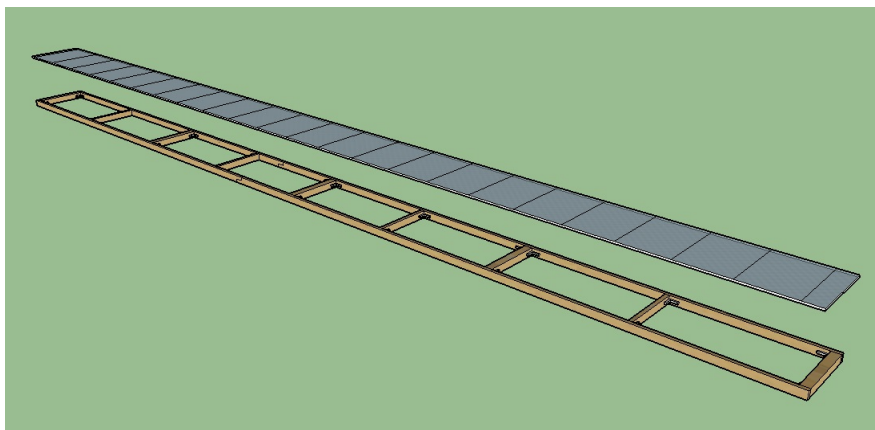


Figura 3.6: Diseño tridimensional de la proyección de la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre la estructura tipo estacionamiento. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”.

Es por lo anterior que la presente memoria considera de manera explícita el estudio de diferentes factores para realizar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, donde es necesario tener una amplia visión de las condiciones donde se desea realizar el proyecto.

Además, para el desarrollo completo del proyecto, es vital la evaluación económica, donde a través de indicadores de rentabilidad como lo es el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el *Levelized Cost of Energy* (LCOE, costo de desarrollo de la tecnología) y el Período de Recuperación de Capital (PRC); se puede analizar la rentabilidad del proyecto en sí. Esto con el objetivo de analizar si es conveniente o no, bajo las normativas Chilenas de tarificación, el desarrollo de un proyecto fotovoltaico a nivel residencial a través de *Net Billing*.

# Capítulo 4

## Antecedentes y Simulación

### 4.1. Simulador de Sistemas Fotovoltaicos: PVSyst

Para realizar la evaluación técnica económica del sistema fotovoltaico en cuestión, se requiere conocer cuánta energía generará dicho sistema en un período de tiempo dado, por ejemplo, un año. Para esto se utilizará el software **PVSyst**, el cual es un programa que permite realizar simulaciones de sistemas fotovoltaicos de diferentes índoles, como lo son: sistemas independientes (con almacenamiento en baterías y apoyo de generadores), sistemas de bombeo de agua y sistemas conectados a la red, que es el caso que nos interesa.

Dentro de las opciones de las que dispone PVSyst, se encuentra una vasta base de datos de diferentes paneles fotovoltaicos e inversores de corriente que pueden ser utilizados. Esta base de datos se encuentra actualizada con una gran variedad de proveedores, donde se indican los diferentes parámetros que define el funcionamiento de un panel fotovoltaico, como por ejemplo: corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, temperatura de operación, voltaje y corriente en potencia máxima; entre varios otros. También, si es necesario, se puede incluir un nuevo panel fotovoltaico utilizando los datos disponibles en la ficha técnica.

Una ventaja que posee PVSyst es que se pueden definir “variantes”, donde se utiliza un mismo proyecto pero con diferentes escenarios. Esto es sumamente útil en este caso ya que se realizará comparaciones entre diferentes tecnologías fotovoltaicas, como también es posible evaluar diferentes condiciones ambientales.

Otro aspecto relevante es que PVSyst cuenta con acceso a bases de datos meteorológicas “Meteonorm” y “NASA SSEE”, con las cuales se puede obtener información de radiación anual de la ubicación a utilizar. Esta información de radiación es, posteriormente, procesada de manera interna por el programa a través de algoritmos estadísticos (simulaciones de Montecarlo) para generar datos sintéticos de radiación de manera horaria, la cual es requerida posteriormente por el mismo programa para realizar la simulación.

### 4.2. Paneles Fotovoltaicos

Tal como se menciona anteriormente, se utilizan “variantes” dentro del proyecto en PVSyst, los cuales serán llamados escenarios de evaluación. Considerando los diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas, se definen 8 escenarios de evaluación, donde se tienen los siguientes

casos:

- 2 Módulos fotovoltaicos de Silicio Monocristalino.
- 2 Módulos fotovoltaicos de Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC).
- 2 Módulos fotovoltaicos de Silicio Policristalino.
- 1 Módulo fotovoltaico de Silicio Amorfo.
- 1 Módulo fotovoltaico de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible).

Se recopila información de diferentes fabricantes y proveedores de módulos fotovoltaicos. Dicha información es filtrada considerando el listado otorgado por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) de equipos autorizados para su instalación en sistemas fotovoltaicos del tipo residencial [26]. El criterio utilizado corresponde a que el fabricante cuente con al menos un modelo certificado por la SEC. Así, se tienen los siguientes módulos fotovoltaicos:

#### 4.2.1. Silicio Monocristalino (M-Si)

Los módulos del tipo M-Si y sus respectivos fabricantes se detallan en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino.

Tecnología	Fabricante	Potencia [W]		Precio [CLP]
		Mín.	Máx.	
Silicio Monocristalino (M-Si)	AMERISOLAR	305	335	66.413
	AXITEC	525	545	128.015
	CSG	225	250	62.011
	<b>CSUNPOWER</b>	<b>530</b>	<b>535</b>	<b>99.527</b>
	DAH	520	550	126.606
	ECODELTA	530	550	149.860
	ETSOLAR	430	450	93.016
	IBERIANSOLAR	325	345	90.716
	JSSOLAR	390	420	84.448
	KDM-KINGDOMSOLAR	530	550	142.108
	MACROSOLAR	330	330	55.810
	MUNCHEN	565	590	151.335
	NINGBO-RARLON	400	420	69.452
	OLIVE	520	545	124.430
	OMNISPOWER	530	560	114.701
	POLYCROWN	380	400	62.763
	RESUN	535	560	99.443
	SCHUTTEN	365	390	91.607
	SUNERGY	435	460	85.575
<b>SUNRISE</b>	<b>575</b>	<b>590</b>	<b>116.411</b>	
ULICA	540	550	120.404	

Para el caso del silicio monocristalino, se escogen dos módulos para la simulación del sistema fotovoltaico (destacados en amarillo). Estos corresponden a módulos de los fabricantes “CSUNPOWER” y “SUNRISE”. Estos son escogidos debido a su potencia nominal y en consideración con el precio de compra. Importante aclarar que el precio de compra se encuentra actualizado a la fecha 1 de noviembre de 2021 y no considera costos de importación en las tablas de la presente sección.

#### 4.2.2. Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC)

Los módulos del tipo PERC<sup>1</sup> y sus respectivos fabricantes se detallan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2: Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC).

Tecnología	Fabricante	Potencia [W]		Precio [CLP]
		Mín.	Máx.	
Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC)	AMERISOLAR	580	605	129.034
	AUTARCO	390	415	120.874
	CSUNPOWER	655	670	125.271
	DAH	430	460	104.592
	IBERIANSOLAR	375	380	99.969
	OMNISPOWER	440	460	94.219
	POLYCROWN	300	310	50.097
	SOLARSPACE	525	550	128.156
	SUNRISE	435	455	95.332
	ULICA	340	350	69.386
	ZHEJIANG	530	550	118.337

En este caso se escogen los fabricantes “AMERISOLAR” y “CSUNPOWER”, principalmente debido a que cuentan con una mayor cantidad de potencia nominal en sus módulos fotovoltaicos. Esto se realiza considerando que los módulos de tipo PERC cuentan con una mayor eficiencia en la conversión de energía, con lo cual es lógico utilizar paneles de mayor potencia para obtener así una mejor generación de energía eléctrica.

#### 4.2.3. Silicio Policristalino (P-Si)

Los módulos del tipo P-Si y sus respectivos fabricantes se detallan en la tabla 4.3.

<sup>1</sup> Los módulos de Silicio Monocristalino PERC (por sus siglas en inglés, *Passivated Emitter Rear Cell*) son módulos de alta eficiencia que aprovechan los fotones reflejados en una capa reflectante incluida en el mismo módulo.

Tabla 4.3: Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Policristalino.

Tecnología	Fabricante	Potencia [W]		Precio [CLP]
		Mín.	Máx.	
Silicio Policristalino (P-Si)	AMERISOLAR	325	355	65.375
	CSUN	325	340	60.376
	CSUNPOWER	330	345	56.726
	ETSOLAR	325	343	63.209
	IBERIANSOLAR	310	330	83.715
	JSSOLAR	310	330	64.181
	KDM-KINGDOMSOLAR	320	340	73.154
	NINGBO-RARLON	340	360	59.530
	OLIVE	325	350	70.373
	POLYCROWN	380	400	64.642
	RESUN	325	345	55.753
	SCHUTTEN	325	355	71.712
ULICA	330	335	66.413	

Para este caso, notando que los diferentes fabricantes ofrecen una gama de potencias similares, se escogen aquellos con la mejor relación potencia nominal y precio, siendo estos los fabricantes “NINGBO-RARLON” y “POLYCROWN”.

#### 4.2.4. Silicio Amorfo (a-Si)

Los módulos del tipo a-Si y sus respectivos fabricantes se detallan en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Amorfo.

Tecnología	Fabricante	Potencia [W]		Precio [CLP]
		Mín.	Máx.	
Silicio Amorfo (a-Si)	SUZHOU	72	288	427.537
	SANGSOLAR	350	390	128.983
	SANGSOLAR	460	560	552.461

Considerando los paneles seleccionados, y su precio unitario por panel, se seleccionan los módulos de marca “SANGSOLAR” con potencia nominal entre 350 y 390 [W].

#### 4.2.5. Silicio Monocristalino de capa fina (flexible)

Los módulos del tipo silicio monocristalino de capa fina y sus respectivos fabricantes se detallan en la tabla 4.5.



Tabla 4.5: Selección de paneles fotovoltaicos del tipo Silicio Monocristalino de capa fina.

Tecnología	Fabricante	Potencia [W]		Precio [CLP]
		Mín.	Máx.	
Silicio Monocristalino de capa fina (flexible)	OMNISPOWER	430	460	76.067
	SHENZHEN	330	385	270.574
	SHENZHEN	300	345	242.463

Al existir una menor cantidad de fabricantes de este tipo de módulos fotovoltaicos, se opta por la opción más económica, correspondiente al fabricante “OMNISPOWER”.

### 4.3. Datos Meteorológicos

El programa PVSyst requiere de diversos datos meteorológicos además de la radiación disponible en el lugar. Algunos de los datos requeridos son la temperatura máxima y mínima ambiental a la que el panel se verá afectado durante su operación. Este aspecto es sumamente importante ya que puede restringir la operación máxima de un panel, como también indicar no viabilidad del panel para el lugar en estudio (por exceso de temperatura, por ejemplo). Considerando que los paneles se encuentran en operación, aproximadamente, desde las 7 hasta las 20 horas en verano en Antofagasta, se deben considerar las mínimas y máximas temperaturas en horas de sol en la ubicación.

Otro dato que se puede agregar de manera adicional en PVSyst es el tipo de geografía en el lugar, la cual influye en las sombras lejanas presentes como también en la nubosidad. Los datos de nubosidad también pueden ser incluidos, lo cual es conveniente considerando el microclima del sector norte de la ciudad de Antofagasta.

Para la simulación se requieren de datos horarios de radiación, para lo cual se tienen tres opciones:

1. En primer lugar se tienen los datos generados a través de PVSyst, los cuales corresponden a los adquiridos a través de las bases de datos Meteonorm o NASA SSEE. Como ya se ha mencionado, estos datos son posteriormente procesados por PVSyst para obtener una base de datos horaria de manera sintética del lugar en estudio. Esta base es generada de manera aleatoria, aunque se puede utilizar una semilla para poder replicar el estudio.
2. En segundo lugar se tienen los datos disponibles a través del Explorador Solar del Ministerio de Energía. El Explorador Solar es una herramienta sumamente útil para el estudio de sistemas fotovoltaicos en Chile, donde se encuentra una gran cantidad de información necesaria para un correcto estudio.

Es interesante notar que en el Explorador Solar una de las bases de datos disponibles para obtener la información de radiación anual es a través de PVSyst, con lo cual es posible realizar una comparación e incluso utilizar ambas bases de datos para crear una base única.

3. Finalmente, se tienen los datos de la Dirección Meteorológica de Chile, donde se tienen datos históricos a través de las diferentes estaciones de monitoreo ubicadas a lo largo

del país. En Antofagasta, para la información requerida por el programa, se tienen dos estaciones de monitoreo relevantes: Cerro Moreno (ubicado al exterior de la ciudad hacia el Norte) y Universidad Católica del Norte (al sur de la ciudad). Sin embargo, la información disponible de radiación, nubosidad y temperaturas se encuentra con vacíos en años recientes. Es por esto que simplemente no se opta por utilizar esta base de datos.

Ya que las bases de datos utilizadas tanto por el Explorador Solar como por PVSyst son análogas, se utiliza finalmente la base de datos de PVSyst, considerando la ubicación geográfica de la residencia a utilizar. Con esto se obtienen datos de radiación solar global en plano horizontal, radiación solar difusa en plano horizontal, promedios de temperatura y de velocidad de viento. Estos datos se presentan, de manera mensual, en la tabla 4.6.

Tabla 4.6: Condiciones meteorológicas mensuales obtenidas por PVSyst, a través de la base de datos Meteonorm 8.0.

Valores	Radiación		Temperatura [°C]	Velocidad del Viento [m/s]
	Global [kWh/m <sup>2</sup> ]	Difusa [kWh/m <sup>2</sup> ]		
Enero	226.5	81.8	20.3	3.7
Febrero	195.8	64.3	20.3	3.49
Marzo	193	58.5	19.1	3.3
Abril	148.4	51	17	3.19
Mayo	119.5	46	15.6	3
Junio	100.5	40.2	14.2	3.19
Julio	109.7	42.5	13.7	3.4
Agosto	130.7	57.1	14	3.71
Septiembre	156.4	60.9	14.4	3.99
Octubre	196.7	71	15.6	4.19
Noviembre	214.9	72.7	16.9	4
Diciembre	234.4	80.1	18.8	4
Anual	2026.5	726.1	16.7	3.6

Además de la información detallada, a través de PVSyst se puede obtener una gran cantidad de datos relevantes para la simulación de los sistemas fotovoltaicos. Con la obtención de los datos de radiación global y difusa en plano horizontal, también se tienen los datos para un plano inclinado, el cual se calcula a través del modelo de transposición de irradiación, utilizando el modelo Pérez-Ineichen [25]. Este modelo corresponde a un tratamiento avanzado de los parámetros de radiación solar. Es necesario destacar que este tratamiento se realiza de manera separada para las radiaciones globales y difusas, donde el programa PVSyst permite detallar esto último.

A modo de representación de los datos generados de manera sintética por el software, a continuación se muestran algunos de estos de manera gráfica.

En primer lugar, se tiene que en base a la información de radiación promedio mensual, tanto global como difusa, se genera un archivo sintético horario para cada día, obteniendo así un archivo de radiación sintético. Considerando que este archivo es horario, se observa en la figura 4.1 y en la figura 4.2 los considerados como mejor y peor día en términos de radiación. El mejor día corresponde al 2 de enero, día con la mayor cantidad de radiación acumulada, alcanzando un valor de 9,4 [ $kWh/m^2$ ] en su componente global horizontal, y un valor de 1,1 [ $kWh/m^2$ ] en su componente difusa horizontal. Por otra parte, el peor día corresponde al 21 de junio (coincidente con el solsticio de invierno en el hemisferio sur), donde la radiación acumulada es de 2,1 [ $kWh/m^2$ ] en su componente global horizontal, y 1,6 [ $kWh/m^2$ ] en su componente difusa horizontal.

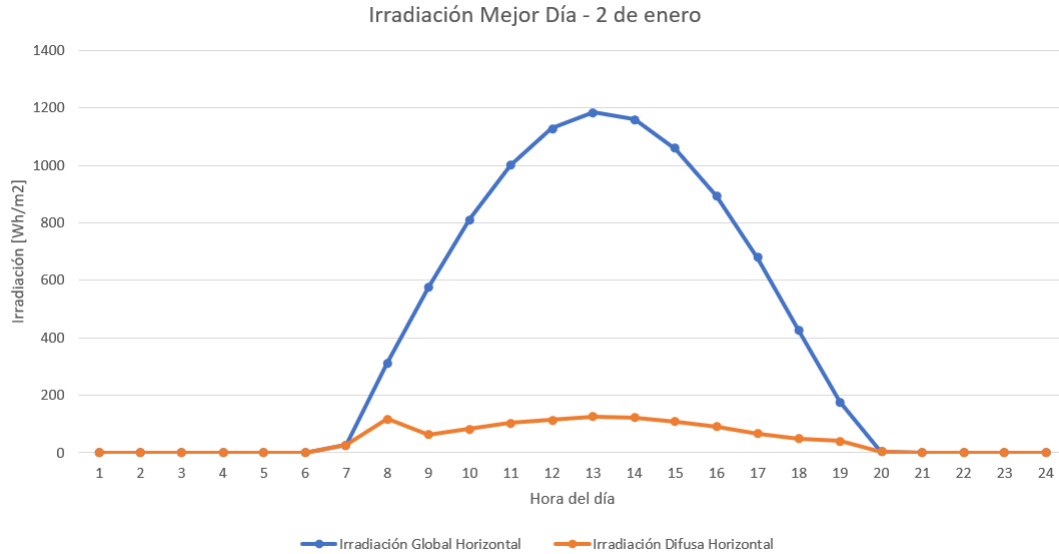


Figura 4.1: Irradiación global y difusa en el día 2 de enero. Datos generados de manera artificial por el software PVSyst.

Se puede observar claramente que para el mejor día se tienen cielos completamente despejados, mientras que para el peor día se observa una notoria presencia de nubosidad en los cielos. Además, para los meses de invierno se tiene una menor cantidad de horas de radiación solar, mientras que en verano los días cuentan con una mayor cantidad de horas con presencia de radiación. Es importante destacar que en ambos casos la componente difusa es importante, donde es mayor en invierno, alcanzando un valor cercano a la componente global horizontal.

Una forma de representar la cantidad de nubosidad en un día corresponde al índice de claridad, el cual puede tomar valores entre 1 (cero presencia de nubosidad) y 0 (el cual representa la noche). Este índice se define según la ecuación (4.1).

$$K_{TA} = \frac{Radiacion_{global}}{Radiacion_{EA}} \quad (4.1)$$

Donde la componente  $Radiacion_{EA}$  corresponde a la radiación extra-atmosférica, la cual se obtiene sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera.

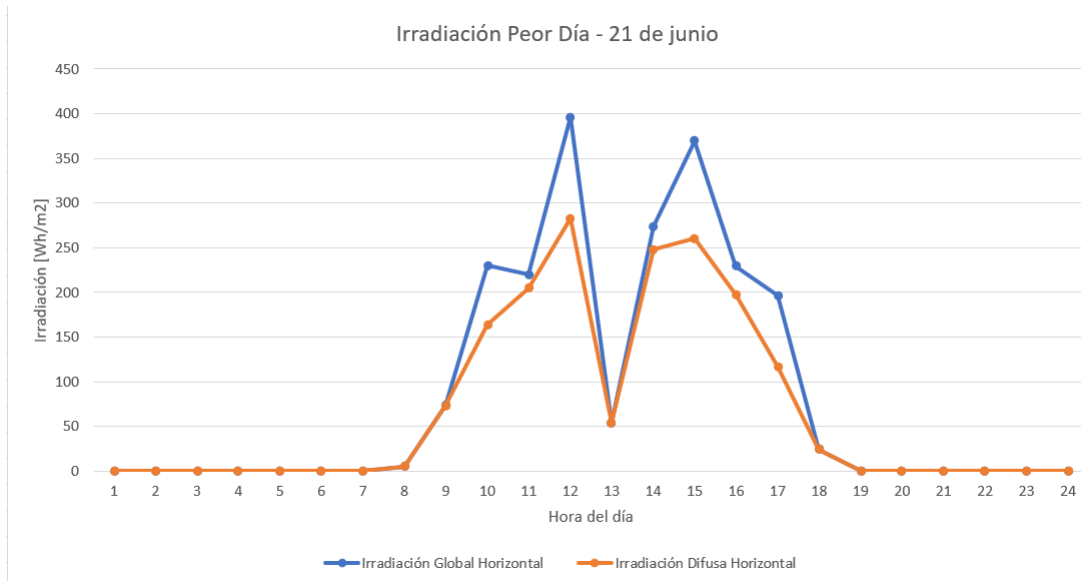


Figura 4.2: Irradiación global y difusa en el día 21 de junio. Datos generados de manera artificial por el software PVSyst.

En PVSyst, es posible obtener también este índice para cada día del año, y en la figura 4.3 se observa el promedio mensual de este valor, obteniendo un promedio anual de 0,6. Esto es coincidente con el hecho de que la zona donde se está realizando el proyecto es un lugar con un microclima con abundante nubosidad, en comparación al sector sur de la ciudad.

También es posible analizar el Modelo de Pérez-Ineichen, donde se realiza una transposición de la irradiación para obtener una representación de la radiación obtenida sobre un plano inclinado. Para esto, se utiliza una inclinación de  $24^\circ$ , correspondiente a aquella inclinación que minimiza las pérdidas de energía en un sistema fotovoltaico, lo cual será explicado en las secciones siguientes.

Considerando lo anterior, se tienen datos de radiación global horizontal, la cual es aquella medida en un plano paralelo al suelo con un ángulo de inclinación de  $0^\circ$ ; como también se tienen datos de radiación global en un plano inclinado en  $24^\circ$ . Estos datos se presentan en las figuras 4.4, 4.5 y 4.6, correspondientes a los trimestres primero, segundo y tercero de un año típico de estudio.

En los meses desde enero hasta abril se puede observar que en los primeros dos meses, aproximadamente, se tiene que la radiación global horizontal (curva azul) es superior a la obtenida con el plano inclinado (curva anaranjada), mientras que para los meses de otoño la componente inclinada se hace superior. Esto se debe principalmente a que en el verano, la altura solar es prácticamente máxima, donde la mayor cantidad de radiación solar se obtiene en un plano horizontal. Conforme avanza el año en los meses de invierno, el sol comienza a tener una menor altitud, donde la mayor energía se obtiene con un plano inclinado y orientado hacia el norte (con una azimut de  $0^\circ$ ).

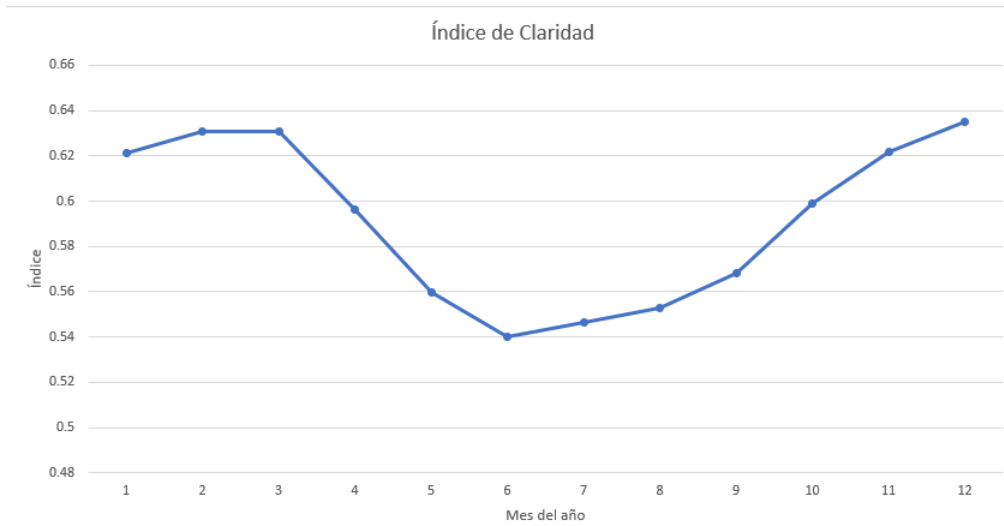


Figura 4.3: Índice de claridad promedio mensual.

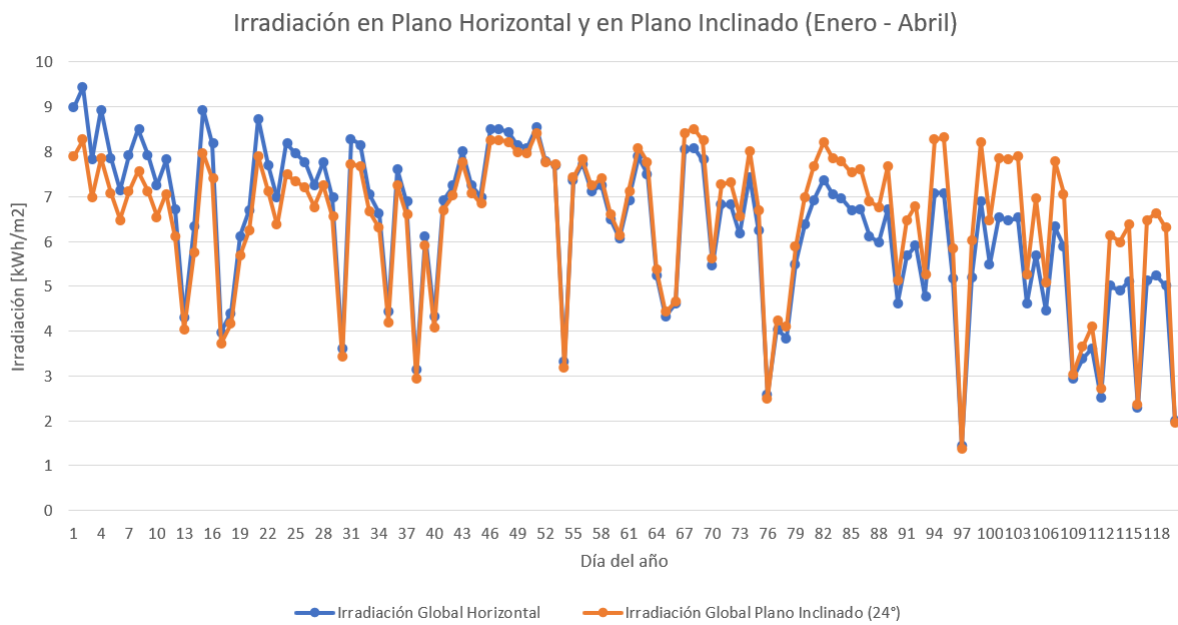


Figura 4.4: Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Enero a Abril.

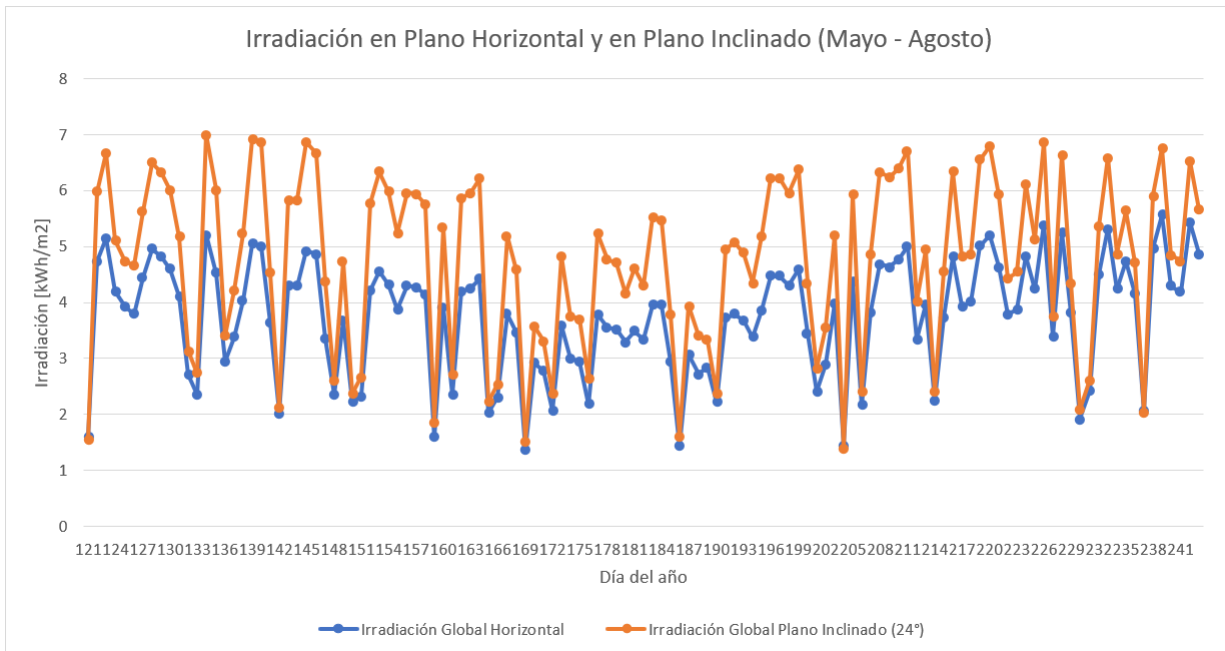


Figura 4.5: Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Mayo a Agosto.

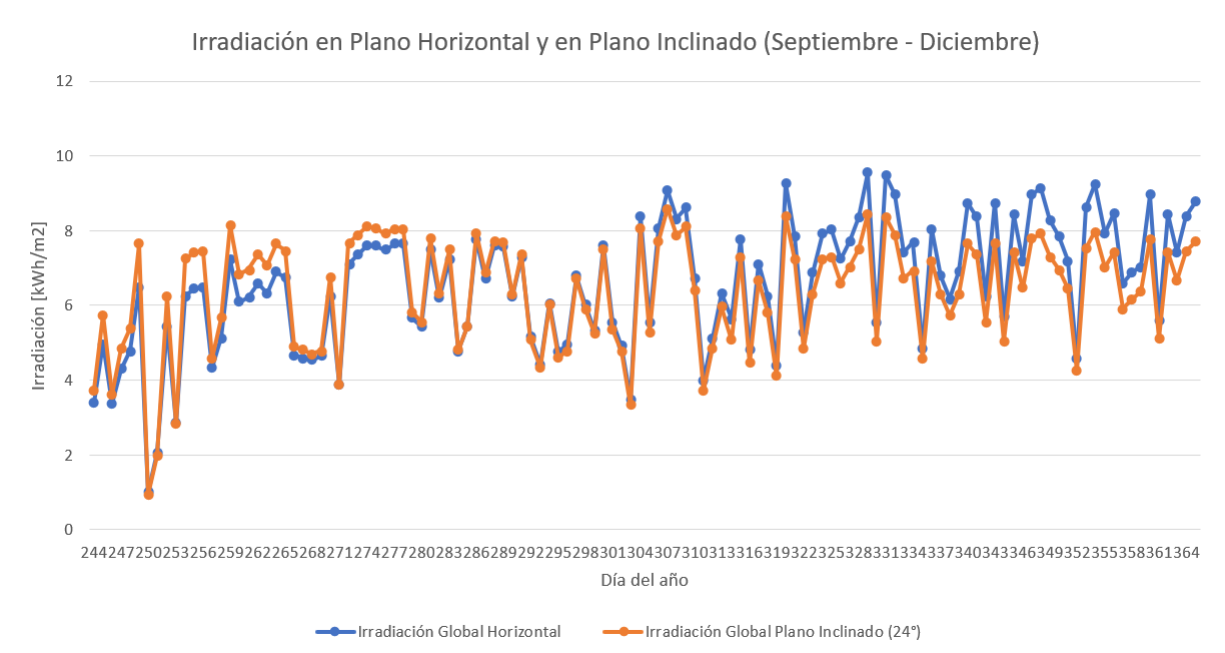


Figura 4.6: Irradiación global horizontal y en un plano inclinado (24°) en los meses Septiembre a Diciembre.

De manera análoga a lo analizado anteriormente, en los meses de invierno (desde mayo hasta agosto) se tiene que la radiación obtenida en un plano inclinado es superior a la obtenida en un plano horizontal, y ya para los meses de primavera y retorno a verano (aproximadamente en octubre) nuevamente la componente de un plano horizontal es superior a la de un plano inclinado.

Luego, se tiene la figura 4.7, donde se observa la trayectoria solar. En el presente gráfico, el eje X corresponde al azimut, mientras que el eje Y representa la altura solar. Se tienen los siguientes días representados:

- 1. 22 de junio.
- 2. 22 de mayo y 23 de julio.
- 3. 20 de abril y 23 de agosto.
- 4. 20 de marzo y 23 de septiembre.
- 5. 21 de febrero y 23 de octubre.
- 6. 19 de enero y 22 de noviembre.
- 7. 22 de diciembre.

**Trayectorias solares en Oficina Ausonia 216, Antofagasta, (Lat.  $-23.5596^\circ$  S, long.  $-70.3965^\circ$  W, Legal Time**

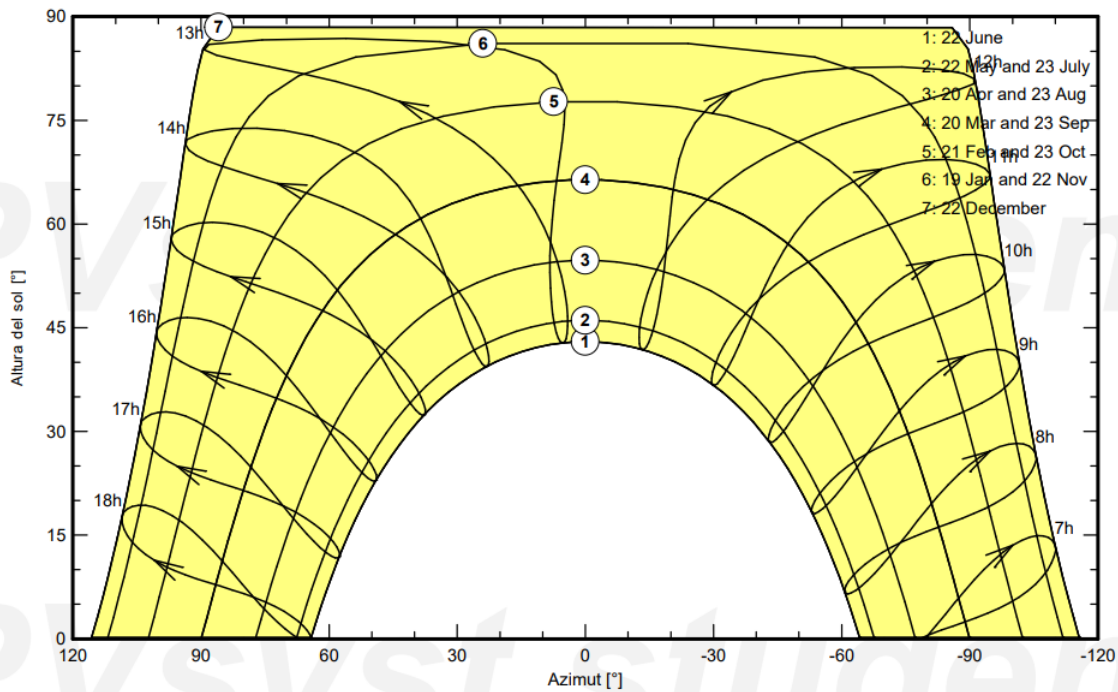


Figura 4.7: Trayectoria Solar para la ubicación designada.

Se observa que la máxima altura se alcanza el día 22 de diciembre (cercano al solsticio de verano), donde alcanza una altura de  $90^\circ$ , el cual representa la máxima altura solar (perpendicular al plano horizontal). La menor altura corresponde al 22 de junio (cercano al solsticio de invierno), donde se alcanza una máxima altura de aproximadamente  $45^\circ$  entre las 12 y las 13 horas del día. Es evidente notar que el gráfico de trayectoria solar representa condiciones favorables para el desarrollo de un sistema fotovoltaico, ya que se tiene una altura solar superior a los  $45^\circ$  la mayor parte del año. No obstante, existe una gran diferencia entre

los meses de invierno y verano, lo cual sería mejor aprovechado por un sistema fotovoltaico con seguidor de dos ejes. Dicho caso no es aplicable a este sistema fotovoltaico debido a su estructura fija sobre un techo tipo pérgola y a que un sistema de este tipo aumenta en gran medida los costos de inversión.

## 4.4. Orientación e Inclinación

Lo que procede para la simulación es definir la orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos. Como se ha mencionado anteriormente, la orientación del techo de la casa a utilizar es de  $11^\circ$  hacia el Este, o si bien se desea representar con referencia al norte, se tienen  $-11^\circ$  Norte.

Con respecto a la inclinación de los paneles, utilizando el programa PVSyst, se puede obtener aquella inclinación que minimiza las pérdidas de obtención de radiación global con respecto al óptimo, siendo el óptimo aquel plano que en todo momento se encuentra perpendicular a la posición del sol. Según lo anterior, el plano inclinado es de aproximadamente  $24^\circ$ , obteniendo un factor de transposición de 1,07 (utilizado por el programa en el modelo de transposición Pérez-Ineichen) y una pérdida de colector de energía con respecto al óptimo de 0.2 %.

Es importante destacar que, por más que se desee obtener el máximo rendimiento posible en cuanto a obtención de energía solar se refiere, el sistema se encuentra limitado por varias razones. En primer lugar, se tiene la eficiencia de conversión de energía de los propios módulos fotovoltaicos, lo cual no es una variable que se pueda controlar más allá de escoger los paneles que presenten una mayor viabilidad para el proyecto. En segundo lugar, y el punto importante en este apartado, corresponde al tipo de montaje de los paneles. En este caso, los paneles fotovoltaicos son montados sobre una estructura fija que proporciona una superficie plana (similar a una instalación residencial sobre el tejado de una casa), donde dicha superficie corresponde a la estructura tipo estacionamiento que se desea diseñar para cumplir con el propósito del presente proyecto. A diferencia de grandes plantas fotovoltaicas, donde la estructura que soporta los módulos fotovoltaicos puede ser fácilmente manipulada para instalar sistemas de seguimiento de la trayectoria solar (seguidores de uno o dos ejes), en este caso no es tan directo realizar dichas modificaciones. Para instalar un sistema de este tipo en el caso de estudio, se necesita de una estructura adicional que pueda otorgar mayor libertad a los paneles fotovoltaicos, lo cual conlleva en mayores costos de inversión para el sistema, los cuales se desean reducir considerando el carácter residencial de este proyecto.

## 4.5. Inversor de corriente

Además de los módulos fotovoltaicos seleccionados anteriormente, el sistema también requiere de un inversor de corriente que permita el autoconsumo de energía, generada por el sistema fotovoltaico, o bien la inyección de dicha energía hacia la red eléctrica de distribución.

De forma análoga al caso de los módulos fotovoltaicos, el software PVSyst cuenta con una base de datos de inversores de corriente que pueden ser utilizados. Considerando el listado de equipos autorizados, otorgado por la SEC, se opta por utilizar un inversor de marca



“FRONIUS”, donde el modelo específico a utilizar depende según la tecnología y los paneles a utilizar.

## 4.6. Diseño en 3 Dimensiones

Con el objetivo de poder dimensionar cada escenario definido, es necesario realizar el diseño tridimensional del cobertizo a implementar por el proyecto. Utilizando la información entregada por “UKUN Ingeniería SpA”, en particular los planos de la vivienda, se obtienen las dimensiones del patio delantero de la vivienda, que es donde se instalará el cobertizo. Las dimensiones se pueden observar en la figura 4.8, donde se tiene un área aproximada de 35 metros cuadrados.

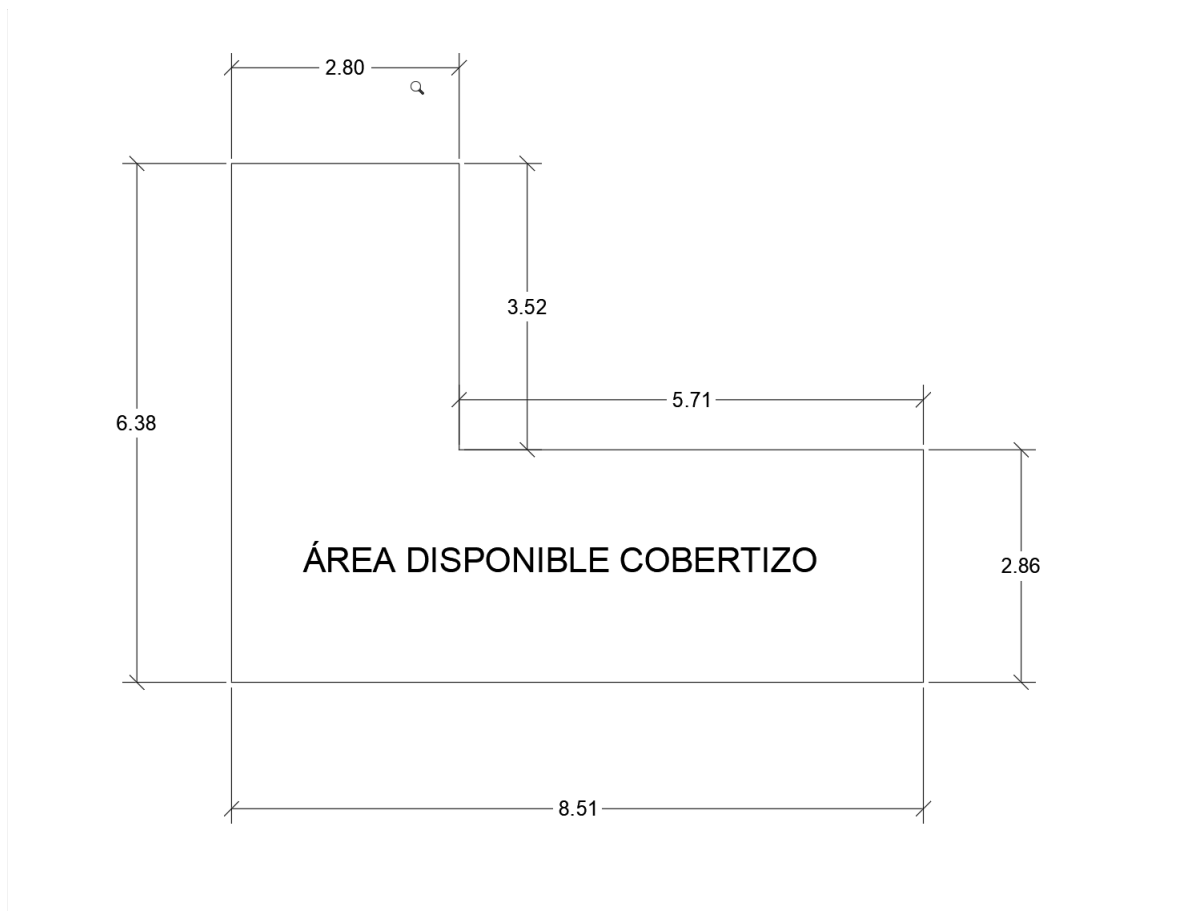


Figura 4.8: Área disponible en el patio delantero del domicilio. Espacio a utilizar para dimensionamiento de estacionamiento tipo pérgola.

En PVSyst es posible realizar o importar un diseño en 3 dimensiones de la vivienda o del espacio donde se instalará el sistema fotovoltaico. Se realiza un bosquejo de lo que sería la estructura tipo cobertizo para poder situar el sistema fotovoltaico en posición y así poder realizar el estudio de sombreado de los paneles. Utilizando la información de latitud de la ubicación, y los objetos cercanos, se proyecta la posición del sol y su proyección sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos.

Aquí aparece un punto sumamente importante, ya que como se observa en la figura 4.9,

en el frontis de la casa se encuentra un árbol de grandes dimensiones, lo cual puede estorbar la proyección directa de radiación sobre los paneles fotovoltaicos. Con esto, se realiza el diseño en PVSyst de la estructura y se incluye un objeto con forma de árbol (adecuado a las restricciones del software) para simular dicho comportamiento. Esto se observa en las figuras 4.10 y 4.11. En este caso se encuentran añadidos paneles fotovoltaicos correspondientes a un caso de estudio.



Figura 4.9: Fotografía de árbol ubicado al frente de la entrada de la casa en estudio.

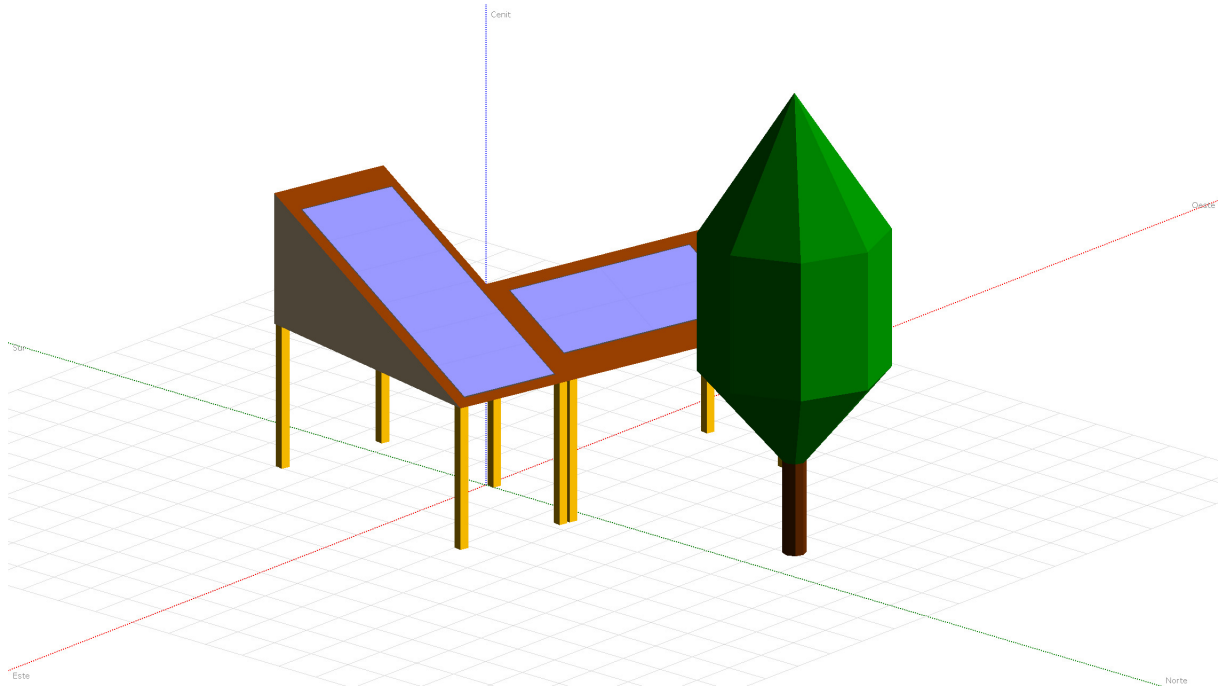


Figura 4.10: Diseño 3D preliminar de estacionamiento tipo cobertizo y árbol en frontis. Versión compacta.

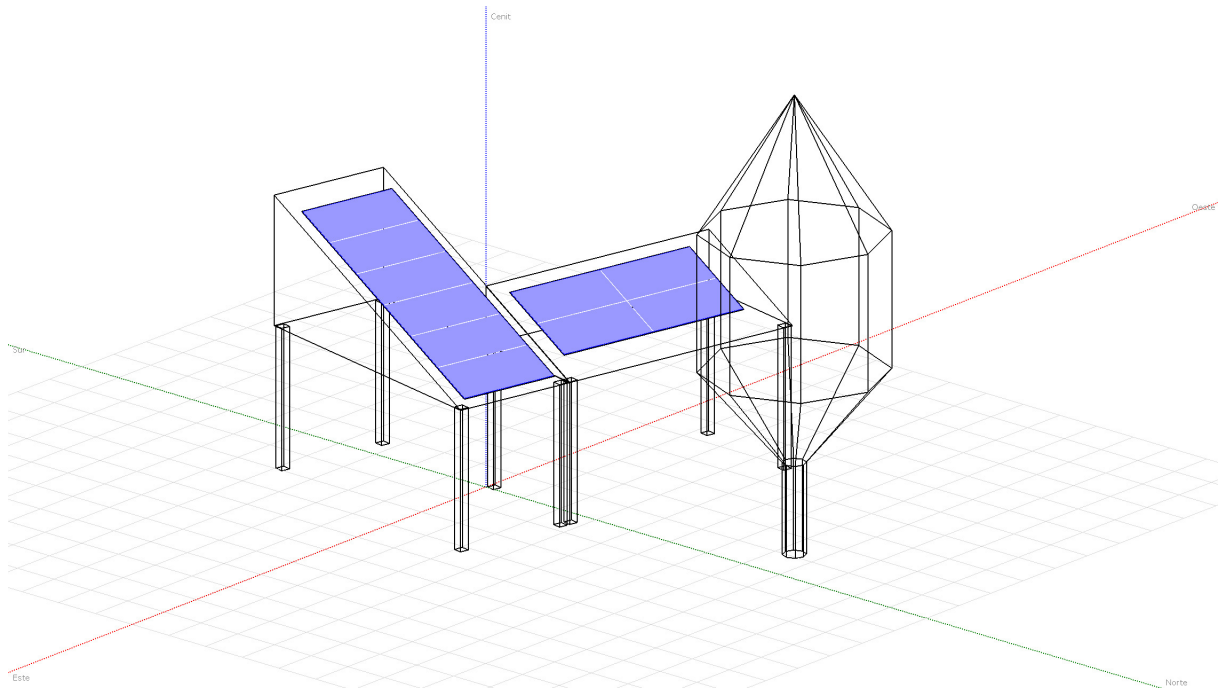


Figura 4.11: Diseño 3D preliminar de estacionamiento tipo cobertizo y árbol en frontis. Versión estructura sistema fotovoltaico.

## 4.7. Escenarios de evaluación

A continuación se procede a definir los diferentes escenarios de evaluación, donde principalmente se revisa los tipos de módulos fotovoltaicos y sus características, la distribución espacial que estos podrían utilizar sobre el cobertizo en 3 dimensiones y la potencia nominal del sistema.

### 4.7.1. Módulos de Silicio Monocristalinos

#### 4.7.1.1. Módulo 1: CSUNPOWER

El módulo de silicio monocristalino correspondiente a la marca “CSUNPOWER” es el modelo “CSP18-72H”. Se opta por utilizar la opción de 545 [W] nominal por panel fotovoltaico, el cual corresponde a un panel de media celda fotovoltaica con 72 pares de celdas gemelas (144 celdas).

Las dimensiones del módulo son  $2279 \times 1134 \times 35$  [mm] y tiene un peso de 28,5 [kg]. La distribución espacial se muestra en la figura 4.12.

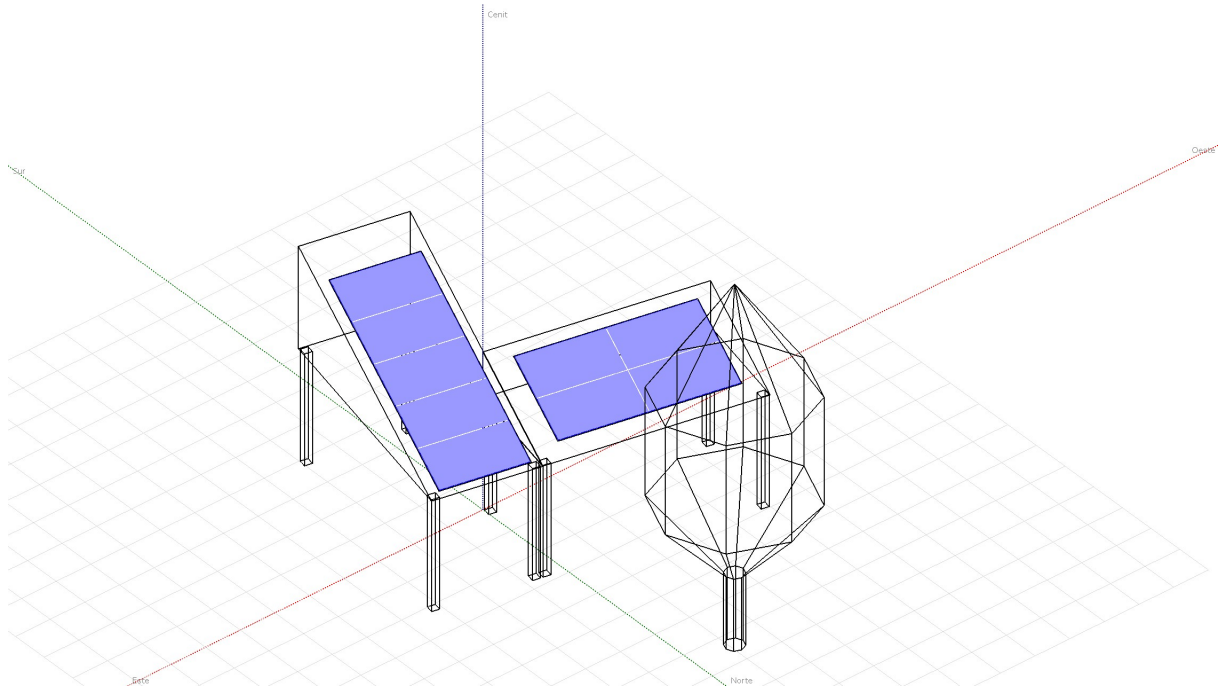


Figura 4.12: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles CSP18-72H.

Considerando las limitaciones de espacio y el tamaño de los paneles fotovoltaicos, se tiene un total de 9 paneles fotovoltaicos, lo cual equivale a una potencia nominal de 4,9 [kW]. En consecuencia, se utiliza un inversor de marca “FRONIUS” de potencia nominal 5 [kW].

#### 4.7.1.2. Módulo 2: SUNRISE

El módulo de silicio monocristalino correspondiente a la marca “SUNRISE” es el modelo “SR-78M595HLPro”. Este modelo tiene una potencia nominal de 595 [W] nominal por panel

fotovoltaico y corresponde a un modelo de media celda fotovoltaica con 78 pares de celdas gemelas (156 celdas).

Las dimensiones del módulo son  $2465 \times 1133 \times 35$  [mm] y tiene un peso de 39 [kg]. La distribución espacial se muestra en la figura 4.13.

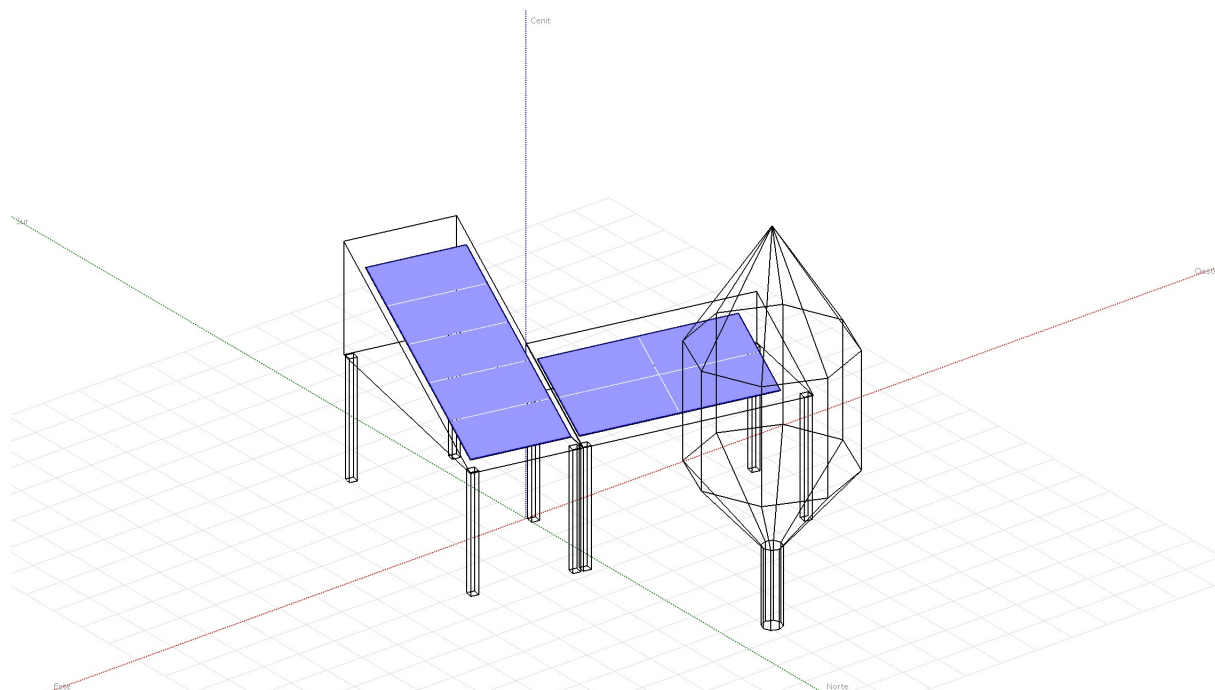


Figura 4.13: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles SR-78M595HLPro.

Considerando las limitaciones de espacio y el tamaño de los paneles fotovoltaicos, se tiene un total de 9 módulos, lo cual equivale a una potencia nominal de 5,4 [kW]. Utilizando el mismo inversor de 5 [kW], en este caso se tiene una limitante en potencia de corriente alterna nominal debido al inversor.

## 4.7.2. Módulos de Silicio Monocristalinos de alta eficiencia

### 4.7.2.1. Módulo 1: AMERISOLAR

El módulo de silicio PERC correspondiente al fabricante “AMERISOLAR” es el modelo “AS-8M120-HC”. Este modelo tiene una potencia nominal de 600 [W] por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de media celda fotovoltaica con 60 pares de celdas gemelas (120 celdas).

Las dimensiones del módulo son  $2172 \times 1303 \times 35$  [mm] y tiene un peso de 31 [kg]. La distribución espacial se muestra en la figura 4.14.

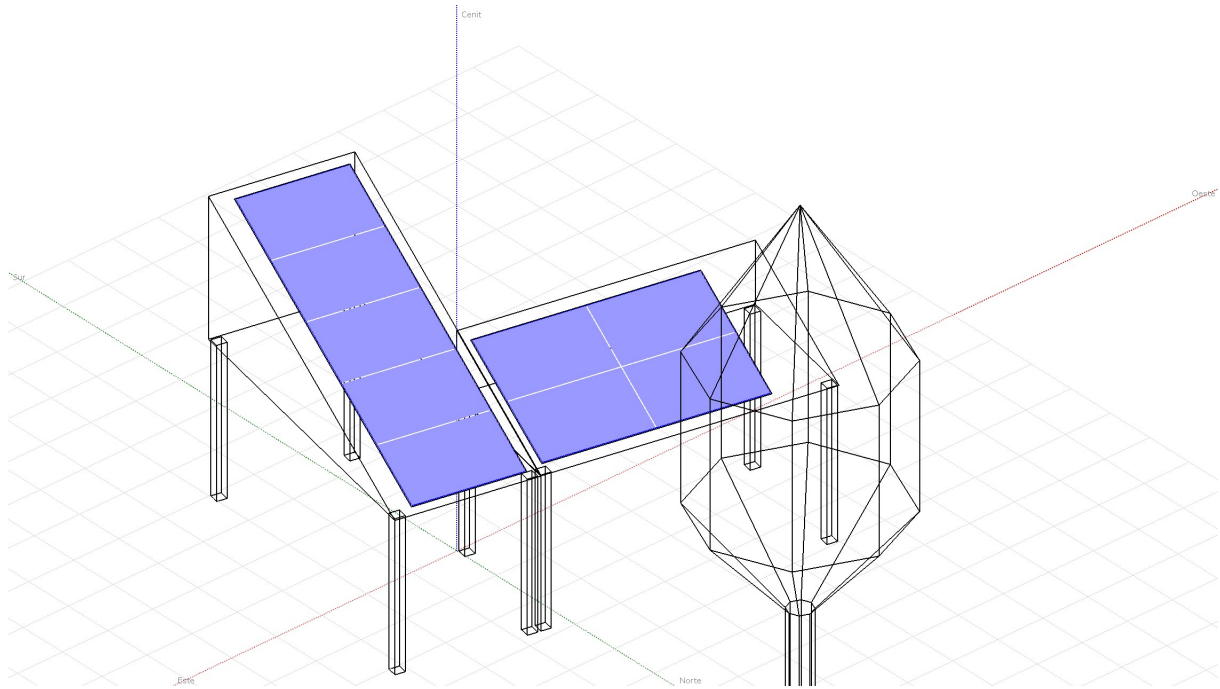


Figura 4.14: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles AS-8M120-HC.

Considerando las limitaciones de espacio y el tamaño de los paneles fotovoltaicos, se tiene un total de 9 módulos, lo cual equivale a una potencia nominal de  $5,4 [kW]$ . Utilizando el mismo inversor de  $5 [kW]$ , en este caso se tiene una limitante en potencia de corriente alterna nominal debido al inversor.

#### 4.7.2.2. Módulo 2: CSUNPOWER

El módulo de silicio PERC correspondiente al fabricante “CSUNPOWER” es el modelo “CP21-66H (PERC)”. Este modelo tiene una potencia nominal de  $670 [W]$  por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de media celda fotovoltaica con 66 pares de celdas gemelas (132 celdas).

Las dimensiones del módulo son  $2384 \times 1303 \times 35 [mm]$  y tiene un peso de  $34,4 [kg]$ . La distribución espacial se muestra en la figura 4.15.

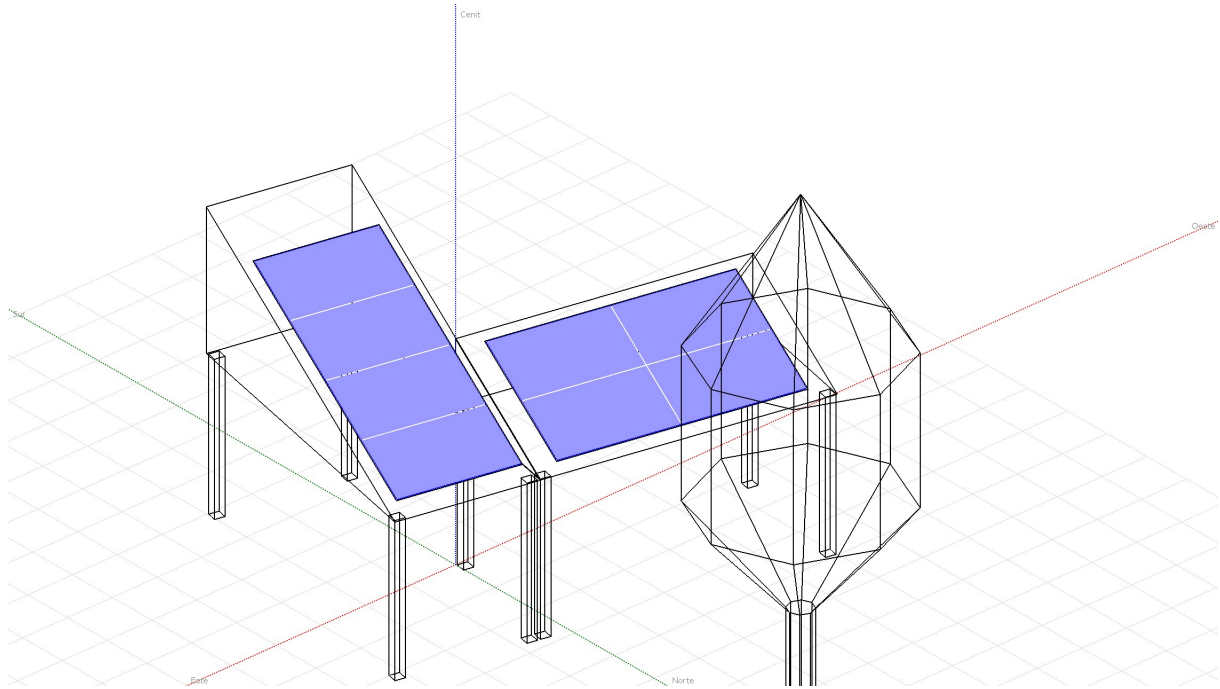


Figura 4.15: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles CP21-66H (PERC).

Debido a las grandes dimensiones de estos paneles, solamente se pueden ubicar 8 paneles fotovoltaicos en el espacio disponible. No obstante, debido a la alta potencia nominal por panel, se alcanza una potencia nominal del sistema de 5,4 [kW], la cual nuevamente es limitada por el inversor fotovoltaico de 5 [kW].

### 4.7.3. Módulos de Silicio Policristalinos

#### 4.7.3.1. Módulo 1: NINGBO-RARLON

El módulo de silicio policristalino correspondiente a la marca “NINGBO-RARLON” es el modelo “RL360HP-144”. Este modelo tiene una potencia nominal de 360 [W] por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de celda completa de 144 celdas.

Las dimensiones del módulo son  $2008 \times 1002 \times 35$  [mm] y tiene un peso de 22,5 [kg]. La distribución espacial se muestra en la figura 4.16.



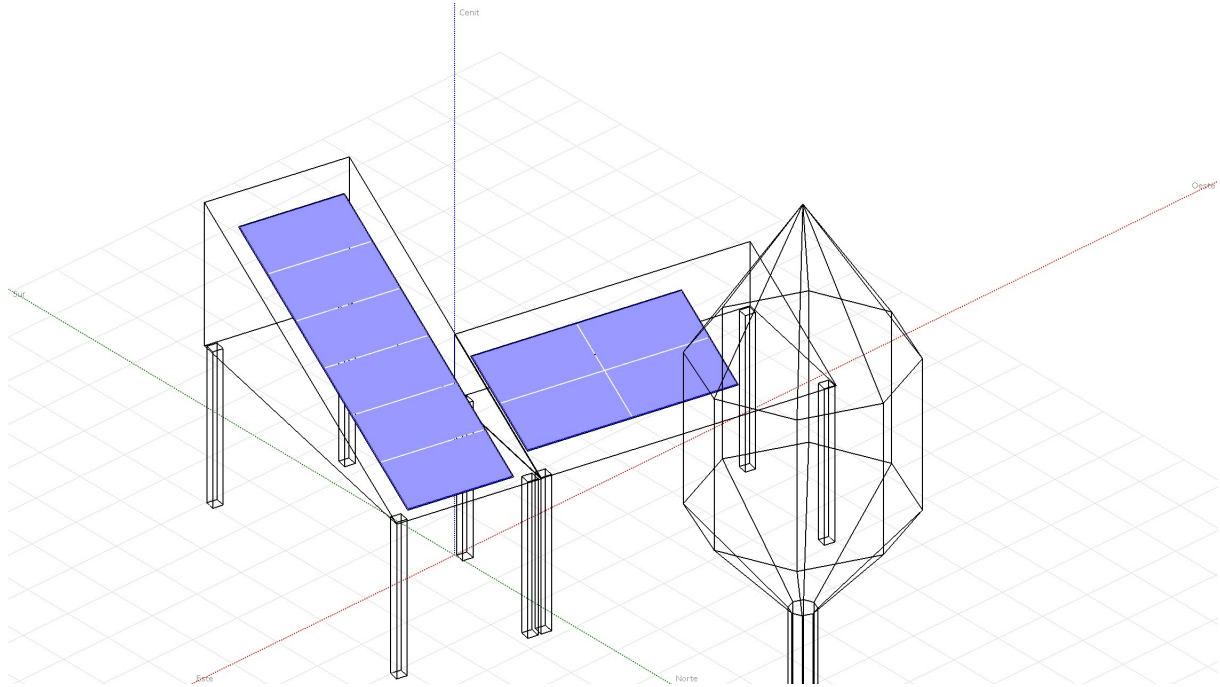


Figura 4.16: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles RL360HP-144.

En este caso se tiene un total de 10 módulos fotovoltaicos, con una potencia nominal del sistema de  $3,6 [kW]$ . Para esto, se utiliza un inversor “FRONIUS” de menor capacidad, específicamente de  $3,8 [kW]$ .

#### 4.7.3.2. Módulo 2: POLYCROWN

El módulo de silicio policristalino correspondiente a la marca “POLYCROWN” es el modelo “NS-40P6-28”. Este modelo tiene una potencia nominal de  $400 [W]$  por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de celda completa de 84 celdas.

Las dimensiones del módulo son  $2275 \times 992 \times 40 [mm]$  y tiene un peso de  $28 [kg]$ . La distribución espacial se muestra en la figura 4.17.



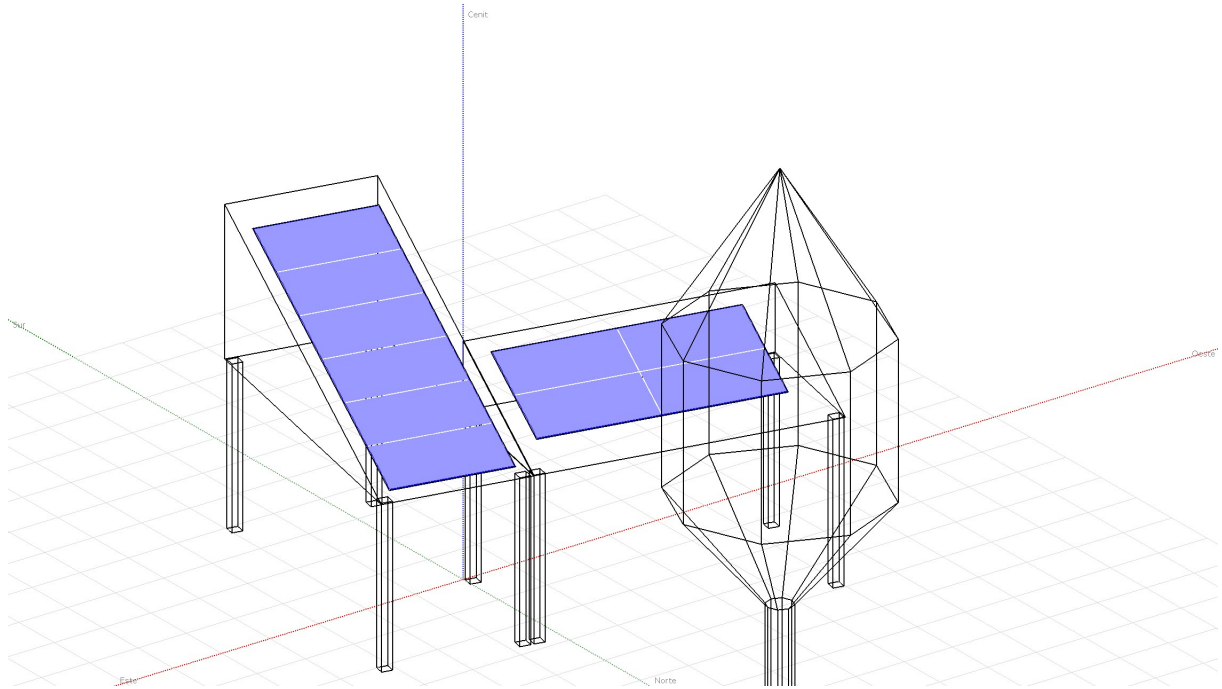


Figura 4.17: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles NS-40P6-28.

El sistema, utilizando 10 paneles fotovoltaicos, es de 4 [kW] de potencia nominal. Nuevamente se utiliza un inversor de 3,8 [kW], limitando así la generación.

#### 4.7.4. Módulos de Silicio Amorfo

##### 4.7.4.1. Módulo SANGSOLAR

El módulo de silicio amorfo utilizado corresponde al fabricante “SANGSOLAR”, y es el modelo “Flex-a-Si-288”. Este modelo tiene una potencia nominal de 288 [W] por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de capa fina flexible de silicio amorfo.

Las dimensiones del módulo son  $5392 \times 740 \times 1$  [mm] y tiene un peso de 10,6 [kg]. La distribución espacial se observa en la figura 4.18.

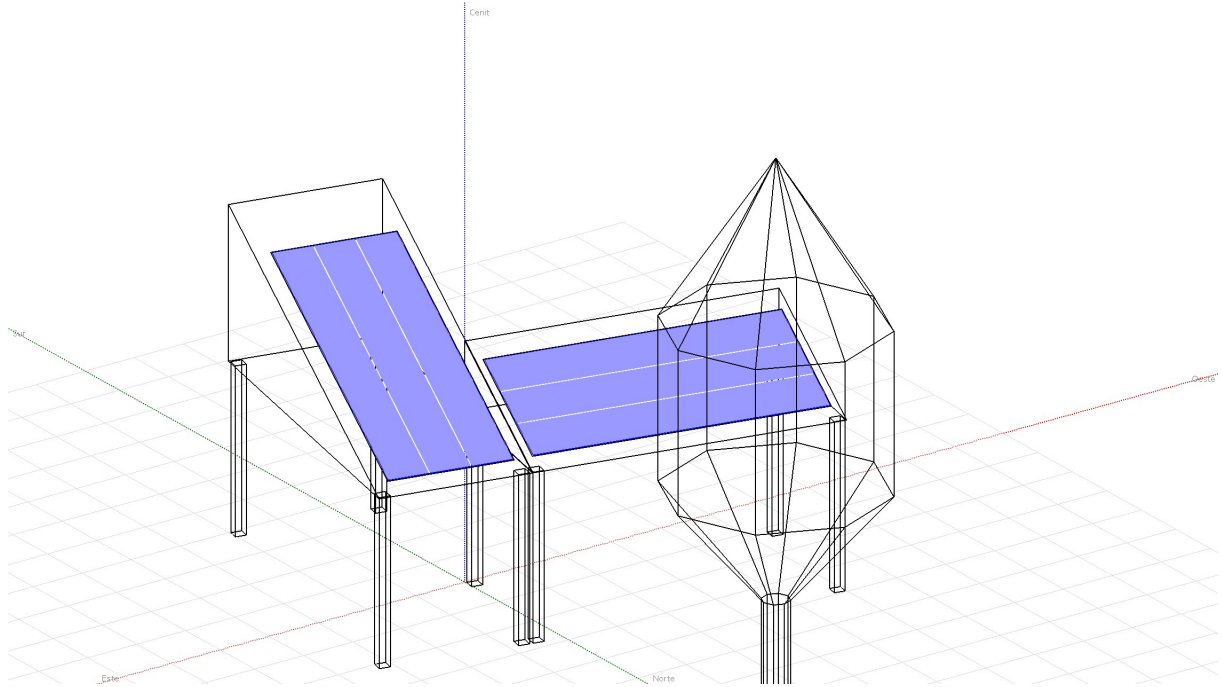


Figura 4.18: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles Flex-a-Si-288.

Debido a las grandes dimensiones de estos módulos, se utilizan 6 paneles fotovoltaicos para obtener un total de 1,7 [kW] en potencia nominal.

## 4.7.5. Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina

### 4.7.5.1. Módulo OMNISPOWER

El módulo flexible corresponde al fabricante “OMNISPOWER”, siendo el modelo “OP430MF-P2”. Este modelo tiene una potencia nominal de 430 [W] por panel fotovoltaico y corresponde a un modelo de capa flexible.

Las dimensiones del módulo son  $2120 \times 1050 \times 2$  [mm] y tiene un peso de 7.3 [kg]. La distribución espacial se observa en la figura 4.19.

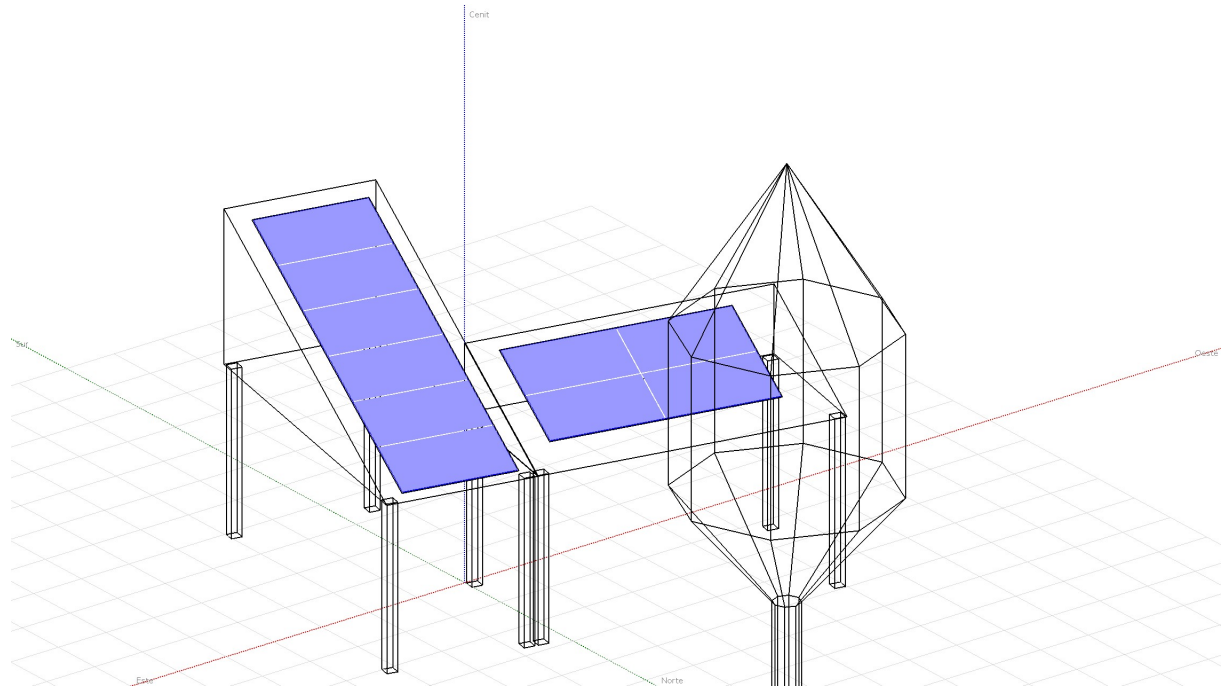


Figura 4.19: Escena en tres dimensiones para sistema fotovoltaico con paneles OP430MF-P2.

Con este sistema se alcanza una potencia nominal de 4,3 [kW] utilizando 10 paneles fotovoltaicos.

## 4.8. Datos de Consumo Residencial

Para el consumo residencial de la vivienda, la empresa “UKUN Ingeniería SpA” provee de información para los años 2017 hasta 2020. Estos datos corresponden a consumos mensuales en cada año y se observan en el gráfico de la figura 4.20.

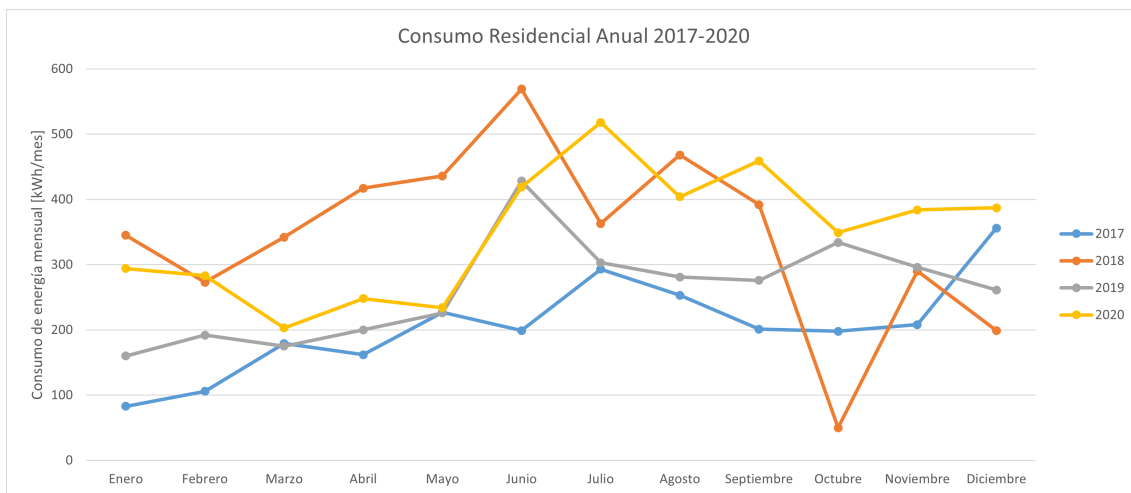


Figura 4.20: Consumo anual de energía en [kWh/mes] para la residencia en evaluación en los años 2017 a 2020. Aporte de “UKUN Ingeniería SpA”.

Observando la figura 4.20, es inmediato notar que no existe una relación entre las diferentes curvas, teniendo consumos muy inferiores durante el año 2017 en comparación al resto de años, mientras que en el año 2018 existe una gran caída de consumo en el mes de Octubre.

Para el tratamiento de dichos datos, se utiliza un gráfico de control que analiza la variabilidad de los datos [27]. Esto para poder descartar aquellos datos que no aportan información correcta a la muestra en estudio. Esto se puede observar en la figura 4.21, donde se definen las barras de error presentes correspondientes al promedio de la variabilidad del año. Considerando esto, entonces se realiza la extracción de los datos que se encuentran fuera del rango de control, correspondientes a los meses de junio 2017 y octubre 2018, tal como se observa en el gráfico.

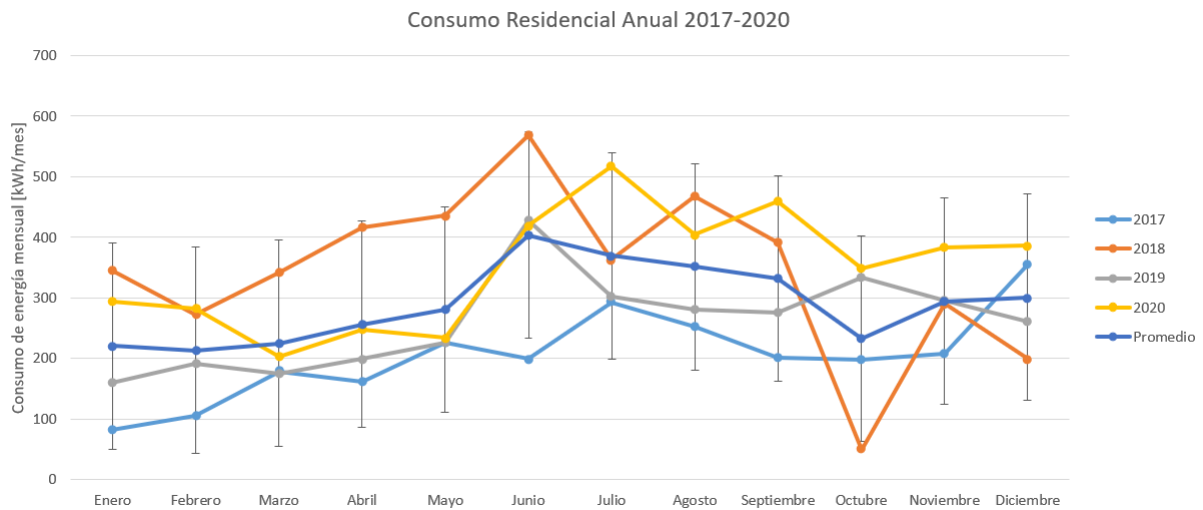


Figura 4.21: Control de calidad por gráfico para el consumo residencial mensual.

Realizando la remoción de los valores obtenidos, se procede a la obtención un promedio simple mes a mes con la información restante, para obtener así una única curva que represente el consumo residencial típico de la residencia. Este consumo se muestra de manera gráfica en la figura 4.22.

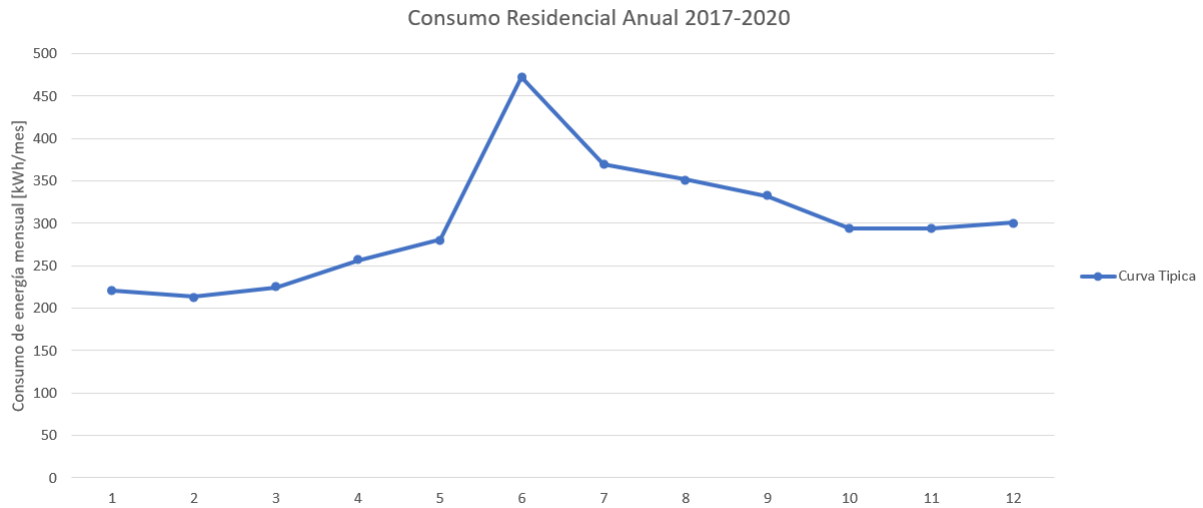


Figura 4.22: Curva final de consumo residencial.

## 4.9. Pérdidas del sistema

En el simulador PVSyst se definen las diferentes pérdidas del sistema. Estas pérdidas son independientes del tipo de tecnología a excepción de algunos casos específicos. A continuación se realiza un análisis breve a dichas pérdidas:

### ■ Pérdidas térmicas.

Este parámetro se refiere a las pérdidas térmicas del campo, lo que se refiere a la pérdida en calor del sistema fotovoltaico en su conjunto con la estructura de soporte. Este ámbito se encuentra altamente relacionado con la ventilación que el sistema posea y esto, a su vez, depende del tipo de instalación.

Por ejemplo, en una planta fotovoltaica existe una alta ventilación debido a que los módulos son instalados de manera libre sobre estructuras individuales para cada *string*. En estos casos existe una gran circulación de aire. Por otra parte, para el caso en estudio, al ser una instalación sobre una estructura tipo cobertizo, no se tiene una gran libertad en cuanto se refiere a circulación de aire y ventilación, con lo cual el sistema se encuentra limitado en este sentido.

Es por esto que existen pérdidas térmicas en forma de calor para el sistema. El software permite escoger de manera predeterminada esta opción, con lo cual estas pérdidas se considerarán para la simulación del sistema.

### ■ Pérdidas óhmicas.

En este caso se refiere a las pérdidas en el cableado del sistema. Aquí se diferencian pérdidas en el circuito de corriente continua (entre sistema fotovoltaico e inversor) y en el circuito de corriente alterna (entre el inversor, el consumo y la red eléctrica).

A modo de otorgar un margen de error para la instalación, considerando que se desconoce a priori las reales dimensiones de la estructura tipo estacionamiento, se considera que el largo del circuito en corriente continua y en corriente alterna es de 20 metros cada uno. Además, se considera que en corriente continua se utilizan conductores de sección 4 [mm<sup>2</sup>] y en corriente alterna se utilizan conductores de sección 6 [mm<sup>2</sup>]. Se tiene que en corriente alterna hay una pérdida del 0,2 % del punto de máxima de potencia y que en corriente continua existe una caída de voltaje en condiciones estándar de 2,2 [V]. También, se considera el modelo de los diodos de bypass existentes en los módulos, cada uno con una caída de potencial de 0,7 [V] en corriente continua.

#### ■ **Calidad del módulo - Degradación inducida por luz (LID).**

Una característica típica de los módulos fotovoltaicos del tipo cristalinos es la degradación inducida por luz. Esta degradación ocurre de manera inmediata cuando los módulos son expuestos a luz solar y es un parámetro considerado por los fabricantes. Usualmente este valor se indica en las fichas técnicas de los paneles fotovoltaicos y corresponde a una disminución entre el 3 % y el 1 % en la capacidad de generación de energía eléctrica de las células fotoeléctricas.

Además, se considera una desviación de la eficiencia media efectiva del módulo con respecto a las especificaciones del fabricante, donde se define por defecto un valor de -0,8 % para todos los módulos fotovoltaicos.

#### ■ **Pérdida por suciedad.**

Se define un factor que indica la cantidad de pérdidas debido a suciedad en los paneles. Este aspecto es sumamente interesante y, posteriormente, conllevará a un análisis más detallado.

Este factor indica cuánto es la pérdida en generación de manera anual debido a contaminación en los paneles fotovoltaicos. Para sectores con mediana cantidad de precipitaciones se considera aceptable un valor del 3 %, mientras que en condiciones menos favorables donde no existen precipitaciones de manera regular se tienen pérdidas de hasta el 10 % [28].

En el presente trabajo, donde la ubicación del sistema fotovoltaico corresponde a la ciudad de Antofagasta, se considera inicialmente un 10 % en este factor, considerando las escasas precipitaciones en la ciudad.

Por otra parte, se considerará un segundo escenario para cada variante de simulación (módulos fotovoltaicos), el cual corresponde a un escenario donde se realizan limpiezas constantes a los paneles fotovoltaicos. Las limpiezas se realizarán en períodos de 6 meses, donde cada mes de limpieza se considerará un factor de suciedad del 1 %, y este valor irá aumentando cada mes en un 1 % hasta el siguiente mantenimiento. Esto se representa en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Factor de suciedad en un escenario de mantenimiento cada 6 meses.

Mes	Factor de Suciedad
Enero	5 %
Febrero	6 %
Marzo	1 %
Abril	2 %
Mayo	3 %
Junio	4 %
Julio	5 %
Agosto	6 %
Septiembre	1 %
Octubre	2 %
Noviembre	3 %
Diciembre	4 %

En la tabla 4.7 es posible observar que los meses correspondientes a mantenimiento son Marzo y Septiembre.

- **Envejecimiento.**

Ya que el sistema fotovoltaico tiene una vida útil de aproximadamente 25 años, es evidente que exista una degradación en la generación de energía eléctrica con el paso del tiempo. Esta degradación es definida por el fabricante, donde se ofrece una garantía usualmente de hasta el 80 % de generación de la potencia nominal a 25 años.

En el software, se define una degradación por envejecimiento lineal año a año, replicando las condiciones definidas en las fichas técnicas de cada módulo fotovoltaico.

- **Indisponibilidad.**

Este factor se considera para la realización de mantención al sistema fotovoltaico o para eventos extraordinarios que provoquen la pérdida de generación de energía. Debido a que es un sistema residencial, se considera un 1 % del tiempo anual como indisponibilidad, ya que no se requieren mayores mantenciones al sistema.

- **Corrección Espectral.**

Este factor se relaciona con las columnas de aire presentes en la atmósfera y particularmente sobre el sistema fotovoltaico. Se aplican factores de corrección a la radiación incidente según modelos estadísticos y que, además, dependen del tipo de tecnología de los paneles fotovoltaicos.

En el software existen valores predeterminados para cada tecnología, con lo cual se tiene que estas pérdidas son consideradas por el software para la simulación.

- **Pérdidas por ángulo de incidencia.**

Debido al movimiento estacional de la Tierra en torno al Sol, se tiene que el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre un plano inclinado fijo es variable durante el transcurso de un año. Es por esto que en PVSyst se utilizan modelos de transposición para así utilizar la radiación global difusa presente en la atmósfera. Esto se considera una pérdida en relación a la energía que se podría generar si el ángulo de incidencia de la radiación solar fuera perpendicular a los paneles y constante durante un año.



# Capítulo 5

## Resultados de la Simulación

Con los datos recopilados se procede a realizar las correspondientes simulaciones para cada tipo de tecnología de paneles fotovoltaicos. Los datos utilizados para las simulaciones son los presentados en el capítulo anterior. La totalidad de resultados técnicos se incluyen en la sección Anexo A - Resultados Técnicos, mientras que los resultados económicos y los flujos de caja se incluyen en la sección Anexo B - Resultados Económicos.

### 5.1. Resultados Técnicos

#### 5.1.1. Módulos de Silicio Monocristalino

##### 5.1.1.1. Módulo CSUNPOWER

Tabla 5.1: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino CSUNPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	Silicio Monocristalino
<b>Módulo</b>	CSUNPOWER
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	6,99 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	66,72 %

Tabla 5.2: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino CSUNPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	Silicio Monocristalino
<b>Módulo</b>	CSUNPOWER
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	7,42 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	70,82 %

En las tablas 5.1 y 5.2 se tienen los resultados para el módulo de silicio monocristalino de marca CSUNPOWER, para el caso con suciedad en paneles fija del 10% y para el caso con suciedad variable (escenario de mantenimiento), respectivamente. Claramente, cuando se considera un escenario de mantenimiento existe una menor cantidad de pérdidas, lo que conlleva a una mayor cantidad de generación de energía. En este caso, el aumento es de 430 [kWh/año], aproximadamente.

En la figura 5.1 se observa el diagrama de pérdidas para el escenario con suciedad fija del 10%.

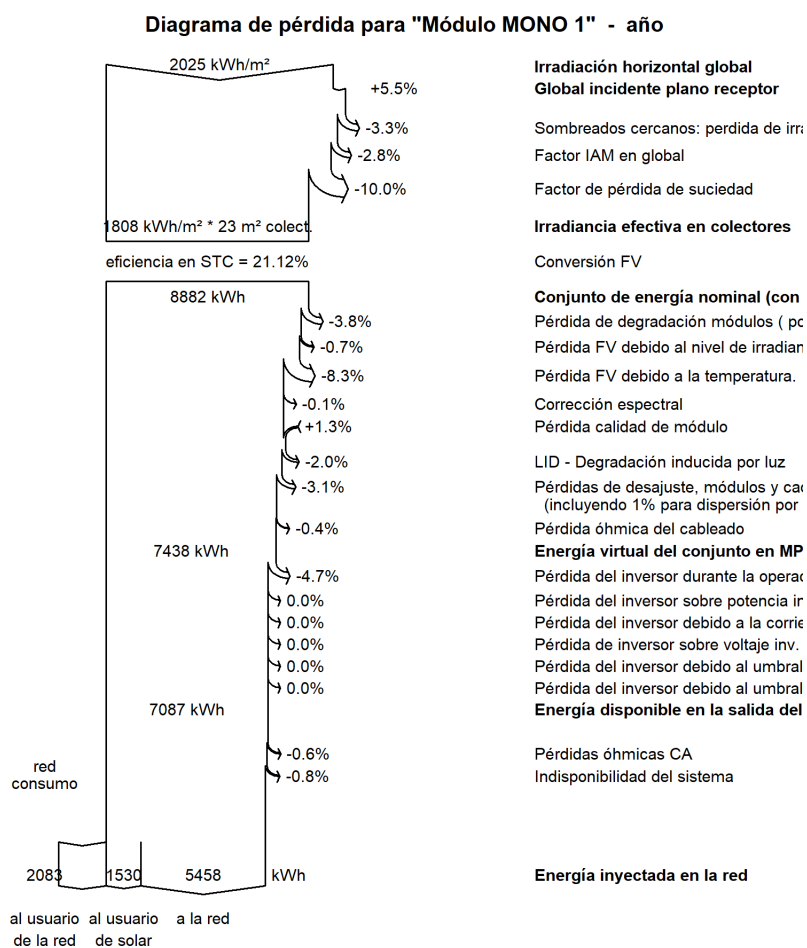


Figura 5.1: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10%.

Se observa claramente que la irradiación horizontal corresponde a 2.025 [kWh/m²], y existe un aumento del 5,5% en esta energía considerando la inclinación de los módulos. Luego existen pérdidas del 3,3% considerando los sombreados cercanos, específicamente el árbol ubicado en el frontis de la residencia. Pérdidas del 2,8% correspondientes a la dispersión atmosférica en plano inclinado y, también, pérdidas del 10% debido al factor de suciedad fijo considerado. Con esto, la irradiancia efectiva en los colectores solares es de 1.808 [kWh/m²]. Considerando una conversión fotovoltaica con eficiencia de 21,12%, se tiene una generación de 8.882 [kWh] nominal anual. Luego, se tienen pérdidas y ganancias correspondientes al sistema fotovoltaico y también aquellas correspondientes al inversor y al sistema fotovoltaico en sí.

Con esto, la generación total del sistema es de 6,99 [MWh/año], del cual 1.530 [kWh/año] corresponde a autoconsumo y el restante 5.458 [kWh/año] corresponde a inyecciones a la red.

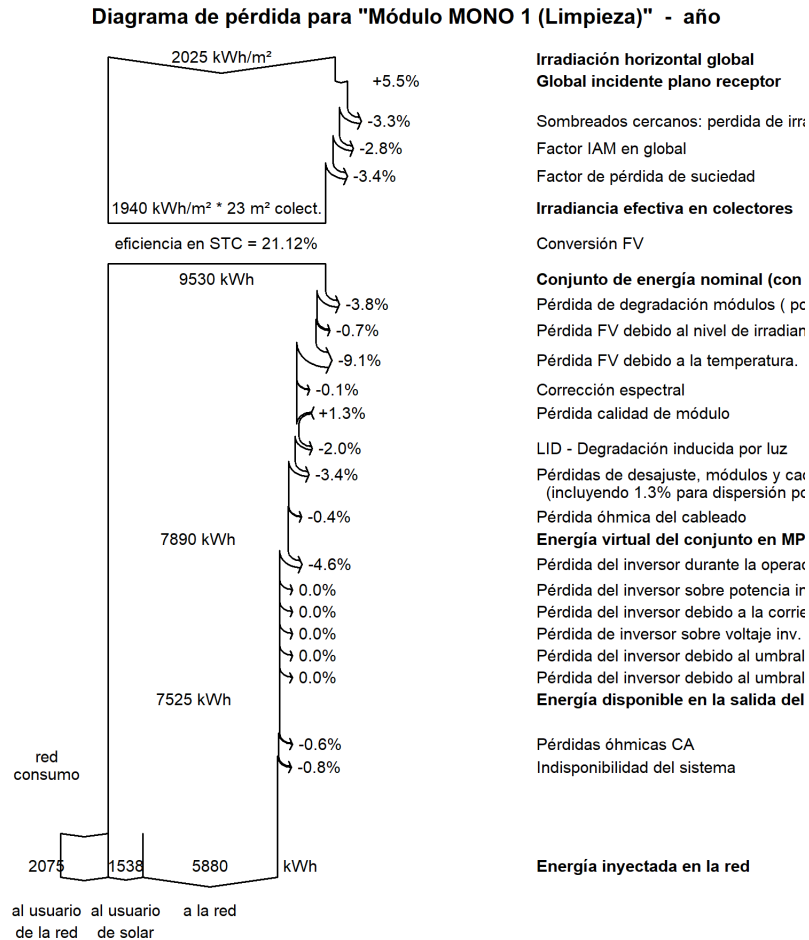


Figura 5.2: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

En la figura 5.2, el caso es análogo al anterior con la diferencia de que existe una mayor cantidad de energía en colectores debido a que el factor de suciedad promediado es de 3,4 %, a diferencia del caso anterior donde era del 10 %. Considerando esto, la producción de energía final es de 7,42 [MWh/año], siendo 1.538 [kWh/año] utilizada en autoconsumo y 5.880 [kWh/año] inyectado a la red.

En la figura 5.3 se observa la generación mensual para el caso de suciedad variable. Se puede observar claramente la disminución de generación de energía en los meses de invierno. Las columnas inferiores de color rojo corresponden a la energía producida, mientras que las secciones de color verde y azul corresponde a las pérdidas de circuito de corriente alterna (inversor) y de circuito de corriente continua (conjunto fotovoltaico), respectivamente.

En la figura 5.4 se tiene un análisis estadístico de probabilidades de generación de energía eléctrica. Tomando en cuenta que el simulador se basa en modelos matemáticos probabilísticos (simulaciones de Monte-Carlo) para algunos parámetros como, por ejemplo, la generación

sintética de datos horarios meteorológicos y la generación sintética de datos horarios de consumo, es posible analizar de manera estadística la generación fotovoltaica. En la figura, se detalla el modelo para el escenario con limpieza mensual, donde el valor P50 indica que dentro del 50% de probabilidad la generación se encuentra en 7.641 [kWh/año], mientras que el valor P90 indica que dentro del 90% de probabilidad la generación se encuentra en 6.928 [kWh/año]. El valor “E\_Grid simul” en color naranja indica el valor obtenido por la simulación y es aquel representado en los resultados de la tabla 5.2.

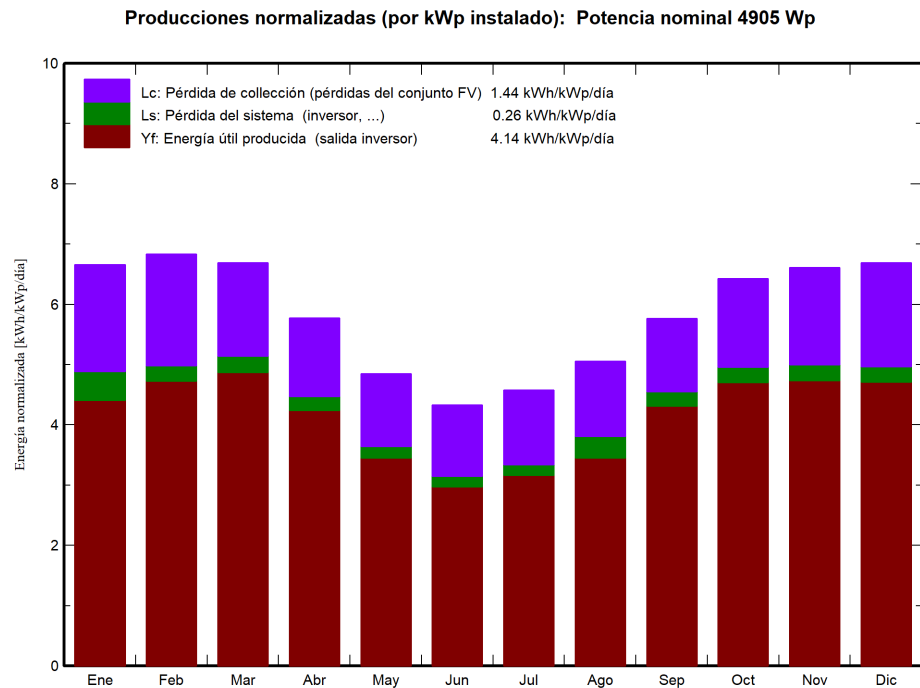


Figura 5.3: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

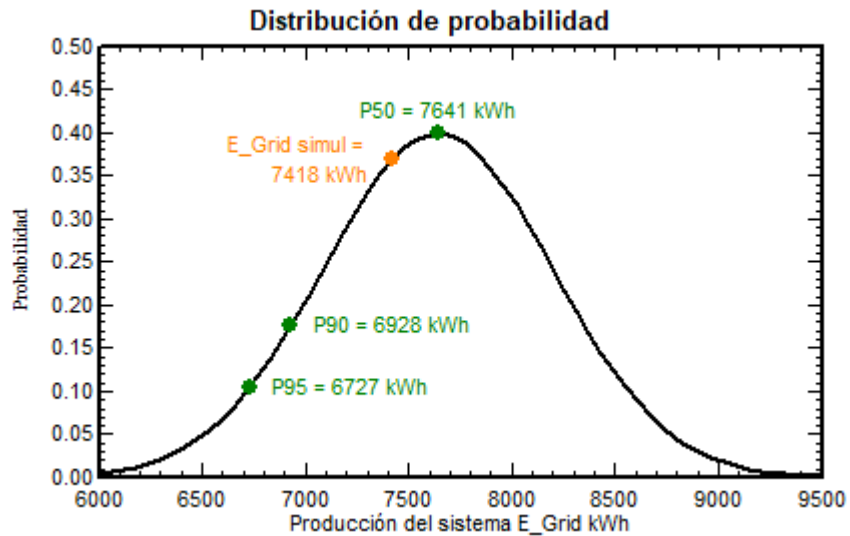


Figura 5.4: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

### 5.1.1.2. Módulo SUNRISE

Tabla 5.3: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino SUNRISE con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	Silicio Monocristalino
<b>Módulo</b>	SUNRISE
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	7,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	66,55 %

Tabla 5.4: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino SUNRISE con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	Silicio Monocristalino
<b>Módulo</b>	SUNRISE
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	8,07 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	70,61 %

De manera análoga al caso anterior, en las tablas 5.3 y 5.4 se tienen los resultados generales de generación para los casos de suciedad fija y suciedad variable, respectivamente, para el módulo fotovoltaico de marca SUNRISE de tecnología Silicio Monocristalino. En este caso el aumento de generación, al considerar mantenimiento constante, es de 460 [*kWh/año*].

En la figura 5.5 se observa el diagrama de pérdidas para el escenario con suciedad variable para el módulo fotovoltaico SUNRISE.

La energía incidente en este caso es de  $1.938 \text{ [kWh/m}^2\text{]}$  y el sistema genera de manera nominal  $10,406 \text{ [MWh]}$  con una eficiencia del  $21,36 \%$  en condiciones estándar. Considerando las diferentes pérdidas, el sistema genera un total de  $8.075 \text{ [kWh]}$ , donde  $1.545 \text{ [kWh]}$  son utilizados en autoconsumo y  $6.530 \text{ [kWh]}$  son inyectados a la red.

En la figura 5.3 se tiene la generación mensual para el caso de suciedad variable utilizando el módulo SUNRISE de Silicio Monocristalino. Nuevamente, es posible observar la disminución de producción energía en los meses de invierno, con un promedio diario de generación de  $4,13 \text{ [kWh/kWp/día]}$  y pérdidas de en conjunto de  $1,72 \text{ [kWh/kWp/día]}$ . Estos gráficos se encuentra normalizados por la potencia nominal instalada del sistema.

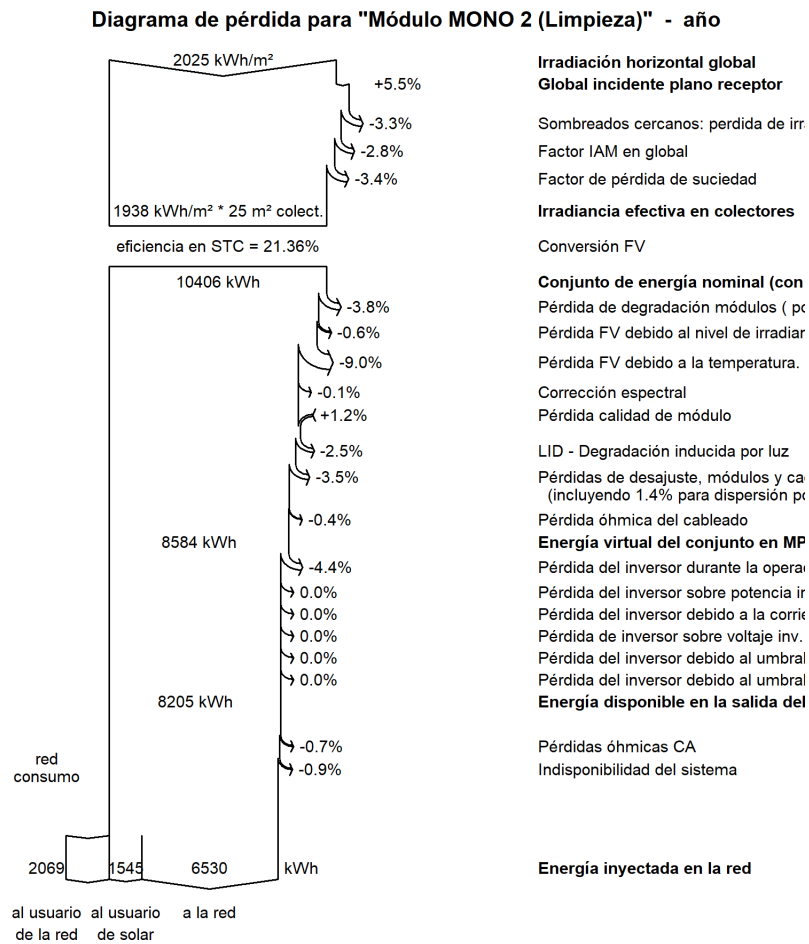


Figura 5.5: Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

Luego en la figura 5.4 se tiene el análisis estadístico P50-P90. Se tiene que para una probabilidad del  $50 \%$  la generación de energía aumenta a  $8.317 \text{ [kWh]}$  y para una probabilidad del  $90 \%$  la generación disminuye a  $7.743 \text{ [kWh]}$ , siendo el valor obtenido por la simulación de  $8.075 \text{ [kWh]}$ .

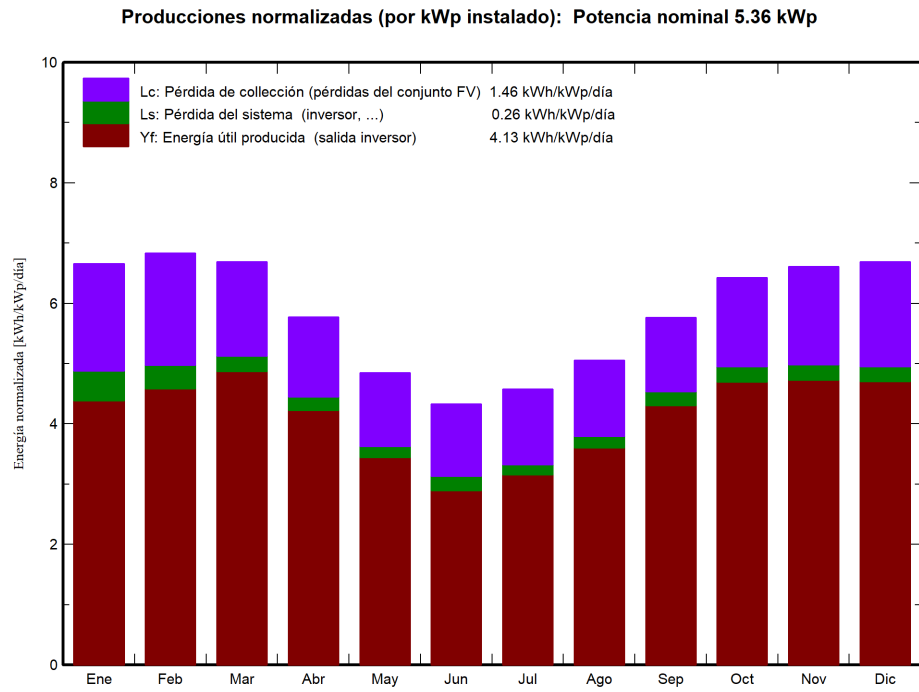


Figura 5.6: Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

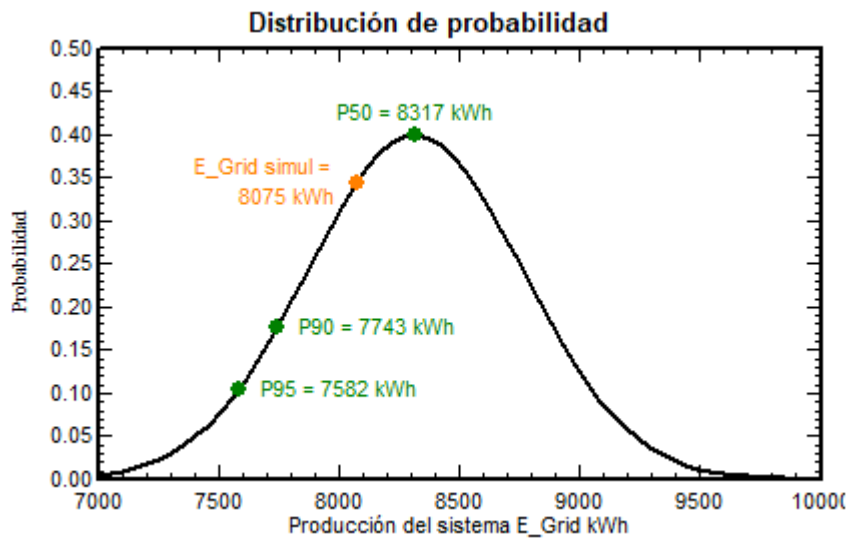


Figura 5.7: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

## 5.1.2. Módulos de Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC)

### 5.1.2.1. Módulo AMERISOLAR

Tabla 5.5: Resultados generales para módulo de Silicio PERC AMERISOLAR con un factor de suciedad del 10 % fijo.

Tecnología	PERC
Módulo	AMERISOLAR
Factor de suciedad	fijo (10 %)
Producción del sistema	7,40 [MWh/año]
Energía utilizada	3,61 [MWh/año]
Proporción de rendimiento	64,16 %

Tabla 5.6: Resultados generales para módulo de Silicio PERC AMERISOLAR con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

Tecnología	PERC
Módulo	AMERISOLAR
Factor de suciedad	variable
Producción del sistema	7,89 [MWh/año]
Energía utilizada	3,61 [MWh/año]
Proporción de rendimiento	68,41 %

Para los módulos AMERISOLAR de tecnología PERC se tienen las tablas 5.5 y 5.6 para los escenarios con suciedad fija del 10 % y suciedad variable, respectivamente. En este caso, se observa un aumento de generación de 490 [kWh/año].

En la figura 5.8 se muestra el diagrama de pérdidas para el módulo 1 de silicio monocristalino de alta eficiencia para el caso de mantenimiento de paneles. La irradiancia incidente efectiva en los colectores solares es de 1.938 [kWh/m<sup>2</sup>], considerando una eficiencia en condiciones estándar de 21,36 %, se tiene una generación nominal de 10.406 [kWh]. Asumiendo las pérdidas del conjunto fotovoltaico en su totalidad, se tiene que la generación final es de 7.888 [kWh]. De dicha energía, 1.539 [kWh] son utilizados para el autoconsumo y 6.349 [kWh] son inyectados a la red.

En la figura 5.9 se observa la generación mensual para el caso de suciedad variable utilizando los módulos AMERISOLAR de silicio monocristalino de alta eficiencia PERC. Aquí se tiene que la generación promedio es de 4 [kWh/kWp/día] y las pérdidas son de 1,83 [kWh/kWp/día].

La distribución de probabilidad del análisis P50-P90 se expresa en la figura 5.10. La generación obtenida por la simulación es de 7.888 [kWh], mientras que en la probabilidad del 50 % se tienen 8.125 [kWh] y en la probabilidad del 90 % se tienen 7.367 [kWh].



**Diagrama de pérdida para "Módulo PERC 1 (Limpieza)" - año**

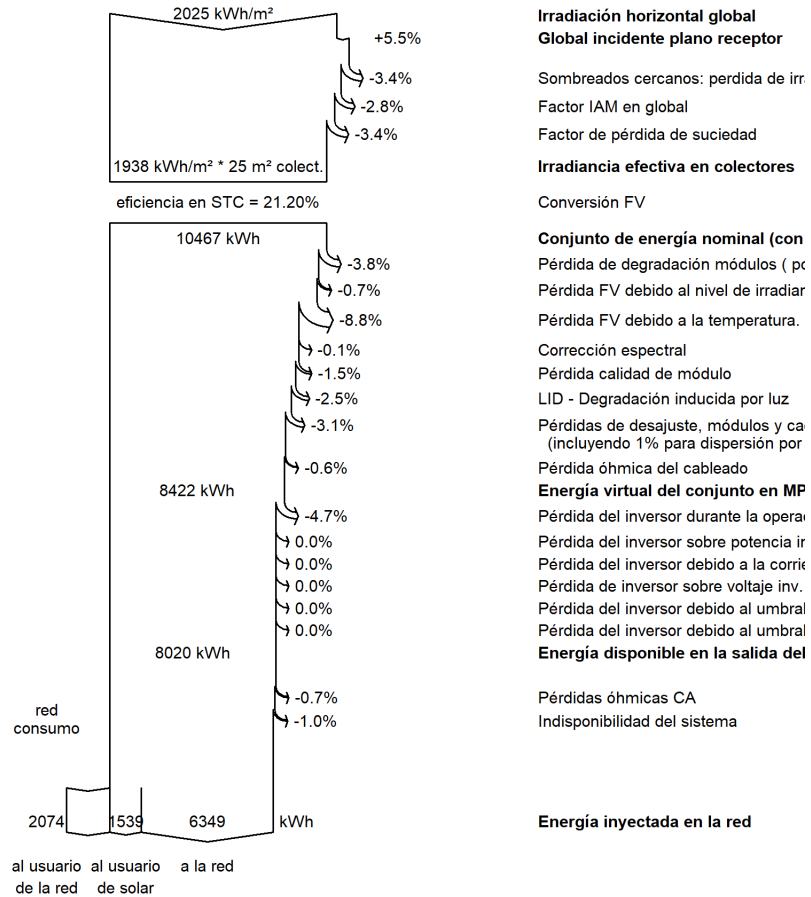


Figura 5.8: Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

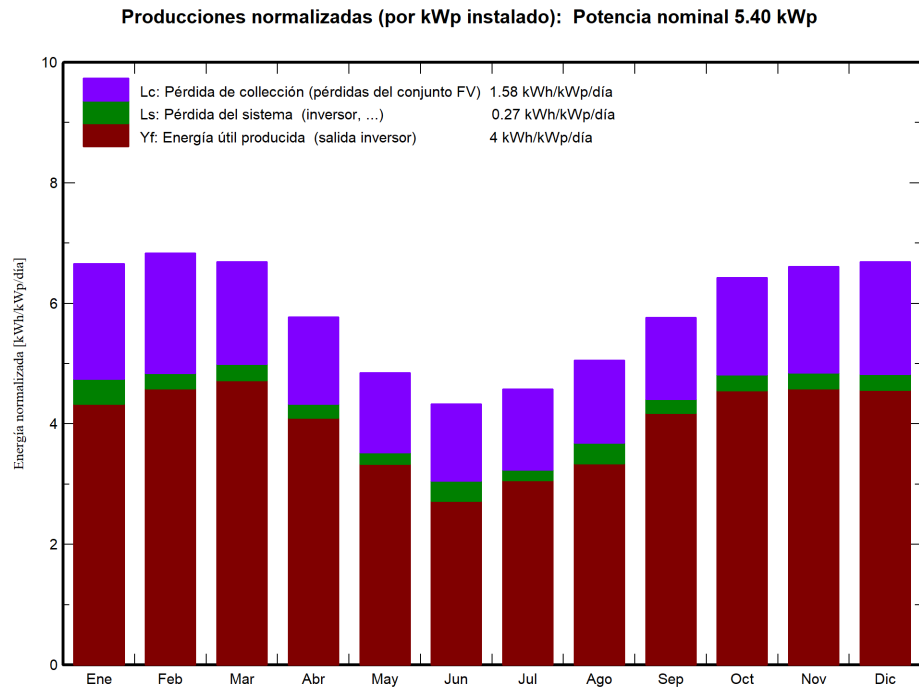


Figura 5.9: Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

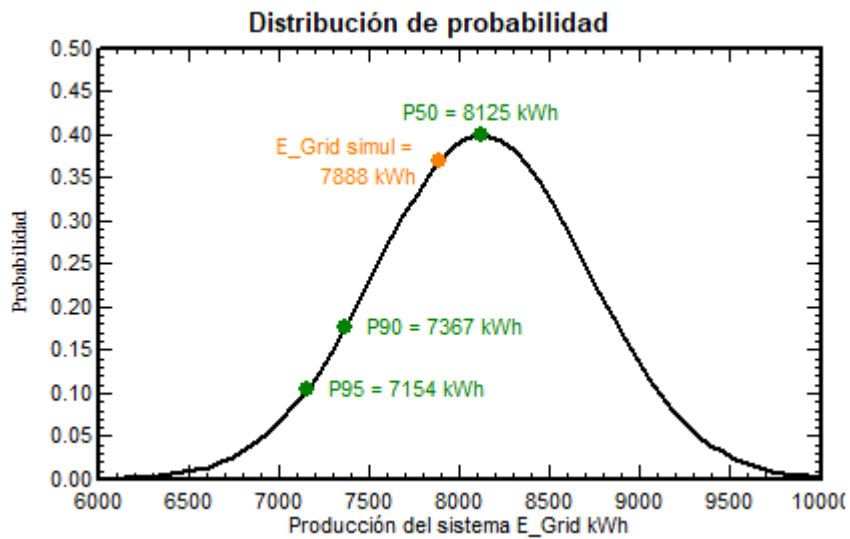


Figura 5.10: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

### 5.1.2.2. Módulo CSUNPOWER

Tabla 5.7: Resultados generales para módulo de Silicio PERC CSUNPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	PERC
<b>Módulo</b>	CSUNPOWER
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	7,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	66,51 %

Tabla 5.8: Resultados generales para módulo de Silicio PERC CSUNPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	PERC
<b>Módulo</b>	CSUNPOWER
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	8,12 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	70,97 %

En las tablas 5.7 y 5.8 se tiene los respectivos resultados para los escenarios con suciedad fija y suciedad variable para los módulos CSUNPOWER en tecnología PERC. La diferencia en generación entre ambos casos es de aproximadamente 510 [*kWh/año*].

El diagrama de pérdidas para el módulo 2 de silicio monocristalino de alta eficiencia PERC se muestra en la figura 5.11, para el caso con suciedad variable. La irradiancia efectiva en los colectores solares es de 1.934 [*kWh/m<sup>2</sup>*] y utilizando una eficiencia en condiciones STC de 21,63 %, se tiene que la generación nominal del sistema es de 10.393 [*kWh*]. La generación total después de aplicar los factores de pérdida del conjunto fotovoltaico es de 8.123 [*kWh*], donde 1.541 [*kWh*] son utilizados para autoconsumo y 6.582 [*kWh*] son utilizados para inyección a la red.

En la figura 5.12 se observan las producciones normalizadas de manera mensual. La energía útil producida a la salida del inversor tiene un promedio de 4,15 [*kWh/kWp/día*], mientras que las pérdidas del conjunto fotovoltaico son de 1,70 [*kWh/kWp/día*] en promedio.

El análisis estadístico P50-P90 se muestra en la figura 5.13, donde la energía generada por el sistema y obtenido en la simulación es de 8.123 [*kWh*], mientras que para la probabilidad del 50 % se tiene un aumento hasta 8.367 [*kWh*] y para la probabilidad del 90 % se tiene una disminución hacia 7.586 [*kWh*].

**Diagrama de pérdida para "Módulo PERC 2 (Limpieza)" - año**

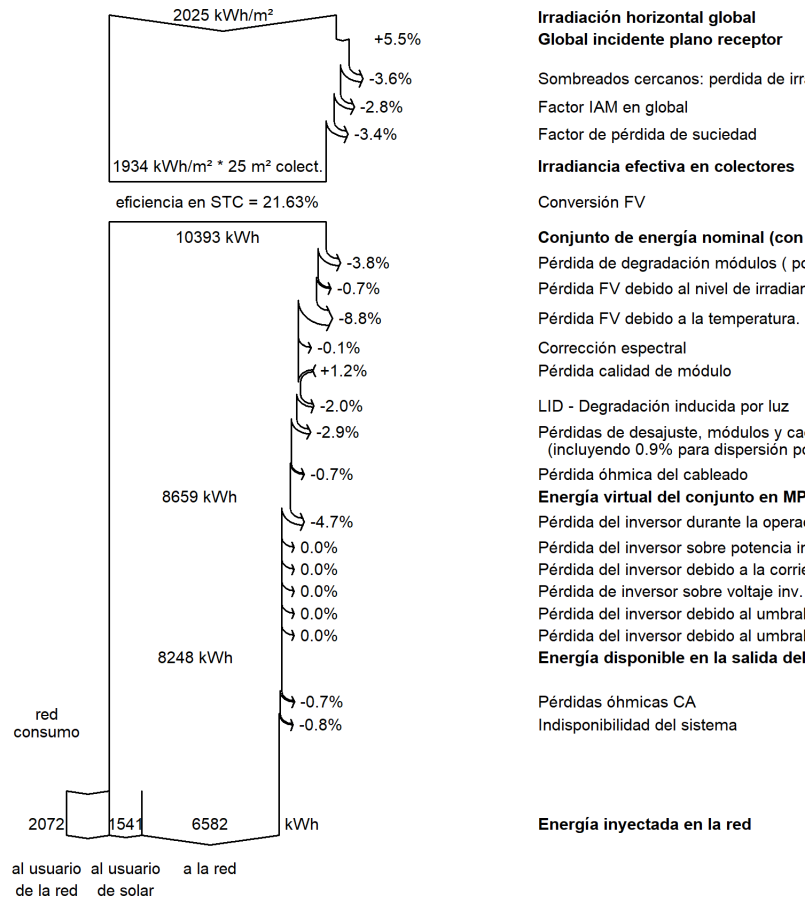


Figura 5.11: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

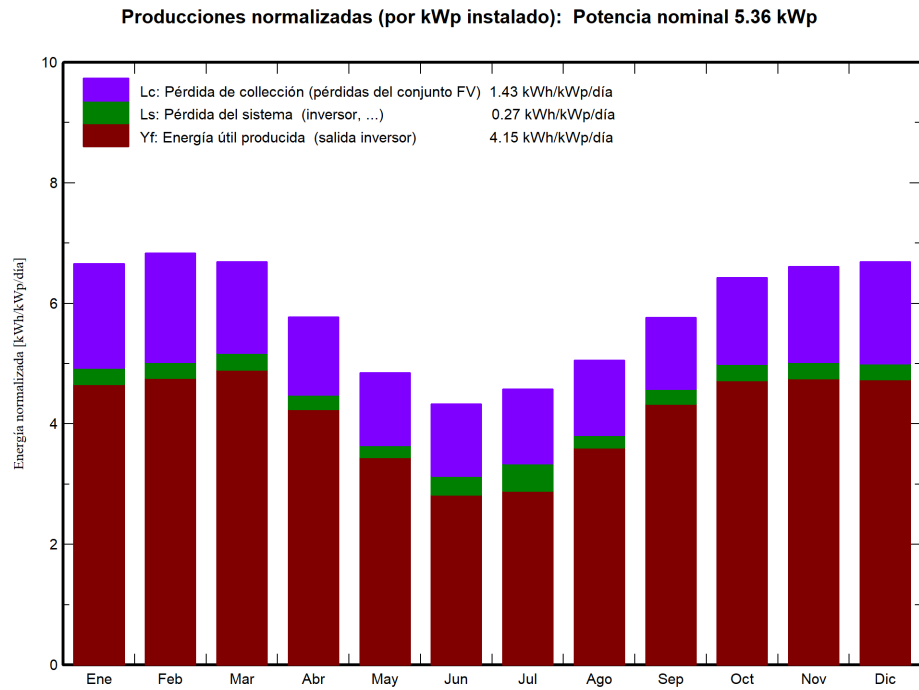


Figura 5.12: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

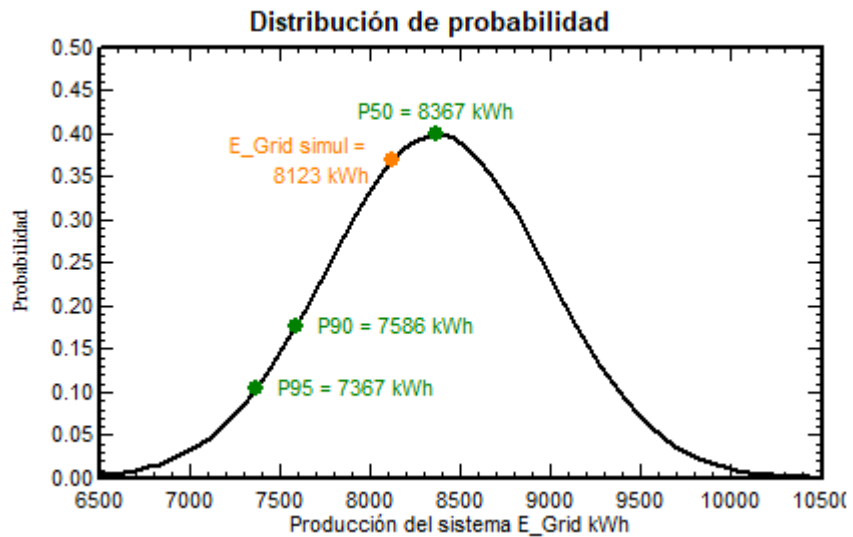


Figura 5.13: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

### 5.1.3. Módulos de Silicio Policristalino

#### 5.1.3.1. Módulo NINGBO-RARLON

Tabla 5.9: Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino NINGBO-RARLON con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	Silicio Policristalino
<b>Módulo</b>	NINGBO-RARLON
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	4,99 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	64,97 %

Tabla 5.10: Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino NINGBO-RARLON con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	Silicio Policristalino
<b>Módulo</b>	NINGBO-RARLON
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	5,31 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	69,06 %

Para el Silicio Policristalino, empezando por los módulos de fabricante NINGBO-RARLON, se tienen las tablas 5.9 y 5.10 para los escenarios con suciedad fija y suciedad variable, respectivamente. En este caso, la diferencia de generación considerando limpieza es de 320 [*kWh/año*].

En la figura 5.14 se observa el diagrama de pérdidas para este módulo en el escenario de suciedad variable. La irradiancia efectiva en los colectores es de 1.948 [*kWh/m<sup>2</sup>*] y, considerando la eficiencia de los módulos en condiciones estándar de 17,93 %, se tiene una generación de energía nominal de 7.029 [*kWh*]. Aplicando los factores de pérdidas correspondientes al sistema fotovoltaico, se tiene que la generación total obtenida es de 5.308 [*kWh*], donde 1.490 [*kWh*] son utilizados para el autoconsumo y 3.818 [*kWh*] son inyectados a la red.

En la figura 5.15 se tiene las producciones mensuales normalizadas. Notar que en este caso la potencia nominal instalada es inferior a los casos anteriores de silicio monocristalino, donde aquí se alcanzan 3,6 [*kWp*]. La producción del sistema es de 4,04 [*kWh/kWp/día*] promedio, mientras que las pérdidas del conjunto son de 1,81 [*kWh/kWp/día*] promedio.

Con respecto al análisis estadístico P50-P90 mostrado en la figura 5.16 se observa que la energía generada por el sistema en la simulación es de 5.309 [*kWh*]. Para la probabilidad 50 % este valor aumenta a 5.468 [*kWh*] y para la probabilidad 90 % disminuye a 5.042 [*kWh*].

**Diagrama de pérdida para "Módulo POLI 1 (Limpieza)" - año**

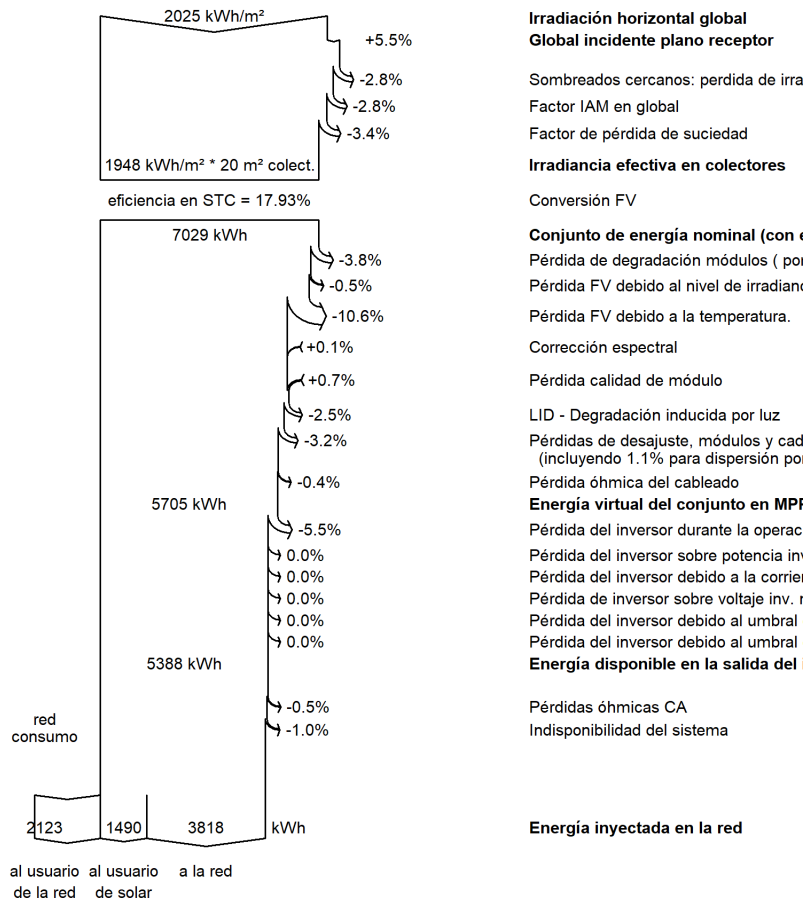


Figura 5.14: Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

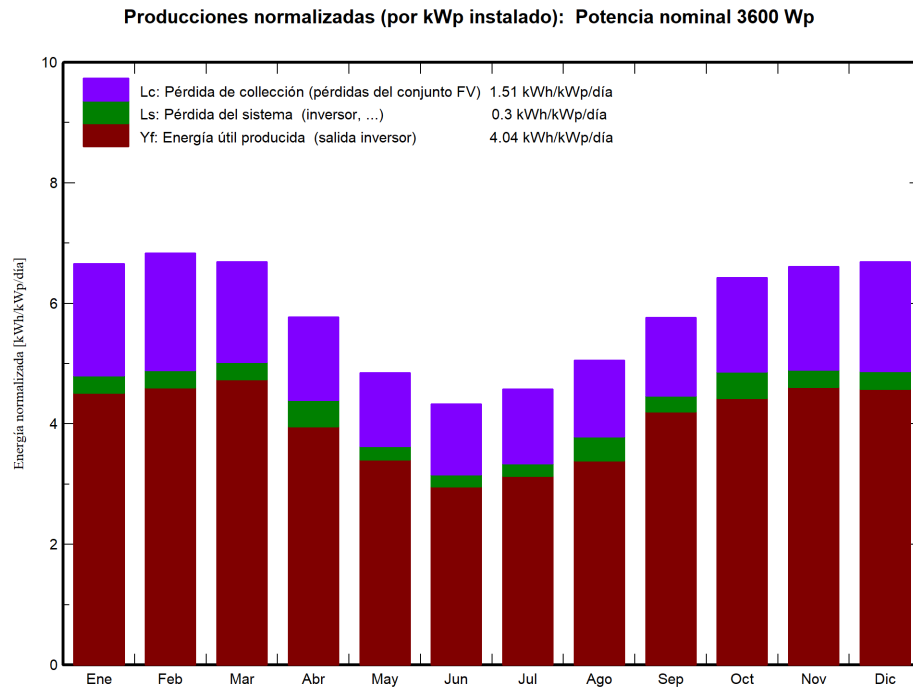


Figura 5.15: Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

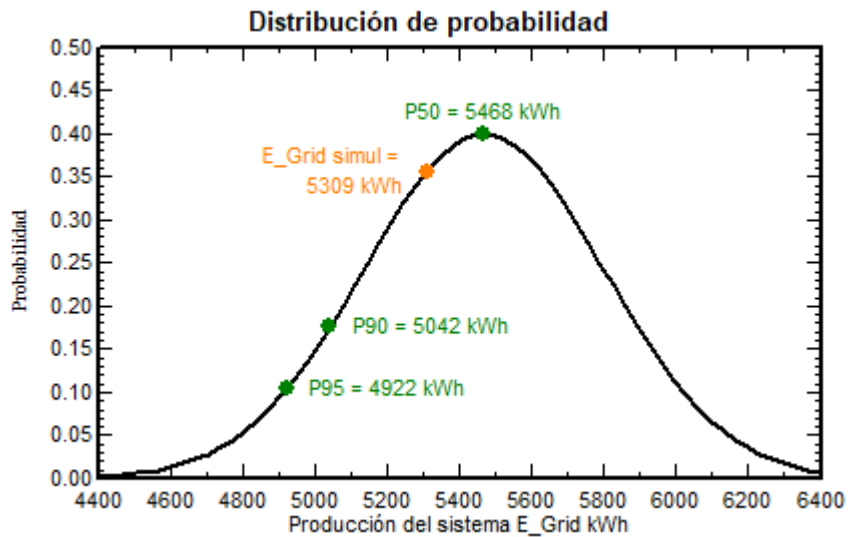


Figura 5.16: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.



### 5.1.3.2. Módulo POLYCROWN

Tabla 5.11: Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino POLYCROWN con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	Silicio Policristalino
<b>Módulo</b>	POLYCROWN
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	5,62 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	65,82 %

Tabla 5.12: Resultados generales para módulo de Silicio Policristalino POLYCROWN con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	Silicio Policristalino
<b>Módulo</b>	POLYCROWN
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	5,98 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	70,05 %

Para el fabricante POLYCROWN, los resultados se muestran en la tabla 5.11 para el caso con suciedad fija y en la tabla 5.12 para el caso con suciedad variable. Aquí, la diferencia de generación corresponde a 360 [*kWh/año*].

El diagrama de pérdidas mostrado en la figura 5.17 corresponde al escenario de suciedad variable para el módulo de silicio policristalino de la marca POLYCROWN. Aquí la irradiancia efectiva obtenida por los colectores solares es de 1.951 [*kWh/m<sup>2</sup>*]. Utilizando una eficiencia de 18,05 % en condiciones estándar se tiene una generación nominal de 7.949 [*kWh*]. Tras las pérdidas del conjunto fotovoltaico, se alcanza una generación final de 5.984 [*kWh*], de la cual 1.510 [*kWh*] son utilizados para autoconsumo y 4.474 [*kWh*] son inyectados a la red.

Las producciones normalizadas para este sistema, donde la potencia nominal instalada es de 4 [*kWp*], se observa en la figura 5.18. La generación de energía a la salida del inversor es de 4,1 [*kWh/kWp/día*] promedio diario, mientras que las pérdidas del conjunto son de 1,75 [*kWh/kWp/día*] promedio diario.

La distribución de probabilidad para el análisis estadístico P50-P90 se observa en la figura 5.19. Aquí, la generación del sistema se acerca bastante a la probabilidad P50, donde esta última es de 6.163 [*kWh*] mientras que la generación obtenida en simulación es de 5.983 [*kWh*]. La energía obtenida en la probabilidad 90 % disminuye a 5.241 [*kWh*].

**Diagrama de pérdida para "Módulo POLI 2 (Limpieza)" - año**

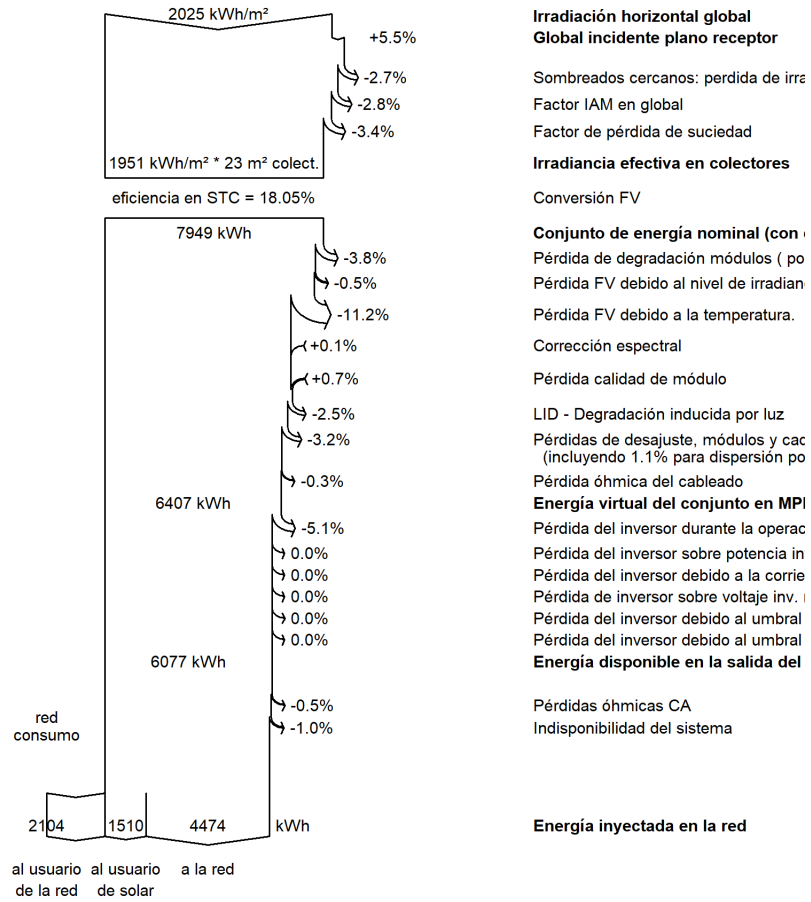


Figura 5.17: Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

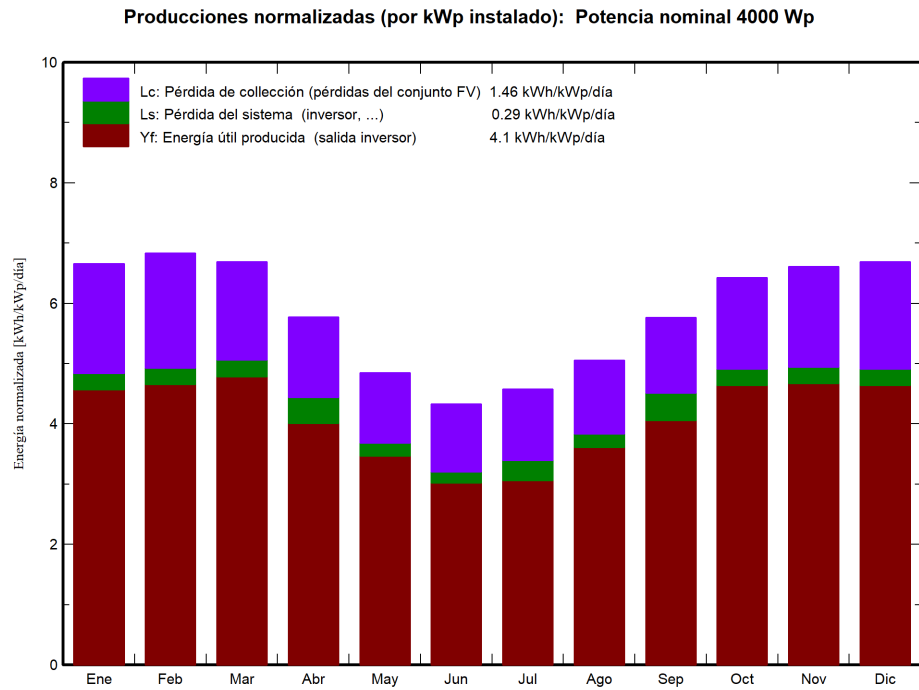


Figura 5.18: Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

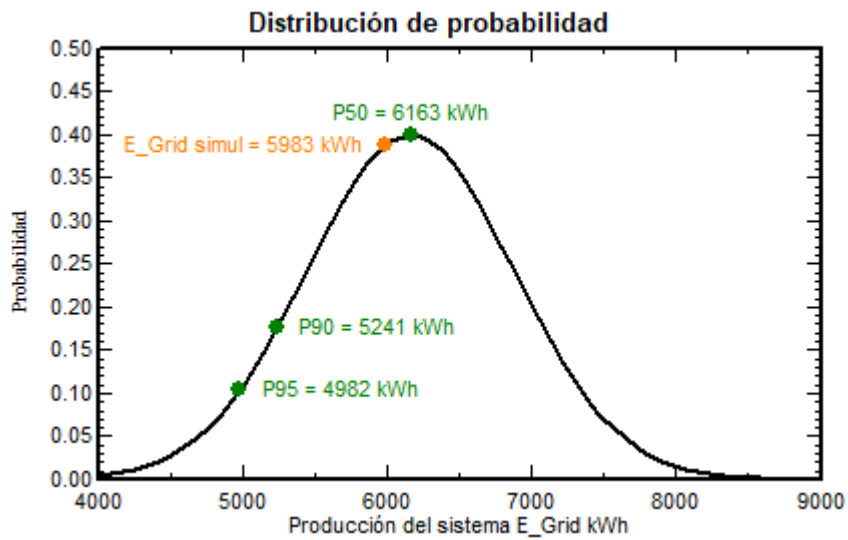


Figura 5.19: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

## 5.1.4. Módulos de Silicio Amorfo

### 5.1.4.1. Módulo SANGSOLAR

Tabla 5.13: Resultados generales para módulo de Silicio Amorfo SANGSOLAR con un factor de suciedad del 10 % fijo.

<b>Tecnología</b>	Silicio Amorfo
<b>Módulo</b>	SANGSOLAR
<b>Factor de suciedad</b>	fijo (10 %)
<b>Producción del sistema</b>	2,58 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	69,90 %

Tabla 5.14: Resultados generales para módulo de Silicio Amorfo SANGSOLAR con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

<b>Tecnología</b>	Silicio Amorfo
<b>Módulo</b>	SANGSOLAR
<b>Factor de suciedad</b>	variable
<b>Producción del sistema</b>	2,74 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Energía utilizada</b>	3,61 [ <i>MWh/año</i> ]
<b>Proporción de rendimiento</b>	74,24 %

En la simulación de módulos fotovoltaicos de Silicio Amorfo, con el fabricante SANGSOLAR, las tablas 5.13 y 5.14 muestran los resultados de generación para el escenario de evaluación considerando suciedad 10 % fija y suciedad variable durante el año respectivamente. La diferencia de generación corresponde a 160 [*kWh/año*].

El diagrama de pérdidas para el caso de silicio amorfo considerando el escenario de suciedad variable se observa en la figura 5.20. Aquí se tiene que la irradiancia efectiva sobre los colectores es de 1.931 [*kWh/m<sup>2</sup>*] y considerando una eficiencia muy inferior a los casos anteriores, de tan solo el 7,32 % para el silicio amorfo en condiciones estándar, se tiene una generación nominal de 3.387 [*kWh*]. La generación final es de 2.740 [*kWh*], donde 1.315 [*kWh*] son utilizados para autoconsumo y 1.425 [*kWh*] son utilizados en inyección a la red. Interesante notar que en este caso el sistema inyecta una cantidad inferior de energía a la red en comparación a los otros casos ya revisados, lo cual afectará directamente en la evaluación económica como se verá más adelante.

### Diagrama de pérdida para "Módulo Amorfo 1 (Limpieza)" - año

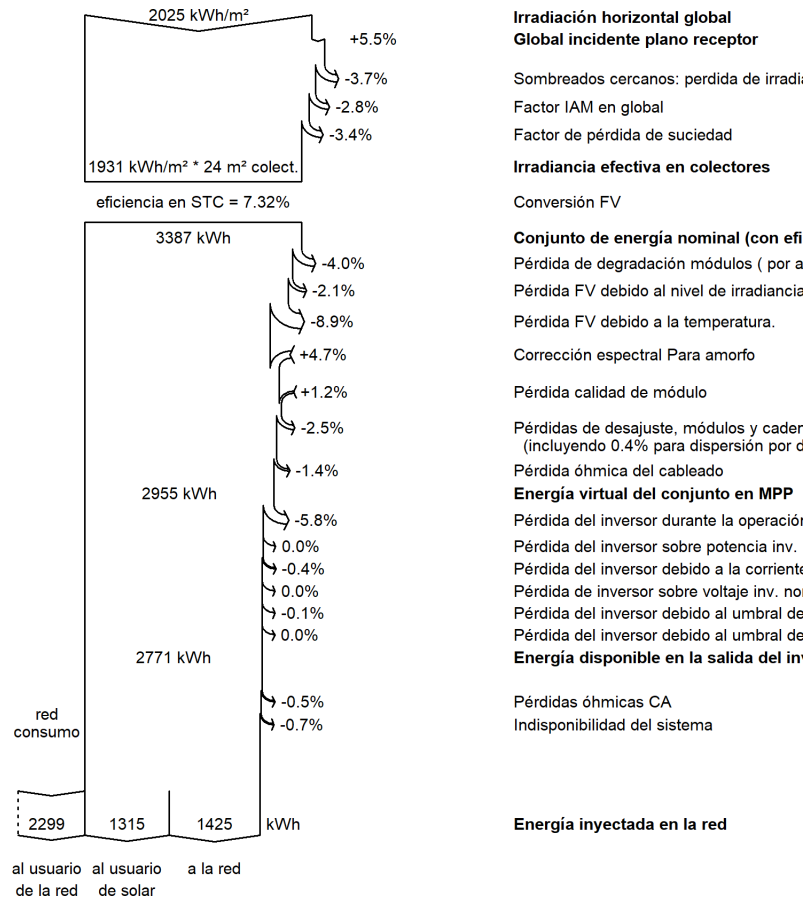


Figura 5.20: Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

En la figura 5.21 se tienen las producciones normalizadas, considerando una potencia nominal instalada de 1,73 [kWp]. En este caso, la producción de energía útil es de 4,34 [kWh/kWp/día] en promedio, mientras que las pérdidas del conjunto son de 1,5 [kWh/kWp/día].

El análisis estadístico P50-P90 mostrado en la figura 5.22 indica que la generación del sistema simulado se encuentra en un valor de 2.739 [kWh], mientras que la probabilidad del 50 % se encuentra a 2.822 [kWh] y la probabilidad del 90 % se encuentra a 2.558 [kWh].

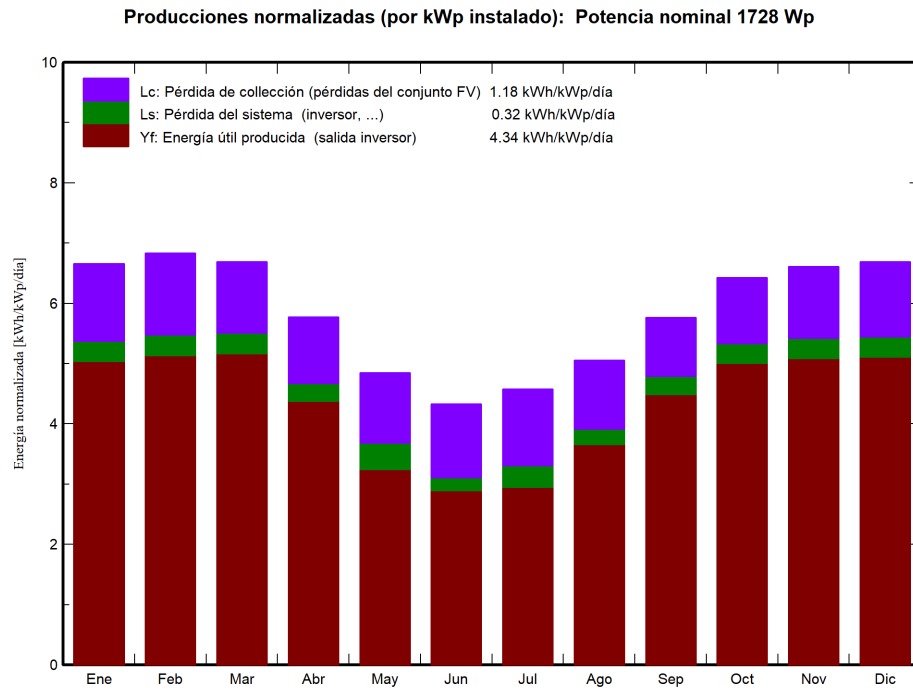


Figura 5.21: Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

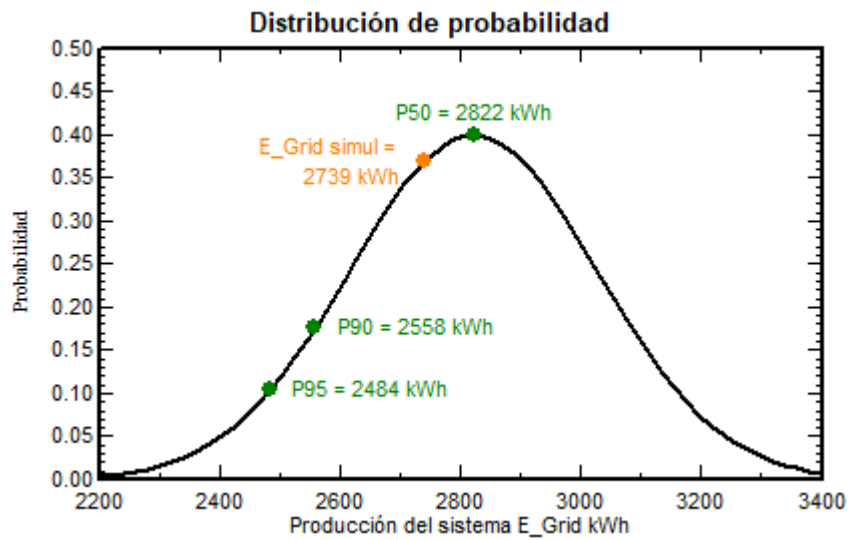


Figura 5.22: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

## 5.1.5. Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible)

### 5.1.5.1. Módulo OMNISPOWER

Tabla 5.15: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino de capa fina flexible OMNISPOWER con un factor de suciedad del 10 % fijo.

Tecnología	Flexible
Módulo	OMNISPOWER
Factor de suciedad	fijo (10 %)
Producción del sistema	6,25 [MWh/año]
Energía utilizada	3,61 [MWh/año]
Proporción de rendimiento	68,07 %

Tabla 5.16: Resultados generales para módulo de Silicio Monocristalino de capa fina flexible OMNISPOWER con un factor de suciedad variable (escenario de limpieza).

Tecnología	Flexible
Módulo	OMNISPOWER
Factor de suciedad	variable
Producción del sistema	6,64 [MWh/año]
Energía utilizada	3,61 [MWh/año]
Proporción de rendimiento	72,30 %

Finalmente, para el escenario de evaluación de Silicio Monocristalino de capa fina flexible correspondiente a la marca OMNISPOWER, se tienen las tablas 5.15 y 5.16 para los casos con suciedad fija y suciedad variable, respectivamente. La diferencia en generación aquí es de 390 [kWh/año].

El diagrama de pérdidas para los módulos flexibles en el escenario de suciedad variable se muestra en la figura 5.23. La irradiancia efectiva obtenida por los colectores es de 1.950 [kWh/m<sup>2</sup>] y considerando una eficiencia del 19,33 % en condiciones estándar, la generación nominal del sistema es de 8.387 [kWh]. Aplicando los factores de pérdidas, la generación final es de 6.640 [kWh], donde 1.524 [kWh] son utilizados para autoconsumo y 5.116 [kWh] son inyectados a la red.

En la figura 5.24 se tienen las producciones normalizadas para esta tecnología, donde la energía promedio producida es de 4,23 [kWh/kWp/día] y las pérdidas del conjunto son de 1,63 [kWh/kWp/día] en promedio.

Finalmente, en el análisis estadístico P50-P90 observado en la figura 5.25 se tiene que la generación del sistema es de 6.639 [kWh], mientras que la generación en una probabilidad del 50 % es de 6.838 [kWh] y en una probabilidad del 90 % es de 6.200 [kWh].

**Diagrama de pérdida para "Módulo Flexible 1 (Limpieza)" - año**

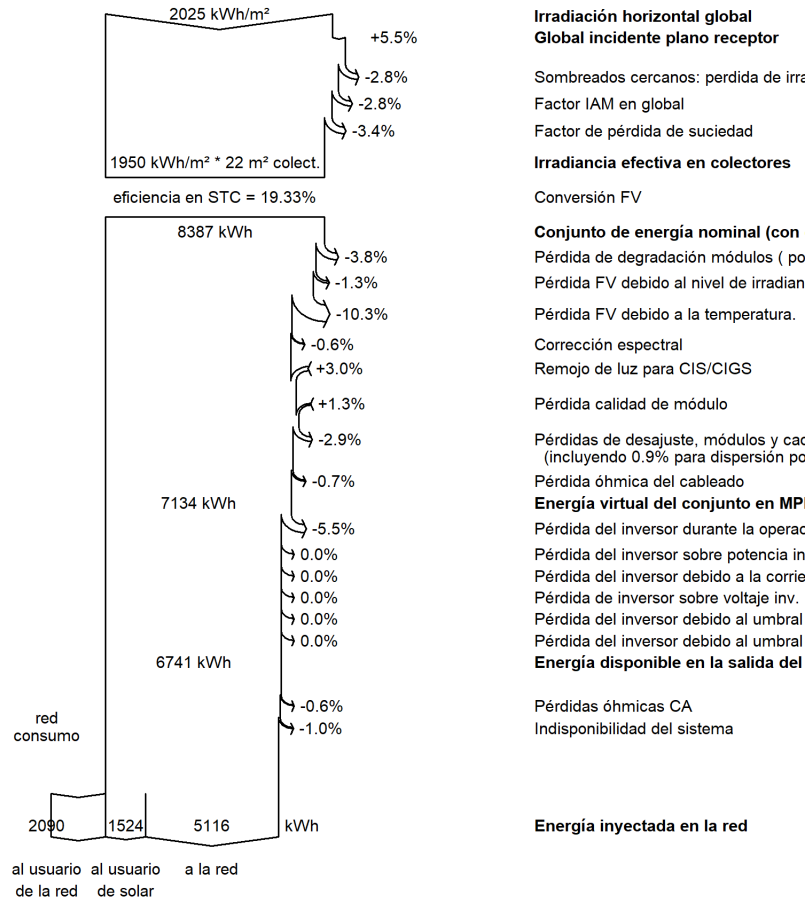


Figura 5.23: Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.



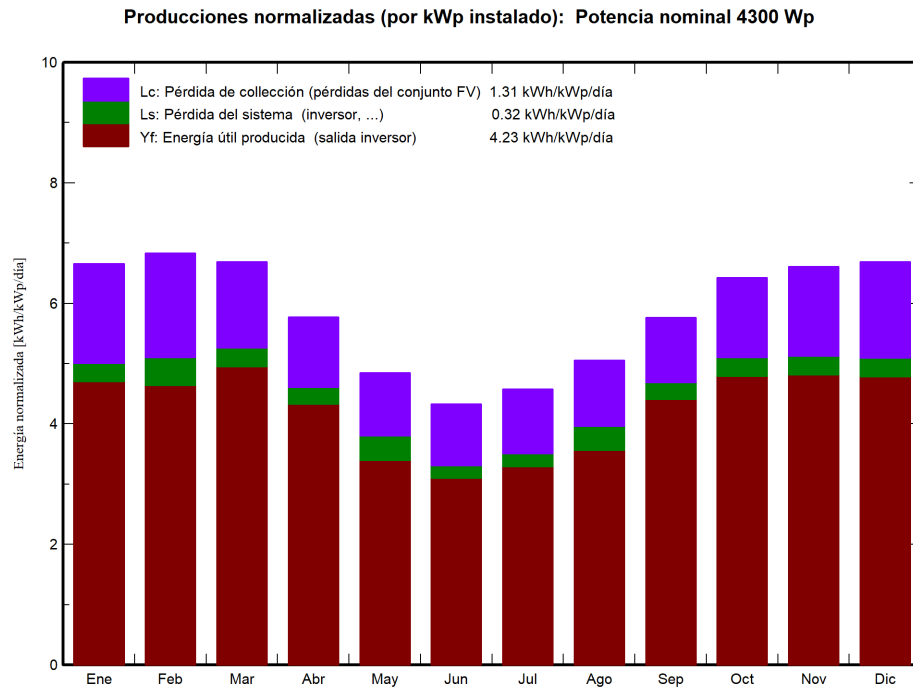


Figura 5.24: Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.

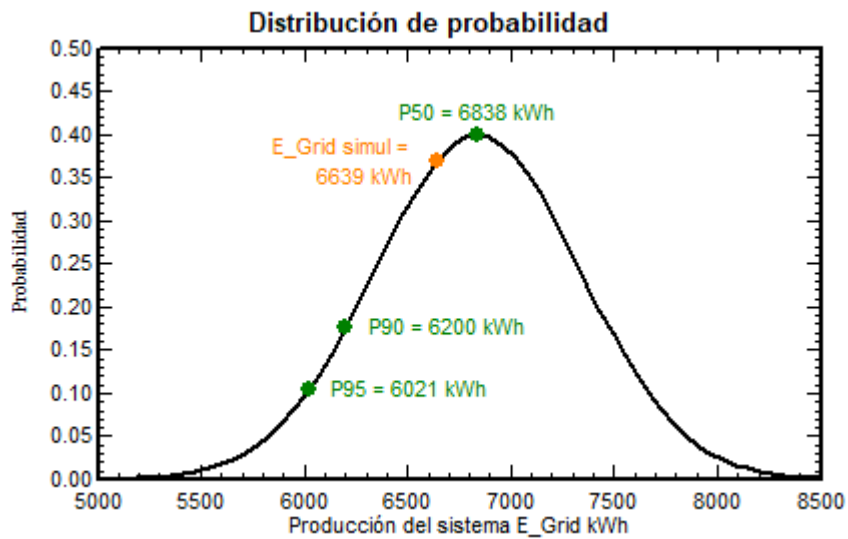


Figura 5.25: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.

## 5.2. Resultados Económicos

Para revisar los resultados económicos es primordial de manera inicial revisar los parámetros utilizados en la obtención de los indicadores económicos.

En primer lugar, se cuenta con el valor de los módulos fotovoltaicos que ofrecen los fabricantes, no obstante la mayoría sino todos los fabricantes son extranjeros y no es válido asumir que existan distribuidores que ofrezcan los productos al mismo precio en Chile. Es por esto que se aplica una tarifa por importación de los módulos y, además, se considera el impuesto aplicado en aduana para importar dichos productos [29].

Así, se utiliza un precio de mercado de importación de 16.000 dólares para un total de 300 paneles fotovoltaicos. Esto es una simplificación, ya que las importaciones se calculan en base a volumen y peso de la carga, y se diferencia entre un contenedor completo (precio indicado anteriormente) o entre utilizar un contenedor compartido. Para poder realizar las estimaciones de importación, se utiliza un valor proporcional al total de 300 paneles fotovoltaicos. Por ejemplo, para el caso de evaluación de silicio monocristalino flexible, donde se utilizan 10 paneles fotovoltaicos, se calcula el proporcional de importación en base al total para 300 paneles fotovoltaicos, obteniendo así un valor aproximado de 1.600 dólares por importación de dichos 10 módulos fotovoltaicos. Para la conversión de dólares a pesos chilenos, se utiliza el precio del dolar a fecha del 1 de noviembre de 2021, equivalente a 813 [CLP].

Posterior a la obtención del valor unitario de importación, se obtiene el costo total de importación de los paneles, incluyendo el costo total de los paneles fotovoltaicos. Volviendo al ejemplo anterior, si para el caso de silicio monocristalino flexible se tienen 10 paneles fotovoltaicos a un precio unitario de 76.067 [CLP], entonces el costo total de los paneles es de 760.667 (se calcula en base al precio original del módulo fotovoltaico, el cual también es presentado en dólares). El costo de compra e importación, denominado CIF, corresponde a la suma de estos componentes, siendo en el presente ejemplo de 1.194.267 [CLP].

Posterior a esto, se aplican los impuestos aduaneros de importación, los cuales son:

- “Derecho Ad Valorem”, correspondiente al 6 % del valor CIF.
- “Impuesto al Valor Agregado (IVA)” del 19%, el cual es aplicado sobre el 106 % del valor CIF (es decir, considerando el impuesto Derecho Ad Valorem).

Así, para el caso presentado como ejemplo, se tiene una inversión en módulos fotovoltaicos de 1.506.448 [CLP]. Este procedimiento aplica para todos los escenarios de evaluación de manera análoga. Un detalle a mencionar es que en este caso no se consideran que los costos asociados a IVA son recuperados posteriormente al vender el producto a un cliente. Esto se explica porque inicialmente el proyecto se evalúa en su rentabilidad en términos de generación de energía eléctrica, es decir, únicamente se consideran como ingresos los ahorros debido al autoconsumo de energía eléctrica o bien a las inyecciones de energía hacia la red. Por parte de la empresa, se debe evaluar el precio al que se ofertará el presente proyecto si se llega a implementar como producto, evaluando la recuperación de IVA al momento de venta.

Luego, se considera una inversión en las estructuras que soportan los módulos fotovoltaicos sobre la superficie a instalar. No confundir con la estructura tipo cobertizo, sino que más

bien se refiere a las estructuras metálicas, usualmente de aluminio o acero galvanizado, que soportan a los módulos fotovoltaicos sobre la estructura tipo cobertizo. A modo de simplificación, se asume que estas tienen un costo generalizado de 15.000 [CLP] por cada panel.

Continuando con la inversión en elementos indispensables para el desarrollo del sistema fotovoltaico, se tiene el inversor de corriente. Considerando variantes que son comercializadas en Chile de las mismas características que el modelo utilizado en la simulación, se tiene un costo de 750.000 [CLP]. Este costo se considera para todos los escenarios de evaluación, a modo de simplificación.

Luego, considerando los demás componentes necesarios para la instalación del sistema fotovoltaico, es decir, conectores MC-4 (especiales para instalaciones fotovoltaicas), conductores en corriente continua y alterna, cajas de conexión, entre otros elementos necesarios, se tiene un costo aproximado de 300.000 [CLP].

También, se consideran otros costos de instalación donde, además, se tiene el costo correspondiente al proceso de interconexión con la red eléctrica. Aquí se tienen costos de 500.000 y 300.000 [CLP] para el proceso de instalación y para el proceso de interconexión, respectivamente.

Pasando a los costos operacionales del sistema, esto depende de si se está evaluando el escenario con suciedad variable. Entiéndase el escenario de suciedad variable en el sentido de que es variable porque se realiza un proceso de limpieza cada 6 meses (según lo definido en capítulos anteriores). Este proceso de limpieza conlleva un costo, el cual se estima en aproximadamente 25.000 [CLP] cada vez que se realiza. De manera anual, se tiene un costo operacional de 50.000 [CLP]. En el caso donde no se considera limpieza a los módulos fotovoltaicos, no existen costos operacionales.

Si bien no es considerado en este proyecto debido a su carácter residencial, existe la posibilidad de considerar dentro del OPEX generalizado para ambas variantes de evaluación el costo mensual en salarios. Este aspecto sería importante en un caso de generación a mayor escala, donde es necesario un monitoreo continuo al sistema. Nuevamente, debido al carácter residencial de este proyecto, no se estipulan costos operacionales asociados a la operación en sí del sistema.

Otros parámetros para la evaluación económica se indican a continuación:

- Período de evaluación: 25 años.
- Inflación: 6,3% (obtenida con fecha noviembre 2021 [30]).
- Tasa de descuento: 10%.
- Variación en producción (envejecimiento propio de los módulos): es variable según cada módulo fotovoltaico. Este factor se aplica de manera interna en PVSyst para realizar la evaluación económica.
- Se considera que el proyecto es financiado con fondos propios, considerando el financiamiento de la empresa “UKUN Ingeniería SpA”.

- Tarifa de inyección: correspondiente al “pago” por inyección que la empresa distribuidora de energía eléctrica aporta al cliente. Recordar que en Chile este precio es inferior a la tarifa de consumo. A modo de simplificación se considera un valor de 80  $[CLP/kWh]$ .
- Tarifa de consumo: pago por energía, considerando una tarifa BT1, se tiene un valor de 130  $[CLP/kWh]$ .
- Evolución de las tarifas: se considera una evolución anual de las tarifas del 2 %, en ambos casos.

Considerando estos datos, se obtiene la evaluación económica para cada caso. Aprovechando la capacidad de PVSyst de realizar un análisis económico considerando los parámetros anteriormente mencionados, además de la simulación propia realizada en PVSyst, se utiliza la herramienta evaluación económica en PVSyst para obtener los resultados. Dichos resultados de flujo de caja se detallan en la sección Anexo B - Resultados Económicos.

### 5.2.1. Módulos de Silicio Monocristalino

A continuación se indican los resultados obtenidos para los módulos de silicio monocristalino. En primer lugar, para el fabricante CSUNPOWER, se tienen las tablas 5.17 y 5.18. En la primera se indican los valores de inversión para realizar la simulación. Se tiene el total de inversión correspondiente al precio de compra de los paneles fotovoltaicos más los costos de importación e impuestos. Además de la inversión en la compra de módulos fotovoltaicos existen la inversión asociada a los componentes de soporte del sistema fotovoltaico, el inversor de corriente y la instalación. A esto se le calcula el IVA del 19 %. Se tiene un total de 4.292.501,36  $[CLP]$  y un activo amortizable de 2.807.144  $[CLP]$ . Estos valores son aplicables a ambos casos en estudio, es decir, a los escenarios con sociedad fija del 10 % y con sociedad variable. Con respecto a los costos de operación (OPEX), se tiene que para el caso de sociedad fija del 10 % este valor es de 0, mientras que para el caso de sociedad variable comienza con un valor de 50.000  $[CLP]$  en el año 1 lo cual, posteriormente, es afectado por la inflación. El valor promedio de costos de operación es de 114.478,78  $[CLP]$ . Este valor es válido para todos los escenarios de evaluación (todas las tecnologías).

Tabla 5.17: CAPEX para Silicio Monocristalino: fabricante CSUNPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino CSUNPOWER</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor <math>[CLP]</math></b>
Módulos FV	1.757.144
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19 %)	685.357,36
<b>Total</b>	<b>4.292.501,36</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.807.144</b>

Luego, en la tabla 5.18 se muestran los indicadores económicos utilizados para la evaluación del proyecto. En primer lugar se tiene el costo de desarrollo de energía (LCOE, por sus siglas

en inglés), el cual corresponde al costo unitario de producción de energía a lo largo de la vida útil del proyecto. También se indica el Valor Actualizado Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el período de recuperación del capital y el retorno de la inversión (definido por la ecuación (5.1)).

$$ROI = \frac{Ganancia - Inversión}{Inversión} \times 100[\%] \quad (5.1)$$

Para los módulos de silicio monocristalino correspondiente al fabricante SUNRISE se tienen los costos de inversión en la tabla 5.19. Aquí se tienen que el costo total de compra más importación e impuestos de los módulos fotovoltaicos es de 1.948.820 [CLP], lo cual sumado a los demás costos se alcanza un total de 4.520.595,8 [CLP] con IVA, siendo el activo amortizable de 2.998.820 [CLP]. En la tabla 5.20 se observan los indicadores económicos correspondientes al sistema utilizando este módulo de silicio monocristalino.

Tabla 5.18: Indicadores económicos para Silicio Monocristalino: fabricante CSUNPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino CSUNPOWER</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	61,52	69,49	[CLP/kWh]
VAN	2.107.096	1.675.224	[CLP]
TIR	16	15	[%]
Período de Recuperación del Capital	10,4	11	[años]
Retorno de la Inversión (ROI)	49,10	39,00	[%]

Para el fabricante SUNRISE se tiene una inversión total de 4.529.595,8 [CLP] con IVA incluido, siendo el activo amortizable igual a 2.998.820 [CLP] como se observa en la tabla 5.19. En la tabla 5.20 se indican los resultados económicos para este fabricante.

Tabla 5.19: CAPEX para Silicio Monocristalino: fabricante SUNRISE.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino SUNRISE</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [CLP]</b>
Módulos FV	1.948.820
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19%)	721.775,8
<b>Total</b>	<b>4.520.595,8</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.998.820</b>

Tabla 5.20: Indicadores económicos para Silicio Monocristalino: fabricante SUNRISE.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino SUNRISE</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	59,5	66,67	[ <i>CLP/kWh</i> ]
VAN	2.375.262	1.970.770	[ <i>CLP</i> ]
TIR	16	15	[ <i>%</i> ]
Período de Recuperación del Capital	10	10,5	[ <i>años</i> ]
Retorno de la Inversión (ROI)	52,50	43,60	[ <i>%</i> ]

### 5.2.2. Módulos de Silicio Monocristalinos de alta eficiencia

Para los módulos de silicio monocristalinos de alta eficiencia PERC, en primer lugar se tiene el fabricante AMERISOLAR, donde en la tabla 5.21 se indican los costos de inversión del sistema. En este caso, la inversión correspondiente a los módulos fotovoltaicos, incluyendo los costos de importación e impuestos, son de 2.092.124 [*CLP*]. El costo total incluyendo el IVA del 19 % es de 4.691.127,56 [*CLP*], donde el activo amortizable es de 3.142.124 [*CLP*].

En la tabla 5.22 se indican los indicadores económicos para este caso de estudio, donde se tienen los escenarios de suciedad fija del 10 % y suciedad variable.

Tabla 5.21: CAPEX para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante AMERISOLAR.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino PERC AMERISOLAR</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [<i>CLP</i>]</b>
Módulos FV	2.092.124
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19 %)	749.003,56
<b>Total</b>	<b>4.691.127,56</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>3.142.124</b>

Tabla 5.22: Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante AMERISOLAR.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino PERC AMERISOLAR</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	63,51	70,41	[ <i>CLP/kWh</i> ]
VAN	2.033.125	1.649.248	[ <i>CLP</i> ]
TIR	15	14	[ <i>%</i> ]
Período de Recuperación del Capital	11	11,6	[ <i>años</i> ]
Retorno de la Inversión (ROI)	43,30	35,20	[ <i>%</i> ]

Para el fabricante CSUNPOWER se tienen los costos de inversión en la tabla 5.23, donde el costo de inversión de módulos fotovoltaicos es de 1.821.693 [*CLP*], mientras que el costo total del sistema es de 4.299.314,67 [*CLP*] y los activos amortizables son de 2.871.693 [*CLP*]. En la tabla 5.24 se indican los indicadores económicos para el fabricante CSUNPOWER en tecnología silicio monocristalino de alta eficiencia.

Tabla 5.23: CAPEX para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante CSUNPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino PERC CSUNPOWER</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [<i>CLP</i>]</b>
Módulos FV	1.821.693
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19%)	627.621,67
<b>Total</b>	<b>4.299.314,67</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.871.693</b>

Tabla 5.24: Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de alta eficiencia: fabricante CSUNPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino PERC CSUNPOWER</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	57,48	64,4	[ <i>CLP/kWh</i> ]
VAN	2.526.898	2.158.784	[ <i>CLP</i> ]
TIR	17	16	[ <i>%</i> ]
Período de Recuperación del Capital	9,5	9,9	[ <i>años</i> ]
Retorno de la Inversión (ROI)	57,80	49,40	[ <i>%</i> ]

### 5.2.3. Módulos de Silicio Policristalinos

En el caso de módulos de silicio policristalinos, primero se tiene el fabricante NINGBO-RARLON, donde los costos de inversión se indican en la tabla 5.25. Aquí se tiene que el costo de los módulos fotovoltaicos es de 1.447.860 [*CLP*], considerando importación e impuestos, y el costo total de inversión es de 3.924.453,4 [*CLP*], con activos amortizables de 2.497.860 [*CLP*].

Para el fabricante POLYCROWN se tienen los costos de inversión en la tabla 5.27. Los costos de inversión correspondientes a los módulos fotovoltaicos es de 1.512.333 [*CLP*], mientras que los costos totales son de 4.001.176,27 [*CLP*] y los activos amortizables son de 2.562.333 [*CLP*].

Los indicadores económicos para los fabricantes NINGBO-RARLON y POLYCROWN se muestran en las tablas 5.26 y 5.28, respectivamente.

Tabla 5.25: CAPEX para Silicio Policristalino: fabricante NINGBO-RARLON.

<b>Inversión - Silicio Policristalino NINGBO-RARLON</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [<i>CLP</i>]</b>
Módulos FV	1.447.860
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19 %)	626.593,4
<b>Total</b>	<b>3.924.453,4</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.497.860</b>



Tabla 5.26: Indicadores económicos para Silicio Policristalino: fabricante NINGBO-RARLON.

<b>Inversión - Silicio Policristalino NINGBO-RARLON</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	78,70	90,16	[CLP/kWh]
VAN	865.928	344.841	[CLP]
TIR	13	11	[%]
Período de Recuperación del Capital	14,6	17,5	[años]
Retorno de la Inversión (ROI)	22,10	8,80	[%]

Tabla 5.27: CAPEX para Silicio Policristalino: fabricante POLYCROWN.

<b>Inversión - Silicio Policristalino POLYCROWN</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [CLP]</b>
Módulos FV	1.512.333
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19%)	638.843,27
<b>Total</b>	<b>4.001.176,27</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.562.333</b>

Tabla 5.28: Indicadores económicos para Silicio Policristalino: fabricante POLYCROWN.

<b>Inversión - Silicio Policristalino POLYCROWN</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	35,74	51,57	[CLP/kWh]
VAN	7.509.975	6.024.271	[CLP]
TIR	23	21	[%]
Período de Recuperación del Capital	7,8	8,3	[años]
Retorno de la Inversión (ROI)	187,70	150,60	[%]

## 5.2.4. Módulos de Silicio Amorfo

Para la tecnología de silicio amorfo, donde el fabricante seleccionado es SANGSOLAR, se tienen los costos de inversión en la tabla 5.29, donde los costos relacionados a la compra e importación de módulos fotovoltaicos es de 1.394.358 [CLP], los costos totales de inversión son de 3.860.786,02 [CLP] y los activos amortizables son de 2.444.358 [CLP].

Tabla 5.29: CAPEX para Silicio Amorfo: fabricante SANGSOLAR.

Inversión - Silicio Amorfo SANGSOLAR	
Elemento	Valor [CLP]
Módulos FV	1.394.358
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19 %)	616.428,02
<b>Total</b>	<b>3.860.786,02</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.444.358</b>

Los indicadores económicos para el silicio amorfo se muestran en la tabla 5.30. Este caso es destacable debido a que en ambos escenarios de evaluación, es decir, escenario con suciedad fija de 10 % y suciedad variable, el proyecto no resulta ser viable con un valor VAN negativo.

Tabla 5.30: Indicadores económicos para Silicio Amorfo: fabricante SANGSOLAR.

Inversión - Silicio Amorfo SANGSOLAR			
Indicadores	Caso Suciedad fija 10 %	Caso Suciedad Variable	Unidad
LCOE	149,91	172,39	[CLP/kWh]
VAN	-1.087.051	-1.726.189	[CLP]
TIR	6	1	[ %]
Período de Recuperación del Capital	Improductivo	Improductivo	[años]
Retorno de la Inversión (ROI)	-28,20	-44,70	[ %]

## 5.2.5. Módulos de Silicio Monocristalino de capa fina

Para finalizar los resultados económicos, se tiene la tecnología de silicio monocristalinos de capa fina, módulos flexibles, donde los costos de inversión se indican en la tabla 5.31. Los costos de inversión asociados a módulos fotovoltaicos son de 1.656.448 [CLP] incluyendo importación e impuestos de aduana, los costos totales de inversión son de 4.172.673,12 [CLP] y los activos amortizables son de 2.706.448 [CLP]. Los indicadores económicos correspondientes a la tecnología de módulo flexible, utilizando productos de marca OMNISPOWER,

se muestran en la tabla 5.32.

Tabla 5.31: CAPEX para Silicio Monocristalino de capa fina: Fabricante OMNISPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino de capa fina OMNISPOWER</b>	
<b>Elemento</b>	<b>Valor [CLP]</b>
Módulos FV	1.656.448
Inversor	750.000
Otros Componentes	300.000
Instalación	800.000
IVA (19 %)	666.225,12
<b>Total</b>	<b>4.172.673,12</b>
<b>Activo Amortizable</b>	<b>2.706.448</b>

Tabla 5.32: Indicadores económicos para Silicio Monocristalino de capa fina: fabricante OMNISPOWER.

<b>Inversión - Silicio Monocristalino de capa fina OMNISPOWER</b>			
<b>Indicadores</b>	<b>Caso Suciedad fija 10 %</b>	<b>Caso Suciedad Variable</b>	<b>Unidad</b>
LCOE	67,09	75,84	[CLP/kWh]
VAN	1.615.701	1.169.478	[CLP]
TIR	15	14	[%]
Período de Recuperación del Capital	11,6	12,7	[años]
Retorno de la Inversión (ROI)	38,70	28,00	[%]

# Capítulo 6

## Análisis de Resultados

### 6.1. Análisis Técnico

Lo primero a analizar son los resultados técnicos de las diferentes simulaciones realizadas. Para el módulo CSUNPOWER de silicio monocristalino se observa que, de manera evidente, la generación de energía aumenta cuando se considera un procedimiento de mantenimiento cada 6 meses, tal como se ha definido en capítulos anteriores. La proporción de rendimiento para el caso de suciedad fija del 10 % es de 66,72 %, mientras que para el caso de suciedad variable el valor aumenta a 70,82 %. Este comportamiento se repite conforme se revisan las demás tecnologías, donde en cada caso se tiene un aumento en la generación del sistema fotovoltaico cuando se considera este procedimiento de mantenimiento y limpieza.

Dentro de los módulos de silicio monocristalino, se tiene que las producciones de los sistemas son de 6,99 y 7,42 [ $MWh/año$ ] para el módulo de fabricante CSUNPOWER en los escenarios de suciedad fija y suciedad variable, respectivamente, mientras que para el módulo de fabricante SUNRISE se tienen valores de 7,61 y 8,07 [ $MWh/año$ ] en los escenarios de suciedad fija y suciedad variable, respectivamente. Claramente, en silicio monocristalino el modelo de marca SUNRISE tiene un mejor desempeño en términos de generación de energía fotovoltaica. No obstante, este comportamiento es esperable considerando que la potencia nominal instalada en los módulos SUNRISE es superior a los módulos CSUNPOWER. Esto, debido a que los paneles fotovoltaicos de manera individual tienen una potencia nominal superior, lo cual permite obtener un sistema con una potencia nominal superior en áreas de iguales dimensiones.

Lo anterior puede ser corroborado con los gráficos de producción normalizada, donde se observa la producción neta de los sistemas fotovoltaicos de manera normalizada, lo cual permite realizar comparaciones entre sistemas de diferentes capacidad instalada. Para el presente caso de silicio monocristalino, se observa que en los meses de invierno, donde la generación es inferior, la generación útil de energía alcanza un promedio aproximado de 3 [ $kWh/kWp/año$ ] para el modelo SUNRISE, mientras que para el modelo CSUNPOWER alcanza un valor superior a 3 [ $kWh/kWp/año$ ] en la misma estación de tiempo. Esto demuestra que, a pesar de que la generación de energía anual producida por los módulos SUNRISE es superior a los módulos CSUNPOWER, estos últimos módulos fotovoltaicos presentan una mejor proporción de rendimiento. Esto es comprobable con los valores de proporción de rendimiento, donde comparando el caso de suciedad fija del 10 %, el sistema con módulos CSUNPOWER tiene

una proporción de rendimiento de 66,72 %, mientras que el sistema con módulos SUNRISE alcanza un valor de 66,55 %.

Luego, analizando el estudio estadístico P50-P90, se tiene que este análisis indica la incertidumbre que tiene cada sistema fotovoltaico. Mientras mayor sea el rango entre los valores de generación P50 y P90, el sistema es menos concentrado con lo cual no existe una gran certeza de la generación fotovoltaica y, por ende, indica la fiabilidad de las simulaciones realizadas. Para el caso presente de tecnología de silicio monocristalino, se tiene que para el módulo CSUNPOWER el valor P50 se encuentra en 7.641 [kWh] en el escenario de suciedad variable, mientras que el valor P90 es de 6.928 [kWh], con lo cual la diferencia es de 713 [kWh]. Para los módulos SUNRISE, el valor P50 se encuentra en 8.317 [kWh], mientras que la probabilidad 90 % tiene un valor de 7.743 [kWh], con lo cual la diferencia es de 574 [kWh]. Considerando esto, el sistema con módulos SUNRISE y los resultados obtenidos en su simulación son más confiables que los obtenidos con los módulos CSUNPOWER, ya que la variabilidad en el análisis estadístico es mucho mayor.

De manera gráfica, el estudio estadístico P50-P90 se puede visualizar de la siguiente manera: mientras mayor sea la anchura del gráfico, la simulación realizada del sistema fotovoltaico es de menor confianza, debido a que la variabilidad será mayor en este caso. En los módulos de tecnología PERC, se observa una gran variabilidad en el estudio probabilístico P50-P90, donde se alcanzan valores aproximados de 1.200 [kWh] de diferencia entre la generación P50 y P90.

El sistema con mayor generación de energía eléctrica, corresponde a los módulos de alta eficiencia de silicio monocristalino, en particular aquellos módulos de fabricante CSUNPOWER, alcanzando una producción de 8,12 [MWh/año] en el escenario de suciedad variable. Mientras que en el escenario de suciedad fija del 10 %, los módulos SUNRISE en silicio monocristalino y CSUNPOWER en silicio monocristalino PERC, alcanzan la mayor producción con un valor de 7,61 [kWh/año].

Analizando los módulos de tecnología silicio policristalinos, los cuales son más económicos en comparación a los de silicio monocristalinos, se tiene que la generación en el escenario de suciedad fija es de 5,62 [MWh/año] y de 5,98 [MWh/año] para el escenario de suciedad variable, correspondientes al fabricante POLYCROWN.

El sistema con módulos fotovoltaicos de silicio amorfo, al tener valores de eficiencia mucho menor y también una capacidad de potencia instalada menor debido a que la potencia individual de los paneles es inferior, se queda bastante rezagado en términos de generación de energía eléctrica en comparación a las otras tecnologías. Además, el hecho que las dimensiones de los paneles fotovoltaicos de este tipo sean mucho más grandes no significa un beneficio para el sistema, ya que se cuenta con un espacio limitado para la instalación de los módulos fotovoltaicos sobre el cobertizo.

## 6.2. Análisis Económico

Pasando ahora al análisis económico, se tiene que aquella tecnología que cuenta con mejores indicadores económicos corresponde a los módulos de silicio policristalino de fabricante POLYCROWN, con un Valor Actualizado Neto de 7.509.975 [CLP], una Tasa Interna de Retorno de 23 %, un costo del desarrollo de la energía de 35,74 [CLP/kWh], un período de recuperación del capital de 7,8 años y un retorno de la inversión de 187,70 %; todo esto en el escenario de suciedad fija.

Esto es interesante ya que, si se analizan los costos de inversión de los diferentes sistemas fotovoltaicos, se tiene que existen grandes diferencias en términos técnicos y económicos, ya que si se considera el segundo sistema con mejores indicadores económicos, correspondiente a los módulos de fabricante CSUNPOWER de tecnología silicio monocristalino de alta eficiencia, se tiene lo siguiente:

- Los módulos POLYCROWN tienen un costo total de inversión de 4.001.176,27 [CLP], mientras que los módulos CSUNPOWER en tecnología PERC tienen un costo total de inversión de 4.299.314,67 [CLP], obteniendo así una diferencia de 298.138,4 [CLP].
- La potencia instalada de los módulos POLYCROWN es de 4 [kWp], mientras que la potencia instalada para los módulos CSUNPOWER es de 5,36 [kWp].
- La eficiencia de conversión de la energía es de 21,63 % para los módulos CSUNPOWER y de 18,05 % para los módulos POLYCROWN.

Con esto, se deduce que la tecnología policristalina tiene un mejor desempeño considerando todos los factores que afectan al conjunto fotovoltaico, esto es: condiciones ambientales, condiciones de radiación, pérdidas del conjunto fotovoltaico, entre otros.

Realizando la comparación de manera individual entre cada tecnología de los escenarios con suciedad fija del 10 % y con suciedad variable, es notable el hecho de que en todas las tecnologías es menos rentable, según los indicadores económicos, realizar mantenimiento progresivo al sistema. Esto se puede deber a que la inflación utilizada tiene un valor alto comparado con la tasa de evolución de las tarifas, con lo cual al existir costos operacionales durante los años, estos aumenten de manera más acelerada que el aumento de la tarifa de inyección de energía eléctrica. Es por esto que, considerando las tasas actuales utilizadas en la simulación, es preferible mantener el sistema fotovoltaica de manera de minimizar los costos de mantención, ya que la mantención debe existir de manera obligada en la vida útil del proyecto, aunque sea mínima como, por ejemplo, revisión de las condiciones físicas de los conductores o bien un análisis de las condiciones de la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos.

Ahora observando el caso del silicio amorfo se tiene que en ambos escenarios el proyecto es improductivo, donde se tiene un valor VAN negativo superior a 1 millón de pesos chilenos. Esto es evidente considerando que la capacidad instalada en el sistema fotovoltaico es sumamente inferior a las demás tecnologías, debido principalmente al gran tamaño de los paneles fotovoltaicos. Es probable que para sistemas con espacio libre y potencia nominal fija (por ejemplo, un sistema con un inversor limitado a una potencia dada, pero con extensión

de terreno libre) y se tengan comparaciones de tecnologías monocristalinos, policristalinos y amorfos con una potencia nominal instalada igualada, la tecnología silicio amorfo sea rentable y comparable a las demás tecnologías. No obstante, este caso hipotético no corresponde al estudio presente y eso es notable al observar los resultados obtenidos.

Con respecto al TIR, es claro que para el Silicio Amorfo se obtienen valores de TIR inferiores a la tasa de descuento utilizado (igual a un 10%), ya que los resultados económicos para dicha tecnología arrojan valores negativos y por ende indican la inviabilidad económica del proyecto utilizando dicha tecnología. En los demás casos se tiene que la TIR ronda entre el 13 y el 17% para el escenario donde no se tiene mantención de limpieza, mientras que para el escenario donde sí se considera la mantención este indicador ronda entre el 11 y 16%. En todos estos casos, a excepción claramente de la tecnología Silicio Amorfo, se tiene un resultado positivo en términos de TIR, ya que son valores superiores al 10% utilizado como tasa de descuento al realizar la evaluación económica.

Para la tecnología de silicio policristalino con el fabricante POLYCROWN (mejor desempeño) se tiene un período de recuperación del capital de 7,8 años. Considerando que en base a lo revisado en la sección “Revisión de Literatura” en el capítulo “Marco Teórico y Estado del Arte”, este valor es positivo para la ejecución de este tipo de proyecto, donde los estudios realizados con anterioridad mostraban valores de recuperación de capital superiores a los 10 años. Sin embargo, al observar las demás tecnologías, la mayoría cumplen con este hecho, donde se tienen períodos de recuperación del capital superiores a 10 años, alcanzando incluso 17,5 años en tecnología de silicio policristalino con fabricante NINGBO-RARLON en el escenario de suciedad variable.

### 6.3. Análisis Ambiental

Un aspecto no menos relevante que se desea analizar en el presente estudio es el cálculo del impacto ambiental que los diferentes escenarios generan. El software PVSyst es capaz de calcular la reducción de emisiones de dióxido de carbono a lo largo del período de evaluación del sistema.

El cálculo de la reducción de emisiones de dióxido de carbono se realiza según la ecuación (6.1).

$$\text{Balance de carbono } [tCO_2] = \text{Energía } [kWh] \times \text{Vida del proyecto} \times \text{LCE Red } [gCO_2/kWh] - \text{Sistema LCE } [tCO_2] \quad (6.1)$$

Los parámetros de la ecuación se definen según lo siguiente:

- El parámetro energía corresponde a la energía inyectada a la red por el sistema fotovoltaico.
- La vida del proyecto corresponde a la vida útil del proyecto. Por términos de holgura, se considera que el sistema estará disponible 30 años.
- LCE Red corresponde a las emisiones de gases de dióxido de carbono, medido en gramos de  $CO_2$ , por cada  $[kWh]$  producido por la red, asumiendo que esta energía se produce

a través de generadores convencionales. Este valor se encuentra definido en PVSyst y equivale a 398  $[gCO_2/kWh]$ .

- Sistema LCE corresponde a las emisiones de gases de dióxido de carbono en la fabricación y transporte del sistema fotovoltaico hasta que este fue instalado. PVSyst cuenta con un modelo detallado para calcular este valor y depende de la tecnología a utilizar.

Utilizando la ecuación (6.1), considerando la inyección de energía a la red de cada sistema fotovoltaico, se tienen las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero según lo indicado en la tabla 6.1.

Tabla 6.1: Reducción de emisiones de CO2 con sistemas fotovoltaicos en los diferentes escenarios de evaluación.

Tecnología	Módulo	LCE Sistema [tCO2]	Ahorro de emisiones de CO2 [tCO2]	
			Suciedad fija 10 %	Suciedad variable
Silicio Monocristalino	CSUNPOWER	8,9	63,497	67,95
	SUNRISE	9,7	69,163	73,981
PERC	AMERISOLAR	9,8	66,891	71,971
	CSUNPOWER	9,7	69,213	74,502
Silicio Policristalino	NINGBO-RARLON	6,7	45,045	48,304
	POLYCROWN	7,4	50,966	54,607
Silicio Amorfo	SANGSOLAR	3,4	23,34	24,998
Silicio Monocristalino Flexible	OMNISPOWER	7,9	47,188	50,815

En la tabla se puede observar que, en todos los casos, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero es mayor cuando se considera un escenario de mantenimiento. Esto es evidente considerando los resultados técnicos obtenidos, donde el cálculo de la reducción de emisiones incluye la generación producida por el sistema y esta es mayor cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en el escenario de suciedad variable.

Considerando esto, es posible que bajo ciertos criterios sea una mejor opción la implementación de un sistema de limpieza, ya sea automático o de manera convencional, ya que esto aumentaría la reducción de gases de efecto invernaderos. Aunque el sistema fuera menos rentable en términos económicos, es posible que el impacto ambiental sea un factor de importancia y que no es del todo cuantificable.

Un sistema implementado a gran escala (en el Sistema Eléctrico Nacional) es el conocido como “Bonos de Carbono”. Este sistema, aceptado internacionalmente, indica que aquellas empresas generadoras que reduzcan su cantidad de emisiones contaminantes, pueden vender dicha reducción a aquellas empresas que sobrepasan su cuota de emisión. Es decir, se busca con este sistema que las emisiones netas se equilibren y se alcance un valor nulo, donde si bien ciertas empresas aún sobrepasan la cuota definida, existen otras empresas que reducen dicha cantidad. Con lo anterior, es posible evaluar el aspecto económico del presente proyecto



en base a esto, analizando los beneficios económicos que eventualmente esta política a nivel distribución podría generar.

# Capítulo 7

## Conclusiones

Con la finalización de este trabajo se tiene el cumplimiento del objetivo principal de la presente memoria, siendo este el diseño y estudio técnico y económico de un proyecto fotovoltaico de manera residencial en la ciudad de Antofagasta. Se puede destacar el exhaustivo estudio técnico realizado, donde se analizaron una gran cantidad de factores disponibles en la herramienta PVSyst para poder realizar simulaciones de sistemas fotovoltaicos de la manera más acertada a la realidad. También destacar el análisis económico realizado con el apoyo de la misma herramienta PVSyst, donde se complementa la simulación técnica de generación con los parámetros económicos correspondientes a cada escenario definido.

Con respecto a los objetivos específicos se tiene el estudio de diferentes proyectos fotovoltaicos a nivel residencial e industrial, donde si bien no es expresado de manera explícita en la memoria, fue de inspiración e incentivo a investigar sobre los diferentes tipos de tecnologías fotovoltaicas, como también sus respectivas restricciones y limitaciones propias de las diferentes tecnologías, por ejemplo, los módulos bifaciales, los cuales no son compatibles con el tipo de instalación evaluada en el presente trabajo.

Si bien se realiza un amplio estudio de las normativas vigentes, tomando en cuenta las especificaciones técnicas en base a los pliegos técnicos publicados por la SEC y manuales de usuario e instalador para instalaciones residenciales de generación distribuida, se deja un poco apartado el análisis de las normativas vigentes y los alcances de la normativa en Chile, principalmente por términos de tiempo. Se propone como trabajo futuro evaluar el proceso de interconexión a la red eléctrica de manera detallada, considerando los períodos que esto conlleva y los respectivos costos.

Un punto positivo del presente trabajo es la utilización de una gran variedad de módulos fotovoltaicos y con variedad de escenarios posibles. Se realizan en total 16 simulaciones considerando los diferentes escenarios de evaluación según tipo de tecnología de paneles fotovoltaicos como también la definición de escenarios de limpieza en los módulos. Esto último es sumamente relevante para los resultados finales, ya que afecta directamente en la producción de energía, lo cual conlleva a tener efectos importantes en la evaluación económica y en la evaluación de beneficios ambientales.

Siguiendo con los objetivos específicos del trabajo, se realiza la correcta evaluación económica de los diferentes escenarios definidos, donde se utilizan los indicadores económicos

relevantes para la evaluación del sistema como lo son el costo de desarrollo de la energía (LCOE), el valor actualizado neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el período de recuperación del capital (PRC).

Un comentario respecto a la evaluación económica se tiene la utilización del IVA. Es evidente que este concepto se debe utilizar al momento de realizar la evaluación económica, pero una posible recuperación de este valor es cuando se venda este producto a un potencial cliente, donde al valor estimado de venta se le añaden los costos asociados al IVA.

Interesante también es el cálculo de ahorro de emisiones de dióxido de carbono en grandes cantidades. Si bien, se considera un amplio período de evaluación (30 años en la evaluación ambiental) y los valores obtenidos pueden no ser del todo significantes considerando la crisis ambiental en la que vivimos actualmente, se debe destacar que este sistema corresponde a una vivienda residencial. Si una mayor cantidad de personas optan por la adopción de sistemas de generación distribuida, utilizando parámetros similares a los utilizados en este proyecto, se obtendrían resultados alentadores frente a la crisis climática.

Con respecto a los resultados obtenidos, en términos económicos se tiene que la mejor opción para la implementación de este tipo de proyecto son los módulos fotovoltaicos de tecnología silicio policristalino del fabricante POLYCROWN. No obstante, la reducción de emisiones de dióxido de carbono es inferior utilizando este módulo en comparación a los módulos de mejor rendimiento como lo son los módulos de silicio monocristalino. Es por esto que se debe definir un criterio para incluir el impacto ambiental en el análisis económico y así poder sopesar todos los aspectos relevantes del sistema fotovoltaico.

Claramente se observa que, en términos ambientales, es mejor implementar un sistema fotovoltaico que utilice un sistema de mantenimiento y/o limpieza periódica. Nuevamente, es necesario definir un equivalente económico a lo calculado en términos de ahorro de emisiones de dióxido de carbono para poder evaluar de forma más detallada estos aspectos, para poder así considerar la utilización de otro tipo de sistemas fotovoltaicos o incluso de utilizar sistemas auxiliares de limpieza en los paneles.

Existen varias posibles formas de optimizar el uso de la energía eléctrica y por ende obtener mejores resultados económicos utilizando un sistema fotovoltaico residencial. Una opción puede ser el recambio de los artefactos utilizados por el domicilio en sí, optando por versiones con un uso más eficiente de la energía o incluso equipos inteligentes que sean capaces de operar en horarios convenientes. Otra opción puede ser evaluar el recambio de los circuitos de la vivienda, utilizando así circuitos en corriente alterna y corriente continua. Si bien esta idea es tentadora, considerando que la mayoría de los artefactos utilizados en una vivienda utilizan energía en corriente continua, actualmente estos equipos incluyen un inversor de corriente para poder funcionar, con lo cual se debería de igual forma incurrir en una inversión en equipos nuevos para la vivienda.

Un aspecto a mencionar es que la normativa vigente en Chile es mucho más restrictiva de lo que se asume en este trabajo para realizar las simulaciones de los sistemas fotovoltaicos. Debido al alcance del trabajo no se realiza un estudio en detalle de la normativa, aunque se propone como trabajo futuro considerar las limitaciones de normativa en el estudio técnico económico de este proyecto.

Para finalizar, se debe mencionar que el proyecto en su totalidad, para llegar a ser implementado, se debe incluir en el análisis económico la instalación de la estructura tipo cobertizo que soportará el sistema fotovoltaico. En el presente trabajo se asume que existe dicha estructura y que es capaz de soportar el peso de los paneles fotovoltaicos (en particular de aquellos de alta eficiencia, los cuales tienen un peso no despreciable).

La idea principal del trabajo realizado es evaluar la posibilidad de implementar un producto atractivo para clientes residenciales, como lo es la opción de estructura tipo cobertizo con techos implementados con paneles fotovoltaicos, aprovechando así dicho espacio. De manera preliminar, considerando el sistema fotovoltaico en sí, se tiene que existen opciones de módulos fotovoltaicos que permiten que este sistema sea rentable en un período de evaluación que coincide de manera aproximada con la vida útil de los componentes. Además, se debe considerar que esta tecnología se encuentra en constante desarrollo, obteniendo cada vez módulos con rendimientos más altos y con costos inferiores, con lo cual con el paso del tiempo este tipo de proyecto será más y más atractivo para los clientes residenciales.

A través del presente trabajo, donde se realiza un caso de estudio particular para un proyecto residencial en la ciudad de Antofagasta, es posible recrear la metodología utilizada y así elaborar un nuevo modelo de negocios para la empresa UKUN Ingeniería, el cual corresponde a la venta e instalación de sistemas fotovoltaicos de carácter domiciliarios. Incluso, considerando la naturaleza del proyecto, recopilando la información de manera correcta es posible evaluar proyectos de mayor envergadura y así fomentar el uso de estas tecnologías.

# Bibliografía

- [1] “This Month in Physics History”, aps.org, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm>. [Fecha de acceso: 28- Mayo- 2021].
- [2] “This Month in Physics History”, aps.org, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://aps.org/publications/apsnews/200501/history.cfm>. [Fecha de acceso: 28- Mayo- 2021].
- [3] “Energía Solar”, Generadoras de Chile, 2021. [En Línea]. Disponible en: <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar>. [Fecha de acceso: 07- Mayo- 2021].
- [4] “Planta Fotovoltaica Finis Terrae”, enel.cl, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.enel.cl/es/conoce-enel/la-energia-de-chile-se-transforma/planta-fotovoltaica-finis-terrae.html>. [Fecha de acceso: 07- Mayo- 2021].
- [5] “Cerro Dominador”, Cerro Dominador, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://cerrodominador.com/proyectos/>. [Fecha de acceso: 07- Mayo- 2021].
- [6] “Programa Casa Solar – Agregación de demanda para obtener un techo solar para la comunidad”, casasolar.cl, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.casasolar.cl/>. [Fecha de acceso: 07- Mayo- 2021].
- [7] D. Hormazábal, “Diseño de un Sistema Autónomo de Suministro de Energía para Abastecimiento en Complejo de Casas de Verano en la II Región de Chile”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Mecánica, 2020.
- [8] W. Brokering Ch. and R. Palma B., Atrapando el sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia, 1st ed. 2018, pp. 89-108.
- [9] I. Pereda, “Celdas Fotovoltaicas en Generación Distribuida”, Memoria, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2005.
- [10] C. Salas, "Sí se puede: Alemania construye villas solares que producen más electricidad de la que consumen", idealista/news, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.idealista.com/news/inmobiliario/internacional/2018/05/07/765494-si-se-puede-alemania-construye-villas-solares-que-producen-mas-electricidad-de>. [Fecha de acceso: 28- Mayo- 2021].
- [11] “Los nuevos paneles solares: más eficaces y más baratos”, euronews, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://es.euronews.com/2014/02/11/los-nuevos-paneles-solares-mas-eficaces-y-mas-baratos>. [Fecha de acceso: 28- Mayo- 2021].
- [12] “Material de Clases Modelos Avanzados de Sistemas de Distribución y Redes Inteligen-

- tes”, notas de clases para EL7055, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, Primavera 2020.
- [13] Ministerio de Energía (2012, Marzo, 22) Ley 20.571, Regula pago de tarifas eléctricas de generadoras residenciales. [En Línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1038211>
- [14] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción; Subsecretaría de Economía, Fomento y Reconstrucción (2007, Febrero, 05) DFL 4/20018, Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, de minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica. [En Línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>
- [15] “CGE - Tarifas”, cge.cl, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/>. [Fecha de acceso: 28- Mayo- 2021].
- [16] F. Ordenes, “Análisis Técnico, Económico y Legal de la Implementación del Sistema Net Metering en Chile: Aplicación en 2 Viviendas de la Región Metropolitana”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Civil, 2012.
- [17] I. Pérez, “Estudio de Factibilidad del Uso de Energía Solar Fotovoltaica a Nivel Residencial en Generación Distribuida, Mediante el Mecanismo “NET METERING””, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Agronómicas, Escuela de Pregrado, 2014.
- [18] U. Troncoso, “Dimensionamiento y Evaluación Económica de Generación Distribuida Fotovoltaica en Áreas Residenciales Comunitarias con Conexión a la Red y Esquema Net-Billing”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2020.
- [19] M. Miranda, “Diseño de Sistema de Generación Fotovoltaica para Viviendas Conectadas a la Red de Distribución, en el Contexto de la Ley N°20.571”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2016.
- [20] F. Rodríguez, “Análisis de Incentivos a la Energía Solar en una Ciudad Utilizando Modelos de Proyección de Energía”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Industrial, 2017.
- [21] F. Soto, “Plan de Negocios de la Empresa ACMASIN para Expandir su Oferta de Productos y Servicios de Energización Solar Fotovoltaica al Mercado del Turismo en la Región de Antofagasta”, Tesis para optar al grado de Magíster, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Civil Industrial, 2014.
- [22] J. Barbaste, “Análisis del Impacto de la Incorporación de Paneles Fotovoltaicos de Carácter Residencial en Redes de Distribución de Baja Tensión”, Memoria, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2017.
- [23] J. Correa, “Dimensionamiento óptimo de Sistemas Fotovoltaicos Bajo el Marco Regulatorio de la Ley 20.571”, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2017.
- [24] Ministerio de Energía, “Liceo la Chimba de Antofagasta generará su propia energía”,

- energia.gob.cl, 19 de junio de 2017. [En Línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/antofagasta/liceo-la-chimba-de-antofagasta-generara-su-propia-energia>
- [25] R. Perez et al., “Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance”, *Solar Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271-289, 1990.
- [26] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), “Equipamiento Autorizado”, sec.cl, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/gda/equipamiento-autorizado/>. [Fecha de acceso: 1-Noviembre-2021].
- [27] “Material de Clases - Herramientas de la Calidad”, notas de clases, Universidad de Tarapacá, Primavera 2019.
- [28] “Curso Online de PVSyst 7.0”, *ilumin.online*, Ilumin Capacita.
- [29] Chile Aduanas, “Preguntas Frecuentes Importaciones”, *aduanas.cl*, 2021. [En Línea]. Disponible en: <https://www.aduana.cl/preguntas-frecuentes-importaciones/aduana/2007-02-28/161116.html>. [Fecha de acceso: 30-Diciembre-2021].
- [30] G. Godoy (2021, Diciembre, 07) “IPC de noviembre aumentó 0,5 % respecto al mes anterior”. [En Línea] Disponible en: <https://www.ine.cl/prensa/2021/12/07/ipc-de-noviembre-aumentó-0-5-respecto-al-mes-anterior#:~:text=En%20noviembre%20de%202021%2C%20el,%2C7%25%20a%20doce%20meses>.

# ANEXOS

## Anexo A

### Resultados Técnicos

#### A.1. Silicio Monocristalino

##### A.1.1. Módulo CSUNPOWER

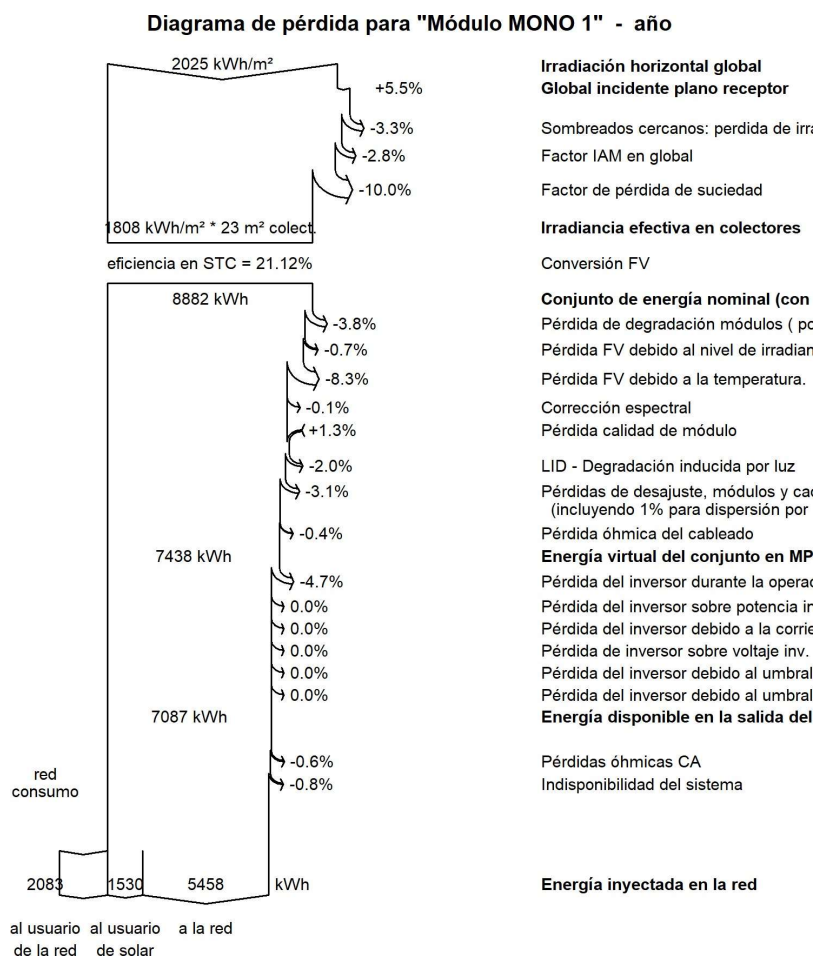


Figura A.1: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10%.



**Diagrama de pérdida para "Módulo MONO 1 (Limpieza)" - año**

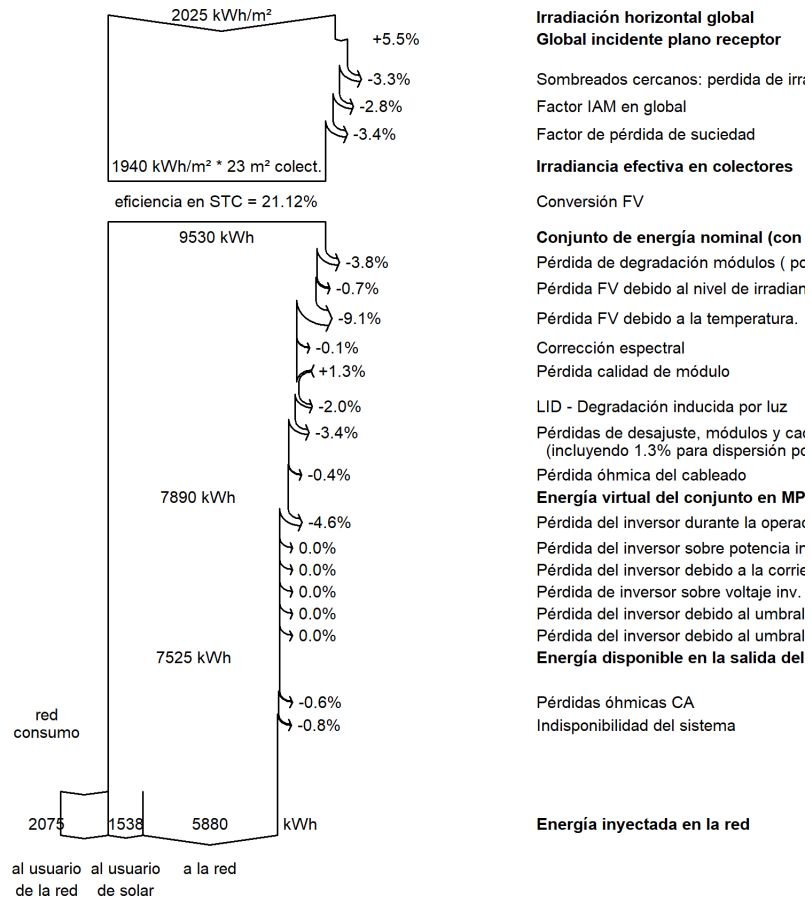


Figura A.2: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocrystalino, escenario con suciedad variable.

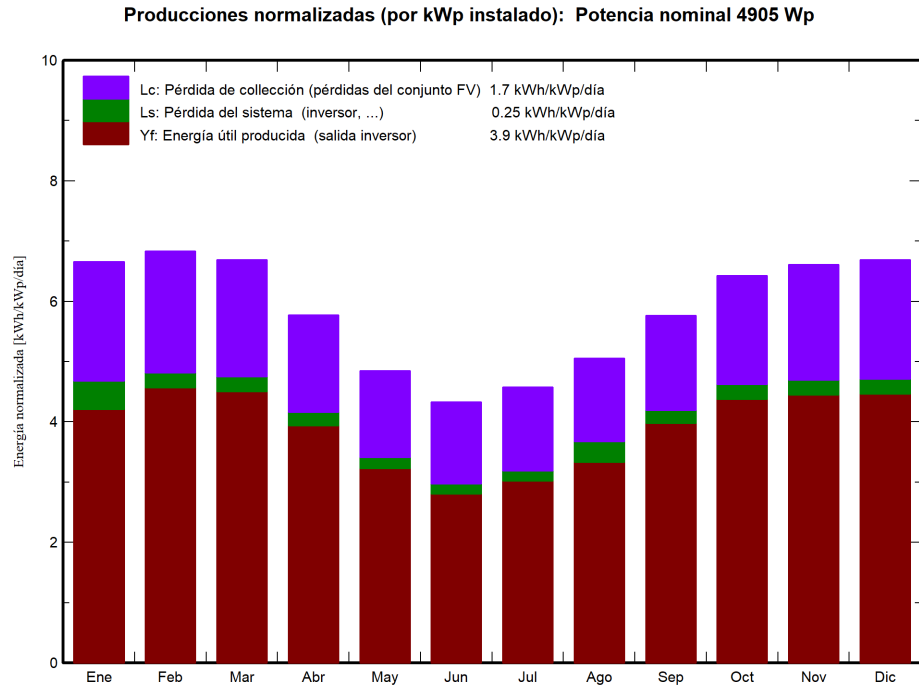


Figura A.3: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

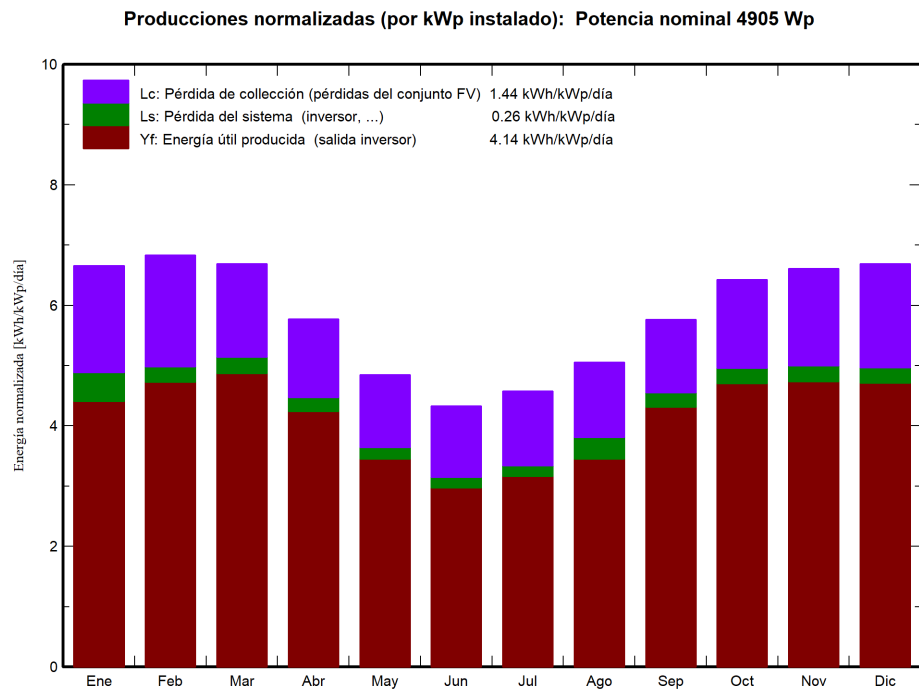


Figura A.4: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

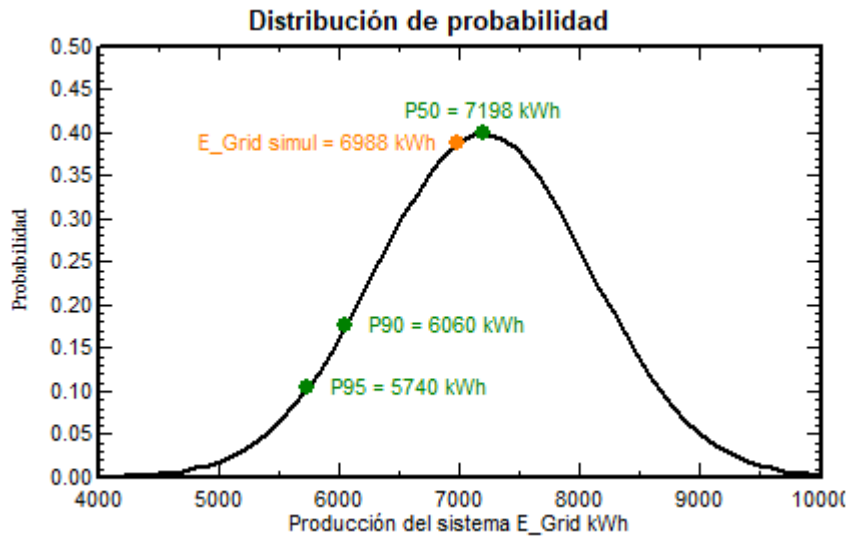


Figura A.5: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

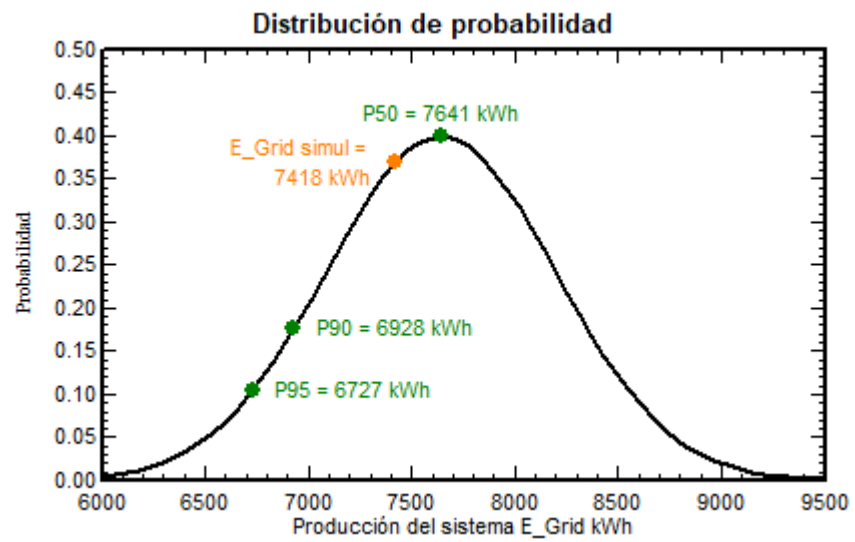


Figura A.6: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

## A.1.2. Módulo SUNRISE

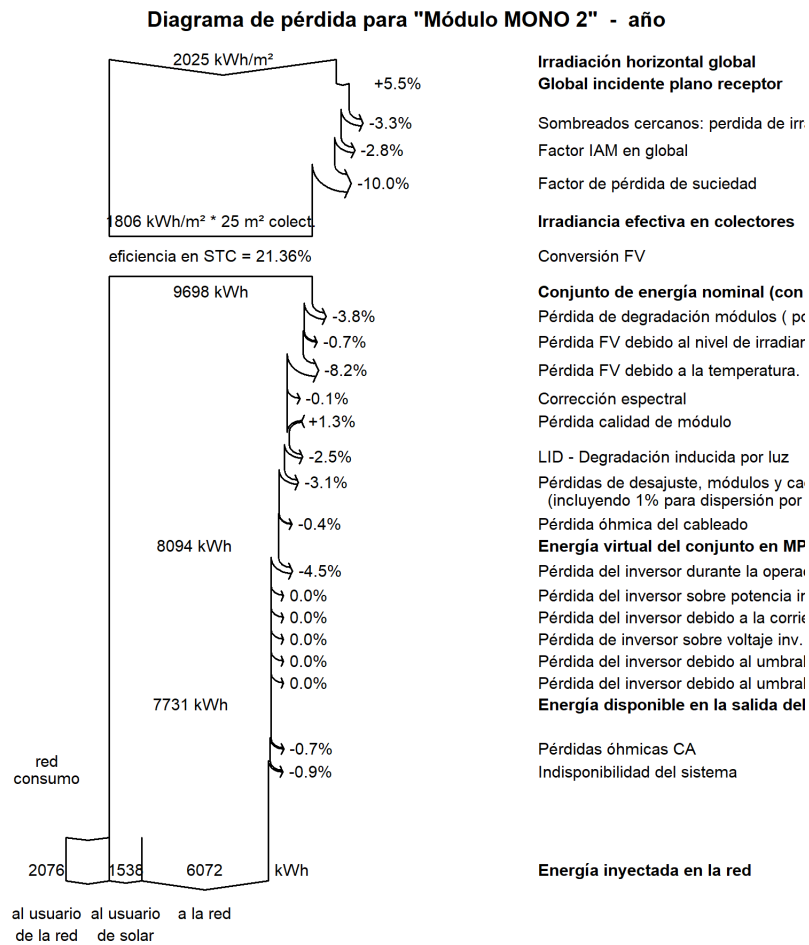


Figura A.7: Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Mono-cristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

**Diagrama de pérdida para "Módulo MONO 2 (Limpieza)" - año**

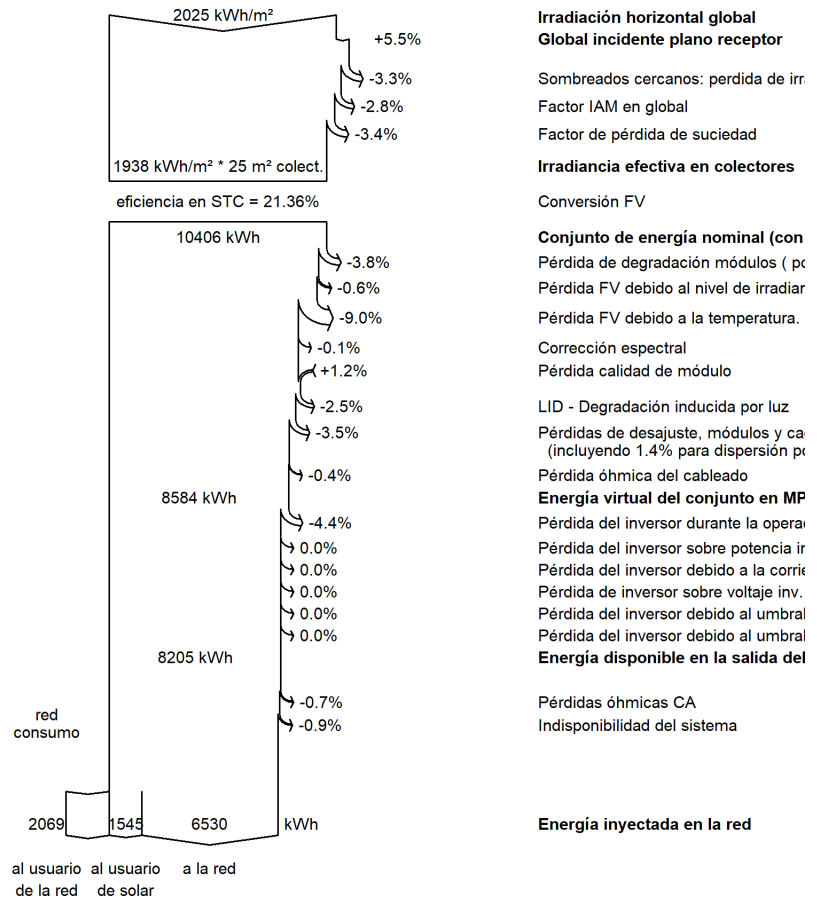


Figura A.8: Diagrama de pérdidas para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

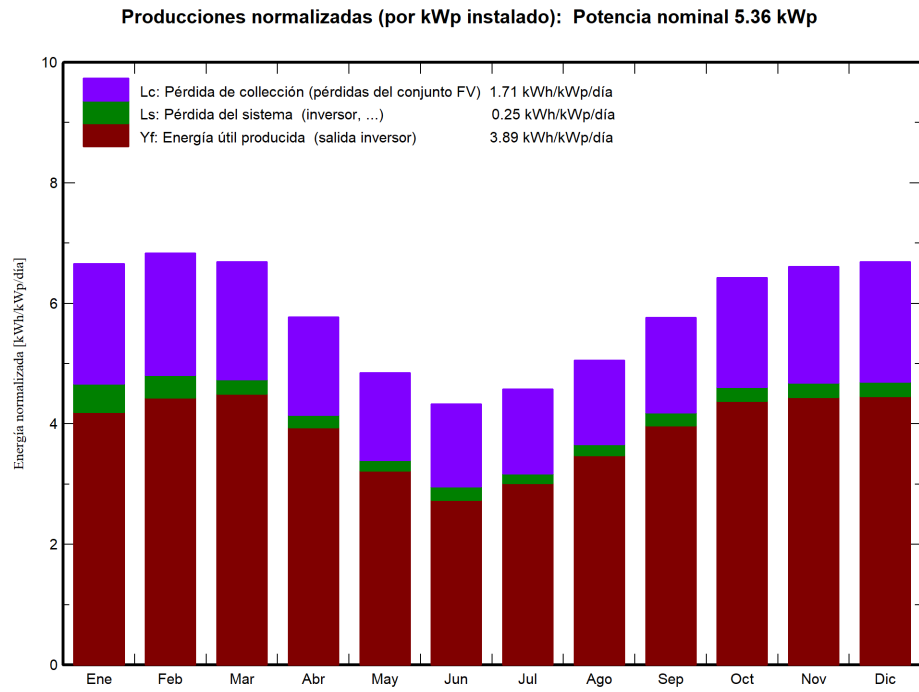


Figura A.9: Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

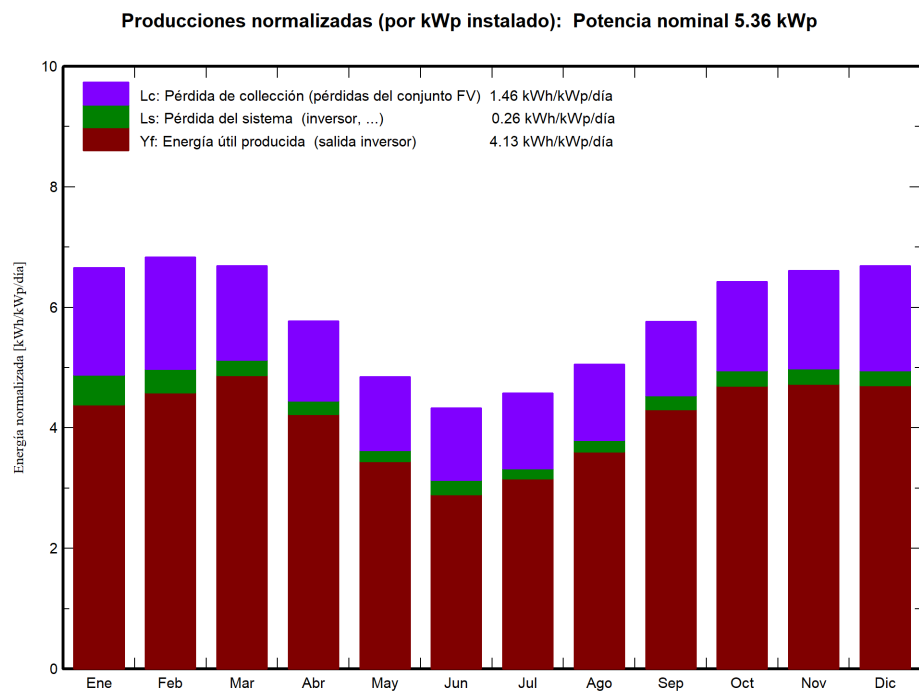


Figura A.10: Producción de energía mensual para panel SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

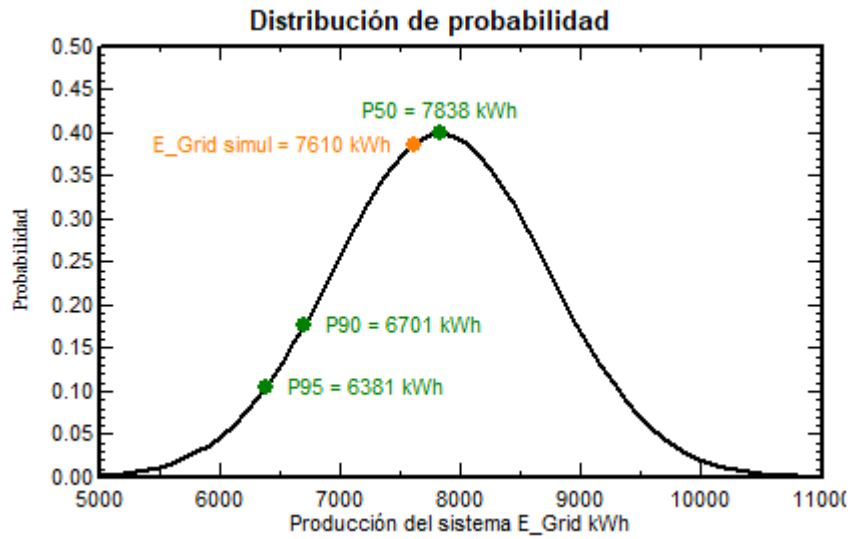


Figura A.11: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad fija 10%.

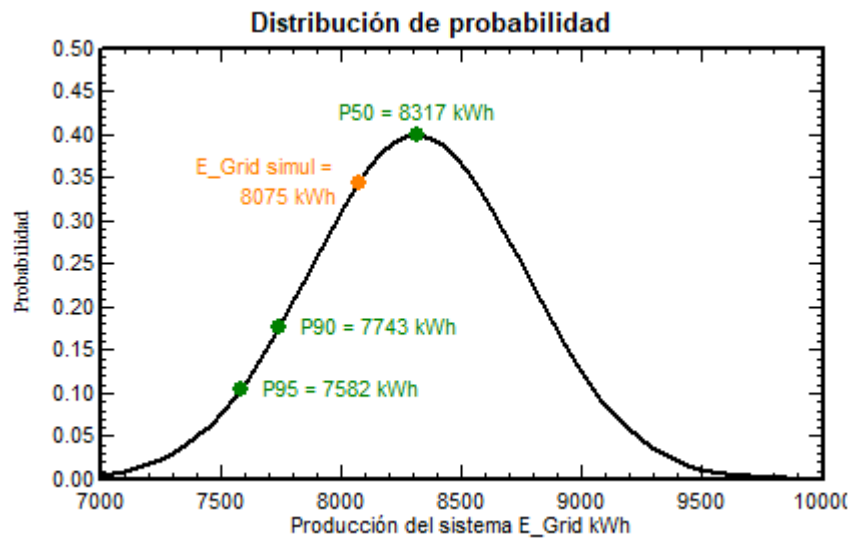


Figura A.12: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SUNRISE de Silicio Monocristalino, escenario con suciedad variable.

## A.2. Silicio Monocristalino de alta eficiencia (PERC)

### A.2.1. Módulo AMERISOLAR

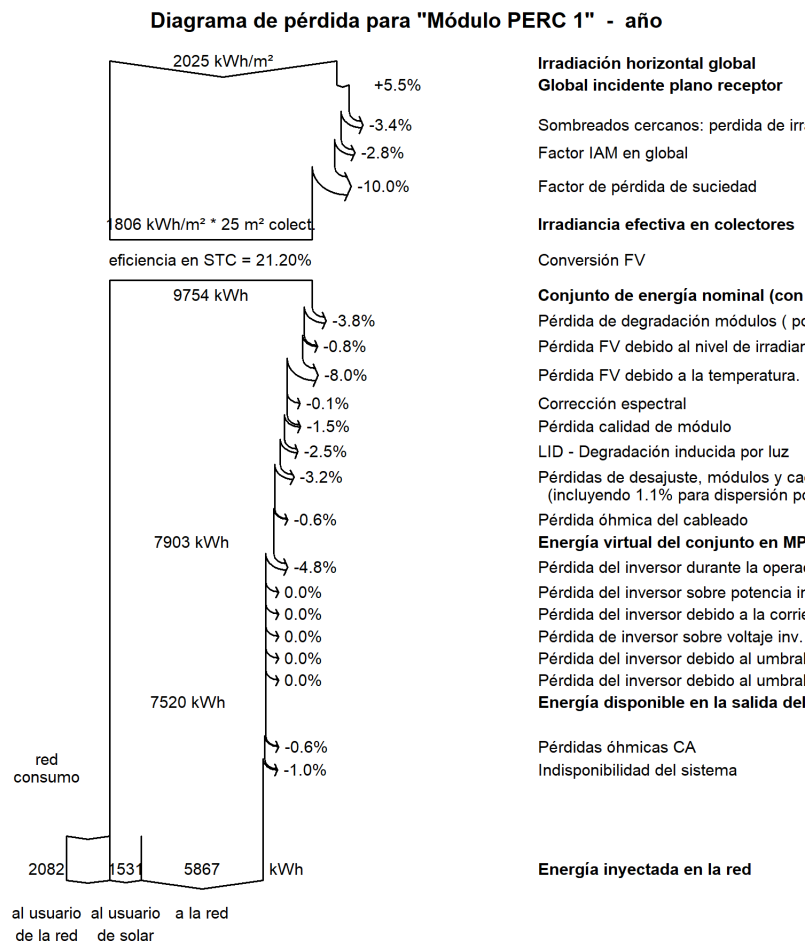


Figura A.13: Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10%.



**Diagrama de pérdida para "Módulo PERC 1 (Limpieza)" - año**

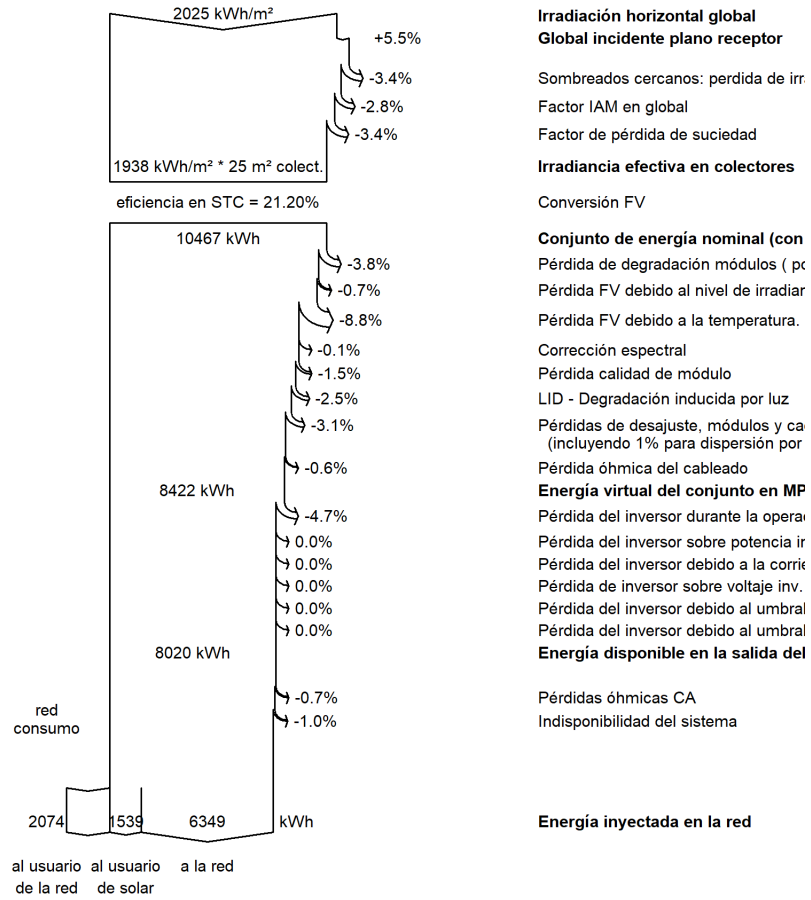


Figura A.14: Diagrama de pérdidas para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

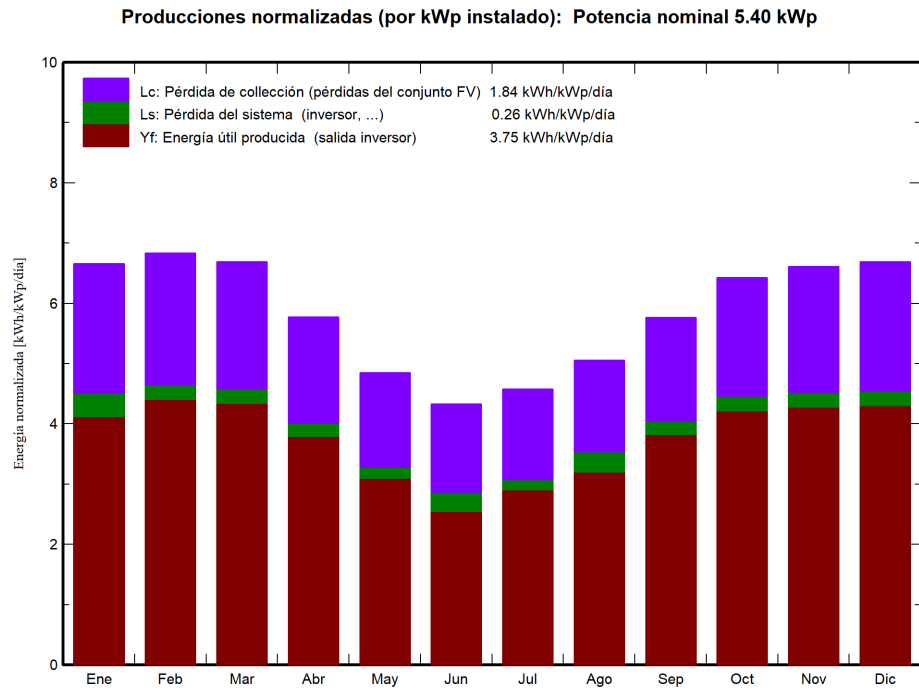


Figura A.15: Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.

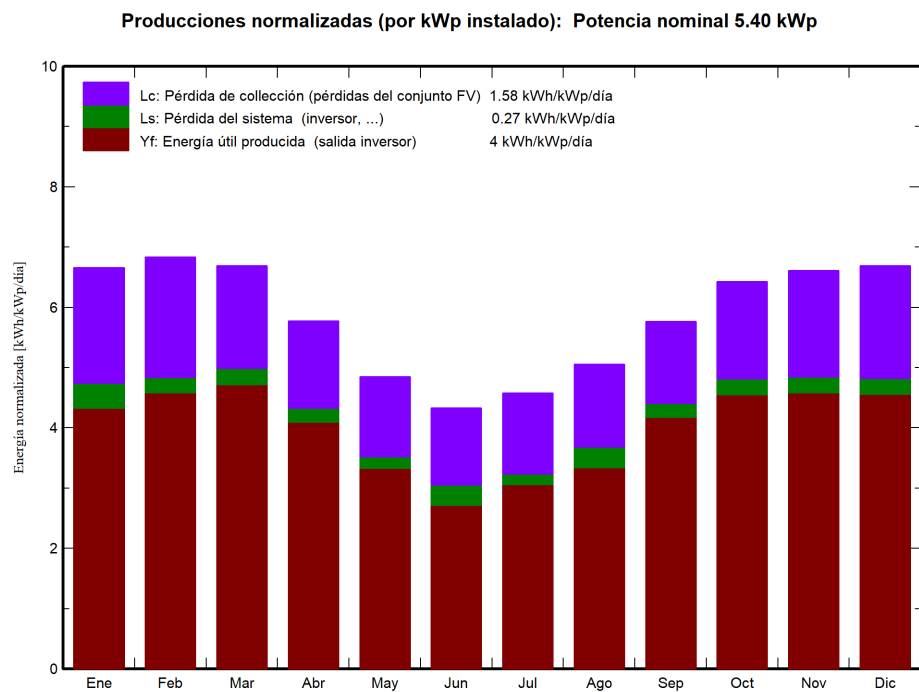


Figura A.16: Producción de energía mensual para panel AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

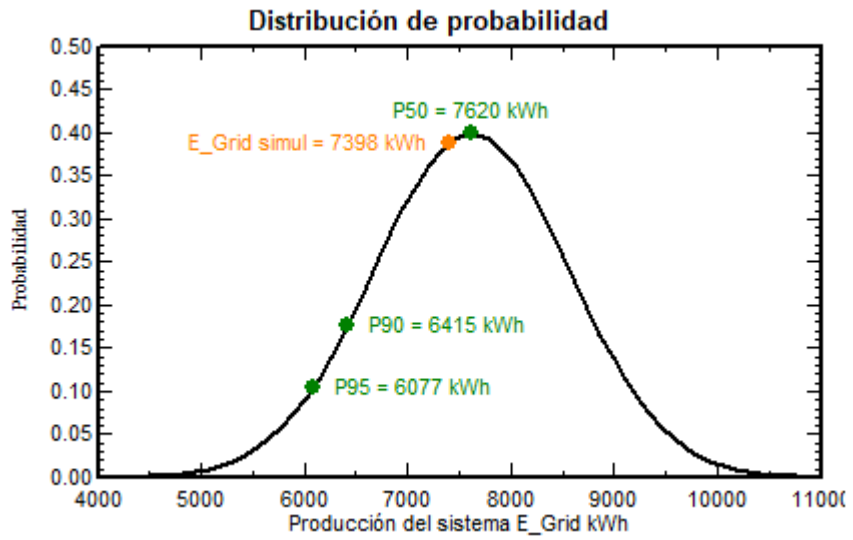


Figura A.17: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.

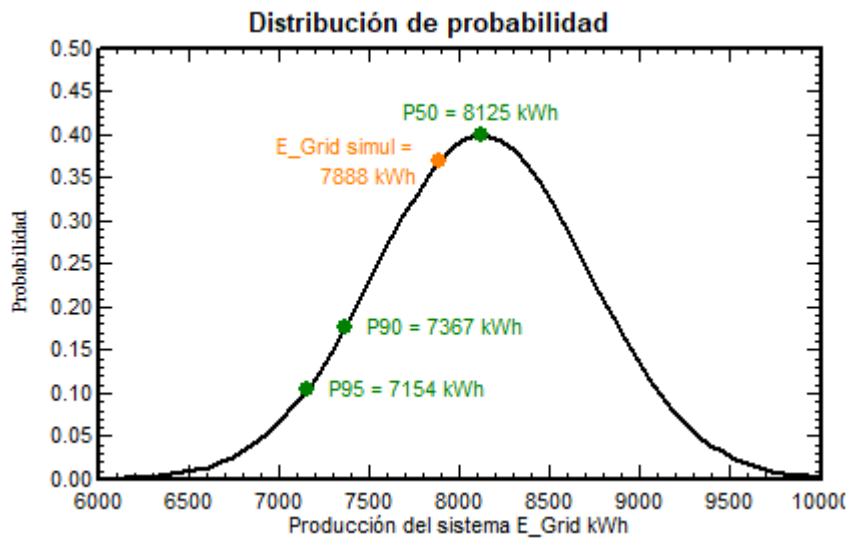


Figura A.18: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico AMERISOLAR de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

## A.2.2. Módulo CSUNPOWER

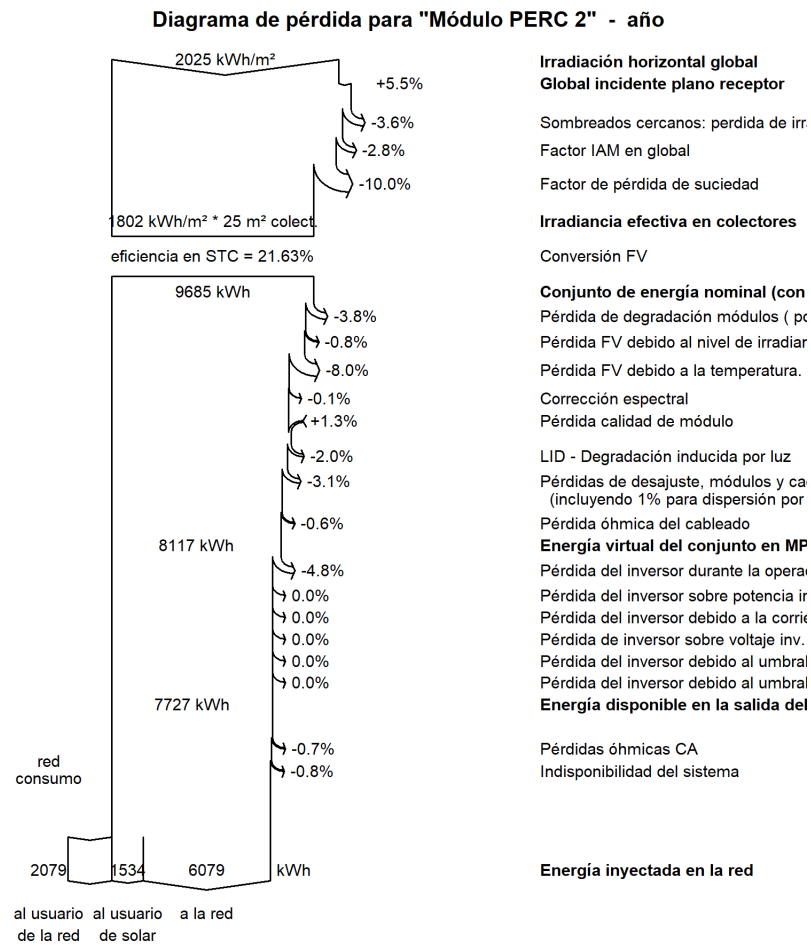


Figura A.19: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10%.

**Diagrama de pérdida para "Módulo PERC 2 (Limpieza)" - año**

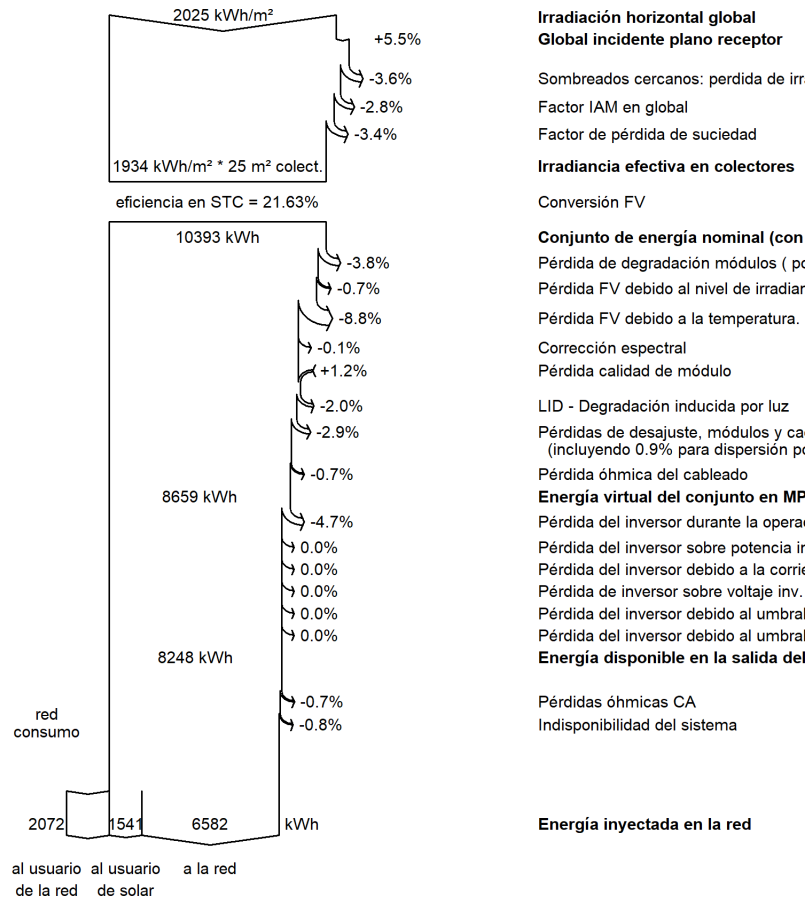


Figura A.20: Diagrama de pérdidas para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

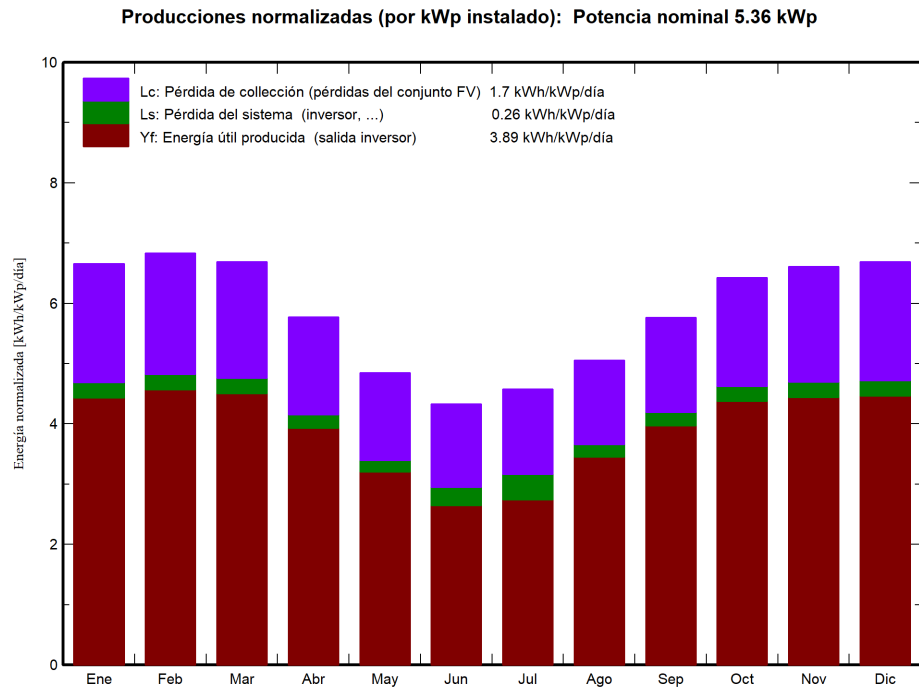


Figura A.21: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.

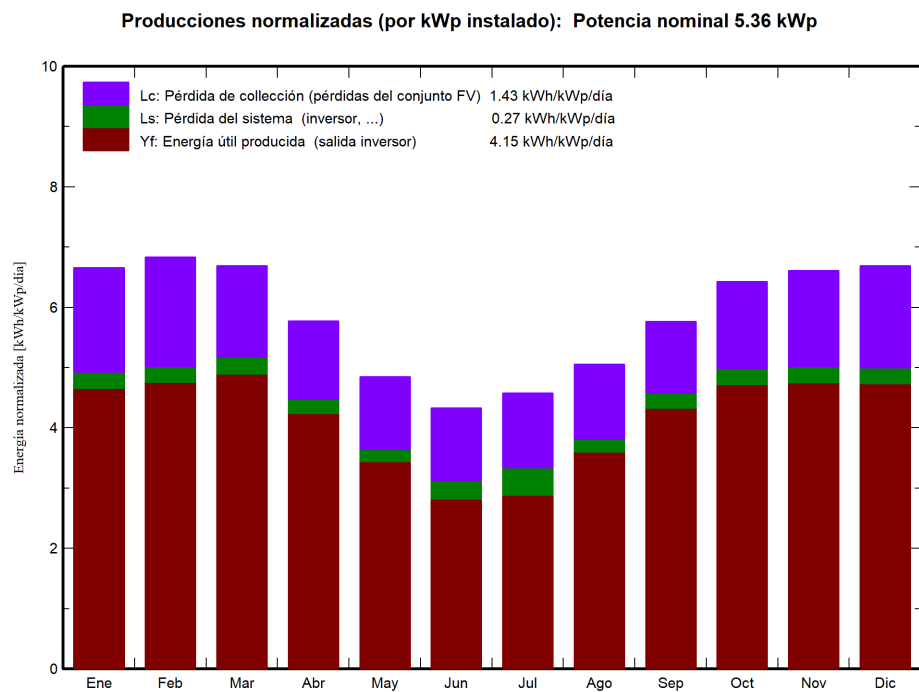


Figura A.22: Producción de energía mensual para panel CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

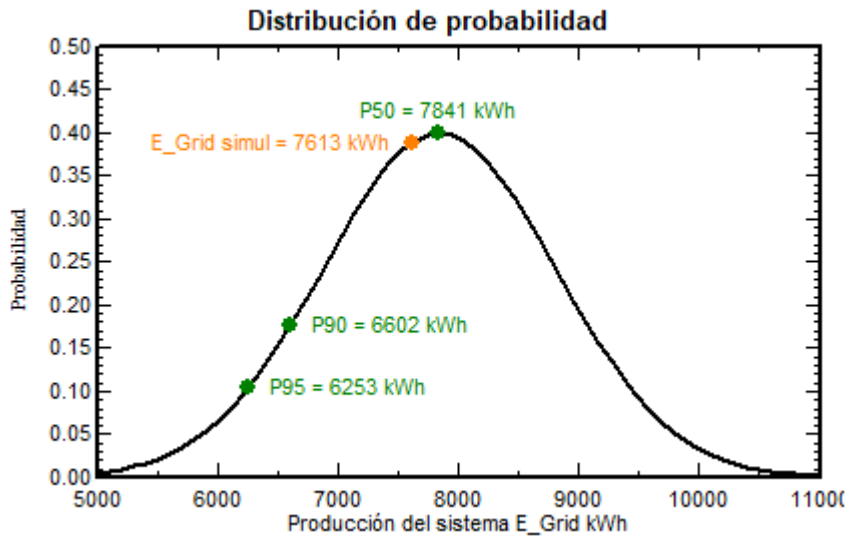


Figura A.23: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad fija 10 %.

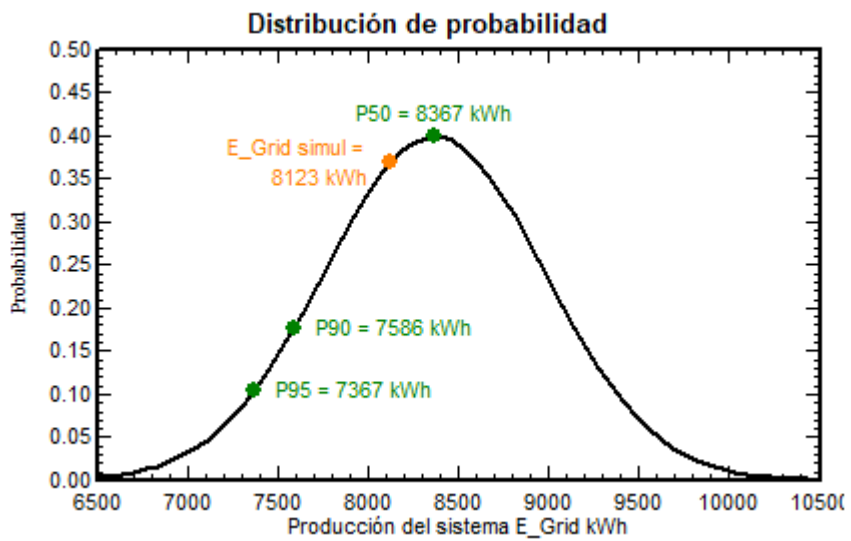


Figura A.24: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico CSUNPOWER de Silicio Monocristalino PERC, escenario con suciedad variable.

## A.3. Silicio Policristalino

### A.3.1. Módulo NINGBO-RARLON

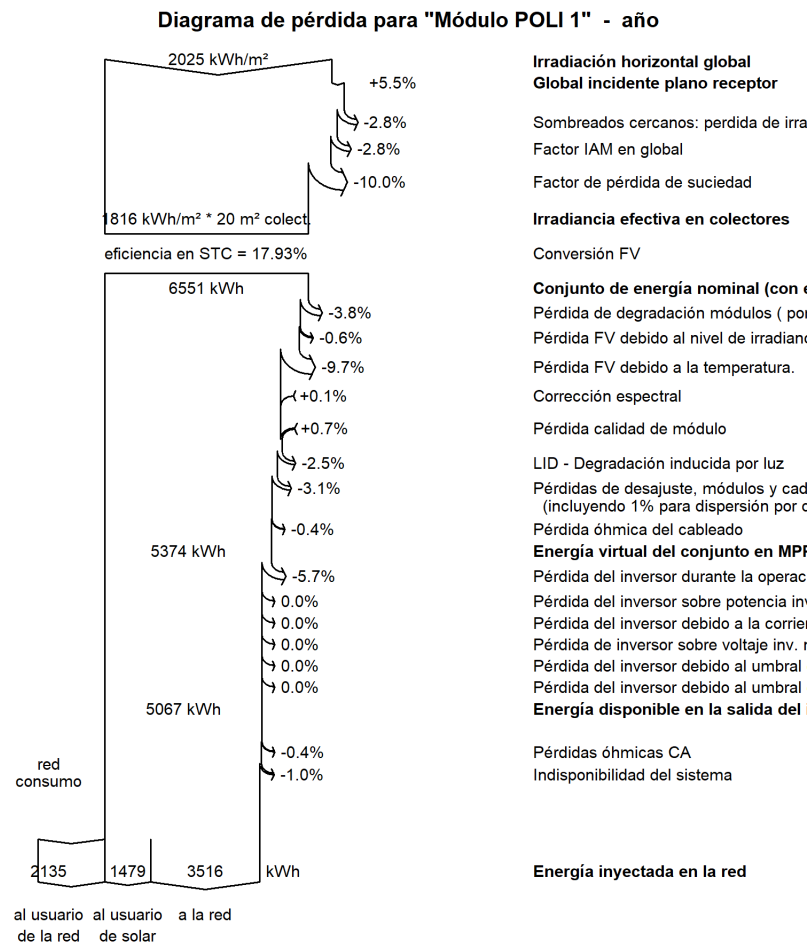


Figura A.25: Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10%.



**Diagrama de pérdida para "Módulo POLI 1 (Limpieza)" - año**

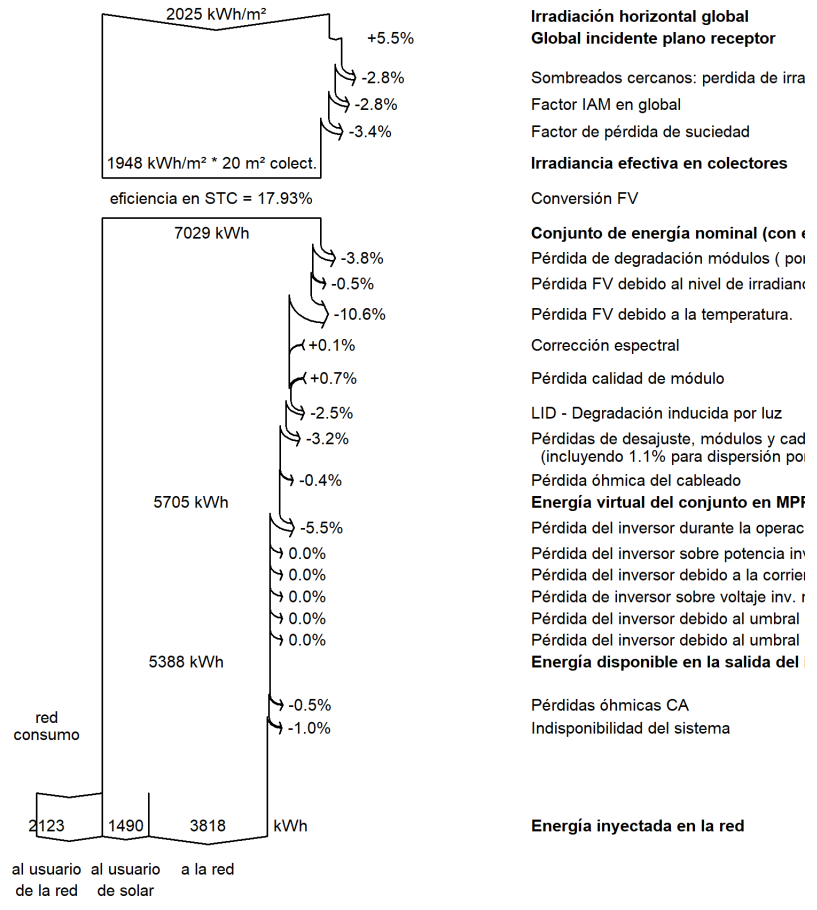


Figura A.26: Diagrama de pérdidas para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

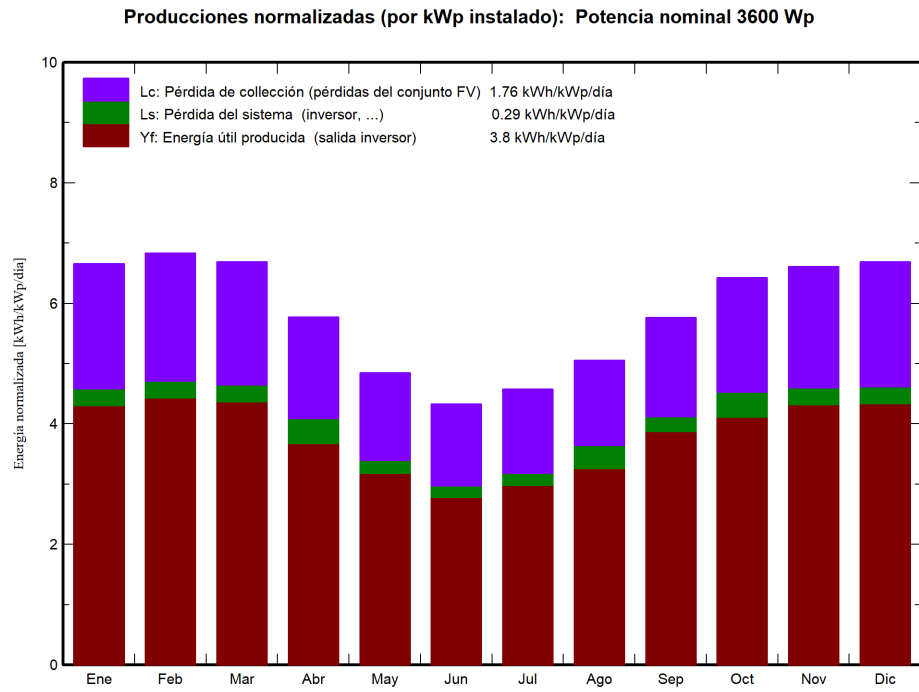


Figura A.27: Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

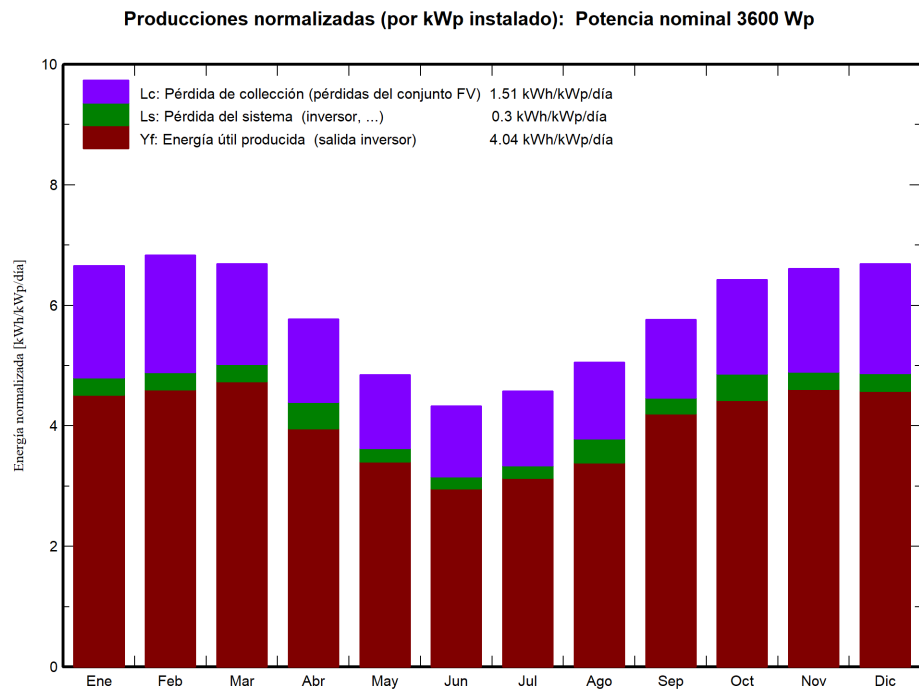


Figura A.28: Producción de energía mensual para panel NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

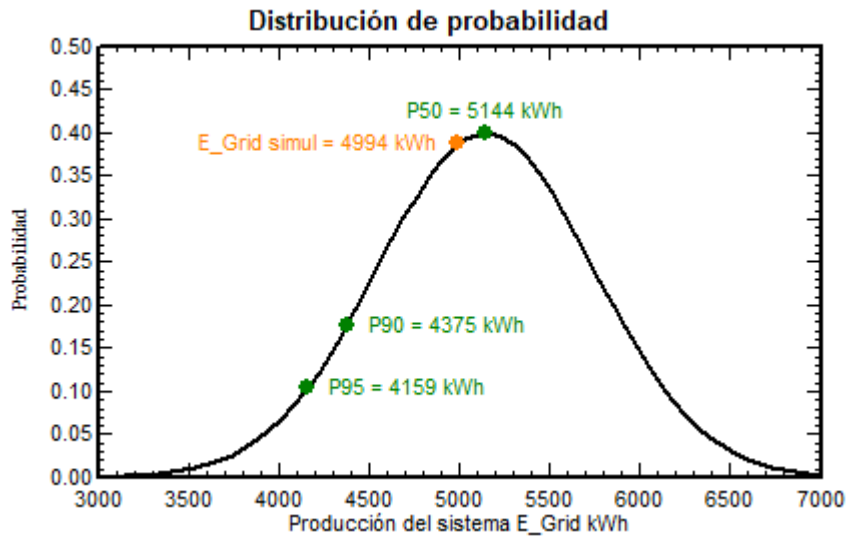


Figura A.29: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

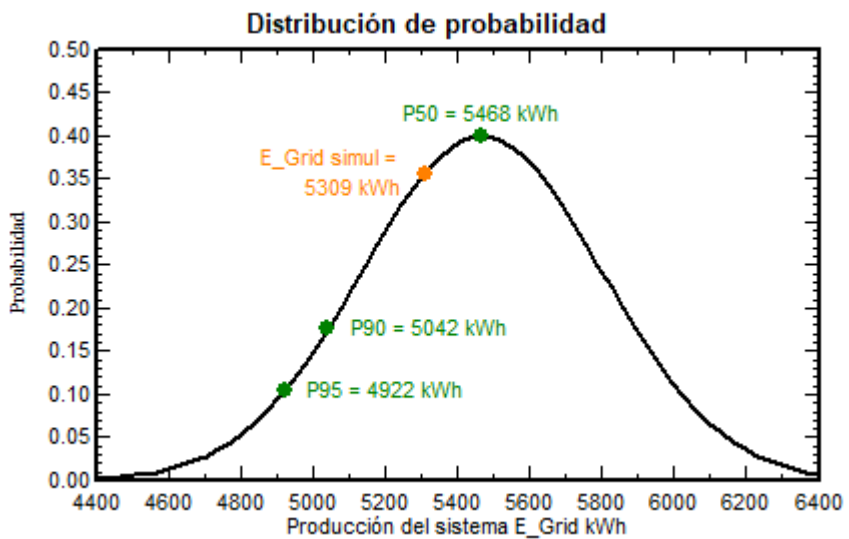


Figura A.30: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico NINGBO-RARLON de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

## A.3.2. Módulo POLYCROWN

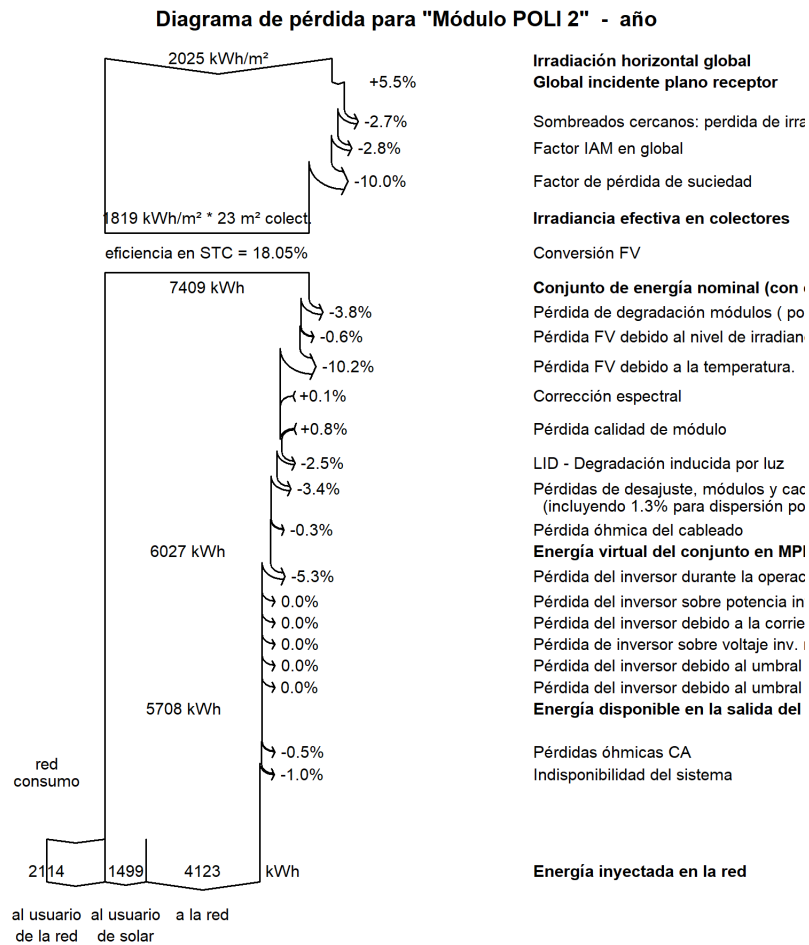


Figura A.31: Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

**Diagrama de pérdida para "Módulo POLI 2 (Limpieza)" - año**

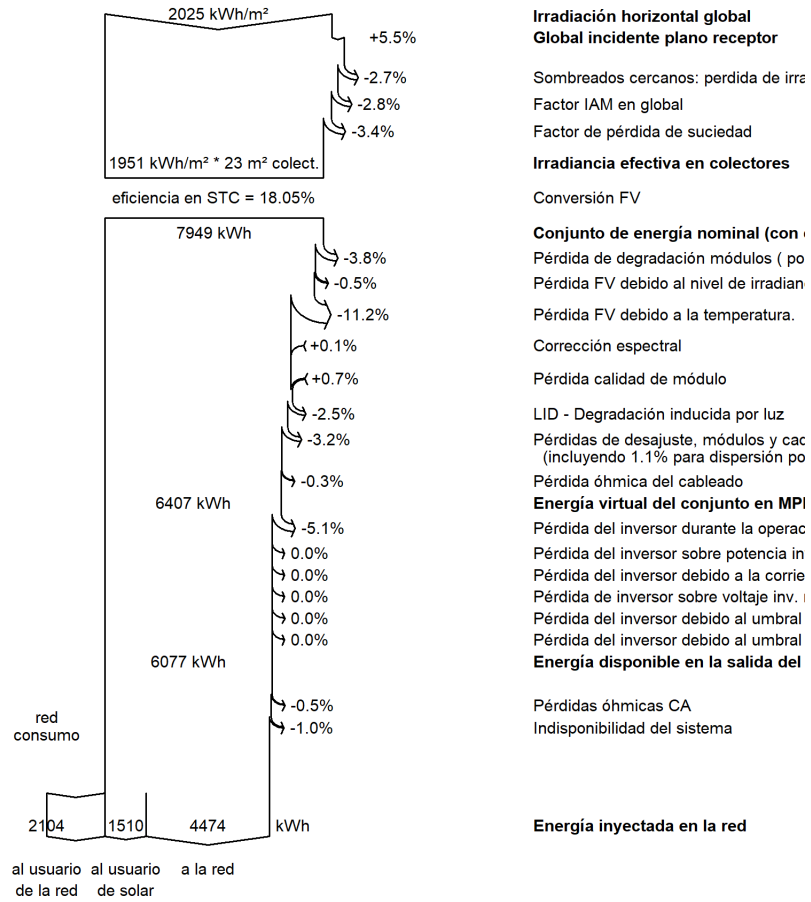


Figura A.32: Diagrama de pérdidas para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

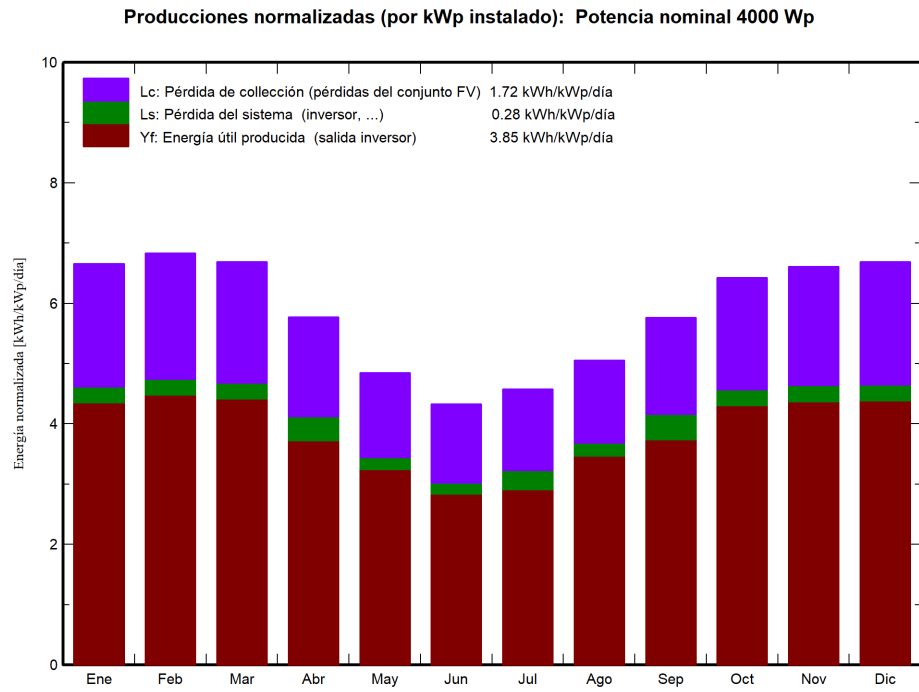


Figura A.33: Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10 %.

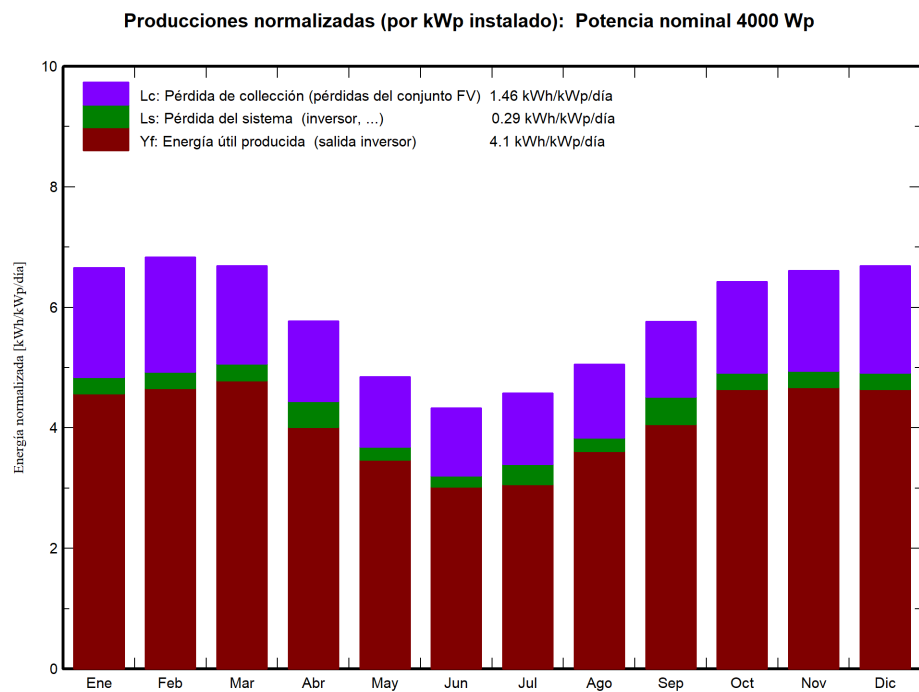


Figura A.34: Producción de energía mensual para panel POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

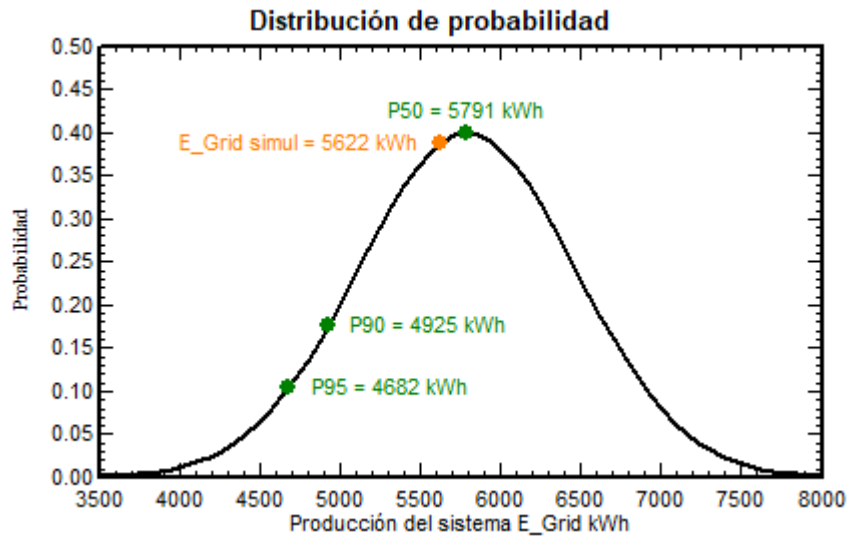


Figura A.35: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad fija 10%.

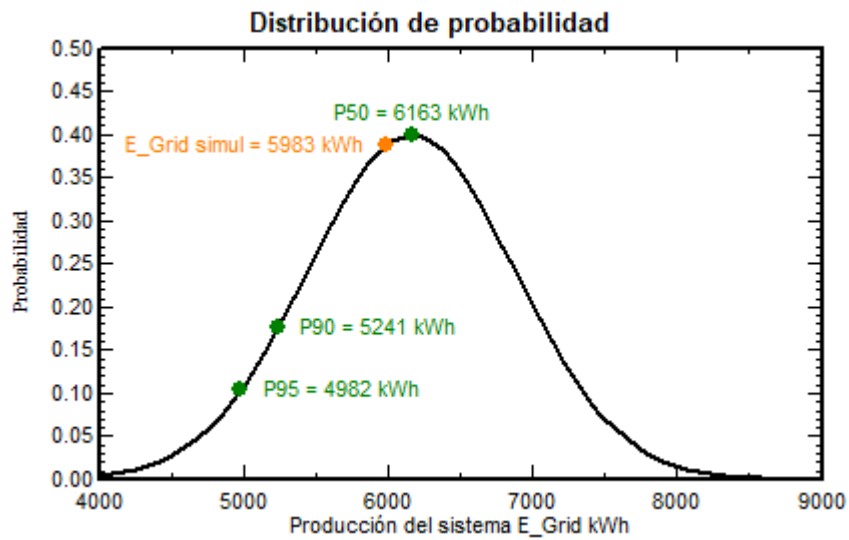


Figura A.36: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico POLYCROWN de Silicio Policristalino, escenario con suciedad variable.

## A.4. Silicio Amorfo

### A.4.1. Módulo SANGSOLAR

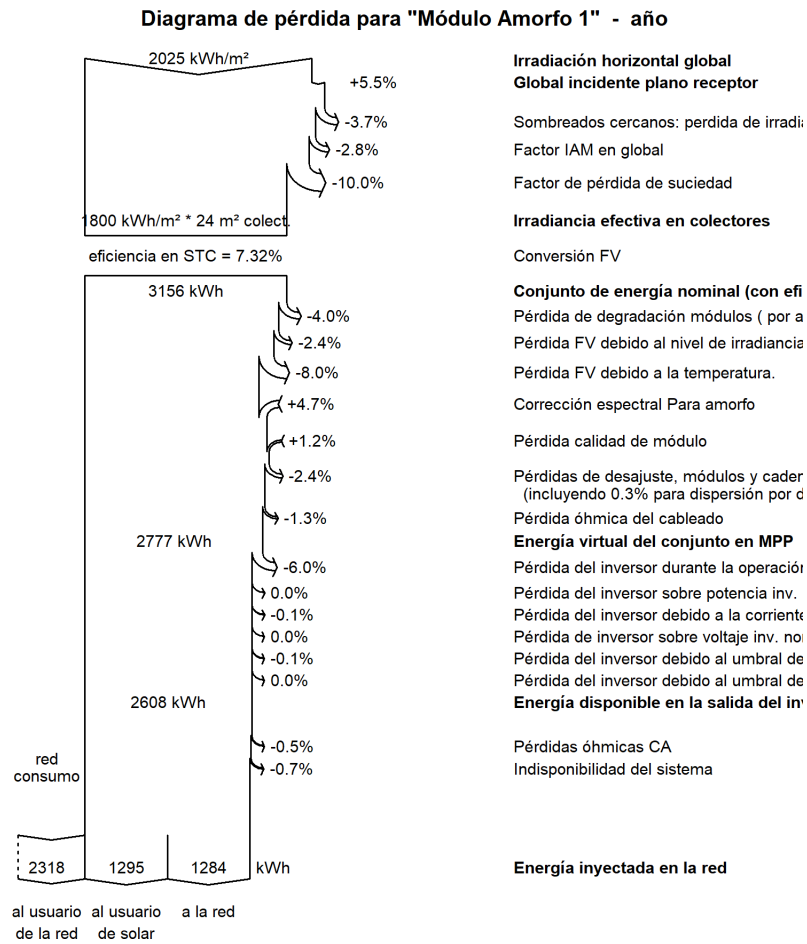


Figura A.37: Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %.



**Diagrama de pérdida para "Módulo Amorfo 1 (Limpieza)" - año**

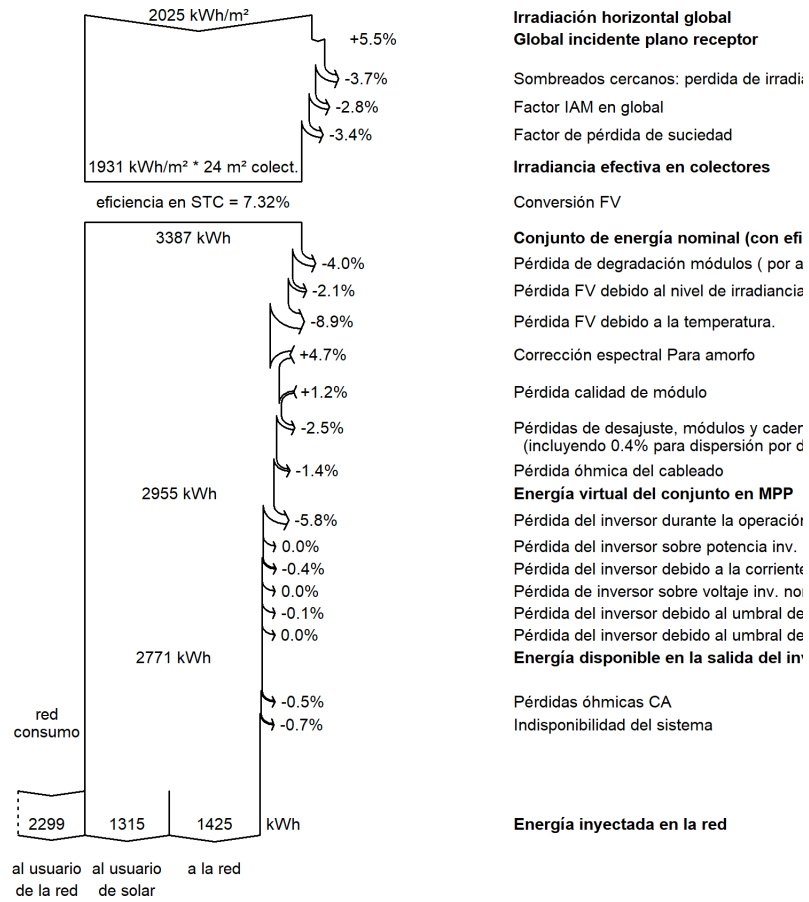


Figura A.38: Diagrama de pérdidas para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

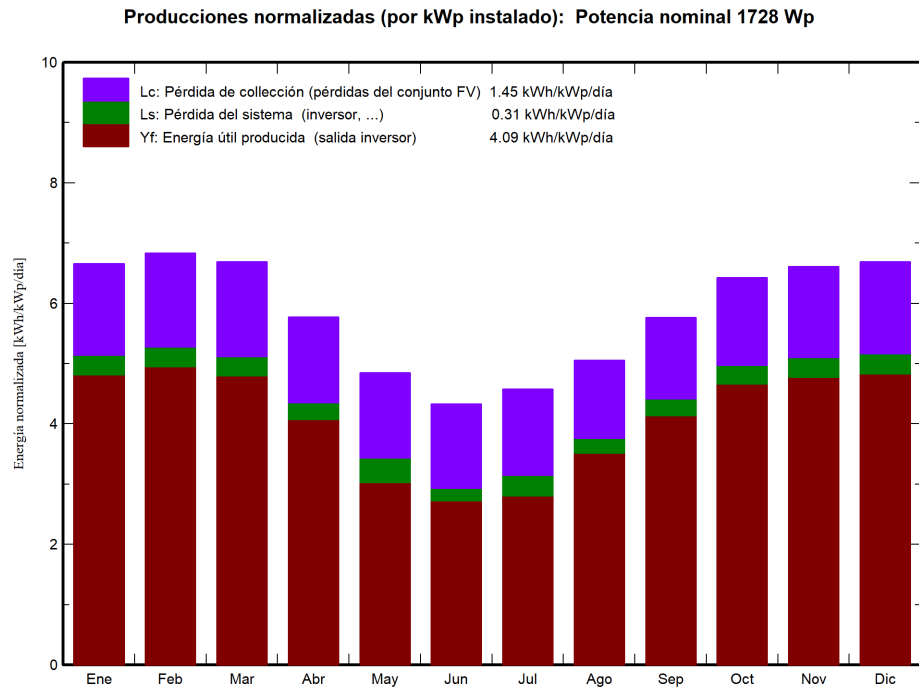


Figura A.39: Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %.

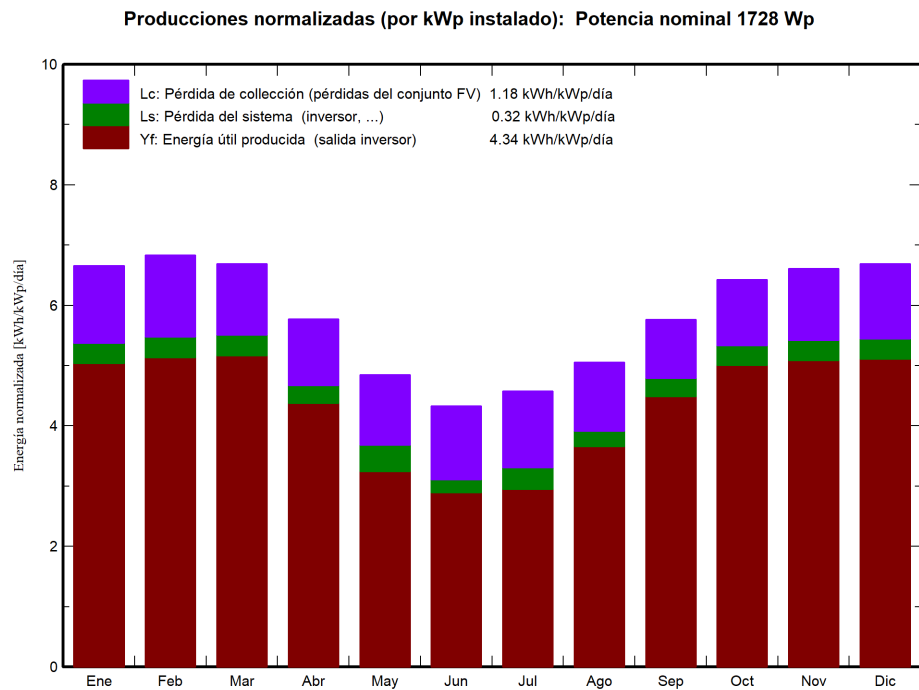


Figura A.40: Producción de energía mensual para panel SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

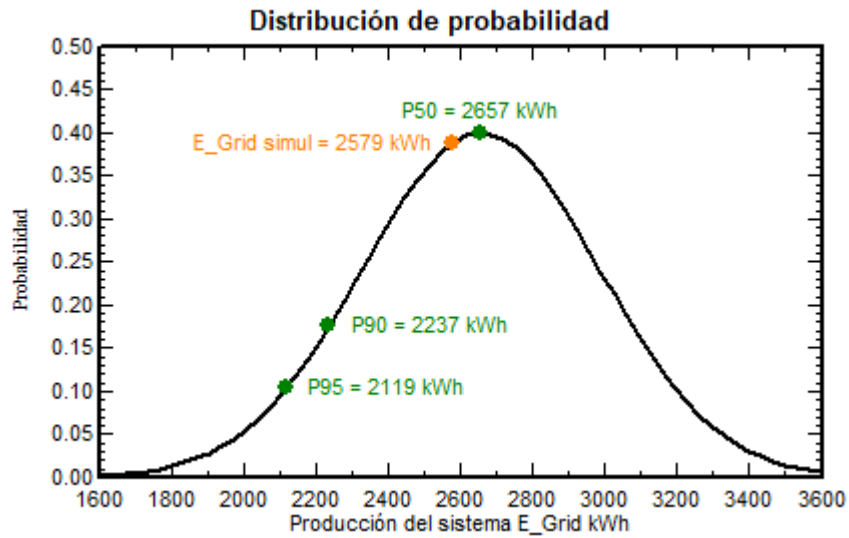


Figura A.41: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad fija 10 %.

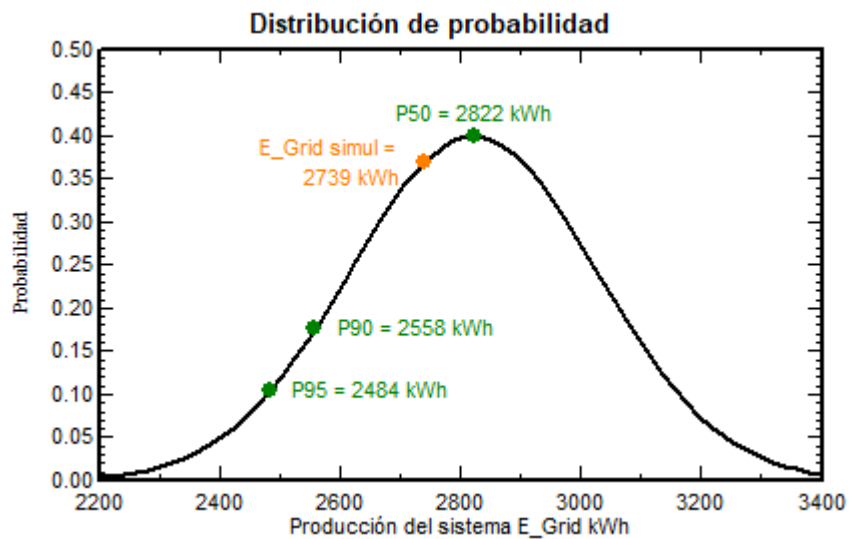


Figura A.42: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico SANGSOLAR de Silicio Amorfo, escenario con suciedad variable.

## A.5. Silicio Monocristalino de capa fina (flexible)

### A.5.1. Módulo OMNISPOWER

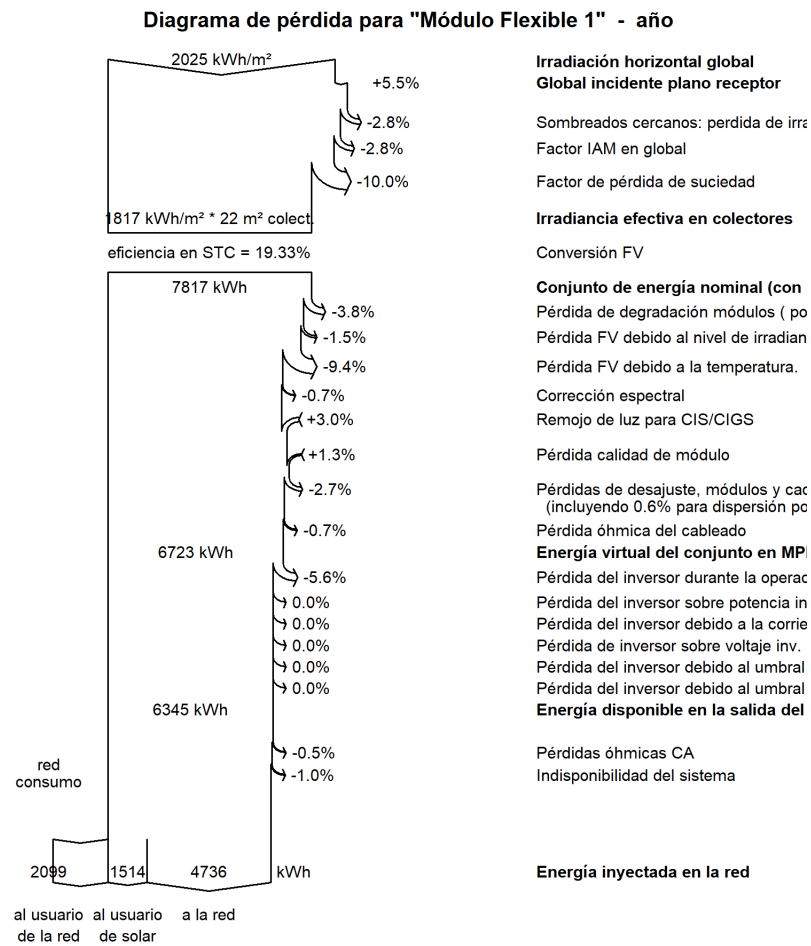


Figura A.43: Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10%.

**Diagrama de pérdida para "Módulo Flexible 1 (Limpieza)" - año**

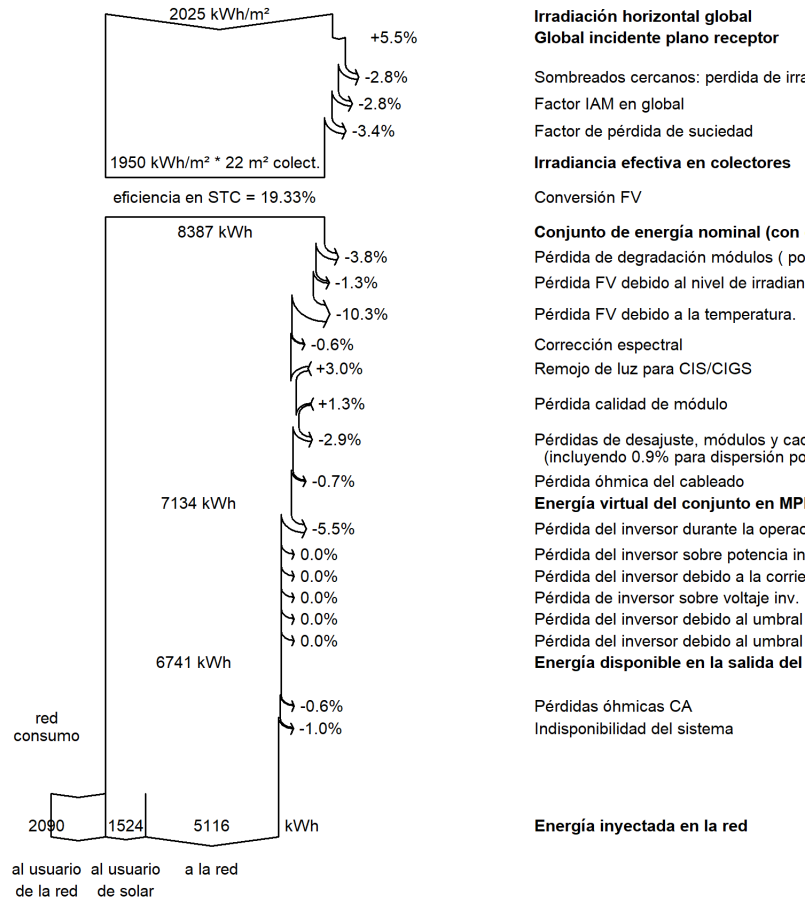


Figura A.44: Diagrama de pérdidas para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.

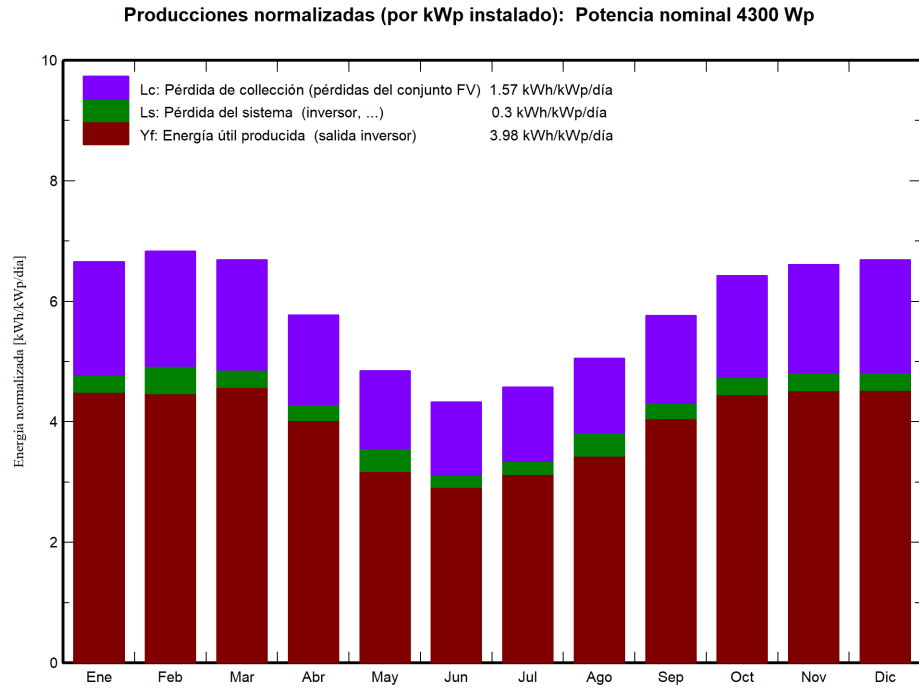


Figura A.45: Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10%.

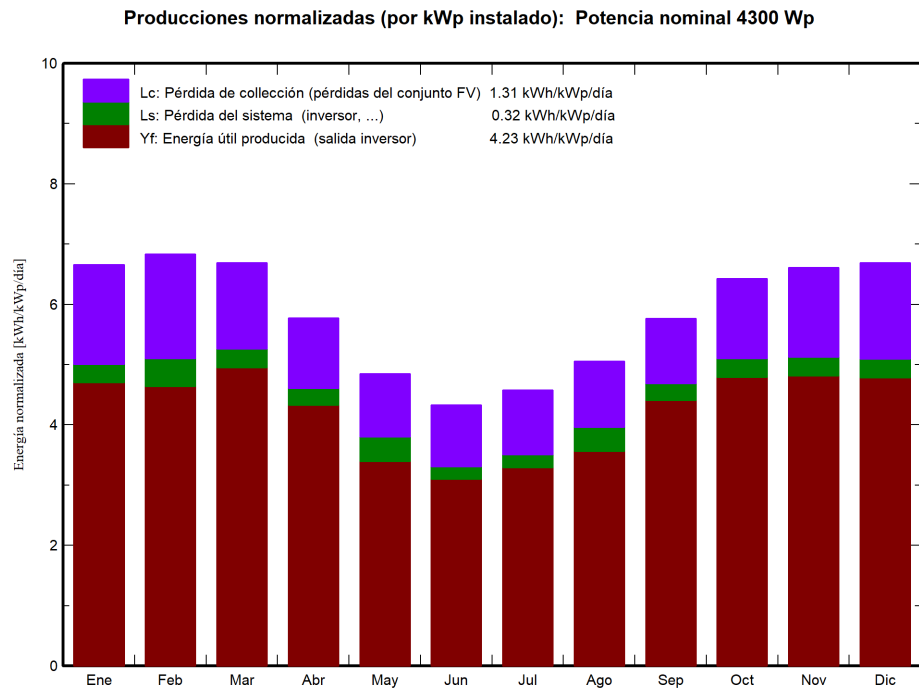


Figura A.46: Producción de energía mensual para panel OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.

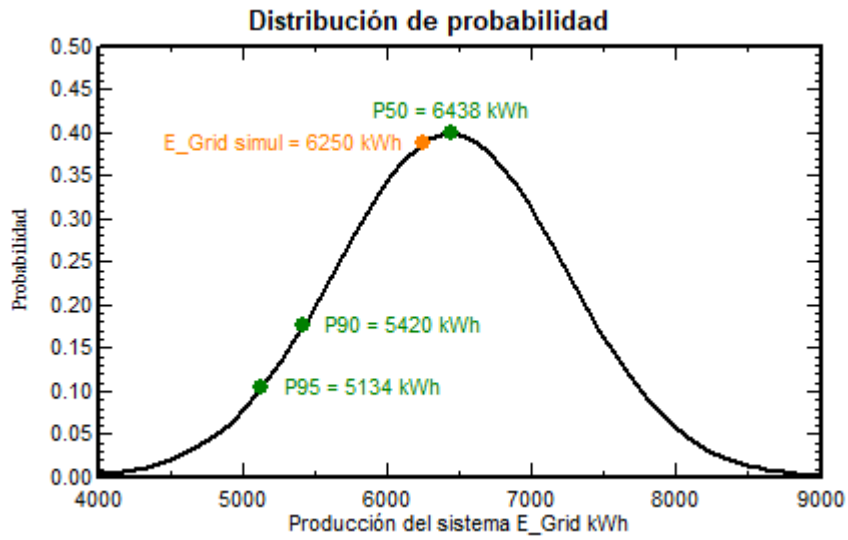


Figura A.47: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad fija 10 %.

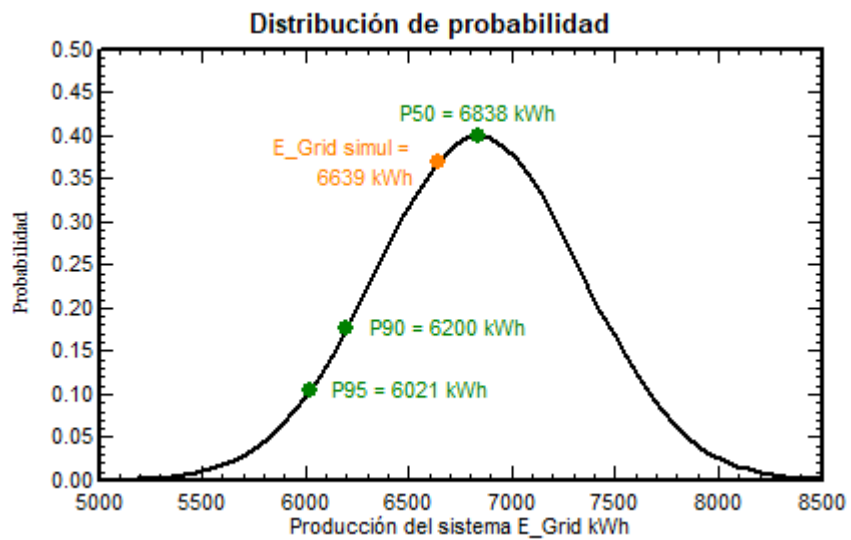


Figura A.48: Análisis P50-P90 para panel fotovoltaico OMNISPOWER de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible), escenario con suciedad variable.

## Anexo B

# Resultados Económicos: Flujos de Caja



	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	436666	0	0	436666	0	436666	196937	-3714681	13.5%
2024	445399	0	0	445399	0	445399	202916	-3178884	25.9%
2025	454132	0	0	454132	0	454132	206895	-2682244	37.5%
2026	462865	0	0	462865	0	462865	210873	-2222072	48.2%
2027	471599	0	0	471599	0	471599	214852	-1795840	58.2%
2028	480332	0	0	480332	0	480332	218831	-1401180	67.4%
2029	489065	0	0	489065	0	489065	222810	-1035876	75.9%
2030	497799	0	0	497799	0	497799	226788	-697851	83.7%
2031	506532	0	0	506532	0	506532	230767	-385164	91.0%
2032	515265	0	0	515265	0	515265	234746	-96002	97.8%
2033	523999	0	0	523999	0	523999	238725	171328	104.0%
2034	532732	0	0	532732	0	532732	242703	418405	109.7%
2035	541465	0	0	541465	0	541465	246682	846703	115.1%
2036	550199	0	0	550199	0	550199	250661	857595	120.0%
2037	558932	0	0	558932	0	558932	254639	1052357	124.5%
2038	567665	0	0	567665	0	567665	258618	1232180	128.7%
2039	576399	0	0	576399	0	576399	262597	1398171	132.8%
2040	585132	0	0	585132	0	585132	266576	1551358	136.1%
2041	593865	0	0	593865	0	593865	270554	1692698	139.4%
2042	602598	0	0	602598	0	602598	274533	1823078	142.5%
2043	218333	0	0	218333	0	218333	278512	1890217	144.0%
2044	218333	0	0	218333	0	218333	282491	1951741	145.5%
2045	218333	0	0	218333	0	218333	286469	2008116	146.8%
2046	218333	0	0	218333	0	218333	290448	2059771	148.0%
2047	218333	0	0	218333	0	218333	294427	2107096	149.1%
<b>Total</b>	<b>11484304</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>11484304</b>	<b>0</b>	<b>11484304</b>	<b>6157050</b>	<b>2107096</b>	<b>149.1%</b>

Figura B.1: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante CSUNPOWER, caso con sociedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	470409	50000	112286	308123	0	420409	196974	-3728517	13.1%
2024	479817	53150	112286	314381	0	428667	203973	-3207326	25.3%
2025	489225	56498	112286	320441	0	432727	207973	-2726959	36.5%
2026	498633	60058	112286	326290	0	438575	211972	-2281627	46.8%
2027	508041	63841	112286	331914	0	444200	216972	-1871712	56.4%
2028	517450	67864	112286	337300	0	449586	219971	-1493764	65.2%
2029	526858	72139	112286	342433	0	454719	223971	-1145489	73.3%
2030	536266	76684	112286	347297	0	459582	227970	-824741	80.8%
2031	545674	81515	112286	351874	0	464169	231970	-529514	87.7%
2032	555082	86650	112286	356146	0	468432	235969	-257937	94.0%
2033	564491	92109	112286	360096	0	472381	239969	-8262	99.8%
2034	573899	97912	112286	363701	0	475987	243968	221137	105.2%
2035	583307	104080	112286	366941	0	479228	247968	431780	110.1%
2036	592715	110638	112286	369792	0	482078	251967	625076	114.6%
2037	602123	117608	112286	372230	0	484516	255967	802342	118.7%
2038	611531	125017	112286	374229	0	486514	259966	964798	122.5%
2039	620940	132893	112286	375761	0	488047	263965	1113679	125.9%
2040	630348	141285	112286	376797	0	489082	267965	1249741	129.1%
2041	639756	150165	112286	377305	0	489591	271964	1374261	132.0%
2042	649164	159525	112286	377253	0	489539	275964	1489049	134.7%
2043	658572	169382	112286	0	0	55523	279963	1534734	135.8%
2044	667980	180372	112286	0	0	54833	283963	1576354	136.7%
2045	677388	191735	112286	0	0	43469	287962	1613368	137.6%
2046	686796	203815	112286	0	0	31350	291962	1646196	138.4%
2047	696204	216655	112286	0	0	18550	295961	1675224	139.0%
<b>Total</b>	<b>12371751</b>	<b>2861969</b>	<b>2807144</b>	<b>7050303</b>	<b>0</b>	<b>9509782</b>	<b>6199189</b>	<b>1675224</b>	<b>139.0%</b>

Figura B.2: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante CSUNPOWER, caso con sociedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	485785	0	119953	365832	0	485785	199877	-3897286	13.8%
2024	495501	0	119953	375548	0	495501	203875	-3319270	26.6%
2025	505217	0	119953	385264	0	505217	207872	-2783516	38.4%
2026	514932	0	119953	394979	0	514932	211870	-2287100	49.4%
2027	524648	0	119953	404695	0	524648	215867	-1827298	59.6%
2028	534364	0	119953	414411	0	534364	219865	-1401556	69.0%
2029	544079	0	119953	424127	0	544079	223863	-1007490	77.7%
2030	553795	0	119953	433842	0	553795	227860	-642832	85.8%
2031	563511	0	119953	443558	0	563511	231858	-305518	93.2%
2032	573226	0	119953	453274	0	573226	235855	6418	100.1%
2033	582942	0	119953	462989	0	582942	239853	294802	106.5%
2034	592658	0	119953	472705	0	592658	243850	561339	112.4%
2035	602374	0	119953	482421	0	602374	247848	807618	117.9%
2036	612089	0	119953	492136	0	612089	251845	1035119	122.9%
2037	621805	0	119953	501852	0	621805	255843	1245221	127.5%
2038	631521	0	119953	511568	0	631521	259840	1439207	131.8%
2039	641236	0	119953	521284	0	641236	263838	1618271	135.8%
2040	650952	0	119953	530999	0	650952	267836	1783523	139.5%
2041	660668	0	119953	540715	0	660668	271833	1935995	142.8%
2042	670384	0	119953	550431	0	670384	275831	2076643	145.9%
2043	242893	0	119953	122940	0	242893	279828	2147279	147.5%
2044	242893	0	119953	122940	0	242893	283826	2211984	148.9%
2045	242893	0	119953	122940	0	242893	287823	2271254	150.2%
2046	242893	0	119953	122940	0	242893	291821	2325541	151.4%
2047	242893	0	119953	122940	0	242893	295818	2375262	152.5%
<b>Total</b>	<b>12776149</b>	<b>0</b>	<b>2998820</b>	<b>9777329</b>	<b>0</b>	<b>12776149</b>	<b>6196195</b>	<b>2375262</b>	<b>152.5%</b>

Figura B.3: Flujo de caja obtenido de PVSystem correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante SUNRISE, caso con sociedad fija de 10 %.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	522426	50000	119953	352473	0	472426	200758	-3908583	13.5%
2024	532875	53150	119953	359772	0	479725	204803	-3342857	26.1%
2025	543323	56498	119953	366872	0	486825	208819	-2820210	37.6%
2026	553772	60058	119953	373761	0	493714	212835	-2337627	48.3%
2027	564220	63841	119953	380426	0	500379	216851	-1892284	58.1%
2028	574669	67854	119953	386853	0	506905	220898	-1481532	67.2%
2029	585117	72139	119953	393026	0	512979	224882	-1102893	75.6%
2030	595566	76684	119953	398930	0	518882	228898	-754048	83.3%
2031	606015	81515	119953	404547	0	524500	232914	-432831	90.4%
2032	616463	86850	119953	409890	0	529813	236929	-137219	97.0%
2033	626912	92109	119953	414850	0	534802	240945	134676	103.0%
2034	637360	97912	119953	419495	0	539448	244961	384613	108.5%
2035	647809	104080	119953	423775	0	543728	248977	614231	113.6%
2036	658257	110638	119953	427697	0	547620	252992	825058	118.3%
2037	668706	117608	119953	431145	0	551098	257008	1018512	122.5%
2038	679154	125017	119953	434184	0	554137	261024	1195915	126.5%
2039	689603	132883	119953	436757	0	556710	265040	1358493	130.1%
2040	700051	141285	119953	438833	0	558786	269055	1507388	133.3%
2041	710500	150185	119953	440382	0	560335	273071	1643956	136.4%
2042	720948	159625	119953	441370	0	561323	277087	1768281	139.1%
2043	261213	169632	119953	0	0	91531	281103	1818635	140.2%
2044	261213	180372	119953	0	0	80841	285118	1863592	141.2%
2045	261213	191735	119953	0	0	69478	289134	1903641	142.1%
2046	261213	203815	119953	0	0	57399	293150	1939230	142.9%
2047	261213	216655	119953	0	0	44558	297166	1970770	143.6%
<b>Total</b>	<b>13739812</b>	<b>2861969</b>	<b>2998820</b>	<b>8134979</b>	<b>0</b>	<b>10877842</b>	<b>6224417</b>	<b>1970770</b>	<b>143.6%</b>

Figura B.4: Flujo de caja obtenido de PVSystem correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino fabricante SUNRISE, caso con sociedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	469372	0	125685	343687	0	469372	195009	-4083509	13.0%
2024	478759	0	125685	353074	0	478759	202989	-3520080	25.0%
2025	488147	0	125685	362462	0	488147	208969	-2997829	36.1%
2026	497534	0	125685	371849	0	497534	210950	-2513525	46.4%
2027	506922	0	125685	381237	0	506922	214930	-2065712	56.0%
2028	516309	0	125685	390624	0	516309	218910	-1650700	64.8%
2029	525696	0	125685	400012	0	525696	222890	-1266557	73.0%
2030	535084	0	125685	409399	0	535084	226870	-911100	80.8%
2031	544471	0	125685	418786	0	544471	230850	-582288	87.9%
2032	553859	0	125685	428174	0	553859	234831	-278214	94.1%
2033	563246	0	125685	437561	0	563246	238811	2902	100.1%
2034	572634	0	125685	446949	0	572634	242791	262722	105.6%
2035	582021	0	125685	456336	0	582021	246771	502793	110.7%
2036	591409	0	125685	465724	0	591409	250751	724560	115.4%
2037	600796	0	125685	475111	0	600796	254731	929367	119.8%
2038	610183	0	125685	484498	0	610183	258712	1118464	123.8%
2039	619571	0	125685	493886	0	619571	262692	1293015	127.6%
2040	628958	0	125685	503273	0	628958	266672	1464102	131.0%
2041	638346	0	125685	512661	0	638346	270652	1602730	134.2%
2042	647733	0	125685	522048	0	647733	274632	1739834	137.1%
2043	234686	0	125685	109001	0	234686	278613	1809196	138.6%
2044	234686	0	125685	109001	0	234686	282593	1872742	139.9%
2045	234686	0	125685	109001	0	234686	286573	1930955	141.2%
2046	234686	0	125685	109001	0	234686	290553	1984280	142.3%
2047	234686	0	125685	109001	0	234686	294533	2033125	143.3%
<b>Total</b>	<b>12344480</b>	<b>0</b>	<b>3142124</b>	<b>9202356</b>	<b>0</b>	<b>12344480</b>	<b>6169278</b>	<b>2033125</b>	<b>143.3%</b>

Figura B.5: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante AMERISOLAR, caso con sociedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	507959	50000	125685	332274	0	457959	200048	-4092939	12.8%
2024	518118	53150	125685	339283	0	464968	204049	-3540033	24.5%
2025	528277	56498	125685	346094	0	471779	208050	-3029287	35.4%
2026	538437	60058	125685	352894	0	478379	212051	-2557894	45.5%
2027	548596	63841	125685	359069	0	484754	216052	-2122549	54.8%
2028	558755	67884	125685	365206	0	490891	220053	-1721239	63.3%
2029	568914	72139	125685	371090	0	496775	224054	-1351340	71.2%
2030	579073	76684	125685	376705	0	502390	228055	-1010562	78.5%
2031	589232	81515	125685	382033	0	507718	232056	-696846	85.1%
2032	599392	86650	125685	387056	0	512741	236057	-408162	91.3%
2033	609551	92109	125685	391757	0	517442	240058	-142953	97.0%
2034	619710	97912	125685	396113	0	521788	244059	101372	102.2%
2035	629869	104080	125685	400104	0	525789	248060	325529	106.9%
2036	640028	110638	125685	403706	0	529391	252061	531309	111.3%
2037	650187	117608	125685	406895	0	532580	256062	720104	115.4%
2038	660347	125017	125685	409645	0	535330	260062	893204	119.0%
2039	670506	132883	125685	411928	0	537613	264063	1051311	122.4%
2040	680665	141285	125685	413715	0	539400	268064	1197041	125.5%
2041	690824	150185	125685	414974	0	540859	272065	1329528	128.3%
2042	700983	159625	125685	415673	0	541358	276066	1451433	130.9%
2043	711142	169632	125685	0	0	84298	280067	1500670	132.0%
2044	721301	180372	125685	0	0	73608	284068	1544609	132.9%
2045	731460	191735	125685	0	0	62244	288069	1583731	133.8%
2046	741619	203815	125685	0	0	50165	292070	1618477	134.5%
2047	751778	216655	125685	0	0	37325	296071	1649248	135.2%
<b>Total</b>	<b>13359321</b>	<b>2861969</b>	<b>3142124</b>	<b>7676013</b>	<b>0</b>	<b>10497352</b>	<b>6201490</b>	<b>1649248</b>	<b>135.2%</b>

Figura B.6: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante AMERISOLAR, caso con sociedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	486333	0	114868	371465	0	486333	196391	-3745529	14.3%
2024	496060	0	114868	381192	0	496060	203379	-3167881	27.5%
2025	505786	0	114868	390919	0	505786	207367	-2632078	39.8%
2026	515513	0	114868	400645	0	515513	211355	-2136618	51.1%
2027	525240	0	114868	410372	0	525240	215342	-1675775	61.6%
2028	534966	0	114868	420099	0	534966	219330	-1249994	71.4%
2029	544693	0	114868	429825	0	544693	223318	-855883	80.4%
2030	554420	0	114868	439552	0	554420	227306	-491202	88.8%
2031	564146	0	114868	449279	0	564146	231294	-153868	96.5%
2032	573873	0	114868	459005	0	573873	235281	169106	103.6%
2033	583600	0	114868	468732	0	583600	239269	446517	110.2%
2034	593326	0	114868	478459	0	593326	243257	713078	116.3%
2035	603053	0	114868	488185	0	603053	247245	969379	122.0%
2036	612780	0	114868	497912	0	612780	251233	1186901	127.2%
2037	622506	0	114868	507639	0	622506	255221	1397022	132.0%
2038	632233	0	114868	517365	0	632233	259208	1591025	136.4%
2039	641960	0	114868	527092	0	641960	263196	1770105	140.5%
2040	651686	0	114868	536819	0	651686	267184	1936372	144.3%
2041	661413	0	114868	546545	0	661413	271172	2087857	147.8%
2042	671140	0	114868	556272	0	671140	275160	2228519	151.0%
2043	243167	0	114868	128299	0	243167	279147	2289099	152.6%
2044	243167	0	114868	128299	0	243167	283135	2363763	154.1%
2045	243167	0	114868	128299	0	243167	287123	2422975	155.5%
2046	243167	0	114868	128299	0	243167	291111	2477218	156.7%
2047	243167	0	114868	128299	0	243167	295099	2526898	157.8%
<b>Total</b>	<b>12790560</b>	<b>0</b>	<b>2871693</b>	<b>9918867</b>	<b>0</b>	<b>12790560</b>	<b>6181123</b>	<b>2526898</b>	<b>157.8%</b>

Figura B.7: Flujo de caja obtenido de PVsyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante CSUNPOWER, caso con suciedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	528562	50000	114888	361895	0	478662	200382	-3753911	14.1%
2024	537094	53150	114888	369076	0	483944	204390	-3185040	27.1%
2025	547625	56498	114888	376259	0	491126	208398	-2659477	39.1%
2026	558156	60058	114888	383230	0	498098	212405	-2174194	50.2%
2027	568687	63841	114888	389978	0	504846	216413	-1726349	60.5%
2028	579218	67864	114888	396487	0	511355	220421	-1313281	69.9%
2029	589750	72139	114888	402743	0	517611	224428	-932497	78.7%
2030	600281	76684	114888	408730	0	523597	228436	-581668	86.7%
2031	610812	81515	114888	414430	0	529297	232443	-258616	94.1%
2032	621343	86650	114888	419826	0	534693	236451	38694	100.9%
2033	631875	92109	114888	424898	0	539766	240459	312158	107.1%
2034	642406	97912	114888	429626	0	544494	244466	563545	112.9%
2035	652937	104080	114888	433989	0	548857	248474	794503	118.2%
2036	663468	110638	114888	437963	0	552831	252482	1006567	123.0%
2037	674000	117608	114888	441524	0	556392	256489	1201164	127.5%
2038	684531	125017	114888	444646	0	559514	260497	1379523	131.8%
2039	695062	132893	114888	447301	0	562169	264505	1543176	135.3%
2040	705593	141265	114888	449460	0	564328	268512	1692969	138.7%
2041	716125	150165	114888	451092	0	565960	272520	1830067	141.9%
2042	726656	159625	114888	452163	0	567031	276528	1955457	144.8%
2043	263281	169662	114888	0	0	93599	280535	2006014	145.9%
2044	263281	180372	114888	0	0	52509	284543	2051154	146.9%
2045	263281	191735	114888	0	0	71546	288551	2091369	147.9%
2046	263281	203815	114888	0	0	59457	292558	2127108	148.7%
2047	263281	216855	114888	0	0	46626	296566	2158784	149.4%
<b>Total</b>	<b>13848588</b>	<b>2861969</b>	<b>2871693</b>	<b>8335116</b>	<b>0</b>	<b>10986618</b>	<b>6211851</b>	<b>2158784</b>	<b>149.4%</b>

Figura B.8: Flujo de caja obtenido de PVSystem correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de alta eficiencia PERC fabricante CSUNPOWER, caso con sociedad variable.



	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	281253	0	99914	181338	0	281253	152217	-3494026	11.0%
2024	286878	0	99914	186964	0	286878	156091	-3094903	21.1%
2025	292503	0	99914	192589	0	292503	159966	-2724949	30.8%
2026	298128	0	99914	198214	0	298128	203750	-2382159	39.3%
2027	303753	0	99914	203839	0	303753	207594	-2084853	47.4%
2028	309378	0	99914	209464	0	309378	211439	-1770896	54.9%
2029	315003	0	99914	215089	0	315003	215283	-1488544	61.8%
2030	320628	0	99914	220714	0	320628	219128	-1246744	68.2%
2031	326253	0	99914	226339	0	326253	222972	-1013819	74.2%
2032	331878	0	99914	231964	0	331878	226816	-798418	79.7%
2033	337503	0	99914	237589	0	337503	230661	-599280	84.7%
2034	343128	0	99914	243214	0	343128	234505	-416228	89.4%
2035	348754	0	99914	248839	0	348754	238349	-245166	93.8%
2036	354379	0	99914	254464	0	354379	242194	-88069	97.8%
2037	360004	0	99914	260089	0	360004	246038	57012	101.5%
2038	365629	0	99914	265714	0	365629	249882	190965	104.9%
2039	371254	0	99914	271339	0	371254	253727	314614	108.0%
2040	376879	0	99914	276964	0	376879	257571	423728	110.9%
2041	382504	0	99914	282589	0	382504	261415	534012	113.6%
2042	388129	0	99914	288215	0	388129	265260	631134	116.1%
2043	140626	0	99914	40712	0	140626	269104	688501	117.5%
2044	140626	0	99914	40712	0	140626	272948	737307	118.8%
2045	140626	0	99914	40712	0	140626	276793	783923	120.0%
2046	140626	0	99914	40712	0	140626	280637	828692	121.1%
2047	140626	0	99914	40712	0	140626	284481	865928	122.1%
<b>Total</b>	<b>7396950</b>	<b>0</b>	<b>2497860</b>	<b>4899090</b>	<b>0</b>	<b>7396950</b>	<b>5958730</b>	<b>865928</b>	<b>122.1%</b>

Figura B.9: Flujo de caja obtenido de PVSystem correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante NINGBO-RARLON, caso con suciedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	305480	50000	99914	155565	0	255480	193736	-3516075	10.4%
2024	311589	53150	99914	158525	0	258439	197811	-3139174	20.0%
2025	317699	56498	99914	161286	0	261200	201486	-2791551	28.9%
2026	323808	60058	99914	163836	0	263750	205360	-2471142	37.0%
2027	329918	63841	99914	166162	0	266078	209235	-2176011	44.5%
2028	336028	67884	99914	168250	0	268164	213110	-1904345	51.5%
2029	342137	72139	99914	170084	0	269998	216985	-1654445	57.8%
2030	348247	76684	99914	171649	0	271563	220859	-1424727	63.7%
2031	354356	81515	99914	172827	0	272842	224734	-1213706	69.1%
2032	360466	86650	99914	173901	0	273818	228609	-1020000	74.0%
2033	366575	92109	99914	174552	0	274468	232484	-842317	78.5%
2034	372685	97912	99914	174859	0	274773	236358	-679455	82.7%
2035	378795	104080	99914	174800	0	274714	240233	-530293	86.5%
2036	384904	110638	99914	174352	0	274267	244108	-393788	90.0%
2037	391014	117608	99914	173492	0	273408	247982	-268972	93.1%
2038	397123	125017	99914	172192	0	272108	251857	-154942	96.1%
2039	403233	132893	99914	170426	0	270340	255732	-50862	98.7%
2040	409343	141265	99914	168183	0	268077	259607	44047	101.1%
2041	415452	150185	99914	165373	0	265287	263481	130505	103.3%
2042	421562	159625	99914	162022	0	261938	267356	209181	105.3%
2043	152740	169682	99914	0	0	-16942	271231	243543	106.2%
2044	152740	180372	99914	0	0	-27632	275106	273944	107.0%
2045	152740	191735	99914	0	0	-38995	278980	300745	107.7%
2046	152740	203815	99914	0	0	-51075	282855	324277	108.3%
2047	152740	216655	99914	0	0	-63915	286730	344842	108.8%
<b>Total</b>	<b>8034113</b>	<b>2861969</b>	<b>2497860</b>	<b>3372414</b>	<b>0</b>	<b>5172143</b>	<b>6005826</b>	<b>344842</b>	<b>108.8%</b>

Figura B.10: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante NINGBO-RARLON, caso con sociedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	329881	0	102493	227368	0	329881	194901	-3488704	12.9%
2024	336458	0	102493	233965	0	336458	198799	-2972231	26.7%
2025	343055	0	102493	240562	0	343055	202697	-2457956	38.6%
2026	349653	0	102493	247159	0	349653	206595	-1944059	51.4%
2027	356250	0	102493	253757	0	356250	210493	-1430753	64.2%
2028	362847	0	102493	260354	0	362847	214391	-918182	77.1%
2029	369444	0	102493	266951	0	369444	218289	-406526	89.8%
2030	376042	0	102493	273548	0	376042	222187	104068	102.6%
2031	382639	0	102493	280145	0	382639	226085	613411	115.3%
2032	389236	0	102493	286743	0	389236	229983	1121386	128.0%
2033	395833	0	102493	293340	0	395833	233881	1627842	140.7%
2034	402430	0	102493	299937	0	402430	237779	2132643	153.3%
2035	409028	0	102493	306534	0	409028	241677	2638659	166.9%
2036	415625	0	102493	313132	0	415625	245575	3136766	178.4%
2037	422222	0	102493	319729	0	422222	249473	3636846	190.9%
2038	428819	0	102493	326326	0	428819	253371	4132785	203.3%
2039	435417	0	102493	332923	0	435417	257269	4627475	215.7%
2040	442014	0	102493	339520	0	442014	261167	5119814	228.0%
2041	448611	0	102493	346118	0	448611	265065	5609703	240.2%
2042	455208	0	102493	352715	0	455208	268963	6097050	252.4%
2043	461805	0	102493	359313	0	461805	272861	6586894	259.6%
2044	468402	0	102493	365910	0	468402	276759	6671597	266.7%
2045	475000	0	102493	372507	0	475000	280657	6954169	273.8%
2046	481597	0	102493	379104	0	481597	284555	7233624	280.8%
2047	488194	0	102493	385702	0	488194	288453	7509975	287.7%
<b>Total</b>	<b>8675345</b>	<b>0</b>	<b>2562333</b>	<b>6113012</b>	<b>0</b>	<b>8675345</b>	<b>6041930</b>	<b>7509975</b>	<b>287.7%</b>

Figura B.11: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante POLYCROWN, caso con sociedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	357901	50000	102493	205408	0	307901	198246	-3508914	12.4%
2024	385059	53150	102493	209416	0	311909	200171	-3014718	24.7%
2025	372217	58498	102493	213228	0	315719	204096	-2524884	38.9%
2026	379375	60058	102493	216824	0	319317	208021	-2037705	49.1%
2027	388533	63841	102493	220199	0	322892	211946	-1553467	61.2%
2028	393691	67884	102493	223335	0	325828	215871	-1072454	73.2%
2029	400849	72139	102493	226217	0	328710	219796	-594946	85.1%
2030	408007	76684	102493	228830	0	331324	223721	-121220	97.0%
2031	415165	81515	102493	231157	0	333651	227646	348448	108.7%
2032	422323	86650	102493	233180	0	335673	231571	813785	120.3%
2033	429481	92109	102493	234879	0	337372	235496	1274522	131.9%
2034	436640	97912	102493	236234	0	338728	239421	1730388	143.2%
2035	443798	104080	102493	237224	0	339717	243346	2181114	154.5%
2036	450956	110638	102493	237825	0	340318	247271	2628433	165.8%
2037	458114	117608	102493	238013	0	340506	251195	3086076	176.8%
2038	465272	125017	102493	237761	0	340255	255120	3499774	187.5%
2039	472430	132893	102493	237043	0	339537	259045	3927259	198.2%
2040	479588	141265	102493	235829	0	338322	262970	4345280	208.7%
2041	486746	150165	102493	234087	0	336581	266895	4762504	219.0%
2042	493904	159625	102493	231785	0	334278	270820	5169718	229.2%
2043	178951	169662	102493	0	0	9269	274745	5357104	233.9%
2044	178951	180372	102493	0	0	-1421	278670	5536439	238.4%
2045	178951	191735	102493	0	0	-12785	282595	5707541	242.8%
2046	178951	203815	102493	0	0	-24864	286520	5870218	246.7%
2047	178951	216855	102493	0	0	-37704	290445	6024271	250.8%
<b>Total</b>	<b>9412802</b>	<b>2861969</b>	<b>2562333</b>	<b>4568472</b>	<b>0</b>	<b>6550833</b>	<b>6083641</b>	<b>6024271</b>	<b>250.8%</b>

Figura B.12: Flujo de caja obtenido de PVSystem correspondiente a módulo de Silicio Policristalino fabricante POLYCROWN, caso con sociedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	102738	0	9774	4864	0	102738	188371	-3614323	6.4%
2024	104793	0	9774	7019	0	104793	171738	-3385785	12.3%
2025	106848	0	9774	9074	0	106848	175108	-3173949	17.8%
2026	108903	0	9774	11128	0	108903	178473	-2977667	22.9%
2027	110957	0	9774	13183	0	110957	181841	-2795883	27.6%
2028	113012	0	9774	15238	0	113012	185208	-2627525	31.9%
2029	115067	0	9774	17293	0	115067	188575	-2471709	36.0%
2030	117122	0	9774	19347	0	117122	191943	-2327528	39.7%
2031	119176	0	9774	21402	0	119176	195310	-2194155	43.2%
2032	121231	0	9774	23457	0	121231	198678	-2070816	46.4%
2033	123286	0	9774	25512	0	123286	202045	-1956789	49.3%
2034	125341	0	9774	27566	0	125341	205413	-1851401	52.0%
2035	127396	0	9774	29621	0	127396	208780	-1754023	54.6%
2036	129450	0	9774	31676	0	129450	212147	-1684070	56.9%
2037	131505	0	9774	33731	0	131505	215515	-1600998	59.0%
2038	133560	0	9774	35786	0	133560	218882	-1504294	61.0%
2039	135615	0	9774	37840	0	135615	222250	-1433493	62.9%
2040	137669	0	9774	39895	0	137669	225617	-1368152	64.6%
2041	139724	0	9774	41950	0	139724	228984	-1307888	66.1%
2042	141779	0	9774	44005	0	141779	232352	-1252253	67.6%
2043	51369	0	9774	0	0	51369	235719	-1213459	68.6%
2044	51369	0	9774	0	0	51369	239087	-1177778	69.5%
2045	51369	0	9774	0	0	51369	242454	-1144964	70.3%
2046	51369	0	9774	0	0	51369	245822	-1114791	71.1%
2047	51369	0	9774	0	0	51369	249189	-1087051	71.8%
<b>Total</b>	<b>2702018</b>	<b>0</b>	<b>2444358</b>	<b>489686</b>	<b>0</b>	<b>2702018</b>	<b>5219499</b>	<b>-1087051</b>	<b>71.8%</b>

Figura B.13: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Amorfo fabricante SANGSOLAR, caso con sociedad fija de 10 %.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	113996	50000	97774	0	0	63996	170888	-3647257	5.6%
2024	116276	53150	97774	0	0	63126	174303	-3451034	10.8%
2025	118556	56498	97774	0	0	62058	177721	-3270885	15.3%
2026	120836	60058	97774	0	0	60778	181139	-3105652	19.8%
2027	123116	63841	97774	0	0	59275	184556	-2954252	23.5%
2028	125396	67854	97774	0	0	57533	187974	-2815570	27.1%
2029	127676	72139	97774	0	0	55537	191352	-2688957	30.4%
2030	129956	76684	97774	0	0	53272	194809	-2573225	33.3%
2031	132236	81515	97774	0	0	50721	198227	-2467646	36.1%
2032	134516	86650	97774	0	0	47866	201645	-2371449	38.8%
2033	136796	92109	97774	0	0	44637	205063	-2283913	40.8%
2034	139076	97912	97774	0	0	41164	208480	-2204369	42.9%
2035	141356	104080	97774	0	0	37275	211898	-2132193	44.8%
2036	143636	110638	97774	0	0	32998	215316	-2066804	46.5%
2037	145915	117608	97774	0	0	28308	218733	-2007664	48.0%
2038	148195	125017	97774	0	0	23178	222151	-1954273	49.4%
2039	150475	132883	97774	0	0	17582	225569	-1906167	50.8%
2040	152755	141285	97774	0	0	11490	228987	-1862915	51.7%
2041	155035	150185	97774	0	0	4870	232404	-1824119	52.8%
2042	157315	159625	97774	0	0	-2310	235822	-1789409	53.7%
2043	56998	169632	97774	0	0	-112684	239240	-1772307	54.1%
2044	56998	180372	97774	0	0	-123374	242657	-1757654	54.5%
2045	56998	191735	97774	0	0	-134737	246075	-1746220	54.8%
2046	56998	203815	97774	0	0	-146816	249493	-1734795	55.1%
2047	56998	216655	97774	0	0	-159657	252911	-1726189	55.3%
<b>Total</b>	<b>2998107</b>	<b>2861969</b>	<b>2444358</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>136137</b>	<b>5297451</b>	<b>-1726189</b>	<b>55.3%</b>

Figura B.14: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Amorfo fabricante SANGSOLAR, caso con suciedad variable.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	377240	0	108268	268982	0	377240	196760	-3650865	12.5%
2024	384785	0	108268	276527	0	384785	200995	-3166987	24.1%
2025	392330	0	108268	284072	0	392330	204630	-2718481	34.9%
2026	399875	0	108268	291617	0	399875	208666	-2302908	44.8%
2027	407420	0	108268	299162	0	407420	212501	-1917987	54.0%
2028	414964	0	108268	306706	0	414964	216436	-1561578	62.6%
2029	422509	0	108268	314251	0	422509	220371	-1231678	70.5%
2030	430054	0	108268	321796	0	430054	224306	-928414	77.8%
2031	437599	0	108268	329341	0	437599	228242	-644033	84.6%
2032	445144	0	108268	336886	0	445144	232177	-382897	90.8%
2033	452688	0	108268	344431	0	452688	236112	-141476	96.6%
2034	460233	0	108268	351975	0	460233	240047	81655	102.0%
2035	467778	0	108268	359520	0	467778	243982	287828	106.9%
2036	475323	0	108268	367065	0	475323	247918	476278	111.5%
2037	482868	0	108268	374610	0	482868	251853	654164	115.7%
2038	490412	0	108268	382155	0	490412	255788	819559	119.6%
2039	497957	0	108268	389699	0	497957	259723	966462	123.2%
2040	505502	0	108268	397244	0	505502	263658	1104803	126.5%
2041	513047	0	108268	404789	0	513047	267594	1232444	129.5%
2042	520592	0	108268	412334	0	520592	271529	1350187	132.4%
2043	188620	0	108268	80362	0	188620	275464	1412899	133.9%
2044	188620	0	108268	80362	0	188620	279399	1470393	135.2%
2045	188620	0	108268	80362	0	188620	283334	1523100	136.5%
2046	188620	0	108268	80362	0	188620	287270	1571415	137.7%
2047	188620	0	108268	80362	0	188620	291205	1615701	138.7%
<b>Total</b>	<b>9921421</b>	<b>0</b>	<b>2706448</b>	<b>7214973</b>	<b>0</b>	<b>9921421</b>	<b>6099550</b>	<b>1615701</b>	<b>138.7%</b>

Figura B.15: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) fabricante OMNISPOWER, caso con suciedad fija de 10%.

	Venta de electricidad	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impute autoconsumo	Ahorro	Cumul lucro	% amorti.
2023	409245	50000	108258	250988	0	359245	198071	-3856022	12.1%
2024	417430	53150	108258	256022	0	364280	202033	-3197994	23.4%
2025	425615	56498	108258	260859	0	369117	205994	-2765905	33.7%
2026	433800	60058	108258	265484	0	373742	209955	-2357232	43.3%
2027	441985	63841	108258	269886	0	378144	213917	-1999609	52.1%
2028	450170	67884	108258	274049	0	382308	217878	-1650820	60.2%
2029	458355	72139	108258	277958	0	386218	221840	-1348791	67.7%
2030	466540	76684	108258	281598	0	389856	225801	-1051583	74.6%
2031	474725	81515	108258	284952	0	393210	229763	-797382	80.9%
2032	482910	86650	108258	288002	0	396259	233724	-554496	86.7%
2033	491095	92109	108258	290728	0	398985	237685	-331346	92.1%
2034	499279	97912	108258	293110	0	401367	241647	-126462	97.0%
2035	507464	104080	108258	295126	0	403384	245608	61528	101.5%
2036	515649	110638	108258	296754	0	405012	249570	233899	105.8%
2037	523834	117608	108258	297969	0	406227	253531	391840	109.4%
2038	532019	125017	108258	298744	0	407002	257493	536454	112.9%
2039	540204	132893	108258	299053	0	407311	261454	668765	116.0%
2040	548389	141285	108258	298866	0	407124	265415	789727	118.9%
2041	556574	150185	108258	298151	0	406409	269377	900224	121.8%
2042	564759	159625	108258	296875	0	405133	273338	1001074	124.0%
2043	204623	169682	108258	0	0	34941	277300	1043267	125.0%
2044	204623	180372	108258	0	0	24251	281261	1080798	125.9%
2045	204623	191735	108258	0	0	12888	285222	1114091	126.7%
2046	204623	203815	108258	0	0	808	289184	1143532	127.4%
2047	204623	216655	108258	0	0	-12032	293145	1169478	128.0%
<b>Total</b>	<b>10763156</b>	<b>2861969</b>	<b>2706448</b>	<b>5675172</b>	<b>0</b>	<b>7901186</b>	<b>6140206</b>	<b>1169478</b>	<b>128.0%</b>

Figura B.16: Flujo de caja obtenido de PVSyst correspondiente a módulo de Silicio Monocristalino de capa fina (flexible) fabricante OMNISPOWER, caso con sociedad variable.