

Proyecto Final de Grado

Junio 2019

“PROYECTO Y DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL ACTUAL EDIFICIO INTEMA”



Alumno: *Jorge Facundo Ciancaglini*
Carrera: *Ingeniería Electromecánica*

Tutor: *Mg. Ing. Claudio Dimenna*
Co-Tutor: *Dr. Ing. Marcos Funes*

Evaluadores: *Dr. Ing. Daniel O. Carrica*
Ing. Guillermo J. Murcia
Ing. Hernán G. Kunert



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

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

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



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

Resumen ejecutivo

El objetivo de este proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica conectada a red utilizando la superficie útil de los techos del nuevo edificio del Instituto de Investigación en Ciencia Y Tecnología De Materiales (INTEMA), el cual está situado en la Av. Colon y calle Sandino de la ciudad de Mar del Plata.

El proyecto tiene como finalidad diseñar una instalación que abastezca parte de la demanda de energía eléctrica del edificio. El modelo aplicado será de autoconsumo sin almacenamiento local, de forma que la producción se inyectará en la red de distribución eléctrica y se consume a la vez de la misma red.

Como introducción al tema se realiza una breve reseña de la situación energética nacional y se destaca el plan de energías renovables de la Universidad Nacional de Mar del Plata para sus edificios, el cual incluye la planta fotovoltaica emplazada en el techo de la Facultad de Ingeniería. La misma ha sido objeto de estudio de este Proyecto Final de Grado.

Para el diseño de la instalación fotovoltaica se utilizó un entorno de simulación que fue definido luego de una comparación entre distintos programas. Con el fin de obtener la configuración óptima del sistema, en primera instancia se corroboró el funcionamiento del programa elegido, es aquí es donde juega un papel importante la instalación de la Facultad de Ingeniería, ya que se simuló la misma y se comparó la producción energética obtenida con mediciones in-situ.

Luego se procedió al diseño de la instalación fotovoltaica del edificio INTEMA, para ello se comparó entre modelos de paneles solares. A los cuales se los evaluó en distintas configuraciones y se eligió el que otorgó una mayor producción de energía. En dicho diseño los módulos fotovoltaicos pueden estar orientados hacia el norte y su inclinación será la misma durante todo el año. Ya con los parámetros óptimos, se segmentó la construcción del edificio en tres etapas, las cuales abarcan la construcción tanto sobre las terrazas como en superficies elevadas. Posterior a esto, se diseñó la estructura soporte de los paneles y las superficies elevadas en donde se ubicarán las mismas. Estas fueron diseñadas en base a las reglamentaciones nacionales vigentes y simuladas en software para su verificación.

Posteriormente se realizó un estudio de rentabilidad del proyecto y se analizó su impacto ambiental, calculando las toneladas anuales de dióxido de carbono que se evita enviar a la atmósfera con la producción de este tipo de energía limpia.

Para finalizar se realizó el análisis de dos proyectos alternativos con la finalidad de compararlos con el proyecto original y concluir cual es el proyecto más factible desde el punto de vista técnico – económico.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a toda mi familia, por un lado a mis padres ya que gracias al esfuerzo y sacrificio de ellos pude alcanzar la meta que este trabajo concluye. Por otro lado, agradecer a mi hermano Marcelo, que además de ser mi hermano es mi gran amigo y compañero con quien comparto el día a día.

A Victoria, por acompañarme y ayudarme durante todos estos años de estudio. Por entenderme, aconsejarme y apoyarme siempre en todas mis decisiones.

A Ana, con quien comparto gran parte del día a día y siempre compartimos momentos.

También quisiera agradecer especialmente a mis tutores del trabajo Claudio y Marcos, los cuales siempre me aconsejaron de la mejor manera y gracias a ellos puede concluir con este proyecto.

Quiero agradecer a todos mis amigos con los cuales compartí varias tardes de estudio. Gracias a ellos pude ir sorteando las dificultades del camino facultativo hasta cumplir con este objetivo.

Por ultimo quiero agradecer a todas las personas que de una u otra manera me influenciaron o me ayudaron durante esta etapa.

Índice

1	Introducción	1
2	Estado del arte	4
2.1	Generación distribuida	4
2.1.1	Generación distribuida aislada	5
2.1.2	Generación Distribuida interconectada a la red	5
2.1.3	Análisis de sistemas para la GD	7
2.1.4	Beneficios de la GD	9
2.2	Energía solar	11
2.2.1	Energía solar fotovoltaica	12
2.3	Elementos de un sistema FV	14
2.3.1	Generador fotovoltaico	15
2.3.2	Inversor	24
2.3.3	Equipo de medida	27
2.3.4	Estructura de soporte de las placas	27
2.3.5	Caja General de Protección	28
2.3.6	Puesta a tierra	28
2.4	Parámetros por considerar en una instalación FV	28
2.4.1	Irradiancia	29
2.4.2	Temperatura de los módulos	29
2.4.3	Sombreado	30
2.4.4	Inclinación y orientación	33
2.4.5	Rendimientos técnicos	36
3	Objetivos	37
4	Reconocimiento de la instalación fotovoltaica piloto	38
4.1	Facultad de ingeniería - UNMdP	39
5	Elección de software	44
5.1	PVSYST	44

5.2	HOMER	45
5.3	SKELION	46
5.4	PVLIB-PYTHON	47
5.5	NREL SAM	49
6	Simulación para corroborar funcionamiento	51
6.1	Ubicación geográfica y datos climáticos	51
6.2	Paneles solares utilizados	52
6.3	Inversores utilizados	53
6.4	Diseño de la instalación	54
6.5	Sombreamiento	55
6.6	Pérdidas de energía	58
6.7	Calculo de la producción energética mediante el software.....	59
7	Optimización de la instalación piloto	61
7.1	Obtención de la inclinación más adecuada	61
7.2	Obtención de la separación más adecuada	62
8	Diseño instalación fotovoltaica – Edificio INTEMA	65
8.1	Emplazamiento de la instalación.....	65
8.2	Comparación entre módulos.....	66
8.2.1	Inclinación teórica de los paneles	66
8.2.2	Obtención de la inclinación de diseño.....	67
8.2.3	Separación teórica de los paneles	68
8.3	Elección del modulo.....	70
8.4	Elección de Inversor	71
8.5	Caracterización del proyecto	73
8.5.1	Terrazas 1 y 2.....	74
8.5.2	Terraza 3	78
8.6	Etapa de construcción 1	80
8.7	Etapa de construcción 2	83
8.8	Etapa de construcción 3	85

8.9	Componentes de la instalación	87
8.9.1	Cableado	87
8.9.2	Puesta a tierra (PAT)	90
8.9.3	Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos	91
8.9.4	Protección contra sobretensiones atmosféricas	96
8.9.5	Protector contra sobretensiones	97
9	Diseño estructura soporte	98
9.1	Cálculo de viento - Memoria descriptiva	98
9.2	Procedimiento del cálculo	99
9.2.1	Velocidad básica del viento	100
9.2.2	Factor de direccionalidad del viento.....	101
9.2.3	Factor de importancia	101
9.2.4	Coefficiente de exposición para la presión dinámica.....	103
9.2.5	Efectos topográficos	104
9.2.6	Factor de efecto de ráfaga.....	104
9.2.7	Presión dinámica	104
9.2.8	Coefficientes de fuerza	105
9.2.9	Fuerza de viento	106
9.3	Modelado Computacional	107
9.3.1	Estructura 1 - Entre terrazas	107
9.3.2	Estructura 2 - Entre pozos de aire	114
9.3.3	Estructura 3 - Sobre terrazas	120
9.4	Ejecución del trabajo	124
9.4.1	Consideraciones previas	124
10	Análisis económico	125
10.1	Inversión inicial	125
10.1.1	Instalación eléctrica	125
10.1.2	Estructura soporte	125
10.2	Consideraciones económicas	126

10.3	Evaluación del proyecto.....	126
10.4	Análisis del consumo energético del edificio en estudio.....	127
10.4.1	Ahorro energético y económico del proyecto	128
	Ahorro en potencia	131
10.5	Análisis de rentabilidad para la instalación FV	134
10.5.1	Cálculo de la rentabilidad.....	134
11	Impacto ambiental	138
11.1	El cálculo de la huella de carbono	138
11.2	Impacto de los sistemas fotovoltaicos.....	140
11.2.1	Impacto instalación en estudio.....	141
11.2.2	Beneficios del proyecto.....	141
11.2.3	Tiempo de retorno energético.....	142
12	Alternativas al proyecto.....	144
12.1	Alternativa 1.....	144
12.1.1	Análisis económico	145
12.2	Alternativa 2.....	150
12.2.1	Análisis económico	151
13	Recomendaciones	156
14	Conclusiones	158
15	Bibliografía.....	160
	ANEXO 1: Cómputo y costos de los materiales	163
	ANEXO 2: Análisis Económico del proyecto alternativo 1	166
	Ahorro energético y económico (350 paneles horizontales)	167
	ANEXO 3: Análisis Económico del proyecto alternativo 2	171
	Ahorro energético y económico (155 paneles horizontales)	172
	ANEXO 4: Catálogos	176

Índice de Figuras

Figura 1.1 - Contribución de las distintas fuentes de energía a la generación nacional –CAMESA: Informe mensual del mes de abril 2019.	1
Figura 2.1 - Concepto de aplicación Generación Distribuida en un sistema eléctrico.	4
Figura 2.2 – Sistema de generación distribuida	5
Figura 2.3 – Energía generada excedente inyectada a la red eléctrica	6
Figura 2.4 – Energía generada insuficiente	6
Figura 2.5 – Sin generación de energía	6
Figura 2.6 – Aerogenerador tripala	8
Figura 2.7 – Fotografía paneles solares.....	9
Figura 2.8 - Componentes de la radiación solar	12
Figura 2.9 – Evolución de la capacidad instalada de energía solar FV (2010-2016)	13
Figura 2.10 – Sistema fotovoltaico autónomo	14
Figura 2.11 – Sistema fotovoltaico conectado a la red	15
Figura 2.12- Silicio dopado	16
Figura 2.13 - Área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N).....	16
Figura 2.14 - Funcionamiento de una célula FV	17
Figura 2.15 – Representación efecto fotovoltaico	18
Figura 2.16 – Representación de la formación de un generador FV.....	19
Figura 2.17 – Celdas de silicio.....	21
Figura 2.18 – Paneles de silicio.....	21
Figura 2.19 – Circuito equivalente de panel FV	22
Figura 2.20- Característica tensión-corriente de un módulo FV	23
Figura 2.21 - Representación del punto de potencia máxima.	25
Figura 2.22 - Diagrama esquemático simplificado de un inversor PWM.	26
Figura 2.23 - Principio de funcionamiento de la tecnología PWM	26
Figura 2.24 - Curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente.....	29
Figura 2.25 – Variación de tensión en función de la temperatura	30
Figura 2.26 – Diodos bypass en módulos FV	31
Figura 2.27 - Constante geométrica k en función de la latitud del lugar.....	32
Figura 2.28 – Separación entre paneles u obstáculos	32
Figura 2.29 – Representación de panel inclinado.....	32
Figura 2.30 – Posición del sol según periodo del año	33
Figura 2.31 - Trayectoria relativa del Sol en el cielo para diferentes días del año (Hemisferio Sur).....	34
Figura 2.32 – Recorrido del sol a 45º de latitud Sur	35
Figura 2.33 – Panel inclinado con orientación al norte	35
Figura 4.1 – Instalación FV de la FI-UNMdP	39

Figura 4.2 - Estructura de soporte de los paneles FV de la FI-UNMdP.	40
Figura 4.3 - Componentes de la estructura de soporte de los paneles FV de la FI-UNMdP.....	41
Figura 4.4- Esquema unifilar de la instalación FV realizada en la FI-UNMdP.....	42
Figura 4.5 - Inversor AROS SIRIO 1500 instalado en el LIC – FI – UNMDP	43
Figura 5.1 – Interfaz de usuario de PVSYST	45
Figura 5.2 – Interfaz de usuario de HOMER	46
Figura 5.3 – Interfaz de usuario de SKELION	47
Figura 5.4 – Interfaz de usuario de PVLIB.....	48
Figura 5.5 – Interfaz de usuario de SAM.....	49
Figura 6.1 – Mapa de radiación solar de la base de SAM	51
Figura 6.2 – Interfaz del programa SAM: características del módulo FV	52
Figura 6.3 – Características del inversor.....	53
Figura 6.4- Interfaz del programa SAM: diseño de la planta FV(configuración de la instalación).	54
Figura 6.5 - Interfaz del programa SAM: diseño de la planta FV (orientación).	55
Figura 6.6 – Ubicación y vista satelital de la FI-UNMdP.....	55
Figura 6.7 – Fotografía y modelado de la instalación FV en el techo de la FI-UNMdP.....	56
Figura 6.8 - Modelado 3D de la instalación FV en el techo de la FI-UNMdP	56
Figura 6.9 – Interfaz ingreso de la cantidad de paneles.	57
Figura 6.10 – Interfaz parámetros calculados por SAM.	57
Figura 6.11 – Interfaz del programa SAM: pérdidas energéticas.	58
Figura 6.12 – Energía anual simulada.	59
Figura 6.13 – Energía mensual simulada.....	59
Figura 6.14 - Energía mensual simulada y medida.....	60
Figura 7.1 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de la FI-UNMdP.....	62
Figura 7.2 – Distancia mínima entre paneles de la facultad de ingeniería.....	62
Figura 7.3 – Energía por metro cuadrado de terraza y panel en función de la separación entre las filas de los paneles de la FI-UNMdP.....	64
Figura 8.1 – Vista aérea del edificio del INTEMA.....	65
Figura 8.2 – Techo del edificio del INTEMA	65
Figura 8.3 – Ubicación e imagen satelital del edificio del INTEMA	66
Figura 8.4 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de INTEMA	68
Figura 8.5 – Dimensiones de los paneles en estudio [m].....	68
Figura 8.6- Proyecciones de los paneles en estudio [m]	69
Figura 8.7 – Inversor SOLARLAKE 10000TL.....	72
Figura 8.8 - Numeración de terrazas del edificio INTEMA.....	74
Figura 8.9 – Dimensiones del edificio y emplazamiento de paneles sobre terrazas.....	74
Figura 8.10 – Energía anual por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación entre filas para las terrazas 1 y 2	76

Figura 8.11 - Modelado 3D de la instalación fotovoltaica terraza 1 y 2.....	77
Figura 8.12 – Vista de planta de la instalación fotovoltaica terraza 1 y 2	77
Figura 8.13 - Energía anual por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación entre filas	79
Figura 8.14 - Modelado 3D de la instalación fotovoltaica terraza 3	80
Figura 8.15 – Vista de planta de la instalación fotovoltaica terraza 3.....	80
Figura 8.16 – Imagen de terraza 1 y terraza 2	81
Figura 8.17 – Vista en planta de la etapa N°1 de construcción.....	81
Figura 8.18 – Conexionado de paneles en el inversor.....	81
Figura 8.19 – Modelado 3D de la etapa 1	82
Figura 8.20 – Energía mensual simulada para la etapa 1	82
Figura 8.21 – Imagen pozos de aire del edificio donde se instalara la estructura elevada	83
Figura 8.22 – Vista en planta de la etapa N°2 de construcción.....	83
Figura 8.23 - Modelado 3D etapa 2.....	84
Figura 8.24 – Energía mensual simulada para la etapa 2	84
Figura 8.25 - Modelado 3D etapa 3.....	85
Figura 8.26 – Energía mensual simulada para la etapa 3	85
Figura 8.27 – Modelado 3D Instalación FV finalizada	86
Figura 8.28 – Configuración da la instalación FV de la terraza 3	89
Figura 8.29 – Ilustración de fallas en circuito FV.....	92
Figura 8.30 - Conexionado correcto e incorrecto de los panales	96
Figura 9.1 – Dimensiones del panel inclinado	106
Figura 9.2 – Fotografía del espacio entre terrazas donde se ubicará la instalación.	107
Figura 9.3 - Vista general del modelo.....	108
Figura 9.4 - Condiciones de borde.	109
Figura 9.5 – Vista lateral de la carga del viento sobre la instalación	110
Figura 9.6 - Carga de viento.	110
Figura 9.7 - Carga de los paneles.....	111
Figura 9.8 - Esfuerzo de Von Mises debido a la carga muerta.	112
Figura 9.9 - Esfuerzo de Von Mises debido al peso de los paneles.	112
Figura 9.10 - Esfuerzo de Von Mises debido al viento frontal.	112
Figura 9.11 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de carga.....	113
Figura 9.12 - Zona de mayor tensión en la estructura.....	113
Figura 9.13 - Reacciones en los apoyos.	114
Figura 9.14 – Fotografía espacio a emplazar estructura.....	114
Figura 9.15 - Vista general del modelo.....	115
Figura 9.16 - Condiciones de borde	116
Figura 9.17 Vista lateral de la carga de viento.....	116

Figura 9.18 - Carga de viento	116
Figura 9.19 - Carga de los paneles.....	117
Figura 9.20 - Esfuerzo de Von Mises debido a la carga muerta.	117
Figura 9.21 - Esfuerzo de Von Mises debido al peso de los paneles.	118
Figura 9.22 - Esfuerzo de Von Mises debido al viento frontal.	118
Figura 9.23 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de carga.....	118
Figura 9.24 - Zona de mayor tensión en la estructura.....	119
Figura 9.25 – Reacción en nodos	119
Figura 9.26 - Vista general del modelo.....	120
Figura 9.27 - Condiciones de borde	120
Figura 9.28 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de cargas	121
Figura 9.29 – Reacciones en los apoyos	121
Figura 9.30 – Unión estructura metálica del pilar con la malla del edificio	122
Figura 9.31 – Ejemplo de viga apoyada.....	123
Figura 9.32 – Ejemplo de unión entre estructura metálica y el extremo del edificio.....	123
Figura 10.1 – Flujo de caja anual y acumulado (Ahorro por energía y potencia).....	135
Figura 10.2 – Valor actual anual y acumulado (Ahorro por energía y potencia).....	136
Figura 10.3 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía)	137
Figura 10.4– Valor actual anual y acumulado (Ahorro por energía).....	137
Figura 11.1 – Fuentes de emisiones de GEI	139
Figura 11.2 – Inventario de GEI en la República Argentina sobre un total 368 MtCO ₂ eq.	139
Figura 12.1 – Vista de planta de la instalación FV alternativa 1	144
Figura 12.2 – Estructura soporte para paneles ubicados en forma horizontal.....	145
Figura 12.3 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de cargas	145
Figura 12.4 – Producción energética anual de la instalación alternativa 1.....	146
Figura 12.5 – Gráfica de energía mensual - alternativa 1 (ver valores en ANEXO 2)	146
Figura 12.6 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Ahorro por energía y potencia)	148
Figura 12.7 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Ahorro por energía y potencia)	148
Figura 12.8 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Sin considerar el ahorro por potencia).....	149
Figura 12.9 - Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 1(Sin considerar ahorro por potencia).....	150
Figura 12.10 – Vista de planta de la instalación FV alternativa 2	150
Figura 12.11 – Producción energética anual de la instalación alternativa 2.....	151
Figura 12.12 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 2(Ahorro por energía y potencia)	153

Figura 12.13 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 2(Ahorro por energía y potencia)	153
Figura 12.14 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 2 (Sin considerar ahorro por potencia)	155
Figura 12.15 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 2 (Sin considerar ahorro por potencia)	155

Índice de Tablas

Tabla 2.1 – Factor K en función de la latitud	31
Tabla 4.1 - Características de los paneles instalados en la FI-UNMdP	41
Tabla 4.2 - Características eléctricas del inversor SIRIO 1500	42
Tabla 5.1 – Tabla comparativa entre softwares	50
Tabla 6.1 - Características de los paneles solares utilizados en la FI-UNMdP	53
Tabla 6.2 - Características de los inversores utilizados en la FI-UNMdP	54
Tabla 6.3 – Energía Promedio In-Situ Vs. Energía Simulada	60
Tabla 7.1 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de la FI-UNMdP	61
Tabla 7.2 - Cantidad de paneles a instalar en función de la separación entre filas de la FI-UNMdP	63
Tabla 7.3 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y de panel, para tres configuraciones distintas de la FI-UNMdP	64
Tabla 8.1 - Energía anual de 3 paneles simulada en función de la inclinación del arreglo	67
Tabla 8.2 – Cantidad de paneles a instalar para cada módulo en estudio y potencia esperada	70
Tabla 8.3 – Potencia esperada para los paneles de 270W y 320W	71
Tabla 8.4 - Características del inversor de 10000W utilizados la simulación	73
Tabla 8.5 – Potencia esperada de los paneles FV en terraza 1 y 2	75
Tabla 8.6 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación de paneles	76
Tabla 8.7 - Potencia esperada de los paneles FV en terraza 3	78
Tabla 8.8 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación de paneles	79
Tabla 8.9 – Parámetros de instalación FV en etapa 1	82
Tabla 8.10 – Parámetros de instalación FV en etapa 2	84
Tabla 8.11 – Parámetros de instalación FV en etapa 3	85
Tabla 8.12 – Producción energética por cada etapa y total	86
Tabla 8.13 – Características conductor utilizado en línea de CC	87
Tabla 8.14 – Características del conductor empleado en terraza 3	89
Tabla 8.15 – Características conductor utilizado en línea de CA	89
Tabla 9.1 - Velocidad básica del viento en ciudades	100

Tabla 9.2 - Factor de direccionalidad del viento	101
Tabla 9.3 – Clasificación de edificaciones.....	102
Tabla 9.4 - Factor de importancia basado en la clasificación dada por el Apéndice A.....	103
Tabla 9.5 - Coeficientes de exposición	104
Tabla 9.6 - Coeficientes de fuerza.....	105
Tabla 9.7 – Dimensiones generales	108
Tabla 9.8 - Propiedades mecánicas del acero A36.	109
Tabla 9.9 – Dimensiones generales	115
Tabla 10.1 – Precios por unidad de componentes de la instalación eléctrica	125
Tabla 10.2 – Precios por unidad de componentes de la estructura soporte.....	125
Tabla 10.3 – Inversión inicial del proyecto.....	126
Tabla 10.4 – Consumo energético del edificio y costo de cada período	127
Tabla 10.5 – Comparación del consumo energético del edificio con el simulado.....	127
Tabla 10.6 – Tarifas de energía y potencia.....	128
Tabla 10.7 – Energía registrada en el edificio INTEMA (2018)	128
Tabla 10.8 – Cálculo de hora solar pico proyecto original.....	129
Tabla 10.9 – Ahorro energético del proyecto original	130
Tabla 10.10 – Ahorro económico del proyecto original.....	131
Tabla 10.11 – Potencia registrada en cada periodo del año 2018	131
Tabla 10.12 – Comparativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto original.....	132
Tabla 10.13 – Ahorro económico total del proyecto original	132
Tabla 10.14 – Planilla de cálculo del análisis económico original.	133
Tabla 10.15 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía y potencia)	135
Tabla 10.16 - – Parámetros considerando ahorro energético y ahorro de potencia	136
Tabla 10.17 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía).....	137
Tabla 10.18 – Parámetros considerando solamente el ahorro energético.....	137
Tabla 11.1 – Emisiones GEI por subsector	140
Tabla 11.2 – Emisiones de CO ₂ evitadas.....	141
Tabla 11.3 – Índices de equivalencia en las emisiones.....	141
Tabla 11.4 - Ahorro equivalente en el uso de recursos fósiles.....	142
Tabla 11.5 – Emisiones CO ₂ según tipología de panel FV.....	142
Tabla 11.6 – Emisiones de CO ₂ para instalación FV de 1 kW.....	143
Tabla 12.1 – Lista de componentes de la instalación alternativa 1.....	146
Tabla 12.2 – Inversión inicial de la instalación alternativa 1.....	147
Tabla 12.3 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – Alternativa 1.....	147
Tabla 12.4 – Parámetros económicos del proyecto alternativo 1	148

Tabla 12.5 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – Alternativa 1(sin considerar el ahorro por potencia).....	149
Tabla 12.6 – Parámetros económicos proyecto alternativo 1 (sin considerar ahorro por potencia)	150
Tabla 12.7 – Lista de componentes de la instalación alternativa 2.....	151
Tabla 12.8 – Inversión inicial de la instalación alternativa 1.....	151
Tabla 12.9 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – alternativa 2 (Ahorro por energía y potencia).....	152
Tabla 12.10 – Parametros económicos del proyecto alternativo 2 (Ahorro por energía y potencia).....	153
Tabla 12.11 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – alternativa 2 (Sin considerar ahorro por potencia).....	154
Tabla 12.12 – Parametros económicos del proyecto alternativo 2 (sin considerar ahorro por potencia).....	155
Tabla 13.1 – Comparativa de costos de inversores	156
Tabla 14.1 - Comparación de proyectos	159

Tablas de ANEXOS

Tabla Anexo 1 – Componentes de la instalación FV, cantidad y precio de los mismos	164
Tabla Anexo 2 – Longitud de cables por etapa de construcción.....	164
Tabla Anexo 3 - Componentes de la estructura, cantidad y precios de los mismos	165
Tabla Anexo 4 – Componentes de la inversión inicial para la instalación FV del edificio	165
Tabla Anexo 5 – Calculo de hora solar pico – Alternativa 1	167
Tabla Anexo 6 – Producción energética instalación FV (Alternativa 1).....	168
Tabla Anexo 7 – Ahorro energético alternativa 1.....	168
Tabla Anexo 8 – Comparativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto alternativo 1	169
Tabla Anexo 9 – Ahorro económico total del proyecto alternativo 1	169
Tabla Anexo 10 – Planilla de cálculo del análisis económico alternativo 1.	170
Tabla Anexo 11 – Calculo de hora solar pico - Alternativa 2	172
Tabla Anexo 12 - Producción energética instalación FV (Alternativa 2).....	173
Tabla Anexo 13 – Ahorro energético alternativa 2.....	173
Tabla Anexo 14 – Comparativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto alternativo 1	174
Tabla Anexo 15 – Ahorro económico total del proyecto alternativo 2	174
Tabla Anexo 16 – Planilla de cálculo del análisis económico - Alternativa 2.....	175

1 Introducción

En la República Argentina la principal fuente de energía son los combustibles fósiles los cuales producen emisiones de gases de efecto invernadero. Adicionalmente, el constante crecimiento de la demanda eléctrica agrava esta situación.

El país se enfrenta al desafío de aumentar la potencia instalada tanto en las centrales como en las líneas de transporte, y también establecer estrategias que permitan la introducción gradual de otras fuentes renovables de energía como la solar y la eólica si es que se desean realizar acciones concretas en busca de la protección del medio ambiente. Para ello se debe implementar una política energética sostenible en la cual se pueda reducir la dependencia de las fuentes no renovables y contaminantes y propiciar el uso de nuevas tecnologías que permitan un balance equilibrado entre éstas y las fuentes renovables y no contaminantes. Por tal motivo en el año 2006 se sancionó la Ley 26190, que impulsaba poder alcanzar que el 8% de la generación eléctrica nacional para el año 2016 provenga de fuentes renovables. Sin embargo, no se llegó ni a 1% y el Estado Nacional se propuso corregir esta situación. En septiembre del 2015 se sancionó la Ley 27.191 que tiene por objetivo la contribución de fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional, para el 2018 y el 20% para el 2025 [1]. De esta manera, se propone alcanzar los 10000 megavatios de potencia instalada de fuentes renovables en 10 años. Nuevamente, no se logró cumplir con dicho objetivo, siendo el aporte de energía renovable del 5% para el mes de abril de 2019, como puede observarse en la Figura 1.1 [2].

Fuentes de energía

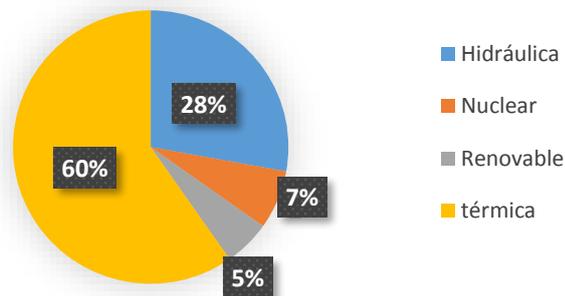


Figura 1.1 - Contribución de las distintas fuentes de energía a la generación nacional – CAMESA: Informe mensual del mes de abril 2019.

Al ser escasa la contribución de las energías renovables a la generación bruta nacional, resulta conveniente utilizar más eficientemente los recursos renovables para afrontar una demanda creciente, y así incrementar el uso de las energías limpias,

mejorando el rendimiento global de las redes de distribución energéticas de generación distribuida [3].

En noviembre de 2018 el Congreso aprobó la normativa que permite que todos los consumidores puedan ser también generadores, Ley 27.424 de Generación Distribuida de Energía. Esta ley tiene por objeto promover la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red.

Localmente, en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata (FI-UNMDP) desde el año 2014 se encuentra en ejecución del proyecto IRESUD "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos", donde participan el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC) del Depto. de Ing. Electrónica, el Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos (LEyDE) y el Laboratorio de Alta Tensión (LAT), los dos últimos pertenecientes al Dpto. de Ing. Eléctrica. Este proyecto prevé, entre otras actividades, el diseño, instalación y operación de sistemas fotovoltaicos piloto en viviendas y edificios públicos y privados. Por otro lado, la UNMDP comenzó con un plan de instalación de energías renovables para sus edificios, en particular de sistemas fotovoltaicos. Este desarrollo tiene su origen en el año 2017, cuando la Comisión de Ahorro Energético del Programa Universidad y Medio Ambiente (P.U.M.A) se planteó como objetivo que el Jardín Maternal en primera instancia, fuera un ejemplo de la instalación de energías renovables en la ciudad de Mar del Plata. Actualmente se trabaja en proyectos similares para la Biblioteca Central y Comedor, el Complejo Universitario, el espacio que ocupa la Escuela Superior de Medicina, el nuevo edificio del INTEMA y distintos edificios de la Universidad.

Las terrazas de los edificios de la universidad presentan un amplio potencial para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Estos sistemas son un conjunto de paneles solares que aprovechan la energía del sol y la convierten en energía eléctrica (corriente continua). En un sistema conectado a la red eléctrica esta energía, mediante el uso de un inversor, es transformada a corriente alterna (CA). La generación de energía eléctrica dependerá de las horas que el sol brille sobre el sistema fotovoltaico, del tipo y cantidad de módulos instalados, orientación, inclinación, radiación solar que les llegue, etc.

Las instalaciones Fotovoltaicas (FV) en terrazas cuentan con la ventaja de poderse instalar con el ángulo de captación solar óptimo de los módulos, mediante el empleo de estructuras portantes separadas entre sí una cierta distancia.

Sin embargo, al gran desarrollo tecnológico existente en el sector fotovoltaico, hay diferentes tecnologías cuyas características energéticas y económicas son sustancialmente diferentes. Por ello es de gran interés el estudio de la sensibilidad de distintos módulos fotovoltaicos con la variación del ángulo de inclinación y la distancia a la que se montan las distintas filas, de manera de analizar la repercusión de esta variación en los aspectos tanto energéticos como económicos de la instalación [5].

En este proyecto final de grado se pretende realizar los estudios pertinentes para instalar la mayor cantidad posible de paneles fotovoltaicos en los techos del nuevo edificio INTEMA y destinar su energía al consumo interno (sin posibilidad de acumulación). Este estudio tiene como objetivo disminuir las potencias y energías compradas a la empresa distribuidora local, obteniendo un ahorro en las facturaciones por compra de energía eléctrica, lograr incorporar el 8% de generación alternativa y por sobre todo ser un ejemplo ante la comunidad y los alumnos, demostrando que la Institución hace esfuerzos para ahorrar energía eléctrica de la red, que en parte proviene de centrales que consumen recursos provenientes del petróleo con su correspondiente emisión de gases de efecto invernadero.

Se considera que, en caso de excedentes de energía generada, la misma será inyectada a la red de distribución de la empresa EDEA SA, cuando la misma lo autorice técnica y reglamentariamente generando mayor ahorro para la institución.

El nuevo edificio, recientemente construido se ubica en la Av. Colón y calle Sandino de la ciudad de Mar del Plata, en su etapa de diseño no se tuvo en cuenta la posibilidad de instalar este tipo de generación propia, lo cual dio origen a este pedido de inicio de proyecto final.

Como caso de referencia se analizarán las terrazas del edificio central de la Facultad de Ingeniería y el Jardín Maternal, en las cuales a la fecha sus instalaciones se encuentran concluidas, pero con posibilidad de ampliación.

2 Estado del arte

2.1 Generación distribuida

Si bien no existe consenso a nivel mundial sobre lo que es exactamente la generación distribuida (GD), puesto que son múltiples factores que afectan a su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a la red, etc. El DPCA (*Distribution Power Coalition of America*) la define como, cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos cercanos al consumidor o a la red de transporte o distribución. Por otro lado, la Agencia Internacional de Energía (IEA, *International Energy Agency*) considera generación de energía, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como motores, mini y micro turbinas, pilas de combustible y energía fotovoltaica.



Figura 2.1 - Concepto de aplicación Generación Distribuida en un sistema eléctrico.

Se trata pues de un campo de actuación en el que se intentan aprovechar algunas nuevas tecnologías para acercar la producción de energía, electricidad y calor, al consumidor. Su definición se basa en la generación de energía cerca del punto de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de la calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transporte y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras [4].

Para aclarar la perspectiva de este trabajo, llamaremos GD a la generación que se conecta directamente a la red de distribución eléctrica de baja tensión (BT), Y particularmente, se trata de la interconexión exclusiva en los alimentadores de una red de distribución real.

2.1.1 Generación distribuida aislada

La GD aislada se da en casos en que la extensión de red resulta inviable económica, ambiental o socialmente. Se utiliza por lo general en zonas muy remotas, donde la generación FV debe de ser complementada por un sistema de baterías para el almacenamiento, y en algunos casos por otras fuentes de generación, como por ejemplo generadores diésel, turbinas, generadores eólicos, etc. entre otros sistemas que se explicaran brevemente a continuación. Los sistemas aislados pueden ser individuales, para alimentar el consumo de solo una casa o edificio; o también pueden ser micro redes las cuales se caracterizan por brindar servicio a varios usuarios, donde la generación tendrá que ser mayor.

2.1.2 Generación Distribuida interconectada a la red

En estos casos el productor-consumidor instala su sistema de generación, pero a la vez también mantiene la conexión a la red pública de la distribuidora eléctrica donde se ubica. En las siguientes figuras se caracteriza el funcionamiento de la GD interconectada a la red en todas sus posibles etapas, si bien el ejemplo está constituido con energías fotovoltaica, luego se presentarán las todas tecnologías utilizadas para dicho cometido, las cuales funcionan con el mismo principio.

Este tipo de Generación Distribuida con Interconexión funciona de manera que en periodos de generación de electricidad donde no hay consumo o hay menor consumo que el generado por parte del usuario, el excedente de electricidad producido sea inyectado a la red eléctrica.

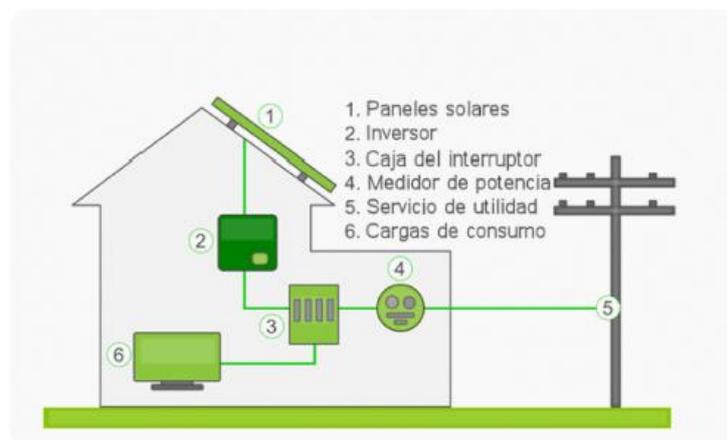


Figura 2.2 – Sistema de generación distribuida

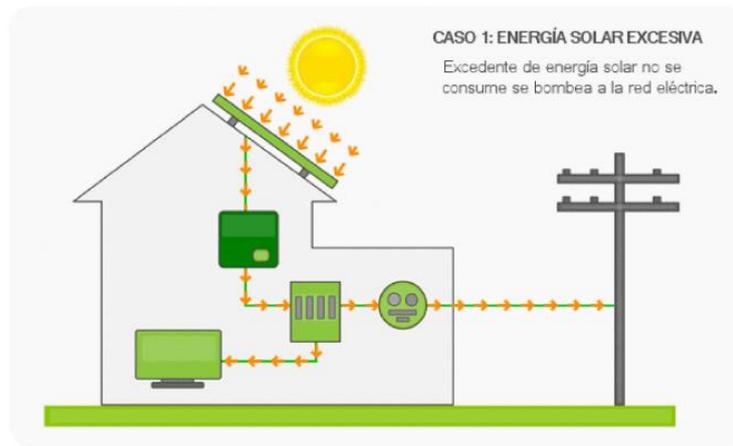


Figura 2.3 – Energía generada excedente inyectada a la red eléctrica

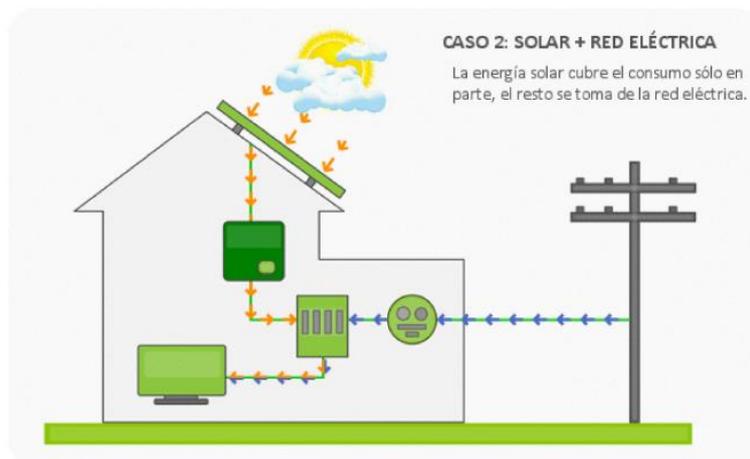
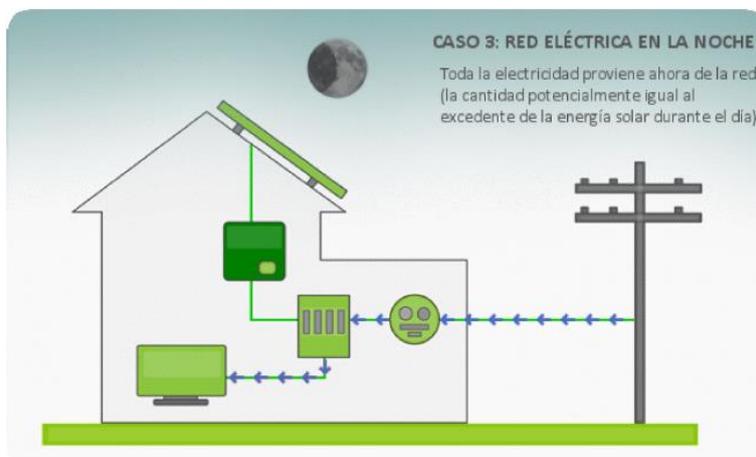


Figura 2.4 – Energía generada insuficiente

Luego en períodos donde no hay generación, pero sí consumo, el cliente toma la electricidad de la red eléctrica pública. Al final de cada periodo de facturación se hace un balance entre la electricidad inyectada a la red y aquella consumida de la red.



2.1.3 Análisis de sistemas para la GD

En esta sección se pretende dar una visión general de los aspectos tecnológicos que caracterizan hoy en día el desarrollo de cada una de las tecnologías de GD. Se presenta a continuación una descripción de las tecnologías de generación que existen en la actualidad.

2.1.3.1 Energías renovables

2.1.3.1.1 Generadores eólicos

En las instalaciones de aprovechamiento de energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del sol. Al incidir sobre las palas del aerogenerador, la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo el giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en eléctrica [5].

Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

Esta tecnología de generación representa la mayor fuente de energía renovable no hidráulica en el mundo. Además, en términos absolutos de potencia instalada, es la tecnología que más crece desde hace varios años. En el 2015 a nivel global se agregó una potencia de 63.000 MW eólicos, alcanzando una cifra de 433.000 MW instalados [6].

Estos dispositivos son los más difundidos en lugares no poblados debido a la interferencia en el viento y su impacto sonoro. Esta alternativa no se tendrá en este proyecto por los costos elevados, la lejanía al punto de consumo y la imposibilidad de escalar las inversiones.



Figura 2.6 – Aerogenerador tripala

2.1.3.1.2 Celdas fotovoltaicas

La tecnología de las células FV para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas y de mayor auge en la actualidad. La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las determinadas células fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua. Básicamente, un panel FV está constituido por un número de celdas dispuestas en una estructura en serie-paralelo para obtener el nivel deseado de tensión y corriente de salida. A su vez, un sistema FV también se forma disponiendo un número de paneles en una estructura en serie-paralelo con igual propósito. La potencia de un solo panel o módulo varía desde unos pocos vatios hasta los 300W [4].

Los paneles captan la energía solar transformándola directamente en eléctrica en forma de corriente continua. Para aprovechar esta energía es necesario el uso de un inversor que transforme la corriente continua en corriente alterna, la que es inyectada directamente a la red de distribución. La existencia de distintos puntos de generación alternativa conectada a la red constituye lo que se denomina la GD.



Figura 2.7 – Fotografía paneles solares

2.1.4 Beneficios de la GD

El funcionamiento convencional de los grandes Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) presenta importantes ventajas:

- Grandes unidades de generación que pueden funcionar eficientemente con relativamente poco personal.
- Redes de transporte de AT interconectadas que permiten que los generadores de reserva de potencia sean minimizados, y que las plantas de generación más eficientes, sean las que están suministrando energía la mayor parte del tiempo, transportando la energía a grandes distancias con limitadas pérdidas eléctricas.
- Redes de distribución diseñadas para flujos de carga unidireccionales y dimensionadas en función, únicamente, de la carga de los usuarios.

Sin embargo, en los últimos años el uso de la GD se ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el SEP y para los usuarios. Para las compañías eléctricas la Generación Distribuida tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el costo en ampliaciones de la infraestructura de distribución. Por otra parte, la Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

Un análisis completo de beneficios e inconvenientes del autoconsumo exige una doble perspectiva, la del autoconsumidor y la del resto del sistema. Desde la perspectiva del autoconsumidor, los beneficios derivan de una menor dependencia del sistema eléctrico, que lleva aparejada la reducción de los costos energéticos al no tener que

pagar por la energía autoconsumida. Adicionalmente, en sistemas donde existan zonas aisladas, el autoconsumo puede convertirse en la única solución para conseguir suministro eléctrico. La contrapartida, obviamente, es la inversión necesaria. Desde la perspectiva del resto del sistema, el desarrollo del autoconsumo tendrá impacto sobre distintos agentes del sistema. Los efectos más relevantes estarán vinculados a la operación de la red, el comportamiento del resto de generadores y, por supuesto, a los costos del sistema y los precios en el mercado que deben afrontar el resto de los consumidores [7].

El empleo de GD en el sistema eléctrico presenta numerosos beneficios. Éstos se pueden clasificar en dos grupos, los beneficios técnicos y los económicos:

2.1.4.1 Económicos

Reducción de las inversiones en infraestructura eléctrica, se reduce la construcción de centrales eléctricas convencionales. La GD puede suministrar los aumentos de carga local necesarios instalándolas en localizaciones determinadas, por lo que pueden reducir o evitar la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución, mejorar los sistemas eléctricos existentes y reducir la capacidad de los sistemas de transporte y distribución durante la etapa de planificación. La GD se puede acoplar gradualmente al sistema y suministrar la demanda exacta que necesite el cliente.

Incremento de la seguridad y fiabilidad para las cargas críticas. Este beneficio está directamente relacionado con el aumento de la calidad de la onda eléctrica.

2.1.4.2 Técnicos

La GD puede reducir las pérdidas de energía eléctrica tanto en las redes de distribución como de transporte. La adecuada ubicación de los sistemas de GD reduce el flujo de potencia que conlleva la disminución de las pérdidas energéticas y la mejora del perfil de tensiones. Esta reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de energía eléctrica aumenta la capacidad de distribución de la red eléctrica. La GD puede aumentar la calidad de la onda eléctrica mediante su conveniente localización y las características de la energía inyectada a la red [8].

Además, GD tiene beneficios que recaen sobre los sistemas electro-energéticos, los usuarios de las redes y el cuidado del medio ambiente.

En términos generales se destacan las siguientes ventajas:

- Aumento en eficiencia de los sistemas electro-energéticos
- Alternativa para la expansión de las redes
- Implementación modular y flexible
- Mejoras en la continuidad y la fiabilidad del suministro eléctrico
- Apertura del mercado eléctrico
- Promoción de las energías renovables
- Complemento para las redes inteligentes y micro-redes

Resulta importante aclarar que las posibles ventajas dependen en gran medida del tipo de recurso y la tecnología que se utiliza.

2.2 Energía solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, producida por las reacciones del hidrógeno en su interior. Esta se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas, y es determinante en la dinámica de los procesos atmosféricos y el clima. La radiación electromagnética son ondas producidas por la aceleración de una carga eléctrica y no necesitan un medio material para propagarse, por lo que pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra [9].

La radiación solar es la radiación electromagnética emitida por el sol con una distribución espectral muy similar a la producida por un cuerpo negro a 5777 K. El sol hace llegar una irradiancia directa normal de 1367 [W/m²] a la superficie de la atmósfera que recibe el nombre de constante solar. Desde la superficie de la Tierra, dicho valor varía en función del momento del día, los componentes atmosféricos y la latitud [10].

La irradiancia solar es la corriente de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie [W/m²]. Esta corriente es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de la radiación solar. Al atravesar la atmósfera, la corriente de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida, sobre todo por el vapor de agua y el resto de los gases atmosféricos.

La irradiación solar, también llamada por algunos autores como insolación, es la medida de energía incidente sobre una superficie y se calcula como la integral de la irradiancia a lo largo de un período de tiempo determinado [kWh/m²]. La radiación global que incide sobre una superficie plana está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento (excepto del propio Sol), y por la radiación reflejada

en determinadas superficies del suelo [11]. El cálculo de la radiación global incidente sobre una superficie inclinada a nivel de suelo, implica la determinación de tres magnitudes, como se observa en la Figura 2.8, y que son:

- Radiación directa desde el disco solar
- Radiación difusa procedente del cielo
- Radiación difusa reflejada desde el suelo

En la Figura 2.8 se representan las componentes de la radiación solar que llegan a un plano inclinado sobre la superficie terrestre.

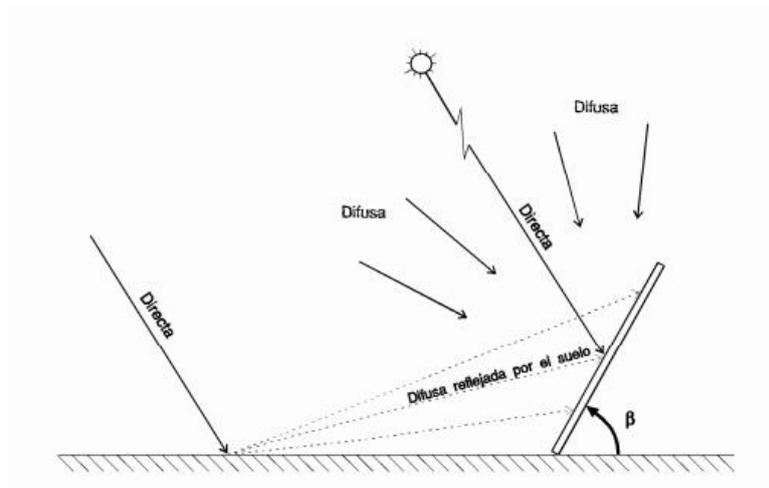


Figura 2.8 - Componentes de la radiación solar

En definitiva, cada componente de la radiación global antes mencionado puede estimarse, para un plano inclinado, a partir de la radiación global que llega a la superficie horizontal. Por lo tanto, este parámetro es muy usado a la hora de evaluar el recurso solar en una determinada zona del mundo. Para ello se usan mediciones satelitales o in-situ, logrando generar mapas de la distribución de la irradiación solar en la superficie terrestre.

2.2.1 Energía solar fotovoltaica

La Energía solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde [12].

Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Entre los años 2001 y 2015 se ha producido un crecimiento exponencial de la

producción de energía fotovoltaica, doblándose aproximadamente cada dos años. La potencia total fotovoltaica instalada en el mundo (conectada a red) ascendía a 16 GW, a finales de 2015.

Gracias a ello la energía solar fotovoltaica se ha convertido en la tercera fuente de energía renovable más importante en términos de capacidad instalada a nivel global, después de las energías hidroeléctrica y eólica, y supone ya una fracción significativa del mix eléctrico en la Unión Europea, cubriendo de media el 3,5 de la demanda de electricidad y alcanzando el 7 % en los períodos de mayor producción [13].

El año 2016 fue un año récord para la energía solar. Se instalaron un total de 76,6 GW. Esa cantidad implica un crecimiento interanual del 50% sobre los 51,2 GW instalados en 2015 y fue la tercera tasa de crecimiento más alta registrada desde 2010.

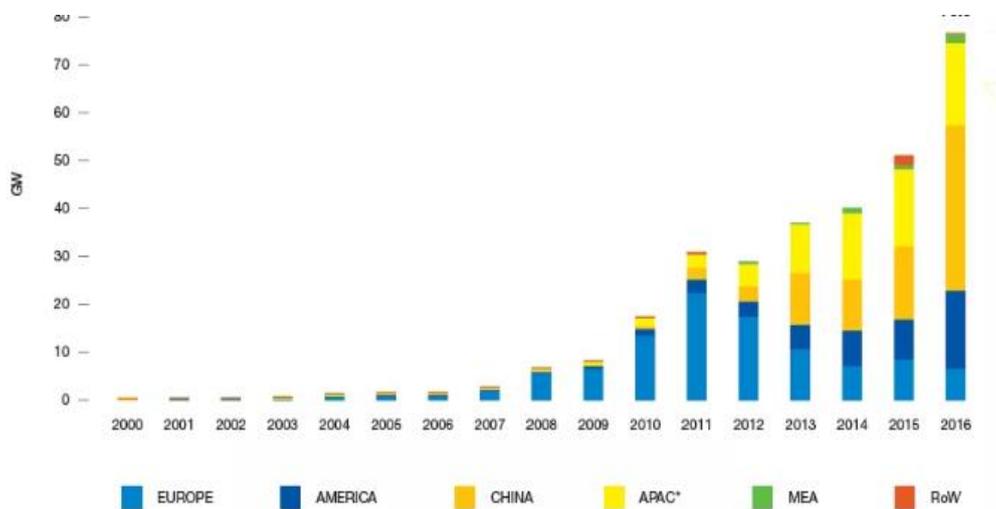


Figura 2.9 – Evolución de la capacidad instalada de energía solar FV (2010-2016)

En 2016, la potencia instalada global de energía solar superó los 300 GW, después de haber alcanzado la marca de 200 GW el año 2015, y el nivel de 100 GW en 2012. La capacidad total de energía solar fotovoltaica instalada durante 2016 aumentó un 33%, pasando de 229,9 GW en 2015 a 306,5 GW para finales de 2016.

A pesar del gigantesco salto del 50% en la capacidad de energía solar conectada a la red que se dio en 2016, el mercado seguirá creciendo en 2017, incluso pasando los 80 GW de potencia instalada. Después de alcanzar el hito de 300 MW en 2016, se espera que la capacidad instalada global total de energía solar fotovoltaica exceda los 500 GW en 2019, 600 GW en 2020 y 700 GW en 2021 [14].

La demanda global de energía ha crecido significativamente en las últimas décadas, debido al crecimiento de la población y de la mejora de la economía. Se prevé que para

el 2050 el consumo global de energía crezca 20TW más, sobre el actual valor de 10TW. Por ello, los actuales recursos energéticos no serán suficientes en el futuro. El mayor problema de esta crisis energética es la limitada capacidad de los recursos energéticos más utilizados, los recursos fósiles.

Como consecuencia de esto, las energías renovables son la mejor solución para resolver este problema. Dentro de estas energías renovables, la energía solar destaca entre ellas ya que utiliza el sol como fuente de energía, la cual es gratuita y muy abundante. Además, no genera residuos líquidos ni sólidos, es muy flexible y tiene una fácil operación y mantenimiento [15].

2.3 Elementos de un sistema FV

Se puede diferenciar un sistema FV de la siguiente manera: autónomo o en conexión a la red eléctrica. En el primer caso, cuenta con:

- Generador FV
- Cuadros de distribución en corriente continua (CC)
- Regulador de carga
- Sistema de almacenamiento (baterías, celdas de combustibles, etc.)
- Inversor CC/CA

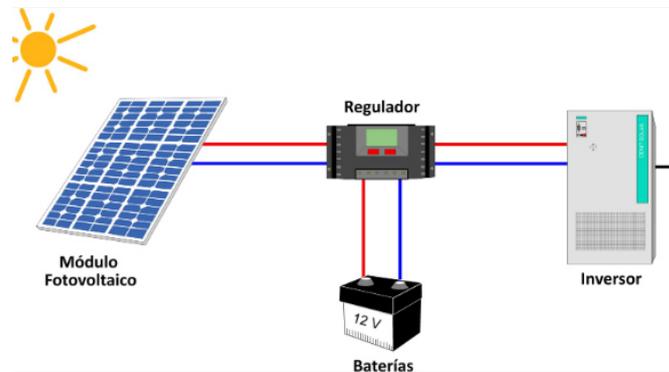


Figura 2.10 – Sistema fotovoltaico autónomo

El segundo caso, como se trata de un sistema con conexión a la red se suele evitar el sistema de almacenamiento, aunque se requiere instalar un cuadro de distribución, medida y protecciones en CA. Esto reduce la complejidad de los sistemas en pequeña escala y, además, abarata significativamente su costo de inversión, como así el costo de mantenimiento que implica el sistema de almacenamiento. Este trabajo se centra en un sistema sin almacenamiento, donde todo lo generado se utiliza para el consumo del edificio, y cualquier excedente se inyecta a la red, por lo tanto, solo se tratarán los componentes que incumben a dicho propósito. A continuación, se describen sus partes más importantes.

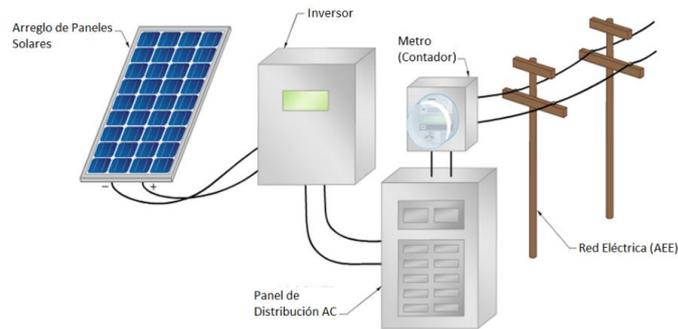


Figura 2.11 – Sistema fotovoltaico conectado a la red

2.3.1 Generador fotovoltaico

Es aquel que transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica [16].

El componente elemental de un panel FV es la celda, donde se lleva a cabo la conversión de radiación electromagnética a corriente eléctrica. La celda FV está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente de silicio tratado. El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se "dopa" con átomos trivalentes (por ejemplo: boro, dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (por ejemplo: fósforo, dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones, como se muestra en la Figura 2.12.

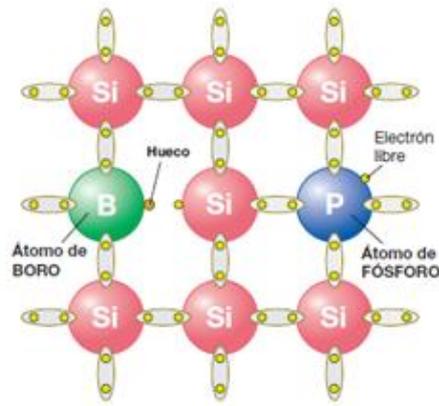


Figura 2.12- Silicio dopado

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas, como se muestra en la Figura 2.13.

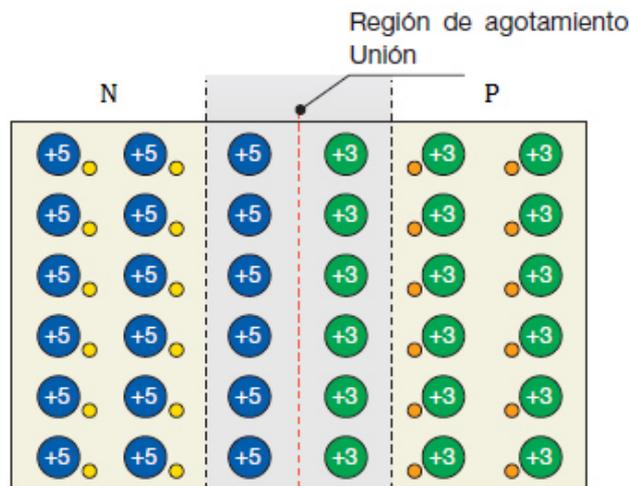


Figura 2.13 - Área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N)

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

los materiales semiconductores con los aislantes la banda prohibida de energía entre la banda de valencia y la de conducción es pequeña, de manera que los electrones pueden alcanzar la banda de conducción fácilmente cuando captan energía del exterior. Esta energía puede ser suministrada por la radiación luminosa, de ahí el efecto fotovoltaico.

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada (Figura 2.14).

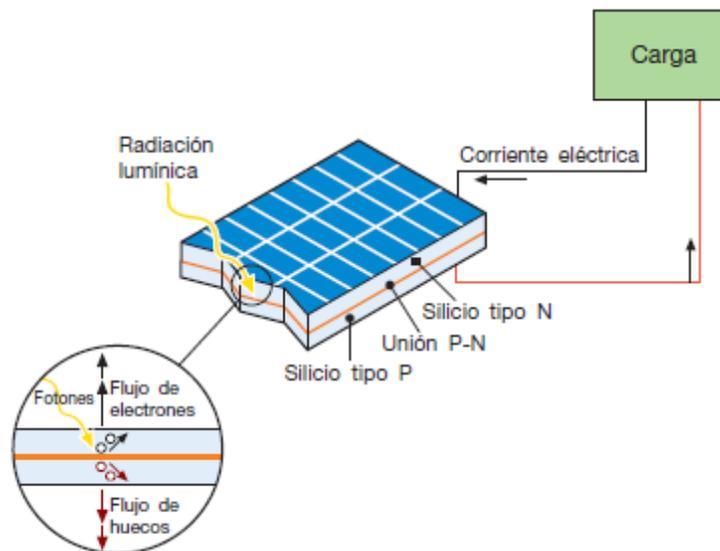


Figura 2.14 - Funcionamiento de una célula FV

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la corriente generada [17]. La Figura 2.15 representa el efecto fotovoltaico y el balance energético que muestra el porcentaje considerable de energía solar incidente no convertida a energía eléctrica donde se aprecia:

- 1 - Separación de carga
- 2 - Recombinación
- 3 - Transmisión

4 – Reflexión y sombreado sobre los contactos frontales

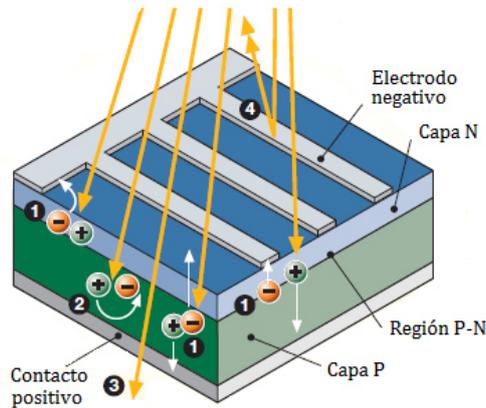


Figura 2.15 – Representación efecto fotovoltaico

De la energía solar incidente en una celda solo una pequeña fracción se logra convertir en energía eléctrica. En la actualidad la eficiencia de conversión en las celdas FV comerciales anda entre el 13 y el 21%. Esto es debido a las pérdidas por reflexión y el sombreado de los propios contactos (~3%), el desperdicio de fotones con poca energía (~23%), fotones con exceso de energía que se transmiten (~32%), los efectos de recombinación (~8%), sustentación del campo eléctrico en la celda (20%) y las pérdidas por conducción en los contactos (~0.5%).

En las condiciones de funcionamiento estándar (irradiancia de $1\text{W}/\text{m}^2$ a una temperatura de $25\text{ }^\circ\text{C}$) una célula FV genera una corriente de 3 A con una tensión de 0,5 V y una potencia pico de 1,5 a 1,7 Wp.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células. Los más modernas contienen 72 células en 6 hileras paralelas conectadas en serie, con un área cercana a los 2 m^2 .

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

Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador fotovoltaico.

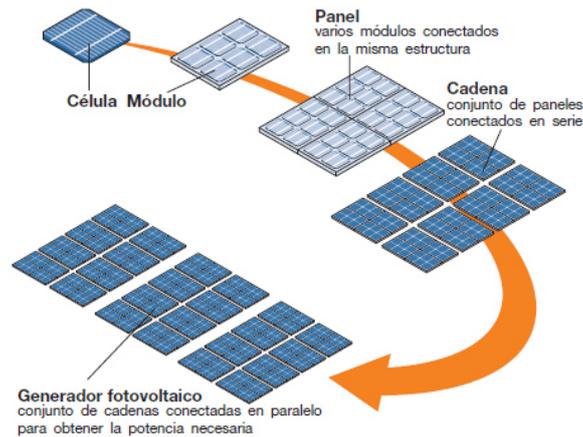


Figura 2.16 – Representación de la formación de un generador FV

2.3.1.1 Tipología de paneles FV

Antes de definir los tipos de sistemas fotovoltaicos hay que tomar en cuenta que hay distintos materiales para las celdas fotovoltaicas. Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados y se dividen en dos categorías:

2.3.1.1.1 Silicio monocristalino

Los paneles monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. Este tipo requiere un elaborado proceso de manufactura, la cual incrementa su costo. El lingote de silicio monocristalino es cilíndrico, con un diámetro de 13 a 20 cm y una longitud de 200 cm. Se obtiene a partir del crecimiento de un cristal filiforme en rotación lenta. Posteriormente, este cilindro se corta en obleas de 200-250 μm de grosor cuya superficie se trata para obtener "microsurcos" destinados a minimizar las pérdidas por reflexión. La principal ventaja de estas células es la eficiencia que ronda entre el 15 a 23%, junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo, que se debe al recubrimiento antirreflectante de óxido de titanio, que tiene como función mejorar la captación de radiación solar.

2.3.1.1.2 Paneles de silicio policristalino

Son aquellos en que los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz. El lingote de silicio policristalino se obtiene a partir de la fusión y el colado del silicio en un molde con forma de paralelepípedo. Las obleas así obtenidas son cuadradas y presentan unas estrías

típicas de 1800-300 μm de grosor. Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino (13 a 17%) [18], pero su costo también lo es. Aun así, su duración es larga (25 años) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

Además de estas estructuras existen las celdas solares tipo amorfo, tienen un arreglo menos regular de los átomos, que dan lugar a enlaces colgantes y varias lagunas donde la recombinación puede tener lugar.

Este tipo de silicio se deposita como una película sobre un soporte, por ejemplo aluminio, ofreciendo la posibilidad de disponer de tecnología FV a unos costos reducidos. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia de este tipo de silicio es muy baja, del 5 al 6% [17].

2.3.1.1.3 Capa fina

Son otro tipo de paneles FV que han tomado lugar en el mercado en los últimos años los cuales incluyen a los de silicio amorfo. Sus celdas están compuestas por material semiconductor depositado, normalmente como mezclas gaseosas, en soportes tales como vidrio, polímeros o aluminio, que le dan una consistencia física a la mezcla. La película semiconductor tiene un grosor de unas pocas micras, y de allí el nombre. En consecuencia, el ahorro de material es notable y la posibilidad de disponer de un soporte flexible aumenta el campo de aplicación de este tipo de células.

Los materiales usados para sus celdas son: Silicio amorfo, CdTeS (telururo de cadmio-sulfuro de cadmio), GaAs (arseniuro de galio) y CIS, CICS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre). Actualmente, la *tecnología GaAS* es la más interesante en términos de eficiencia obtenida, por encima del 25% y hasta un 30%, pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costos y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada ($\approx 7\%$), pero las soluciones con mayores capacidades a medio y largo plazo se toman en consideración para una reducción sustancial del precio. Al depositar la capa fina directamente a gran escala (más de 5 m^2) los desechos resultantes del corte de obleas

de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de amortización es corto.

En la Figura 2.17 y Figura 2.18 se muestran las diferentes celdas y paneles de silicio respectivamente.

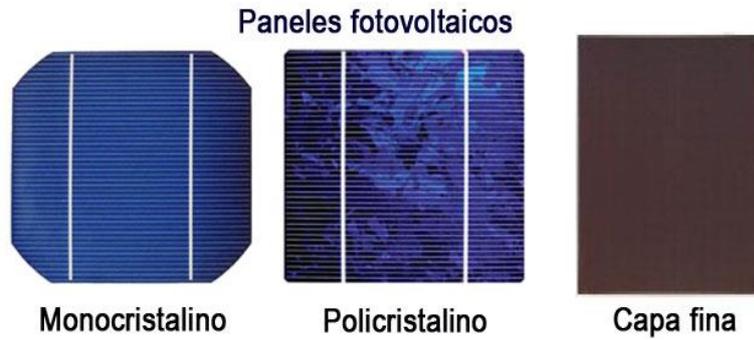


Figura 2.17 – Celdas de silicio

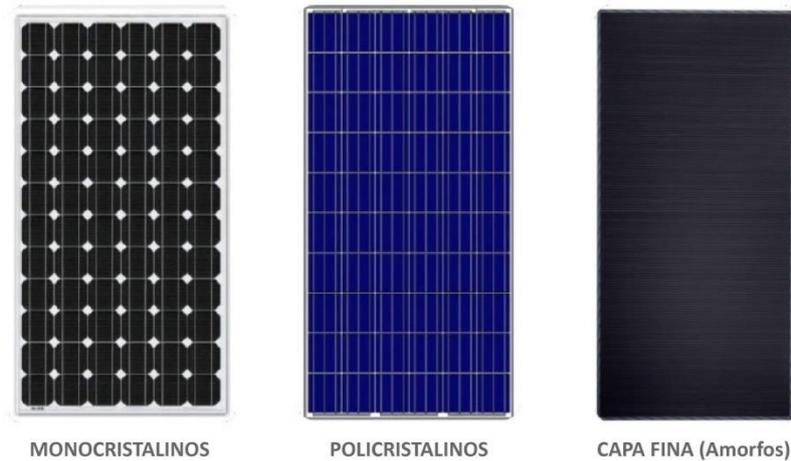


Figura 2.18 – Paneles de silicio

2.3.1.2 Circuito equivalente de la célula FV

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de corriente y puede representarse con el circuito equivalente de la Figura 2.24.

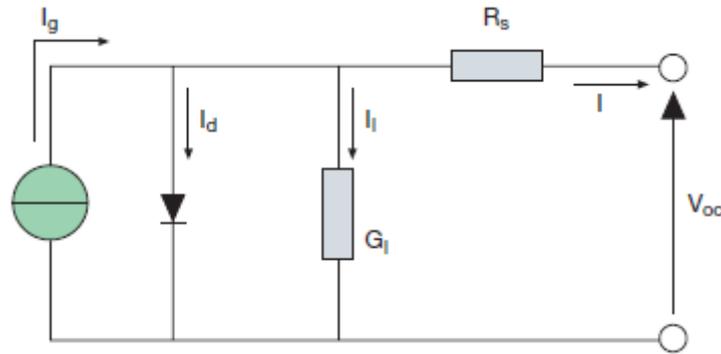


Figura 2.19 – Circuito equivalente de panel FV

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

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

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

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

La tensión sin carga V_{oc} se da cuando la carga no absorbe corriente ($I = 0$) y viene dada por la fórmula:

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l}$$

La corriente del diodo se obtiene de la fórmula clásica de corriente continua:

$$I_d = I_D \cdot \left[e^{\frac{q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right]$$

Dónde, I_D es la corriente de saturación del diodo, q es la carga del electrón ($1.6 \times 10^{-19} \text{ C}$), A es el factor identidad del diodo y depende de los factores de recombinación dentro del propio diodo (para el silicio cristalino, alrededor de 2), k es la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23} \text{ JK}$) y T es la temperatura absoluta en grados K.

Por tanto, la corriente suministrada a la carga responde a:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \cdot \left[e^{\frac{Q \cdot V_{oc}}{A \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - G_l \cdot V_{oc}$$

En las células normales, el último término (es decir, la corriente de fuga a tierra I_l) es despreciable respecto a las otras dos corrientes. En consecuencia, la corriente de saturación del diodo se puede determinar experimentalmente aplicando la tensión en ausencia de carga V_{oc} a una célula no iluminada y midiendo la corriente que fluye en el interior de la célula [17].

2.3.1.3 Curvas de operación

Los paneles FV se caracterizan por sus curvas I-V y P-V, que varían según las condiciones de operación (Irradiancia y temperatura de trabajo). En la Figura 2.20 se representan dichas curvas y a continuación se enumeran sus parámetros característicos en condiciones STC de:

- Potencia pico ($P_{M\acute{a}x}$ en Wp)
- Tensión a potencia máxima ($V_{Pm\acute{a}x}$)
- Corriente a potencia máxima ($I_{Pm\acute{a}x}$)
- Tensión de circuito abierto (V_{oc})
- Corriente de cortocircuito (I_{sc})
- Eficiencia (η)

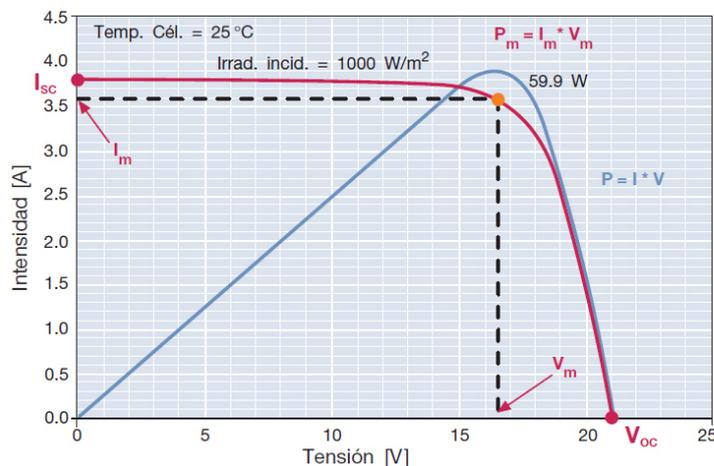


Figura 2.20- Característica tensión-corriente de un módulo FV

En condiciones de cortocircuito la corriente generada es la máxima (I_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{oc}). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el panel es nula, mientras que, en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto

de potencia máxima ($P_{M\acute{a}x}$) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga [17].

2.3.2 Inversor

El inversor CC/CA tiene la misión de transformar la corriente continua del grupo fotovoltaico en corriente alterna.

En general, para las etapas de potencia de los grandes inversores puede utilizarse la tecnología IGBT, quedando para los más pequeños (5 o 6 kW) los transistores de última generación que pueden manejar elevadas corrientes. El diseño del "corazón" del inversor (circuitos de control) queda encomendado al uso exclusivo de microprocesadores, los cuales proporcionan un abanico de posibilidades infinito. Las partes fundamentales que componen un inversor son:

2.3.2.1 Control principal

Incluye todos los elementos de control general, así como la propia generación de onda, que se suele basar en un sistema de modulación por ancho de pulsos (PWM). También se incluye una gran parte del sistema de protecciones, así como funciones adicionales relacionadas con la construcción de la forma de onda.

2.3.2.2 Etapa de potencia

Esta etapa, según los módulos disponibles, puede ser única, de la potencia del inversor, o modular, en cuyo caso se utilizan varias hasta obtener la potencia deseada, lo cual hace decrecer la fiabilidad, pero asegura el funcionamiento, aunque sea limitado, en caso de fallo de alguna de las etapas en paralelo. Las últimas tecnologías apuestan por el trabajo en alta frecuencia de los puentes semiconductores, consiguiendo mucho mejor rendimiento, así como tamaños y pesos sensiblemente menores. No obstante, el empleo de la tecnología clásica en baja frecuencia sigue imperando en parte del mercado por sus buenos resultados, fiabilidad y bajo costo, siendo quizá su único inconveniente el mayor tamaño que presenta, aunque, sus medidas para uso en sistemas domésticos de 1 a 5 kW no suponen gran dificultad a la hora de su instalación.

Toda etapa de potencia debe incorporar su correspondiente filtro de salida, cuya misión es el filtrado de la onda por un dispositivo LC, así como evitar el rizado en la tensión recibida de los módulos fotovoltaicos.

2.3.2.3 Seguidor del punto de máxima potencia

Su misión consiste en acoplar la entrada del inversor a generadores de potencia instantánea variables, como son los módulos fotovoltaicos, obteniendo de esta forma la mayor cantidad de energía disponible en cada momento del campo solar. Es decir, se encarga constantemente de mantener el punto de trabajo de los módulos fotovoltaicos en los valores de mayor potencia posible, dependiendo de la radiación existente en cada momento [19].

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

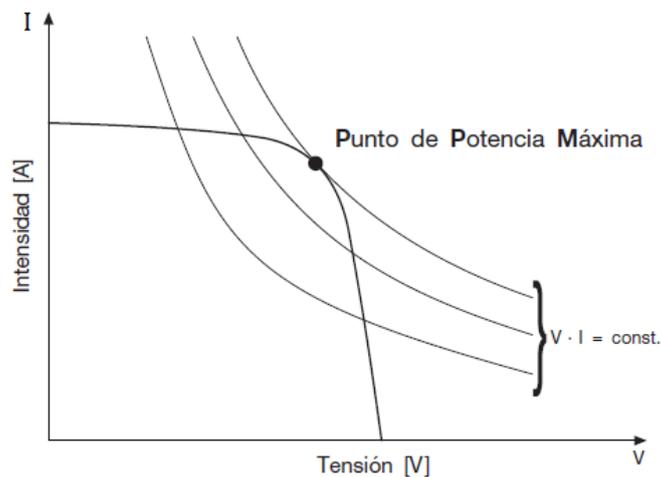


Figura 2.21 - Representación del punto de potencia máxima.

El punto máximo de la transferencia de potencia corresponde al punto tangente entre la curva I-V para un valor dado de la radiación solar y la hipérbola descrita por la ecuación $V \cdot I = \text{Constante}$.

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

2.3.2.4 Acondicionamiento y control energético

Está formado por un inversor que transforma la corriente continua en alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. La Figura 2.22 muestra el diagrama simplificado de un inversor trifásico PWM. La fuente de CC representa a la planta FV, mientras que las llaves conmutadoras (IGBTs o MOSFET), utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

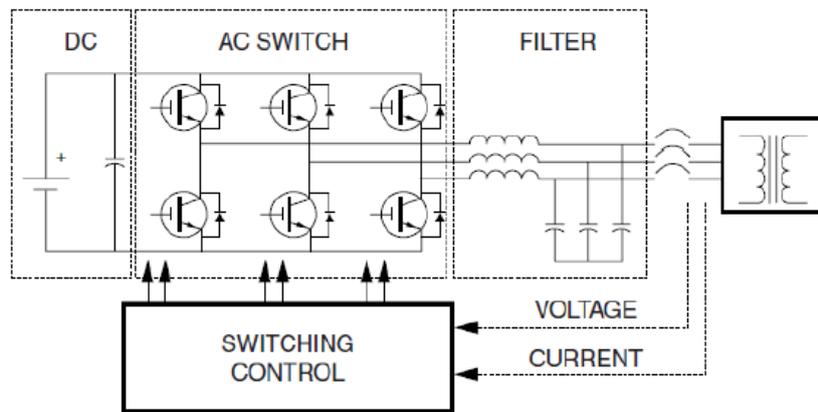


Figura 2.22 - Diagrama esquemático simplificado de un inversor PWM.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor rms de la forma de onda de salida (Figura 2.23).

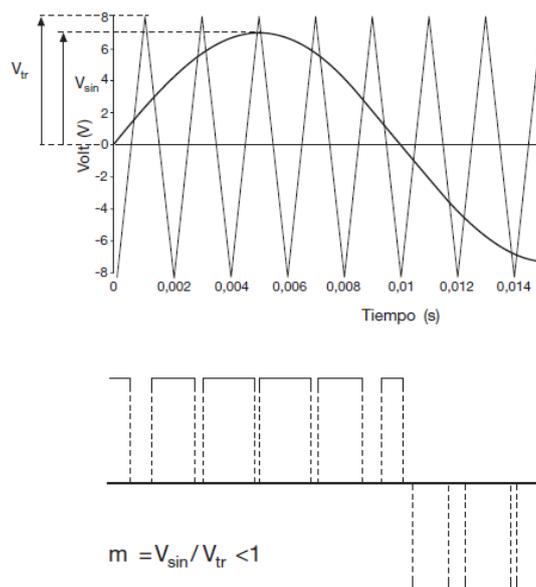


Figura 2.23 - Principio de funcionamiento de la tecnología PWM

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

Debido a las características de los rendimientos necesarios, los inversores para plantas aisladas y para plantas conectadas a la red tienen necesidades distintas: • en las plantas aisladas, los inversores deben ser capaces de proporcionar una tensión en el lado CA lo más constante posible dentro de la variabilidad de la producción del generador y de la demanda de carga; • en las plantas conectadas a la red, los inversores deben reproducir, lo más fielmente posible, la tensión de red y al mismo tiempo deben intentar optimizar y maximizar la energía de salida de los paneles FV [17].

Como alternativa a los inversores convencionales que deben ser dimensionados para convertir la energía de un grupo de paneles solares, existe en el mercado un tipo de convertidor que se emplea individualmente para cada panel, llamados micro-inversores (MI) [20].

2.3.3 Equipo de medida

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la Compañía a los precios acordados.

2.3.4 Estructura de soporte de las placas

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la instalación, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas "huertas solares" donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

2.3.5 Caja General de Protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de corriente la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

2.3.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados [16].

2.4 Parámetros por considerar en una instalación FV

La salida de un sistema FV es variable debido a la relación con la insolación solar y la temperatura de la superficie. Los datos para predecir la entrada solar son varios años de mediciones de irradiancia en el localizador propuesto. Estas medidas estadísticas pueden estimarse a partir de datos meteorológicos disponibles del sitio de emplazamiento, de un sitio cercano con irradiancia similar, o desde un atlas o base de datos solar oficial. Además, la insolación solar ha sido modelada probabilísticamente para estudios de variabilidad de sistemas fotovoltaicos que utilizan varias distribuciones incluyendo la Gaussiana y funciones de densidad de probabilidad Beta.

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

- Irradiancia;
- Temperatura de trabajo

- Presencia o no de sombras;
- Inclinación y orientación de los paneles;
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

A continuación, se describen brevemente cada uno de estos parámetros:

2.4.1 Irradiancia

Cuando la irradiancia desciende, la corriente FV generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima. En realidad, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado. Así pues, la reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia sino a una generación reducida de la corriente a causa de la menor irradiancia solar.

En la Figura 2.24 se muestra el cambio de la curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente.

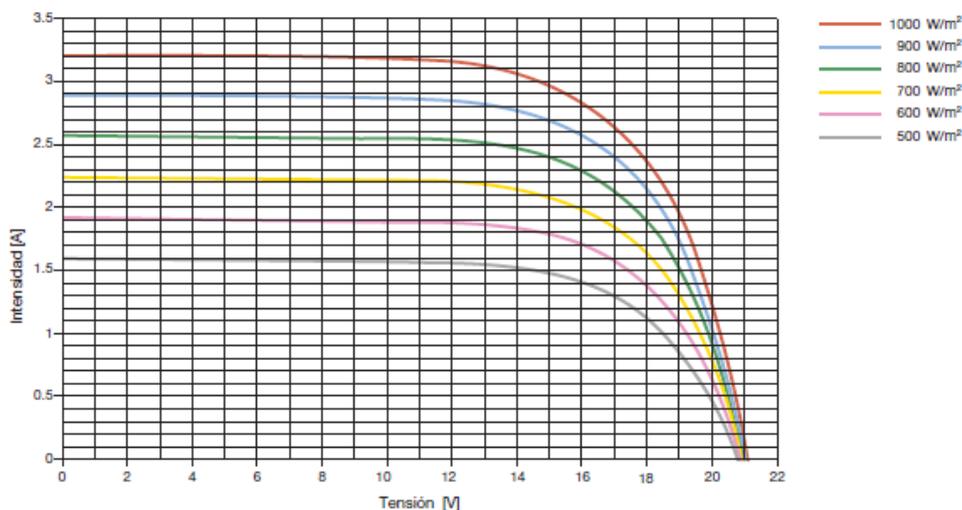


Figura 2.24 - Curva característica V-I de células FV en función de la irradiancia incidente.

2.4.2 Temperatura de los módulos

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la corriente producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida (Figura 2.25).

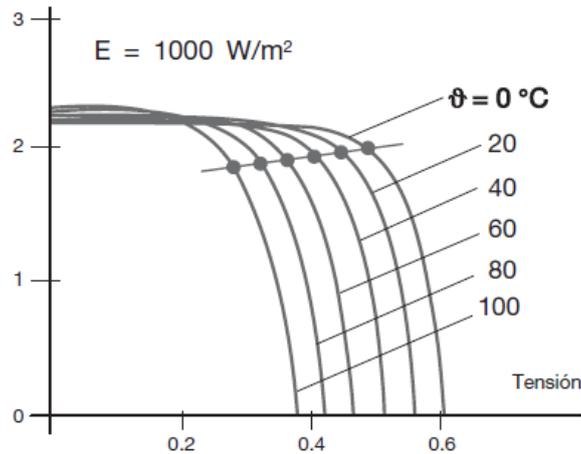


Figura 2.25 – Variación de tensión en función de la temperatura

Por tanto, para evitar una reducción excesiva del rendimiento conviene tener bajo control la temperatura de funcionamiento manteniendo los paneles bien ventilados para limitar las variaciones de temperatura en los mismos. En este sentido es posible reducir las pérdidas de energía por efecto de la temperatura (en comparación con los 25 °C en condiciones estándar) a un valor entorno al 7%. La reducción en la eficiencia cuando la temperatura aumenta se estima entre un 0,4 y un 0,6 por cada °C.

2.4.3 Sombreado

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos (una o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca. A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la corriente producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo. Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra. De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo, aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación costo/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo.

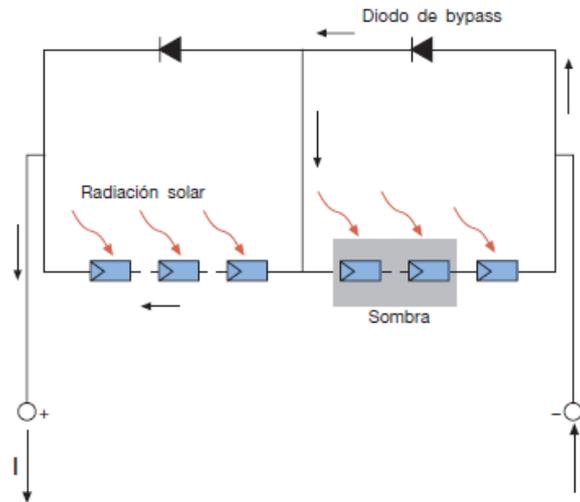


Figura 2.26 – Diodos bypass en módulos FV

Cuando se disponen los paneles en varias filas, existe una distancia mínima entre ellas que se debe respetar para evitar sombras de una fila sobre otra. Esta distancia mínima entre filas está marcada por la latitud del lugar de la instalación, ya que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro [17].

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura h que pueda proyectar sombras, se recomienda que sea tal que se garanticen al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. En cualquier caso, d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot A \cdot k$, siendo:

K : un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1 / [Tg(61^\circ - \text{latitud})]$,

A : Longitud del panel.

h : Proyección vertical del panel

En la Tabla 2.1 se muestran algunos valores significativos del factor k , en función de la latitud del lugar. Pero se puede obtener para cualquier valor de latitud de la Figura 2.27.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,2475	2,4747	3,078	3,487

Tabla 2.1 – Factor K en función de la latitud

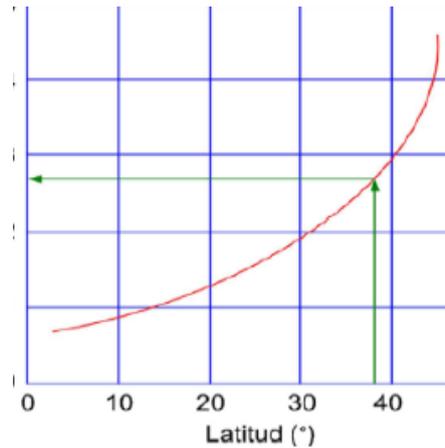


Figura 2.27 - Constante geométrica k en función de la latitud del lugar.

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a $h \cdot A \cdot k$, siendo en este caso h la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.

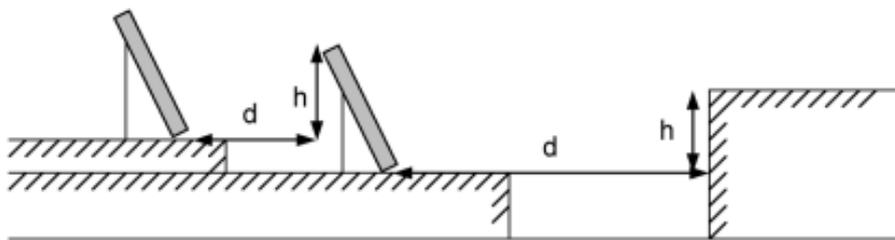


Figura 2.28 – Separación entre paneles u obstáculos

Si la altura del obstáculo de delante, se corresponde con la altura de la fila de paneles, vamos a indicar cómo calcular este dato en base a la longitud del panel y su inclinación [21].

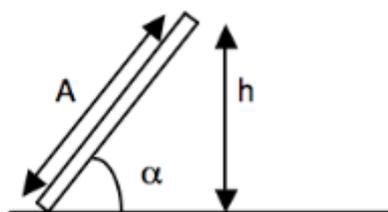


Figura 2.29 – Representación de panel inclinado

$$h = A \cdot \text{sen} \alpha$$

Por lo tanto, para determinar esta distancia mínima se puede utilizar la ecuación:

$$d = k \cdot h = d \cdot a \cdot \text{sen}(\alpha)$$

Dónde:

d es la distancia mínima entre filas de paneles en metros [m].

k es la constante geométrica que depende de la latitud del lugar en grados [°], según la Figura 2.27.

h es la altura en metros [m].

A es la longitud del panel en metros [m].

α es el ángulo de inclinación del panel en grados [°].

2.4.4 Inclinación y orientación

La eficiencia máxima de un panel solar se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90°. En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos 23,45° respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios (Figura 2.30).

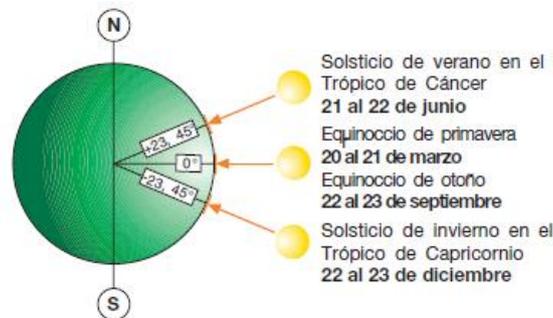


Figura 2.30 – Posición del sol según periodo del año

Fuera de la latitud tropical el Sol no puede alcanzar el cénit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - \text{Lat.} + \delta$$

Donde:

Lat. es el valor (en grados) de la latitud del lugar de instalación de los paneles;

δ es el ángulo de la declinación solar [23,45°].

Al hallar el ángulo complementario de α ($90^\circ - \alpha$) se puede obtener el ángulo de inclinación β de los paneles respecto al plano horizontal (IEC/TS 61836) para el que los rayos solares inciden perpendicularmente en los paneles en el momento mencionado anteriormente.

Sin embargo, no basta conocer el ángulo α para determinar la orientación óptima de los paneles. Es necesario considerar también la trayectoria solar por el cielo en las diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de inclinación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año (Figura 2.31). Esto permite obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

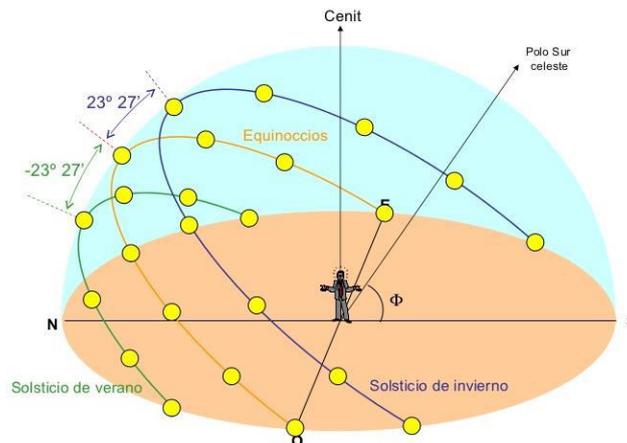


Figura 2.31 - Trayectoria relativa del Sol en el cielo para diferentes días del año (Hemisferio Sur)

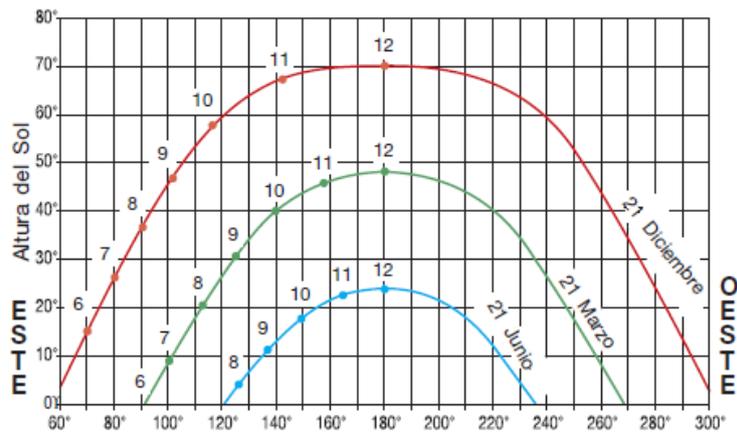


Figura 2.32 – Recorrido del sol a 45° de latitud Sur

Los paneles fijos deben tener una orientación tan septentrional como sea posible en el hemisferio sur, para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día.

La orientación de los paneles puede indicarse con el ángulo azimut (γ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur).

Cuando se trata de paneles montados a ras de suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios paneles (Figura 2.33). Por el contrario, cuando los paneles se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado.

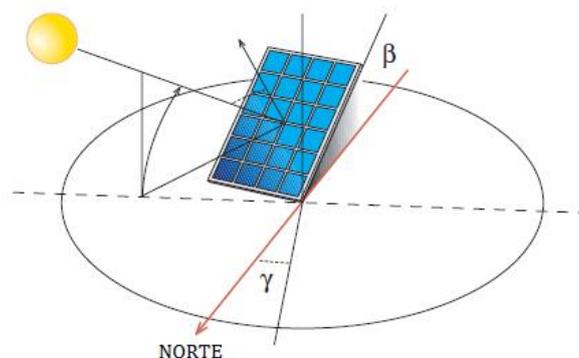


Figura 2.33 – Panel inclinado con orientación al norte

Un panel no horizontal recibe, aparte de las radiaciones directa y difusa, la radiación reflejada por la superficie que lo rodea (albedo). En general se acepta un valor del coeficiente de albedo de 0,2.

Para una primera evaluación de la capacidad de producción anual de electricidad de una instalación FV, en general es suficiente con aplicar a la radiación media mensual o anual sobre el plano horizontal, los coeficientes de corrección para cada latitud y cada país.

Una forma rápida de establecer la inclinación óptima de los paneles para conseguir la máxima irradiación solar para cualquier orientación es a través de la siguiente ecuación:

$$I_{op} = 3,7 + 0,69 * Lat$$

Dónde:

I_{op} es la inclinación óptima de los paneles en grados [°].

Lat es latitud del lugar de emplazamiento en grados [°].

2.4.5 Rendimientos técnicos

El rendimiento de un panel representa la eficiencia con la que una placa solar convierte la energía solar en energía eléctrica. Cuanto mayor es el rendimiento, la placa genera mayor cantidad de kWh de energía por vatio de capacidad de potencia. Es decir, un panel de alta eficiencia genera más electricidad que un panel con una eficiencia estándar.

En cuanto a la eficiencia en los inversores, esta se ve afectada no sólo por las pérdidas producidas por la conmutación, sino también por las pérdidas debidas a elementos pasivos, como son los transformadores, filtros, condensadores, etc. Así la eficiencia de la conversión del sistema completo, el cual incluye filtros de entrada, dispositivos de conmutación, filtros de salida y transformador es más apropiada que únicamente la eficiencia del inversor [22].

3 Objetivos

1 - Reconocimiento del edificio: establecer los sectores donde se realizará el emplazamiento de la instalación FV, identificar el estado del edificio y recolectar información sobre las dimensiones del mismo

2 - Determinar la cantidad de paneles solares a instalar: de acuerdo la superficie útil del edificio se debe establecer la mayor cantidad de paneles FV que se puedan instalar, corroborando que la producción energética sea la óptima entre las posibles variantes.

3 - Evaluar las diferentes alternativas geométricas de instalación: estudiar cómo afecta a la producción energética la variación de parámetros geométricos y diseñar la instalación en base a la configuración óptima.

4 - Simular y contrastar con mediciones in-situ la capacidad de generación fotovoltaica: utilizar la instalación FV piloto de la Facultad de Ingeniería para simular su producción energética y compararla con los datos censados de la misma, con la finalidad de corroborar la presión del programa de simulación.

5 - Dimensionar la instalación eléctrica del sistema: con la totalidad de paneles a instalar, se podrá establecer el número de inversores que se deben colocar, y también se dimensionarán las secciones de los conductores de corriente continua como de corriente alterna y sus respectivas protecciones.

6 - Diseñar las estructuras de suportación y anclaje: dimensionar y simular la estructura que da soporte a los paneles, verificando las cargas que actúen sobre los mismos.

7 - Analizar económicamente el proyecto: realizar un análisis económico y financiero y así determinar la viabilidad del proyecto para garantizar que sea factible de realizar.

8 - Evaluar el impacto ambiental de las instalaciones en estudio: estudiar el impacto ambiental que la instalación genera, destacando el beneficio que trae consigo la utilización de energías renovables.

4 Reconocimiento de la instalación fotovoltaica piloto

Durante 2013 y 2014 se puso en marcha en Mar del Plata el proyecto IRESUD que tiene por objeto introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas y periurbanas, de sistemas solares fotovoltaicos (FV) distribuidos, contemplando para ello cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias. A tal fin propone:

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

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

Nacional del Nordeste. Más recientemente, se sumaron otras universidades y organismos: Universidad Nacional de Misiones, Universidad Nacional de Santiago del Estero, Universidad Nacional de Tucumán, Universidad Nacional de Chaco, INENCO – Universidad Nacional de Salta, Universidad Nacional de Mar del Plata, Universidad Nacional de La Plata, UTN – Regional San Francisco, Cooperativa Luz y Fuerza de Rojas – Prov. Buenos Aires, y el Observatorio de Buenos Aires (Asociación Argentina de Amigos de la Astronomía), Secretaría de Energía del GCBA, Secretaría de Energía de Corrientes, Secretaría de Energía de Entre Ríos, Secretaría de Energía de Santa Fe y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad [23].

4.1 Facultad de ingeniería - UNMdP

En el proyecto IRESUD participaron el Laboratorio de Instrumentación y Control (LIC) del Depto. de Ing. Electrónica, el Laboratorio de Ensayos y Desarrollos Energéticos (LEyDE) y el Laboratorio de Alta Tensión (LAT), los dos últimos pertenecientes al Dpto. de Ing. Eléctrica. Todos los grupos mencionados se encuentran en la Facultad de Ingeniería (FI) de la UNMDP. Esta colaboración de tres Laboratorios de dos Departamentos de la Facultad de Ingeniería muestra el alto grado de interdisciplinariedad del proyecto.



Figura 4.1 – Instalación FV de la FI-UNMdP

El sistema fotovoltaico instalado en la terraza del edificio principal de la FI-UNMdP, es de 5,1 kWp y consta de 18 paneles solares de 290 Wp cada uno. Estos paneles son de silicio poli-cristalino marca NBSOLAR y se instalaron con una dirección azimutal de 0° (mirando al norte), una inclinación de 30° y una distancia entre filas de 3,2m. El sistema fotovoltaico se encuentra instalado en el techo del Laboratorio de Instrumentación y Control de la Facultad de Ingeniería de la UNMDP en la localidad de

Mar del Plata, Provincia de Buenos Aires, Argentina (38° 0'43.46"S; 57°34'54.28"O). A partir 3 arreglos de 6 paneles, cada uno, conectados en serie se inyecta energía a la red eléctrica de BT de la Facultad de Ingeniería mediante 3 inversores monofásicos marca Aros y modelo SIRIO de 1.5 kW de potencia cada uno.

La estructura de soporte del sistema FV cuenta con un diseño modular que puede ser replicado y que permite modificar la inclinación u orientación para futuros estudios. El material predominante en ésta es un perfil tipo "C", de 100x50x2 mm, galvanizado, estándar.



Figura 4.2 - Estructura de soporte de los paneles FV de la FI-UNMdP.

Las piezas y accesorios fueron diseñados en el LEyDE y realizadas en la Metalúrgica Keep de la ciudad de Mar del Plata, con chapa galvanizada calibre N°12 de modo que solamente el ensamble en altura se realizó con tornillos auto-perforantes, sin recurrir a soldaduras. Para limitar la flexión en el largo de la estructura edilicia, se instaló en la parte delantera un reticulado en planchuela de 1" en forma zigzag y caño estructural de 20x40 mm, con una separación de 300 mm. En la parte posterior se construyó otro reticulado formado con perfiles tipo "C", de 50x30x1.6 mm con una separación aproximada de 800 mm [22]. En la Figura 4.3 se muestran los distintos componentes del soporte descripto y el trabajo finalizado [24].



Figura 4.3 - Componentes de la estructura de soporte de los paneles FV de la FI-UNMdP.

En la Tabla 4.1 se presentan las características eléctricas de los paneles en condiciones de ensayo estándar (Standard Test Conditions - STC), es decir, irradiancia de 1000 W/m², temperatura de célula de 25°C y masa de aire AM 1.5 de acuerdo a la Norma EN60904-3; y en condiciones nominales de operación (Nominal Operating Cell Temperature – NOTC), es decir, irradiancia de 800 W/m², temperatura ambiente de 20°C y velocidad de viento de 1 m/s.

Características Eléctricas	STC	NOTC
Potencia Máxima (PM_{áx})	290 W _p	211,8 W _p
Tensión a PM_{áx}. (V_{mp})	35,2 V	32,0 V
Corriente a PM_{áx}. (I_{mp})	8,24 A	6,62 ^a
Tensión a circuito abierto (V_{oc})	44,1 V	40,9 ^a
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	8,59 A	6,96 A
Eficiencia del módulo (η_m)	14,9%	-

Tabla 4.1 - Características de los paneles instalados en la FI-UNMdP

Los parámetros eléctricos se monitorean mediante un analizador de calidad de energía marca PQube, que adquiere todas las magnitudes a la entrada de un inversor y a la salida de los tres inversores.

El esquema unifilar de conexión utilizado en la planta FV se muestra en la Figura 4.4 y detalla, así también, el sistema monitoreo empleado. A la entrada de un inversor (lado de corriente continua) se utiliza un módulo acondicionador ATT2 y un sensor de efecto Hall (solo se monitorea un arreglo de los tres instalados hasta el momento). A la salida de cada inversor, lado de corriente alterna, se miden las corrientes inyectadas mediante transformadores de medida 50/5A y clase 0,2 [24].

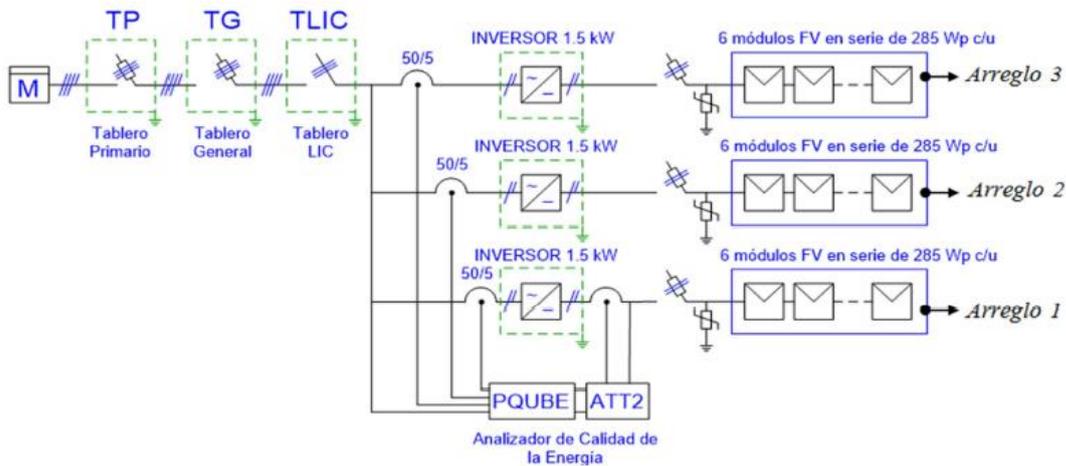


Figura 4.4- Esquema unifilar de la instalación FV realizada en la FI-UNMdP.

El sistema cuenta con 3 inversores monofásicos marca SIRIO de 1,5kW. Cada uno conectado a una de las tres fases sus características se muestran en la Tabla 4.2.

SIRIO 1500	
Entrada	
Potencia nominal de CA	1500 W
Potencia máxima de CA	1650 W
Tensión CC máxima	450 V
Intervalo de ejercicio MPPT	100~450 V
Rango completo de MPPT	200~450 V
Corriente CC máxima	8.9 A
Salida	
Tensión de ejercicio	230 V
Intervalo operativo	190~260 V
Intervalo para Pmáx.	210~260 V
Intervalo de frecuencia	49~51 Hz
Corriente nominal	6.6 A
Corriente máx.	7.9 A
Corriente de SC	7.9 A
Corriente de CC inyectada	< 30 mA
THDi	< 3 %
FP	> 0.99
Separación galvánica	NO

Tabla 4.2 - Características eléctricas del inversor SIRIO 1500

En la Figura 4.5 se muestra un inversor AROS SIRIOS 1500 en operación, instalado en el LIC de la FI de la UNMDP.



Figura 4.5 - Inversor AROS SIRIO 1500 instalado en el LIC – FI – UNMDP

5 Elección de software

Para llevar a cabo el proyecto de la instalación FV se utilizará un software de simulación con el objetivo de encontrar la configuración óptima del sistema y verificar el comportamiento de la instalación ante la variación de ciertos parámetros, permitiendo la geolocalización del edificio y obtener así una producción energética estimada del sistema.

Por tal motivo se plantea la problemática de encontrar un programa el cual cumpla con las condiciones planteadas anteriormente. Hoy en día la variedad de programas de simulación que se encuentran disponible es muy amplia. Mediante la búsqueda en internet de softwares se obtienen una gran cantidad de programas de diversa índole, muchos de ellos, desarrollados por empresas fabricantes o distribuidoras de material para este tipo de proyectos, entre las que se destacan:

- PVSyst
- Homer
- Skelion (para Sketch Up)
- System Advisor Model (SAM)
- PBLiv - python

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

5.1 PVSYST

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

También permite el análisis económico usando costos reales de componentes, costos adicionales y las condiciones de inversión, en cualquier moneda. PVsyst es una herramienta paga, pero que se puede obtener gratis durante un periodo de un mes para poder probarla y después si no se adquiere una licencia funcionará en modo demostración.

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

En diseño preliminar las evaluaciones de rendimiento del sistema se realizan muy rápidamente en valores mensuales, definiendo solamente unas pocas características generales del sistema, sin componentes de sistema específicos definidos. El diseño del proyecto tiene como objetivo llevar a cabo un diseño completo del sistema fotovoltaico y el análisis del rendimiento mediante simulaciones detalladas por hora. Estos se organizan en el marco de un proyecto, que contiene esencialmente la situación geográfica, la ubicación y los datos meteorológicos horarios. Las optimizaciones y el análisis de parámetros se pueden realizar a través de diferentes simulaciones, denominadas variantes. Las herramientas incluyen la base de datos meteorológicos con pantallas gráficas o tablas [25].

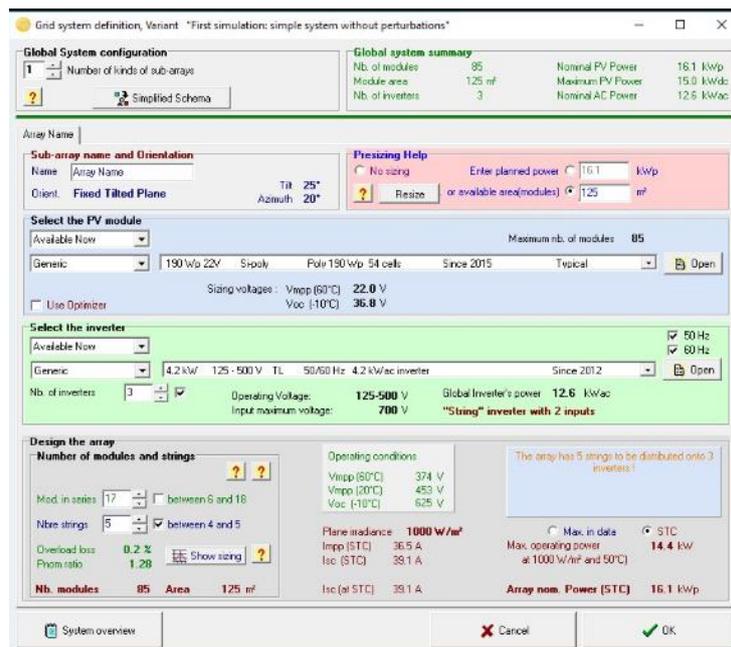


Figura 5.1 – Interfaz de usuario de PVSYST

5.2 HOMER

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

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

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

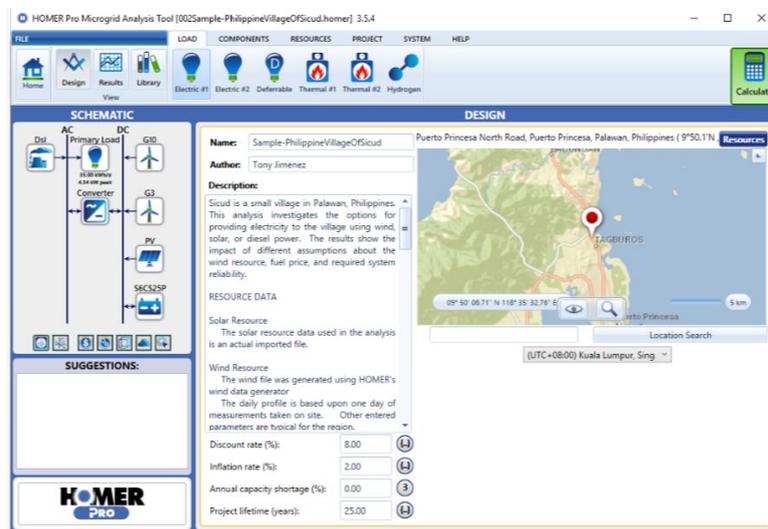


Figura 5.2 – Interfaz de usuario de HOMER

5.3 SKELION

Skelion es un plugin para Google Sketchup que permite diseñar la instalación de paneles solares en edificios tanto térmicos como fotovoltaicos de una forma automática. Este software reduce considerablemente el tiempo promedio gastado en hacer presentaciones e informes de producción de energía con los sistemas solares.

El plugin en forma gratuita permite: ahorrar tiempo de diseño, hacer presentaciones elegantes, mejorar la calidad de las propuestas incluyendo modelos 3D de la instalación solar, cargar la localización geográfica desde Google Earth. etc. Sin embargo, para poder exportar informes de energía, añadir los propios modelos a una base de módulos fotovoltaicos y controlar las sombras en cualquier momento del año, se debe adquirir su versión paga [11].

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

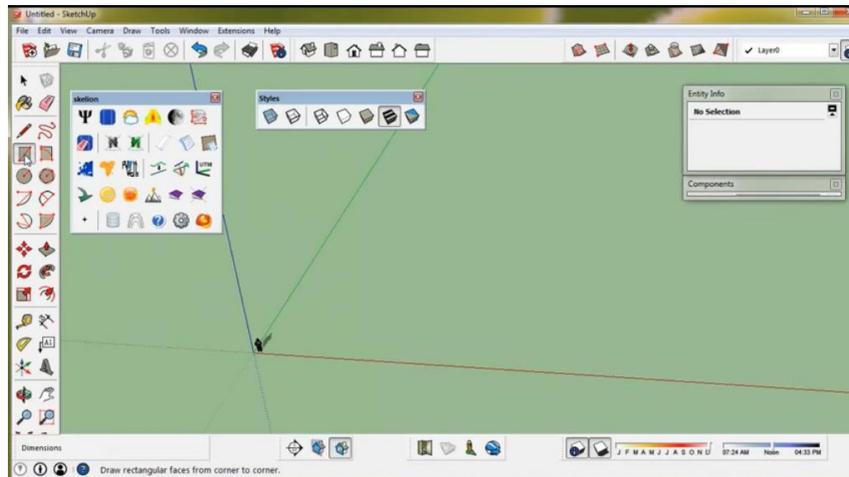


Figura 5.3 – Interfaz de usuario de SKELION

5.4 PVLIB-PYTHON

PVLib es un producto de los esfuerzos colaborativos de un grupo de profesionales de energía fotovoltaica llamados Performance Modeling Collaborative (PVPMC), facilitado por Sandia National Laboratories en los Estados Unidos. La caja de herramientas PVLib es un depósito estándar para sistemas de modelado fotovoltaicos y algoritmos de análisis. Hasta la fecha, no tiene ningún modelo financiero implementado, por lo que es solo un paquete de software de modelado de rendimiento. PVLib utiliza programación modular a nivel de código para realizar el modelado del sistema. Las herramientas están disponibles en lenguajes de programación como MATLAB o Python.

Las herramientas de PVLib no vienen con ninguna interfaz gráfica de usuario, por lo que se espera que el usuario llame las funciones, establezca los parámetros requeridos y ejecute la simulación utilizando los módulos provistos como bloques de construcción.

Una simulación típica en PVLib comprende los siguientes pasos:

1. Configuración de la ubicación y diseño del sistema fotovoltaico. Esto incluye importar las bibliotecas y complementos necesarios de Python que recopilan los datos meteorológicos para el sitio deseado y así también la configuración de la orientación de los arreglos fotovoltaicos. Los datos meteorológicos son obtenidos de los archivos de años meteorológicos típicos (TMY2 y TMY3).

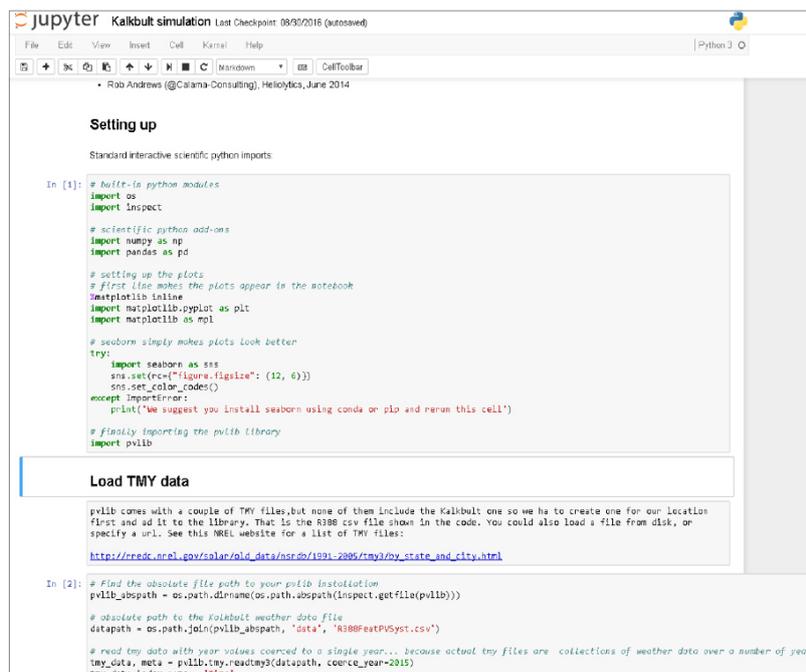
2. Modelado de las características CC (corriente continua) e IV (corriente-tensión). Esto conlleva a la estimación del comportamiento del módulo elegido según sus características IV dadas, en respuesta a los datos meteorológicos dados en el paso 1. Junto con algunos resultados intermedios, el usuario obtiene el rendimiento de potencia de cortocircuito estimado.

3. Convertidor de potencia de CC a CA. El usuario hace uso del módulo de PVLib que toma en las características técnicas de un inversor deseado como uno de los parámetros y modelos de la potencia de salida de CA.

4. Impresión de gráficos y tablas. El usuario también tiene la opción de exportar la simulación. Resultados para la presentación o análisis adicional en un paquete de software de terceros.

El acceso a PVLib es gratuito y el software en sí es fácil de instalar. Su código es de código abierto y por lo tanto transparente y fácil de editar o modificar [67]. El enfoque modular de PVLib permite a los usuarios observar mejor los análisis en partes de la cadena de modelado. Por el lenguaje de programación que requiere PVLib, el programa atrae a los usuarios, principalmente de campos especializados como la ingeniería y la investigación [26].

La Figura 5.4 muestra la interfaz de la caja de herramientas PVLib-python.



```
Setting up
Standard interactive scientific python imports

In [1]: # built-in python modules
import os
import inspect

# scientific python add-ons
import numpy as np
import pandas as pd

# setting up the plots
# first line makes the plots appear in the notebook
%matplotlib inline
import matplotlib.pyplot as plt
import matplotlib as mpl

# seaborn simply makes plots look better
try:
    import seaborn as sns
    sns.set(rc={"figure.figsize": (12, 6)})
    sns.set_color_codes()
except ImportError:
    print("We suggest you install seaborn using conda or pip and rerun this cell")

# finally importing the pvlib library
import pvlib

Load TMY data

pvlib comes with a couple of TMY files, but none of them include the Kalkbult one so we have to create one for our location first and add it to the library. That is the R388 csv file shown in the code. You could also load a file from disk, or specify a url. See this NREL website for a list of TMY files:
http://rredc.nrel.gov/solar/old\_data/nsrdb/1991-2005/tmy3/by\_state\_and\_city.html

In [2]: # Find the absolute file path to your pvlib installation
pvlib_abspath = os.path.dirname(os.path.abspath(inspect.getfile(pvlib)))

# absolute path to the Kalkbult weather data file
datapath = os.path.join(pvlib_abspath, 'data', 'R388EstPVSystem.csv')

# read tmy data with year values coerced to a single year... because actual tmy files are collections of weather data over a number of years
tmy_data, meta = pvlib.tmy.readtmy3(datapath, coerce_year=2015)
tmy_data.index.name = 'time'
```

Figura 5.4 – Interfaz de usuario de PVLIB

5.5 NREL SAM

System Advisor Model (SAM) está diseñado para el análisis y desempeño económico de proyectos de energía renovable. Este software desarrollado por NREL (de sus siglas en inglés National Renewable Energy Laboratory) es el más adecuado para ingenieros, desarrolladores de tecnología e investigadores. Predice que el rendimiento y el costo del proyecto se basa en el costo de instalación y operación del proyecto.

Es gratuito y utilizable en cualquier versión de Windows o Macintosh. Se ha desarrollado la herramienta para una gama de tecnologías de energía renovable y es utilizada en todo el mundo para la planificación y evaluación de programas de investigación y desarrollo de los costos del proyecto y las estimaciones de rendimiento, así como para la investigación académica.

SAM realiza predicciones de rendimiento para conexión a red solar, instalaciones mini eólicas, sistemas de energía geotérmica y estimaciones económicas de energía distribuida y proyectos de centrales de generación. Permite mostrar el resultado del modelado en forma tabular y gráficos, pudiéndose a su vez exportar la información en forma de imágenes o planillas de cálculo.

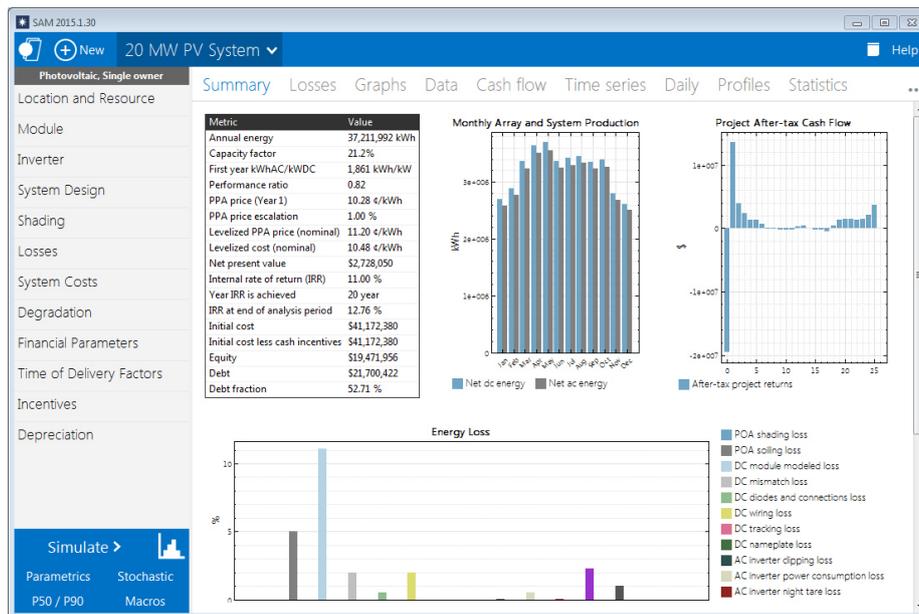


Figura 5.5 – Interfaz de usuario de SAM

A continuación, se muestra una tabla comparativa (Tabla 5.1) entre los programas mencionados anteriormente, en ella a modo de resumen se destacan los parámetros más importantes a tener en cuenta para una correcta elección de programa.

Nombre	PvSyst	HOMER	Skelion	PBLiv	SAM
Tipo	Programa	Programa	Extensión	Extensión	Programa
Necesita otro programa	Sí	No	Sí	Si	No
Complejidad	Media	Alta	Media	Alta	Media
Útil en zona urbana	Sí	No	Sí	Sí	Sí
Sistema Operativo	Windows y emuladores para Mac y Linux	Windows y emuladores para Mac	Windows / Mac	Windows / Mac / Linux	Windows/Mac/ Linux
Pago	Sí	Sí (Lic. Estudiantil)	Sí (versión full)	No	No

Tabla 5.1 – Tabla comparativa entre softwares

El análisis de los programas reveló que cada uno tiene sus propios méritos que lo hace más adecuado que otros para ciertas simulaciones, y a su vez otras características que resultan como desventajas en ciertos casos. En términos de precisión y robustez, PVSyst parecería superar al resto, seguido de cerca por SAM. En términos de flexibilidad de modelado, PVLiv y SAM lo hacen bien, mientras que PVSyst fue retenido por su forma rígida. Respecto de otras características y funcionalidades generales, se aprecia que SAM sería la más adecuada, de los programas evaluados en este capítulo, por tal motivo y gracias a su versatilidad, sencillez de uso y condición de uso gratuita, SAM fue elegido para el desarrollo de este trabajo.

6 Simulación para corroborar funcionamiento

Como se mencionó en el capítulo anterior, SAM es el programa seleccionado para el desarrollo de este trabajo. Con el objetivo de poder evaluar el buen funcionamiento del programa elegido, se procedió a simular la instalación fotovoltaica presente en el techo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Mar del Plata y luego contrastar la producción simulada con la medida.

Para ello, fue necesario ingresar en el mismo todos los parámetros que afectan a la producción de energía, a saber:

- Ubicación geográfica y datos climáticos (Location and Resource)
- Paneles solares utilizados (Module)
- Inversores utilizados (Inverter)
- Diseño de la instalación (System Design)
- Sombreamiento (Shading and Snow)
- Pérdidas de energía (Losses)

6.1 Ubicación geográfica y datos climáticos

SAM cuenta con una extensa base de datos climáticos de ciudades de Estados Unidos y de las ciudades más importantes del mundo. Además, brinda la posibilidad al usuario de cargar sus propios datos meteorológicos. Y también cuenta con la posibilidad obtener datos climáticos de distintas páginas de internet, las cuales el mismo programa recomienda.



Figura 6.1 – Mapa de radiación solar de la base de SAM

En nuestro caso, los mismos fueron obtenidos de una de las mencionadas páginas web, esta se trata de **Climate.OneBuilding.Org** Esta página cuenta con datos climáticos de todos los continentes incluyendo la Antártida.

6.2 Paneles solares utilizados

Al igual que con los datos climáticos, para practicidad del usuario, SAM cuenta con los datos técnicos de muchos de los paneles más usados en la industria solar.

Sin embargo, al no contar con los propios de los paneles utilizados en la instalación en estudio, se debieron brindar los datos al programa. Para ello SAM cuenta con las opciones de cargar los datos manualmente ítem por ítem: “CEC Performance Model with User Entered Specifications” o desde una base determinada: “CEC Performance Model with Module Database”. Los Parámetros que se necesitan son: tipo de celda, área del panel, temperatura de celda nominal, tensión y corriente pico, tensión a circuito abierto, corriente de cortocircuito, coeficientes de temperatura de punto máximo de potencia, corriente de cortocircuito y tensión de vacío, número de celdas en serie, altura de montaje y separación al soporte.

Con los mencionados datos, el programa es capaz de brindar la potencia máxima nominal en condiciones estándar de temperatura y presión, así como la eficiencia del módulo.

En la Figura 6. 2 se muestra la interfaz del usuario donde se ingresa la información mencionada sobre los módulos solares. A la izquierda de esta figura se observa la curva I-V, calculada por el programa en base a los datos ingresados.

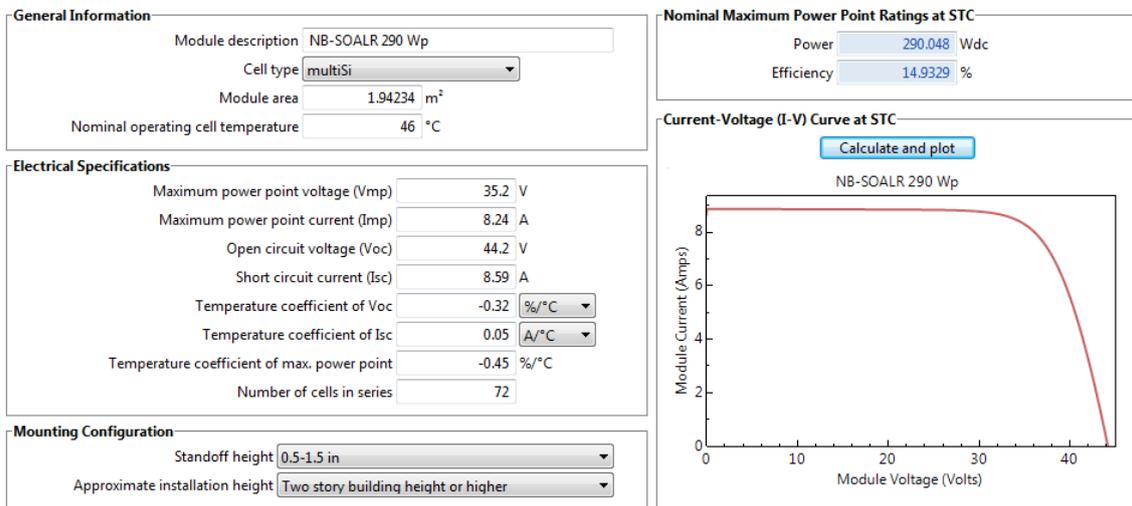


Figura 6.2 – Interfaz del programa SAM: características del módulo FV

La Tabla 6. 1 expone las características de los paneles solares utilizados brindadas por el fabricante:

Características del panel			
Área del panel [m ²]	1,94	Coef. de temp. de punto máximo de potencia [%/°C]	-0,45
Temperatura de celda nominal [°C]	46	Coef. de temp. de corriente de cortocircuito [%/°C]	0,05
Tensión nominal [V]	35.2	Coef. de temp. de tensión a circuito abierto [V/°C]	-0,32
Corriente nominal [A]	8.24	Numero de celdas en serie	72
Tensión a circuito abierto [V]	44.2	Altura de montaje [Pisos]	2 o más
Corriente de cortocircuito [A]	8.51	Separación al soporte [ln]	0,5-1,5

Tabla 6.1 - Características de los paneles solares utilizados en la FI-UNMdP

6.3 Inversores utilizados

Los datos necesarios de los inversores utilizados que se deben ingresar al software son: potencia máxima de salida, eficiencia del inversor, tensión en alterna nominal, máximas tensión y corriente en continua, tensión mínima Y máxima en continua MPPT y tensión nominal en continua. Además, se debe indicar la potencia consumida durante la operación y el consumo por la noche. En nuestro caso dichos datos son brindados por el fabricante, de no contar en el datasheet del inversor con estos parámetros SAM sugiere valores para determinar las pérdidas, estas están relacionadas con la potencia del inversor.

Con dicha información el software brinda la potencia máxima en continua de entrada que soporta el inversor.

En la Figura 6.3 se muestra la interfaz del usuario donde se ingresan los datos mencionados sobre los inversores.

Power Ratings

Maximum AC output power Wac

Weighted efficiency

Manufacturer efficiency

Maximum DC input power Wdc

You can specify either a weighted or nominal efficiency. The weighted efficiency can be either CEC or European. The manufacturer efficiency can be either peak or nominal. See Help for details.

Operating Ranges

Nominal AC voltage Vac

Maximum DC voltage Vdc

Maximum DC current Adc

Minimum MPPT DC voltage Vdc

Nominal DC voltage Vdc

Maximum MPPT DC voltage Vdc

Losses

Power consumption during operation Wdc Wdc (Suggested value)

Power consumption at night Wac Wac

If the datasheet does not specify loss values, you can use the suggested values to approximate the losses. See Help for details.

Figura 6.3 – Características del inversor

La Tabla 6. 2 expone las características de los inversores solares utilizados brindadas por el fabricante:

Características del inversor			
Potencia máxima de salida CA [W]	1650	Tensión mínima en continua MPPT [V]	100
Eficiencia del inversor [%]	96,3	Tensión máxima en continua MPPT [V]	450
Tensión en alterna nominal [V]	230	Tensión nominal en continua [V]	120
Máxima tensión en continua [V]	450	Potencia consumida durante la operación [W]	7
Máxima corriente en continua	8.9	Potencia consumida por la noche [W]	0

Tabla 6.2 - Características de los inversores utilizados en la FI-UNMdP

6.4 Diseño de la instalación

Se procedió a describir la configuración actual de la instalación fotovoltaica. Para ello se ingresó en el software la cantidad de paneles solares por string, cantidad de strings en paralelo, número de inversores, cantidad de arreglos (strings por fase), inclinación y orientación de cada arreglo en grados (Tilt y Azimuth) y ground cover ratio (GCR) que indica la proporción entre el largo de los paneles y el distanciamiento entre ellos, según la relación:

$$GCR = \frac{\text{Largo del panel}}{\text{Distancia entre filas}}$$

En la Figura 6.4 se muestra la interfaz del usuario “System design” donde se ingresan los datos mencionados sobre el diseño de la instalación fotovoltaica.

Figura 6.4- Interfaz del programa SAM: diseño de la planta FV (configuración de la instalación).

DC Subarrays

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
-String Configuration				
Strings in array	1 (always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Strings allocated to subarray	1	1	1	0
-Tracking & Orientation				
Azimuth N = 0 W 270 E 90 S 180				
Tilt 90° Vert. Horiz. 0°				
	<input checked="" type="radio"/> Fixed			
	<input type="radio"/> 1 Axis			
	<input type="radio"/> 2 Axis			
	<input type="radio"/> Azimuth Axis			
	<input type="radio"/> Seasonal Tilt			
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	30	30	30	20
Azimuth (deg)	0	0	0	180
Ground coverage ratio (GCR)	0.611675	0.611675	0.611675	0.3
Tracker rotation limit (deg)	45	45	45	45
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

Estimate of Overall Land Usage

Total module area	11.7 m ²	SAM uses the total land area only when you specify a \$/acre cost on the System Costs page: Total land area = total module area ÷ GCR × 0.0002471 (1 m ² = 0.0002471 acre).
Total land area	0.0 acres	

Figura 6.5 - Interfaz del programa SAM: diseño de la planta FV (orientación).

6.5 Sombreamiento

El sombreado causado por las edificaciones cercanas o por los mismos paneles afecta al rendimiento de la instalación. De manera de poder cuantificar este efecto, SAM provee una herramienta de diseño 3D de la planta FV. El propósito es modelar la instalación y todas aquellas edificaciones u obstáculos que puedan producir el efecto de sombreado (Shading). Para ello, se debe emplazar la planta en su ubicación geográfica. Luego, con ayuda del Google Earth se puede dimensionar la instalación y los edificios en cuestión, como se muestra en la Figura 6.6

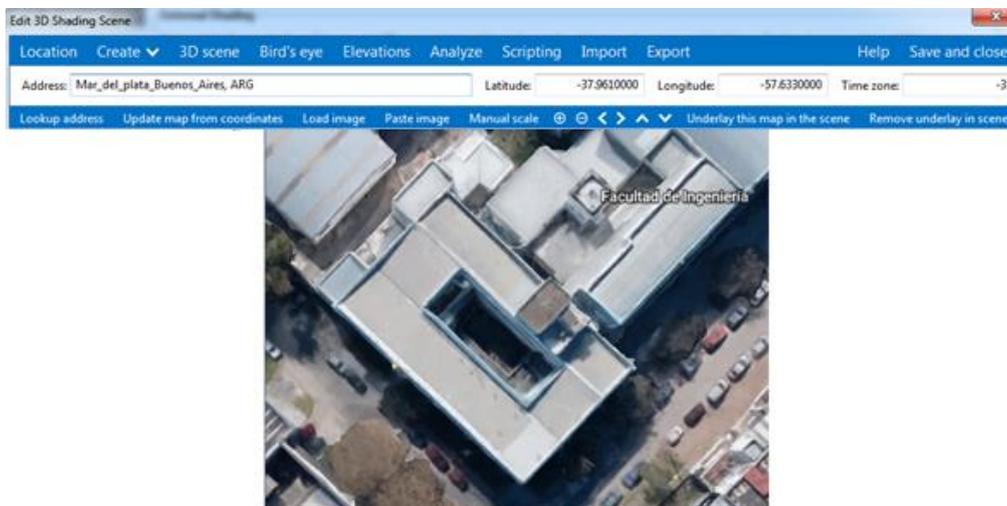


Figura 6.6 – Ubicación y vista satelital de la FI-UNMdP.

Finalmente, midiendo las alturas del edificio y utilizando la sección “3D Shade Calculator” del SAM, se le puede indicar la altura de las edificaciones y así modelar completamente la instalación y sus alrededores.

El modelado 3D posee formas geométricas para el diseño de las edificaciones, está la posibilidad de generar cubos y cilindros que representen la estructuras de los edificios; techos en los cuales se puede crear el ángulo deseado como así también crear un techo a dos aguas, cuenta además con la posibilidad de crear árboles, ya que estos muchas veces generan un sombreado indeseado en las instalaciones FV, y por último cuenta con lo que se conoce como superficies activas, las cuales representan los paneles FV.

En la Figura 6.7 y Figura 6.8 se observa la interfaz del usuario de la herramienta 3D para modelar la planta y la ubicación de los paneles en el techo de la Facultad de Ingeniería.



Figura 6.7 – Fotografía y modelado de la instalación FV en el techo de la FI-UNMdP

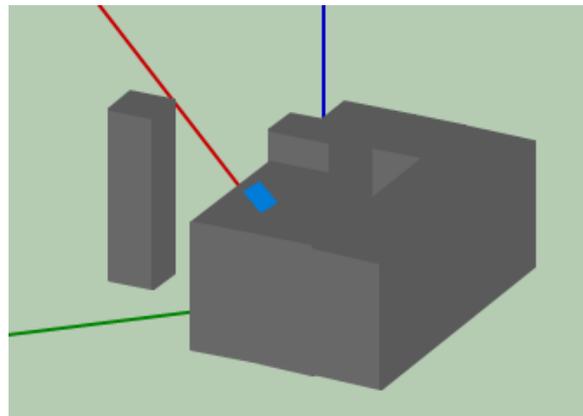


Figura 6.8 - Modelado 3D de la instalación FV en el techo de la FI-UNMdP

Una vez modelada la instalación, el programa requiere que se le ingrese la conformación de los strings (cantidad de paneles por fila, cantidad de filas y orientación

de los paneles). En el caso de estudio, se evaluaron 6 paneles de una sola fila debido a que se cuenta con un registro de datos de uno de los arreglos que cuenta con la misma cantidad de paneles.

Con toda la información necesaria acerca del diseño, el software calcula en función del largo del panel y el Ground Cover Ratio (GCR), el distanciamiento de los paneles. En la Figura 6.9 y Figura 6.10 se muestra la interfaz del usuario donde se ingresan los datos mencionados la configuración de la instalación.

External Shading
 External shading is shading of beam and diffuse incident irradiance by nearby objects such as trees and buildings. Shading losses apply in addition to any soiling losses on the Losses page.

-3D Shade Calculator
 Automatically generate shade data from a drawing of the array and shading objects.

-Shade Loss Tables
 Edit and import shade data. Data may be entered by hand, imported from shade analysis software and devices, or generated by the 3D shade calculator.

Open 3D shade calculator... Subarray 1 Subarray 2 Subarray 3 Subarray 4
 Edit shading... Edit shading... Edit shading... Edit shading...

Array Dimensions for Self Shading and Snow Losses
 The product of number of modules along side and bottom should be equal to the number of modules in subarray.

Number of modules along side of row	1	1	1	2
Number of modules along bottom of row	6	6	6	9
Number of rows	1	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	6	0	0	0

Subarray 1 has only one row.
 Adjust the number of modules to correct the problem.

Figura 6.9 – Interfaz ingreso de la cantidad de paneles.

Self Shading for Fixed Subarrays and One-axis Trackers
 Self shading is shading of modules in the array by modules in a neighboring row.

Self shading	Standard (Non-line)	Standard (Non-line)	Thin film (Linear)	None
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Length of side (m)	1.95798	1.95798	1.95798	3.91596
GCR from System Design page	0.611675	0.611675	0.611675	0.3
Row spacing estimate (m)	3.20102	3.20102	3.20102	13.0532

row spacing = length of side + GCR

module orientation (portrait)

Module aspect ratio	1.97375
Module length	1.95798 m
Module width	0.992011 m
Module area	1.94234 m ²

Figura 6.10 – Interfaz parámetros calculados por SAM.

6.6 Pérdidas de energía

Además de las pérdidas energéticas debidas al sombreado de los paneles también se registra una menor producción debido a:

- Pérdidas de Irradiancia: las pérdidas por ensuciamiento aplican al total de la Irradiancia incidente en cada string. El software estima estas pérdidas en 4,4% anual.
- Pérdidas en corriente continua: aplican a la salida de cada string y tienen en cuenta las pérdidas que no son estimadas por la eficiencia del panel (pérdidas en los conductores, diodos, etc.). El software estima estas pérdidas en 4,44%.
- Pérdidas en corriente alterna: aplican a la salida de cada inversor y tienen en cuenta las pérdidas que no son estimadas por el mismo como las pérdidas en los conductores. El software estima estas pérdidas en 1%.

En la Figura 6.11 se muestra la interfaz del usuario donde se pueden ingresar los porcentajes de pérdidas energéticas.

The screenshot displays the 'Energy Losses' configuration screen in the SAM software. It is divided into four main sections: Irradiance Losses, DC Losses, AC Losses, and Transformer Losses.

- Irradiance Losses:** This section explains that soiling losses apply to the total solar irradiance. It features a table for four subarrays. The 'Average annual soiling loss' is set to 4.4% for Subarray 1, 4.4% for Subarray 2, 4.4% for Subarray 3, and 5% for Subarray 4. Each cell has an 'Edit values...' button.
- DC Losses:** This section explains that DC losses apply to the electrical output of each subarray. It includes a table for various loss types across four subarrays. The 'Total DC power loss (%)' is highlighted with a red box and set to 4.440. A formula is provided: $\text{Total DC power loss} = 100\% * [1 - \text{the product of } (1 - \text{loss}/100\%)]$. Below this, there are buttons for 'Apply default losses for: Central inverters', 'Microinverters', and 'DC optimizers'.
- AC Losses:** This section explains that AC losses apply to the electrical output of the inverter. The 'AC wiring' loss is highlighted with a red box and set to 1%.
- Transformer Losses:** This section explains the transformer loss model. It includes input fields for 'Transformer no load loss' (0%) and 'Transformer load loss' (0%).

Figura 6.11 – Interfaz del programa SAM: pérdidas energéticas.

6.7 Cálculo de la producción energética mediante el software

La simulación de la instalación en las condiciones antes mencionadas arrojó como resultado una producción anual esperada de 2727,8 [kWh] para un solo inversor. Midiendo la potencia que la instalación fotovoltaica de la FI-UNMdP inyectó a la red durante todo el 2016 y 2017, se obtuvo que la producción anual promedio fue de 2688 [kWh]. Esto implica una diferencia de 1.45% entre la simulación y la producción medida.

A continuación, en la Figura 6.12 se muestra los resultados de energía anual extraídos de SAM posterior a realizar la simulación.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	2,728 kWh

Figura 6.12 – Energía anual simulada.

En la Figura 6.13 se muestra la gráfica extraída de SAM con la energía correspondiente para cada mes del año.

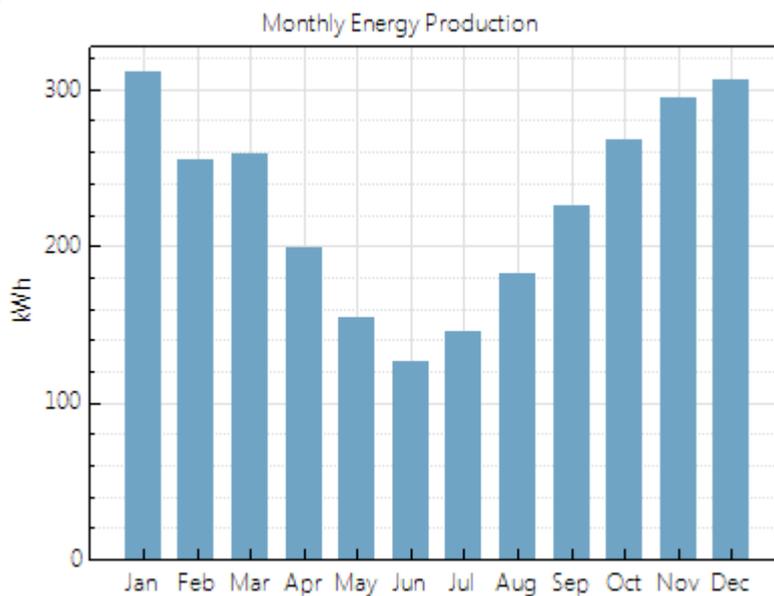


Figura 6.13 – Energía mensual simulada.

Si bien era de esperarse que el software no refleje perfectamente la energía real generada por las simplificaciones y aproximaciones en cuanto a las pérdidas, se puede concluir que el error generado en la simulación es muy bajo. En conclusión, se puede decir que el software resultó muy preciso, siendo apto para el estudio de este proyecto.

Cabe destacar que el analizador de redes con el que se mide la producción de la instalación (PQube) durante el período de estudio sufrió diversas fallas durante los meses de mayo, julio, septiembre y octubre, por lo que la obtención de la energía

mensual y, por ende, anual también posee un error de cálculo, debido a que los días faltantes se los completo con el promedio del correspondiente mes [11].

En forma de resumen, la Tabla 6.3 y la Figura 6.14 a continuación reflejan la producción energética mensual medida, promedio y simulada para su contraste.

	Energía 2016 [kWh]	Energía 2017 [kWh]	Energía Promedio	Energía de simulación
Enero	296,51	317,41	306,96	311,78
Febrero	268,52	239,65	254,08	255,40
Marzo	275,73	246,75	261,24	258,98
Abril	144,90	173,48	159,19	199,47
Mayo	70,88	160,10	115,49	154,91
Junio	125,89	130,74	128,32	126,79
Julio	138,20	136,29	137,25	145,40
Agosto	210,08	167,50	188,79	182,33
Septiembre	228,84	238,13	233,49	225,12
Octubre	257,03	303,23	280,13	267,34
Noviembre	317,51	267,97	292,74	293,98
Diciembre	339,05	323,46	331,26	306,31
TOTAL	2673,16	2704,71	2688,93	2727,80

Tabla 6.3 – Energía Promedio In-Situ Vs. Energía Simulada.

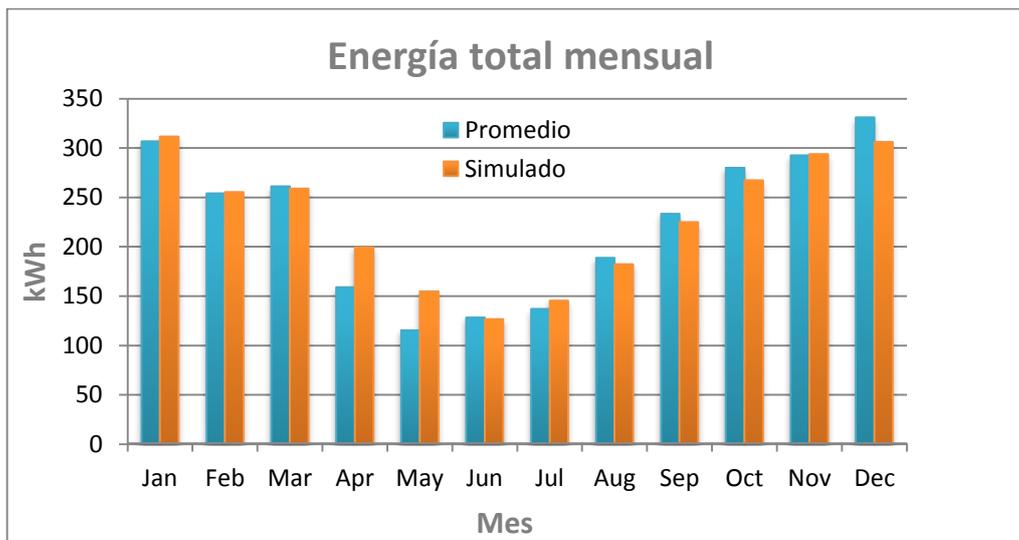


Figura 6.14 - Energía mensual simulada y medida.

En conclusión, se puede afirmar que a pesar de los errores que posiblemente se cometieron en la simulación, la diferencia porcentual es baja y utilizando este software se obtendrá una buena aproximación en los cálculos que se realicen en para el edificio del INTEMA.

7 Optimización de la instalación piloto

Debido a que se utilizó la instalación de la FI-UNMdP para la comparación, se pretende colaborar con la misma mediante el estudio de una posible optimización. Para tal fin se procedió a realizar variaciones de distintos parámetros del sistema y buscar la configuración óptima que mejore los rendimientos del mismo.

7.1 Obtención de la inclinación más adecuada

Para dicho objetivo es preciso analizar la sensibilidad de los módulos a ser montados con diferentes ángulos. A tal fin, se procedió a simular la instalación con un arreglo de paneles desde la posición horizontal variando el ángulo de inclinación (Tilt) 5° en cada simulación hasta llegara a la posición vertical. La energía anual en kWh para cada inclinación fue registrada en la Tabla 7.1.

Tilt [°]	Energía anual [kWh]
0	2311
5	2417
10	2494
15	2554
20	2597
25	2626
30	2638
35	2635
40	2617
45	2583
50	2534
55	2470
60	2391
65	2296
70	2187
75	2063
80	1927
85	1779
90	1623

Tabla 7.1 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de la FI-UNMdP.

Contando con la producción simulada para las sucesivas inclinaciones, se efectuó la Figura 7.1, en la que puede observarse la máxima producción anual que se obtiene para un ángulo de 30° (coincidiendo con lo montado en el techo de la FI-UNMdP).

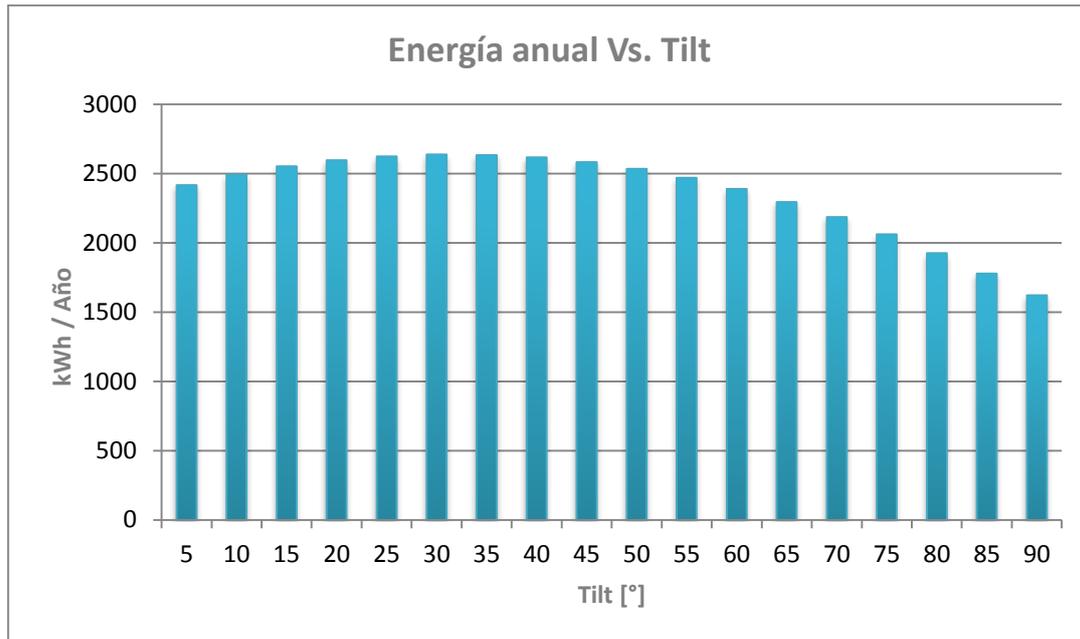


Figura 7.1 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de la FI-UNMdP

7.2 Obtención de la separación más adecuada

De manera de optimizar el espacio de terraza en estudio, se procedió a simular la planta con paneles orientados hacia el norte y con una inclinación de 30° (según lo indicado en el apartado anterior) y variando la distancia entre filas de paneles.

Dicha distancia influye en las pérdidas por sombreadamiento y en la cantidad de paneles que pueden emplazarse. En la Tabla 7. 2 se puede observar la cantidad de paneles a instalar en función de la separación entre filas. La menor separación tomada para la simulación es la proyección horizontal de un módulo de 1,958 m de largo inclinado a 30° , es decir, 1,7m. Se simuló la producción separando las filas cada 10 cm hasta llegar a una distancia de 3,5m.

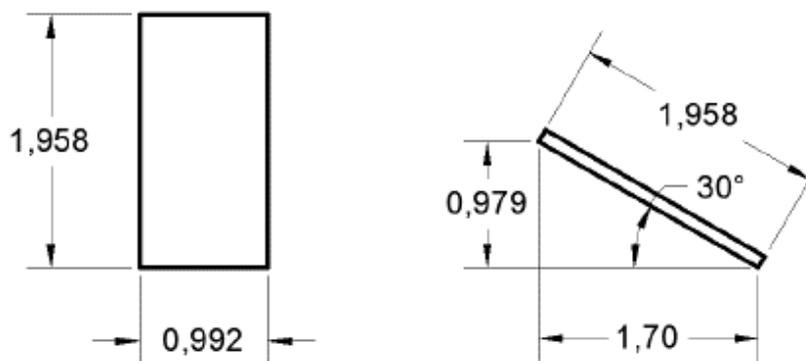


Figura 7.2 – Distancia mínima entre paneles de la facultad de ingeniería

Con los valores de producción energética anual para cada una de las separaciones se calculó la energía por metro cuadrado de terraza y metro cuadrado de panel. Para ello se tuvo en cuenta que la azotea en estudio posee un área de 140 m² y los paneles utilizados son de 1,94 m².

Separación [m]	Cantidad de Paneles
1,70	49
1,80	49
1,90	42
2,00	42
2,10	42
2,20	35
2,30	35
2,40	35
2,50	35
2,60	28
2,70	28
2,80	28
2,90	28
3,00	28
3,10	28
3,20	28
3,30	21
3,40	21
3,50	21

Tabla 7.2 - Cantidad de paneles a instalar en función de la separación entre filas de la FI-UNMdP

Finalmente se graficó la energía por metro cuadrado de terraza y panel en función de la separación entre filas de paneles, como se observa en la Figura 7. 3. En ella se puede detectar que para una separación entre 2,5 y 2,6 m se equilibra el aprovechamiento, tanto del panel como del área de la terraza.

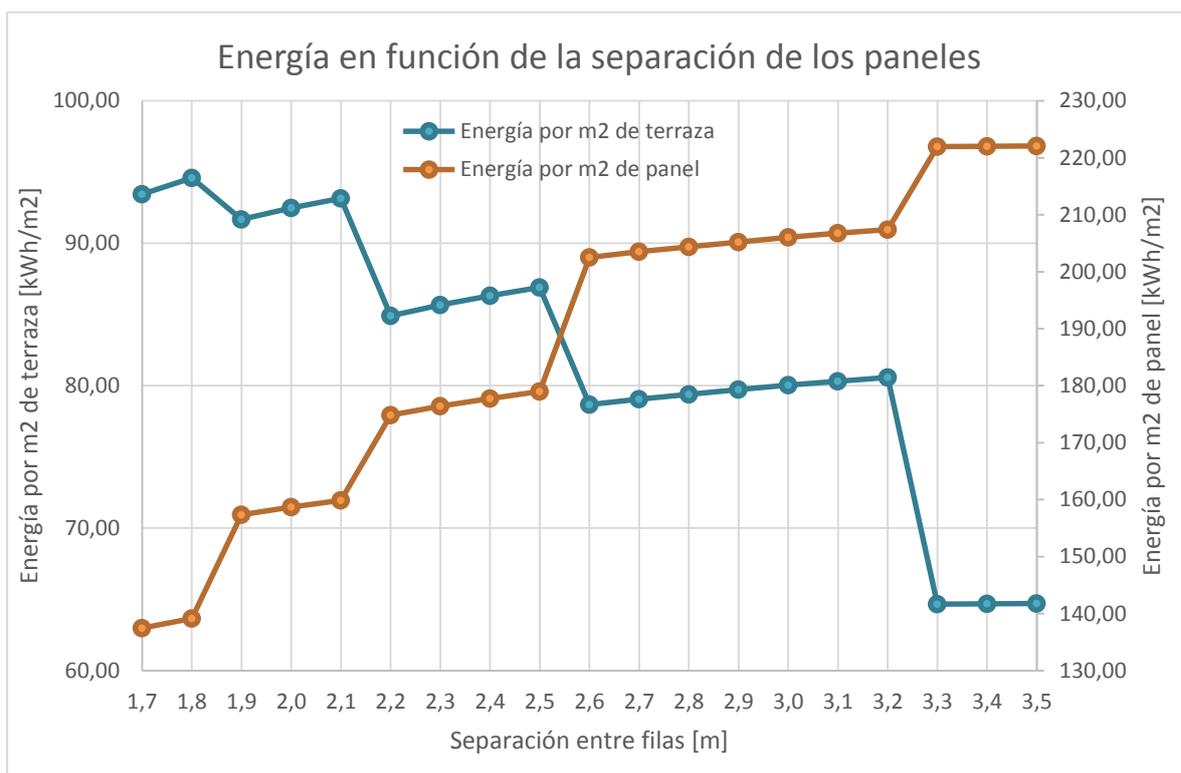


Figura 7.3 – Energía por metro cuadrado de terraza y panel en función de la separación entre las filas de los paneles de la FI-UNMDP

A su vez, se simuló una instalación de 72 paneles ubicados de forma horizontal ocupando toda la superficie de la terraza en estudio. En la Tabla 7.3 puede observarse que por más que se obtenga más generación anual, esto es a base de un coste mayor por casi duplicarse la cantidad de paneles. Y aun así no se obtiene una mayor producción por m² panel que ubicando 35 paneles con separación de 2,5 m o 28 paneles con 2,6 m de distancia entre arreglos.

Diseño	Energía anual [kWh]	Energía anual por m ² de terraza [kWh/m ²]	Energía anual por m ² de panel [kWh/m ²]
72 paneles en posición horizontal ocupando toda la terraza	13932	99,51	99,62
35 paneles con Tilt de 30° y separación de 2,5 m	12167	86,91	178,97
28 paneles con Tilt de 30° y separación de 2,6 m	11013	78,66	202,50

Tabla 7.3 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y de panel, para tres configuraciones distintas de la FI-UNMDP.

Se logró determinar que la inclinación óptima de los paneles solares para la zona en estudio es de 30° y que con una separación de 2.55 m se obtiene la mayor producción energética por m² de terraza y panel.

8 Diseño instalación fotovoltaica – Edificio INTEMA

8.1 Emplazamiento de la instalación

La ubicación de la instalación solar fotovoltaica a proyectar, se realizará en el nuevo edificio del INTEMA, que se ubica en la Av. Colón y calle Sandino (Latitud: 37°57'42,66”S y Longitud: 57°37'59,91”O).



Figura 8.1 – Vista aérea del edificio del INTEMA

Las dimensiones del edificio son 73m de largo y 42m de ancho, los paneles FV se ubicarán en la mayor de cantidad de superficie que se pueda aprovechar, tanto sobre las 3 losas de hormigón del edificio como en estructuras metálicas elevadas por sobre el nivel del techo que se unirán entre losas y al esqueleto del edificio entre los pozos de aire.



Figura 8.2 – Techo del edificio del INTEMA

En la Figura 8.3 se observa que la construcción se encuentra inclinada respecto al norte, este dato se tendrá en cuenta a la hora de instalar los paneles.



Figura 8.3 – Ubicación e imagen satelital del edificio del INTEMA

8.2 Comparación entre módulos

Para el estudio de este proyecto se examinaron 2 módulos fotovoltaicos de diferentes potencias. Si bien la relación precio-potencia es similar para ambos paneles, se evalúa la posibilidad de variar la distribución espacial debido a que poseen tamaños diferentes. Al utilizar paneles de menores dimensiones (los de menor potencia nominal), varía la separación entre fila y se puede acortar dicha distancia. Por lo tanto, se puede colocar una cantidad mayor. En cambio, al colocar paneles de mayor tamaño, por ende, mayor potencia, se colocaría una menor cantidad. Con el fin de obtener una separación óptima evitando el sombreado entre sí, se variará la forma de emplazarlos en la terraza.

Los paneles a evaluar en este proyecto son paneles de 270wp (TSM 270PD05) y 320wp (TSM 320PD14) de la marca TRINASOLAR, comercializados por la firma ENERTIK. El primero tiene una relación de 0.6725 US\$/W y el segundo 0.6715 US\$/W (precio mayorista).

8.2.1 Inclinación teórica de los paneles

Otro punto importante para el diseño de estas instalaciones fotovoltaicas es la inclinación que deben tener los módulos para la captación de la mayor cantidad de radiación solar.

Se trata de determinar la inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos, a fin de maximizar la energía eléctrica generada a lo largo del periodo anual. En este apartado se asume que los paneles FV tienen una posición fija e invariable a lo largo del año. Por lo tanto, la orientación deberá ser hacia el norte, y deberá determinarse la inclinación óptima.

Para tener una idea de un valor aproximado utilizamos la ecuación del apartado 2.4.4, considerando que la latitud en donde radica el edificio es de $-37,96^\circ$.

$$I_{op}=3,7 + 0,69*Lat$$

$$I_{op}=3,7 + 0,69*(37,96) = 29,9^{\circ}$$

Obteniendo un resultado de 29,9°, este será el valor de referencia para la obtención de la distancia entre arreglos de paneles, por lo tanto el valor de la inclinación de diseño debe ser cercano al calculado.

8.2.2 Obtención de la inclinación de diseño

Siguiendo el mismo lineamiento que en el capítulo anterior se procedió a simular la instalación con todos sus paneles desde la posición horizontal hasta la vertical variando 5°. Para ello, se realizó una simulación paramétrica donde el valor a variar fue el Tilt, de 0 a 90°. Si bien se espera que no haya una variación significativa en la inclinación de los módulos FV, debido a que la variación de latitud entre la ubicación del edificio en estudio y de la planta piloto es muy pequeña, por lo tanto, se procede con la obtención del Tilt óptimo. Para ello se realizó la simulación con un arreglo de tres paneles solares de 320Wp como referencia y la energía anual en kWh para cada inclinación fue registrada en la Tabla 8.1.

Tilt [°]	Energía anual [kWh]
0	1281
5	1341
10	1391
15	1432
20	1463
25	1484
30	1495
35	1497
40	1489
45	1471
50	1444
55	1407
60	1361
65	1305
70	1241
75	1169
80	1089
85	1002
90	911

Tabla 8.1 - Energía anual de 3 paneles simulada en función de la inclinación del arreglo.

Contando con la producción esperada para las sucesivas inclinaciones, se efectuó la gráfica de la Figura 8.4, en la que puede observarse que la máxima producción anual se obtiene para un ángulo de 35°.

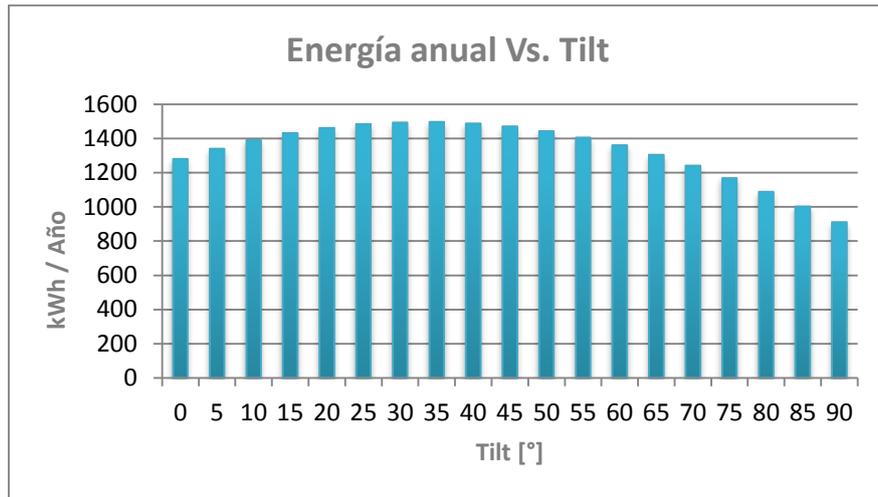


Figura 8.4 - Energía anual simulada en función de la inclinación de los paneles de INTEMA

8.2.3 Separación teórica de los paneles

Como se mencionó en el apartado 2.4.3, es necesario tener una separación adecuada entre arreglos de paneles debido a que se puede generar un sombreadamiento entre los mismos, por tal motivo se procede a calcular la distancia mínima entre paneles.

Al evaluar las dos alternativas presentadas en esta sección, en cuanto a módulos fotovoltaicos se refiere, la única diferencia mecánica que presentan es el largo del panel a continuación, en la Figura 8.5 se muestran los esquemas con sus correspondientes dimensiones.

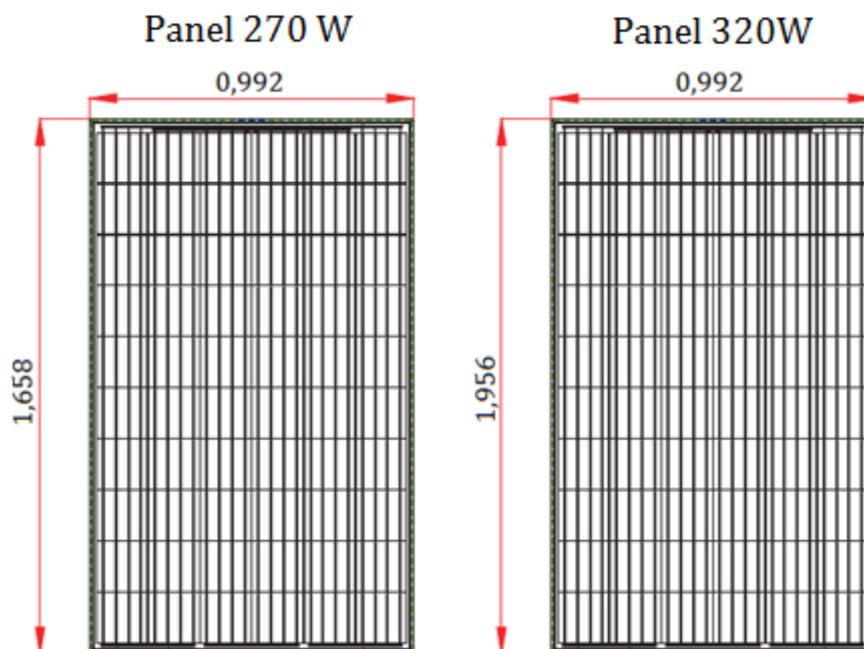


Figura 8.5 – Dimensiones de los paneles en estudio [m]

La distancia de separación entre filas de módulos depende del ángulo de inclinación de estos, así que cuanto más inclinado este el panel, deberá guardarse mayor distancia entre filas.

A continuación, se procede a calcular las distancias mínimas para cada caso. Estas distancias serán a modo de referencia, ya que luego se procede a realizar variaciones en la separación con el programa de simulación para poder obtener una distancia óptima con la cual el aprovechamiento de la superficie útil del edificio produzca la mayor energía.

En la siguiente figura se pueden apreciar las medidas resultantes debido a la inclinación de los paneles con un ángulo de 35°. Estas son necesarias para la obtención de la separación óptima.

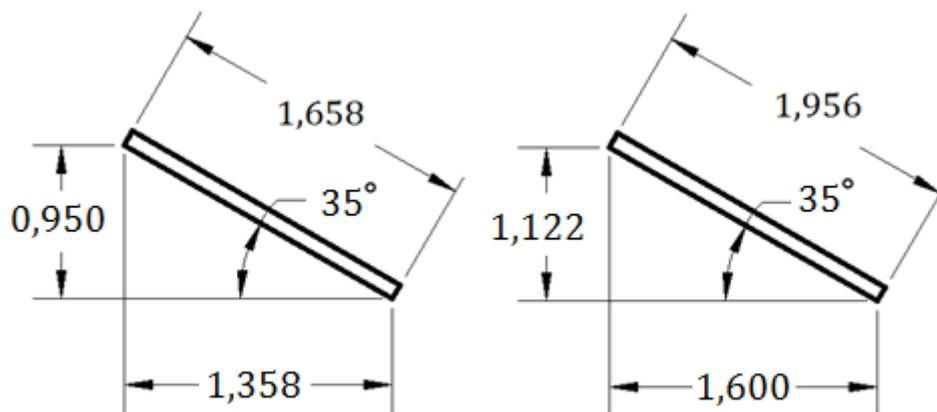


Figura 8.6- Proyecciones de los paneles en estudio [m]

Al aplicar la siguiente ecuación se obtienen las siguientes distancias mínimas:

$$d = k \cdot h = k \cdot a \cdot \text{sen}(\alpha)$$

$$d = 2,246 \cdot h$$

$$d_1 = 2,246 \cdot 0,950 = 2,13 \text{ [m]}$$

$$d_2 = 2,246 \cdot 1,122 = 2,52 \text{ [m]}$$

Dónde:

d_1 es la distancia mínima entre filas de paneles de 270 W en metros [m].

d_2 es la distancia mínima entre filas de paneles de 320 W en metros [m].

k es la constante geométrica que depende de la latitud del lugar en grados [°],

h_1 es la altura en metros [m] $h = a \cdot \text{Sen}(\alpha)$.

h_2 es la altura en metros [m] $h = a \cdot \text{Sen}(\alpha)$.

a es la longitud del panel en metros [m].

α es el ángulo de inclinación del panel en grados [°].

Al igual que con la inclinación de paneles, estas medidas se tomarán como referencia antes de obtener las medidas definitivas.

8.3 Elección del modulo

Con el fin de obtener una configuración óptima, tanto del punto de vista técnico como económico, mediante el uso de AutoCAD se realizó una evaluación de las distribuciones espaciales sobre una de las terrazas (terrazza 1, la de mayor superficie), utilizando los dos modelos de paneles FV. En la Tabla 8.2 se puede observar la cantidad de paneles a instalar en función de la separación entre filas para ambos casos. La menor separación tomada para la simulación es la proyección horizontal de cada módulo inclinado a 30°, es decir, para el panel de 1,956 m de largo la distancia mínima es 1,7m en cambio para el de 1,658 m le corresponde 1,43 m.

Separación [m]	Cantidad de paneles de 320 W	Cantidad de paneles de 270 W	Potencia teórica esperada de paneles 320 W [kW]	Potencia teórica esperada de paneles 270 W [kW]
1,30	61	70	19,52	18,9
1,40	59	68	18,88	18,36
1,50	59	68	18,88	18,36
1,60	59	66	18,88	17,82
1,70	57	66	18,24	17,82
1,80	57	63	18,24	17,01
1,90	57	63	18,24	17,01
2,00	54	60	17,28	16,2
2,10	54	60	17,28	16,2
2,20	54	55	17,28	14,85
2,30	51	53	16,32	14,31
2,40	51	53	16,32	14,31
2,50	51	53	16,32	14,31
2,60	48	51	15,36	13,77
2,70	48	51	15,36	13,77
2,80	48	51	15,36	13,77
2,90	45	46	14,4	12,42
3,00	45	46	14,4	12,42
3,10	45	46	14,4	12,42
3,20	42	45	13,44	12,15
3,30	42	45	13,44	12,15
3,40	42	43	13,44	11,61
3,50	42	43	13,44	11,61

Tabla 8.2 – Cantidad de paneles a instalar para cada módulo en estudio y potencia esperada

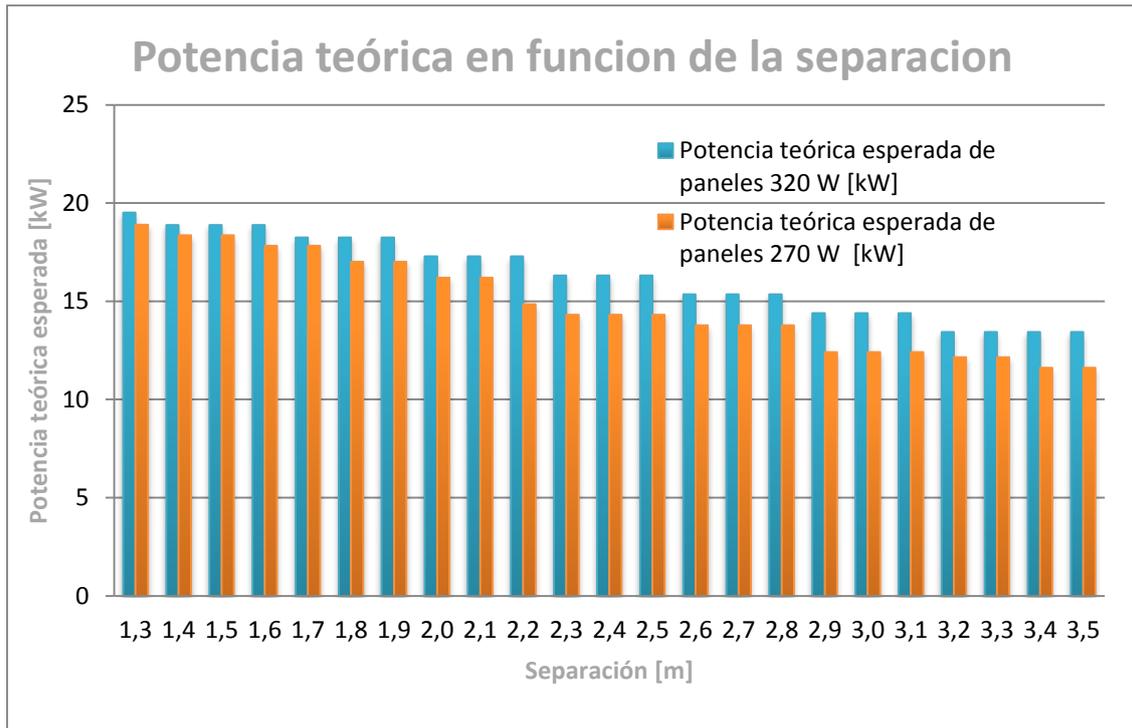


Tabla 8.3 – Potencia esperada para los paneles de 270W y 320W

Como se observa en el gráfico la potencia esperada es mayor en todos los casos cuando se utilizan los paneles de 320 W, en los primeros cuatro casos donde las medidas son menores a la proyección mínima del panel de 320W (1,7m), la energía obtenida es similar, pero cabe resaltar que se obtiene por instalar una cantidad mayor de paneles.

Siguiendo con el análisis planteado al principio de esta sección se concluye que lo más adecuado es utilizar el panel TSM-320PD14, debido a que se obtiene una energía mayor por m² de terraza, se utiliza una cantidad menor de paneles. Aunque si bien desde el punto de vista económico la inversión es similar, desde el punto de vista técnico conviene utilizar estos paneles FV, debido a que es una cantidad menor a instalar lo que significa menor tiempo de instalación y de accesorios de conexión lo cual representa un ahorro en materia económica.

8.4 Elección de Inversor

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores están caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al generador, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega

(potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del generador (potencia de entrada).

Aspectos importantes que deben cumplir los inversores: tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Incorporar rearme y desconexión automáticos. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores de su potencia máxima. Cumplir con los requisitos, que establecen las normas constructivas como baja distorsión armónica, bajo consumo, aislamiento galvánico o protecciones, sistema de medidas y monitorización, etc. [12].

Cabe mencionar que la UNMDP decidió que los inversores a utilizar sean todos trifásicos y de una potencia nominal de 10 kW, con el objetivo de estandarizar en todos sus edificios los componentes que conforman una instalación FV. Esto tiene la ventaja de no tener un amplio inventario de repuestos, y ante la posible falla de uno de estos componentes, solo una sección de la instalación quedara deshabilitada momentáneamente, en cambio al tener inversores de gran potencia que abarque una sección mayor de la instalación ocasiona que si inversor falla, un porcentaje mayor de la instalación queda fuera de servicio.

El inversor utilizado en las simulaciones es de la marca SAMIL POWER, modelo SOLARLAKE-10000TL, comercializado por la firma ENERTIK. Este inversor es el que la UNMDP ha adquirido últimamente en sus proyectos. Las características de dicho inversor se muestran en la Tabla 8.4.



Figura 8.7 – Inversor SOLARLAKE 10000TL

Características del inversor SOALRLAKE 10000TL			
Potencia máxima de salida CA [kW]	10	Tensión mínima en continua MPPT [V]	450
Eficiencia del inversor [%]	97,6	Tensión máxima en continua MPPT [V]	800
Tensión en alterna nominal [V]	400	Tensión nominal en continua [V]	620
Máxima tensión en continua [V]	1000	Potencia consumida durante la operación [W]	80
Máxima corriente en continua [A]	11,5	Potencia consumida por la noche [W]	0

Tabla 8.4 - Características del inversor de 10000W utilizados la simulación

8.5 Caracterización del proyecto

Debido a que se trata de un proyecto de gran envergadura, el cual representa un gran esfuerzo económico para la adquisición de los elementos del sistema FV, tales como paneles, inversores, estructuras soportes, cableado, conectores, etc., se decidió realizar el diseño de la instalación en distintas etapas de construcción. De esta forma podrá comenzar el proyecto realizando una inversión moderada, y a medida que la primera etapa se encuentre operativa, el ahorro energético que esta genere proporcionará un ahorro económico en el cual este dinero ahorrado puede utilizarse en la adquisición de nuevos componentes.

Se procedió a desarrollar la instalación y simular el sistema FV del edificio en SAM. En principio se buscó obtener la separación óptima de la instalación. Tal lo expresado en el apartado 2.4.3 dicha distancia influye en las pérdidas por sombreado y en la cantidad de paneles que pueden emplazarse. Con el fin de obtener la separación óptima de la terraza en estudio, se procedió a simular la planta con paneles orientados hacia el norte y con una inclinación de 35° y variando la distancia entre filas de paneles tal como se realizó en la optimización de la instalación FV piloto.

Para este análisis se tomaron como referencias las 3 terrazas de hormigón del edificio. Con el fin de corroborar que la distancia óptima sea la misma, se realizó el cálculo dos veces, considerando en la primera simulación a las terrazas 1 y 2 y en la segunda instancia a la terraza 3. En la Figura 8.8 se muestra la numeración asignada a las terrazas.

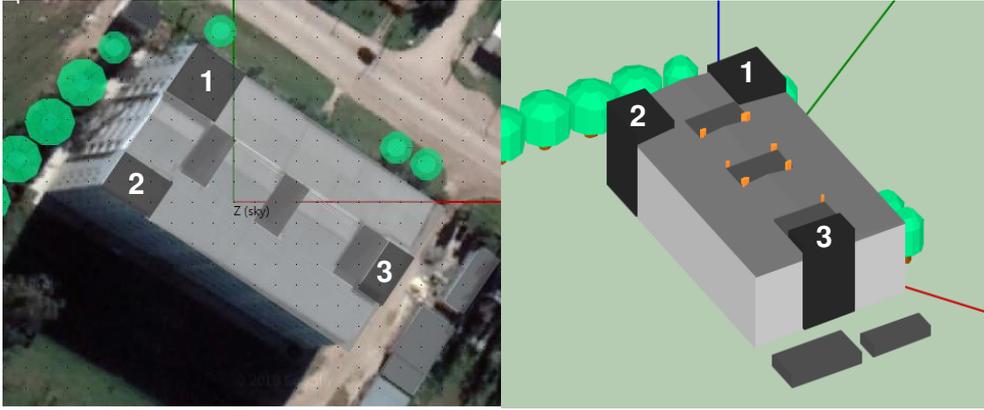


Figura 8.8 - Numeración de terrazas del edificio INTEMA

En la Figura 8.9 se pueden observar las dimensiones del edificio y la forma de emplazar los paneles a instalar sobre las terrazas en función de la separación entre filas.

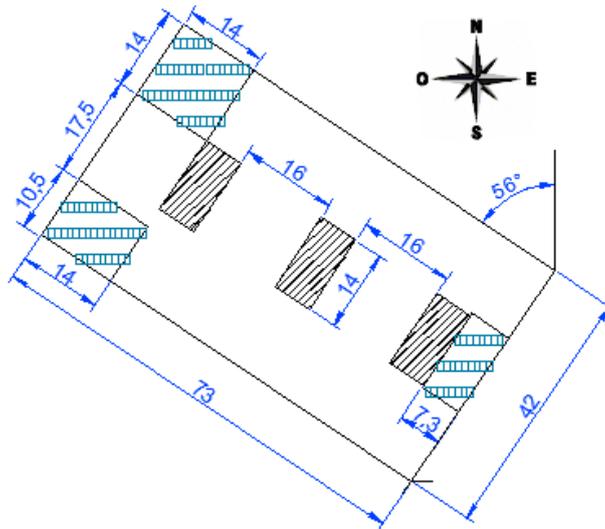


Figura 8.9 – Dimensiones del edificio y emplazamiento de paneles sobre terrazas

8.5.1 Terrazas 1 y 2

Como primer paso determinó la cantidad de paneles a instalar, se comenzó desde una separación inicial de 1,70 m separando las filas cada 10 cm hasta llegar a una distancia de 3,50m. A su vez, se calculó el ground cover ratio (GCR: que indica la proporción entre el largo de los paneles y el distanciamiento entre ellos) para cargar en el programa. Según la ecuación del apartado 6.4 y sabiendo que los paneles utilizados son de 320Wp se calculó la potencia esperada que podrían aportar, estimando un 20% de pérdida [17] para, de esa forma, poder elegir la potencia nominal del inversor a utilizar como:

$$\text{Potencia esperada} = 0,8 \times \text{Cant Paneles} \times \text{Potencia de panel}$$

Se abordó en primera instancia la separación óptima en las terrazas 1 y 2 la cuales cuentan con un área de 304 m². Los resultados que se obtuvieron se presentan a continuación:

Separación [m]	GCR	Cantidad de paneles (Terraza 1)	Cantidad de paneles (Terraza 2)	Cantidad de paneles	Potencia esperada [W]	Potencia de los inversores [W]
1,7	1,151	55	41	96	24576	30000
1,8	1,087	55	41	96	24576	30000
1,9	1,029	55	41	96	24576	30000
2,0	0,978	52	38	90	23040	30000
2,1	0,931	52	38	90	23040	30000
2,2	0,889	48	37	85	21760	30000
2,3	0,850	48	37	85	21760	30000
2,4	0,815	45	35	80	20480	20000
2,5	0,782	45	35	80	20480	20000
2,6	0,752	45	35	80	20480	20000
2,7	0,724	43	32	75	19200	20000
2,8	0,699	43	32	75	19200	20000
2,9	0,674	40	30	70	19200	20000
3,0	0,652	43	32	70	17920	20000
3,1	0,631	40	30	70	17920	20000
3,2	0,611	40	30	70	17920	20000
3,3	0,593	40	30	70	17920	20000
3,4	0,575	38	27	65	16640	20000
3,5	0,559	38	27	65	16640	20000

Tabla 8.5 – Potencia esperada de los paneles FV en terraza 1 y 2

Las simulaciones con los paneles separados de 1,7 a 2,3m necesitan tres inversores de 10 kW, mientras que para las simulaciones con los paneles separados de 2,4 a 3,5m se utilizan dos de estos.

Al igual que lo realizado en capítulos anteriores, se determinó la producción energética anual como resultado de la simulación. Con dichos valores para cada una de las separaciones se calculó la energía por metro cuadrado de terraza y metro cuadrado de panel, como se observa en la Tabla 8.6. En este caso se consideró que el área total de las dos azoteas en estudio es de 343 m² y los paneles utilizados tienen un área de 1,94 m².

Separación [m]	Cantidad de paneles	Energía anual (kWh)	[kWh/m ² de terraza]	[kWh/m ² de panel]
1,7	96	37344,4	108,88	200,48
1,8	96	37994,0	110,77	203,97
1,9	96	39101,2	114,00	209,91
2,0	90	37582,5	109,57	215,21
2,1	90	38302,3	111,67	219,33
2,2	85	36254,8	105,70	219,82
2,3	85	36756,5	107,16	222,86
2,4	80	35199,4	102,62	226,76
2,5	80	35605,2	103,81	229,37
2,6	80	35950,2	104,81	231,60
2,7	75	34046,8	99,26	233,96
2,8	75	34308,6	100,03	235,76
2,9	70	32202,8	93,89	237,09
3,0	70	32419,5	94,52	238,69
3,1	70	32614,4	95,09	240,12
3,2	70	32809,2	95,65	241,56
3,3	70	32972,3	96,13	242,76
3,4	65	30680,1	89,45	243,26
3,5	65	30806,3	89,81	244,26

Tabla 8.6 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación de paneles

Para concluir se graficó la energía por m² de las terrazas y por m² panel en función de la separación entre filas, como se observa en la Figura 8.10.

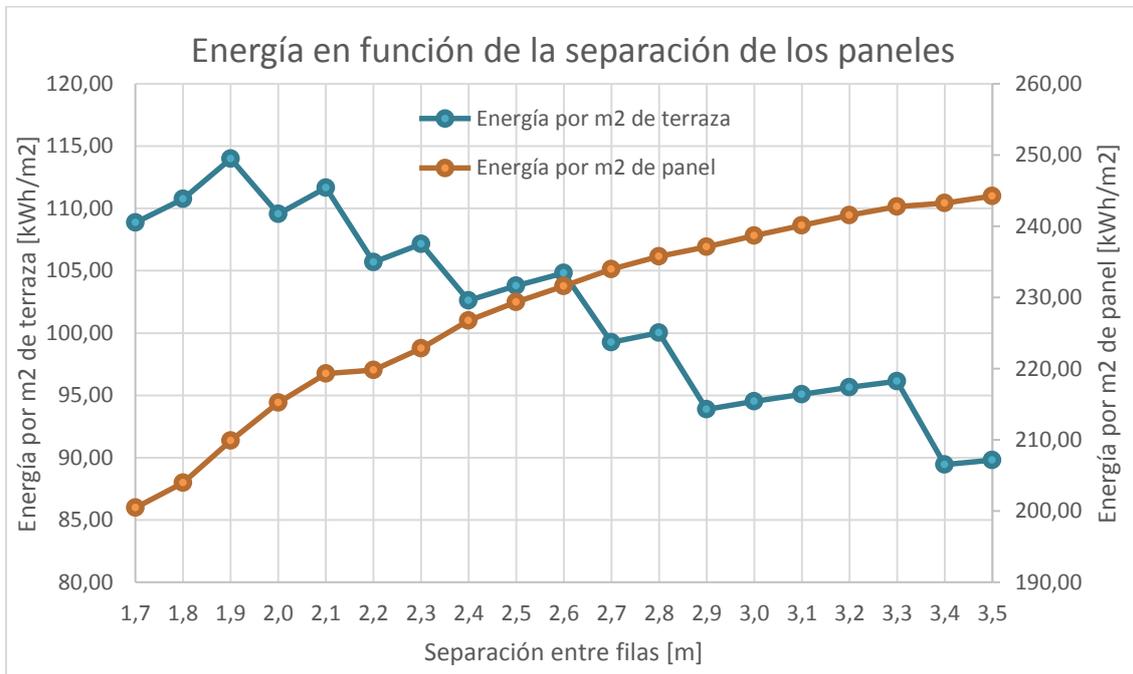


Figura 8.10 – Energía anual por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación entre filas para las terrazas 1 y 2

Se puede observar en la representación gráfica que, para una distancia de 2,6 m se produce un cruce entre la energía generada por m² de panel y la energía por m² de

terrazza. Esta sería una situación óptima en cuanto a costo beneficio se refiere, el aprovechamiento de la superficie de la terraza en función de la cantidad de paneles instalados es el más elevado de los casos evaluados. Si bien con una distancia de separación menor se puede obtener mayores valores de energía generada, esto se realiza en base de una cantidad mayor de paneles instalados, lo cual supone una inversión mucho mayor para obtener un leve incremento en la producción fotovoltaica.

Esta distancia de separación entre filas será corroborada más adelante con las simulaciones realizadas en la terraza 3, en la cual se espera que la separación óptima ronde este valor (2,6m).

En la Figura 8.11 y Figura 8.12, se puede observar el modelado 3D de la instalación optimizada y la vista en planta de la misma, respectivamente.

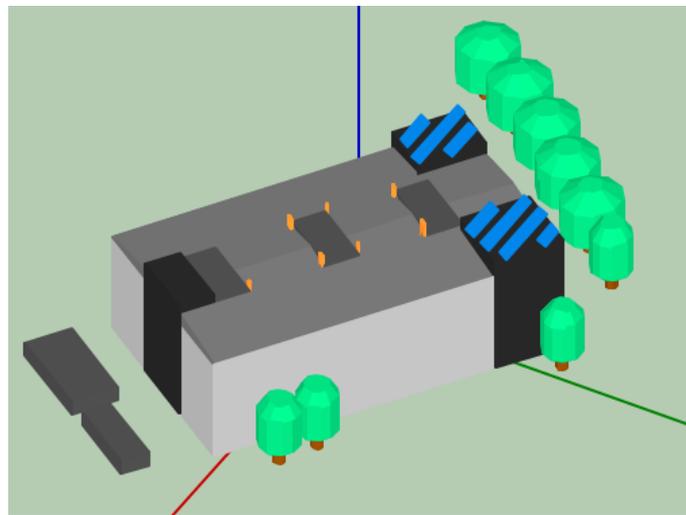


Figura 8.11 - Modelado 3D de la instalación fotovoltaica terraza 1 y 2.

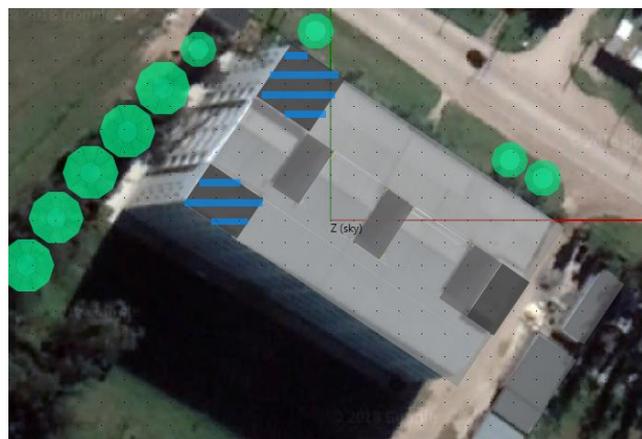


Figura 8.12 – Vista de planta de la instalación fotovoltaica terraza 1 y 2

8.5.2 Terraza 3

De la misma manera y con el fin de corroborar los resultados obtenidos anteriormente se procedió con el análisis de las terrazas 3 (entrada al edificio).

Separación [m]	GCR	Cantidad de paneles	Potencia esperada [W]	Potencia del inversor [W]
1,7	1,151	27	7424	10000
1,8	1,087	27	7424	10000
1,9	1,029	27	7424	10000
2,0	0,978	27	7168	10000
2,1	0,931	24	6400	10000
2,2	0,889	24	6400	10000
2,3	0,850	24	6400	10000
2,4	0,815	24	6400	10000
2,5	0,782	24	6400	10000
2,6	0,752	24	6400	10000
2,7	0,724	21	5888	10000
2,8	0,699	21	5888	10000
2,9	0,674	21	5888	10000
3,0	0,652	21	5888	10000
3,1	0,631	21	5376	10000
3,2	0,611	21	5376	10000
3,3	0,593	21	5376	10000
3,4	0,575	21	5376	10000
3,5	0,559	21	5376	10000

Tabla 8.7 - Potencia esperada de los paneles FV en terraza 3

En este caso la potencia esperada del arreglo FV es menor a 10 kW para cualquiera de las separaciones, por lo tanto, se requiere un solo inversor.

Tras las sucesivas simulaciones con la cantidad de paneles correspondientes para cada una de las separaciones entre strings, se determinó la producción energética anual. Con dichos valores para cada una de las separaciones se calculó la energía por metro cuadrado de terraza y panel, como se observa en la Tabla 8.8. Para ello se tuvo en cuenta que la azotea en estudio posee un área de 102,2 m² y los paneles utilizados son de 1,94 m².

Separación [m]	Cantidad de paneles	Energía anual (kWh)	[kWh/m ² de terraza]	[kWh/m ² de panel]
1,7	27	12305,5	120,41	234,88
1,8	27	12639,0	123,67	241,25
1,9	27	12740,7	124,66	243,19
2,0	27	12748,4	124,74	243,34
2,1	24	11301,4	110,58	242,68
2,2	24	11330,7	110,87	243,31
2,3	24	11356,7	111,12	243,87
2,4	24	11378,2	111,33	244,33
2,5	24	11400,2	111,55	244,81
2,6	24	11418,5	111,73	245,20
2,7	21	10049,1	98,33	246,62
2,8	21	10062,0	98,45	246,94
2,9	21	10084,2	98,78	247,77
3,0	21	10095,8	98,89	248,03
3,1	21	10106,6	98,89	248,03
3,2	21	10114,7	98,97	248,23
3,3	21	10153,4	99,35	249,18
3,4	21	10128,4	99,10	248,57
3,5	21	10164,0	99,45	249,44

Tabla 8.8 - Energía anual, por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación de paneles

Al igual que las simulaciones anteriores, se graficó la energía por metro cuadrado de terraza y panel en función de la separación entre filas de paneles, como se observa en la Figura 8.13. En ella se puede observar como era de esperarse que, con una separación de 2,6m se equilibra el aprovechamiento de área de terraza y de paneles.

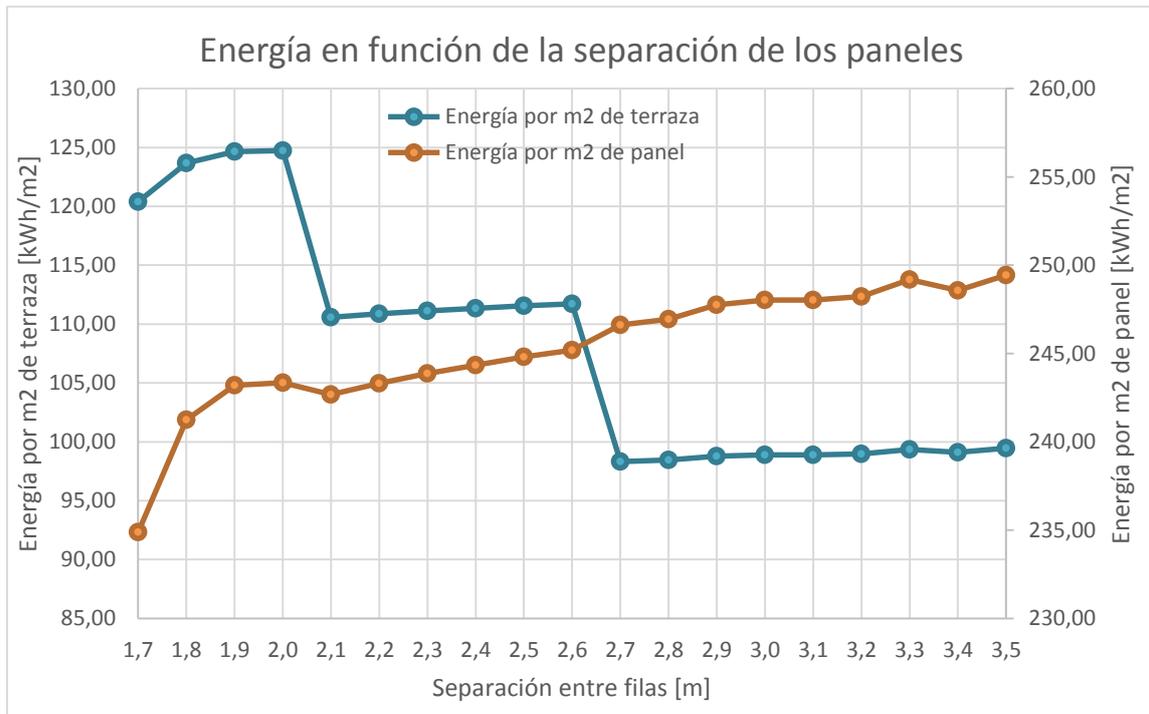


Figura 8.13 - Energía anual por metro cuadrado de terraza y por metro cuadrado de panel, en función de la separación entre filas

En la Figura 8.14 y Figura 8.15, se puede observar el modelado 3D de la instalación optimizada y la vista en planta satelital de la misma, respectivamente.

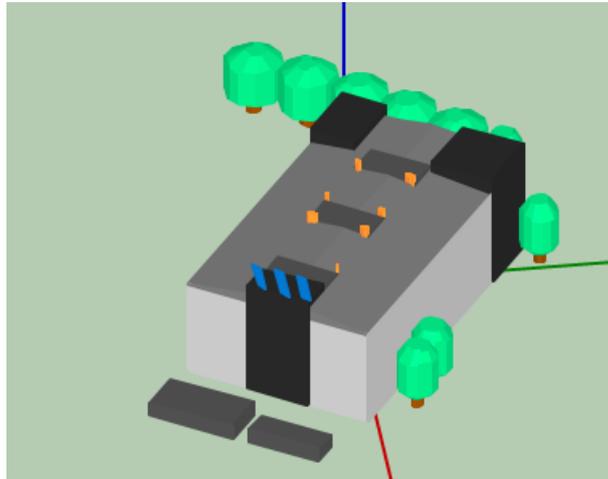


Figura 8.14 - Modelado 3D de la instalación fotovoltaica terraza 3

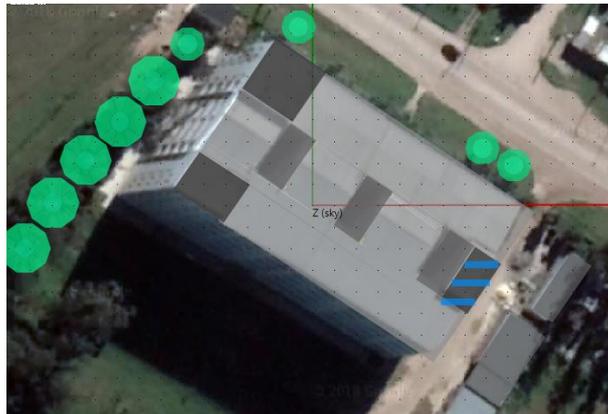


Figura 8.15 – Vista de planta de la instalación fotovoltaica terraza 3.

Se concluye que la separación óptima entre las filas que comprenden el arreglo de paneles solares para este edificio es de 2.6 m. Por tal motivo el cálculo en las etapas de construcción contará con dicha separación y una inclinación en los paneles de 35°.

8.6 Etapa de construcción 1

Esta etapa de construcción y montaje abarca las terrazas 1 y 2, y el espacio comprendido entre ambas. Este será utilizado a través de una estructura portante elevada con el fin de ser independientes del techo de chapa del edificio debido que, ante cualquier inconveniente en el mismo, se puede acceder sin tener que desmontar la instalación FV.



Figura 8.16 – Imagen de terraza 1 y terraza 2

En primera instancia se determinó la cantidad total de paneles FV resultando un total de 136, de los cuales 78 se ubican en las terrazas y el resto (58) sobre la superficie elevada.

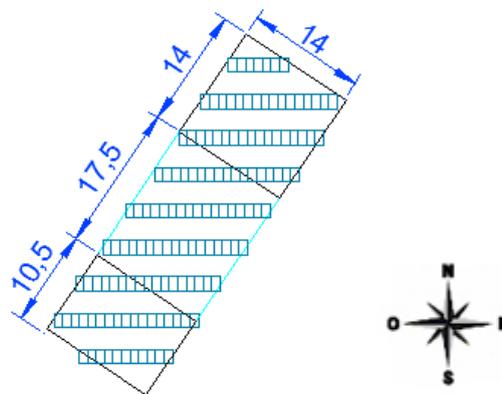


Figura 8.17 – Vista en planta de la etapa N°1 de construcción

Se optó por una disposición de un string con 17 paneles en serie, y a cada inversor de la instalación le asigna dos strings. A continuación, la Figura 8.18 representa como ejemplo dos strings de 7 módulos los cuales están conectados en serie, cada arreglo ingresa a una entrada MPPT del inversor, ya que este modelo cuenta con dos entradas que permiten una corriente máxima de 10 A.



Figura 8.18 – Conexión de paneles en el inversor

Las condiciones de referencia y la configuración resultante del sistema FV se representan en la siguiente tabla. Estos datos son brindados por SAM una vez cargados los parámetros del sistema.

Número de módulos	136	Capacidad total	40 [kWac]
Módulos por string	17	Número de inversores	4
String por inversor	2	Máximo voltaje CC	1000 [Vdc]
Área total de módulos	264,2 [m ²]	Mínimo voltaje MPPT	450 [Vdc]
String Voc	778,6 [V]	Máximo voltaje MPPT	800 [Vdc]
String Vmp	630,7 [V]	Relación CC/CA	1,09

Tabla 8.9 – Parámetros de instalación FV en etapa 1

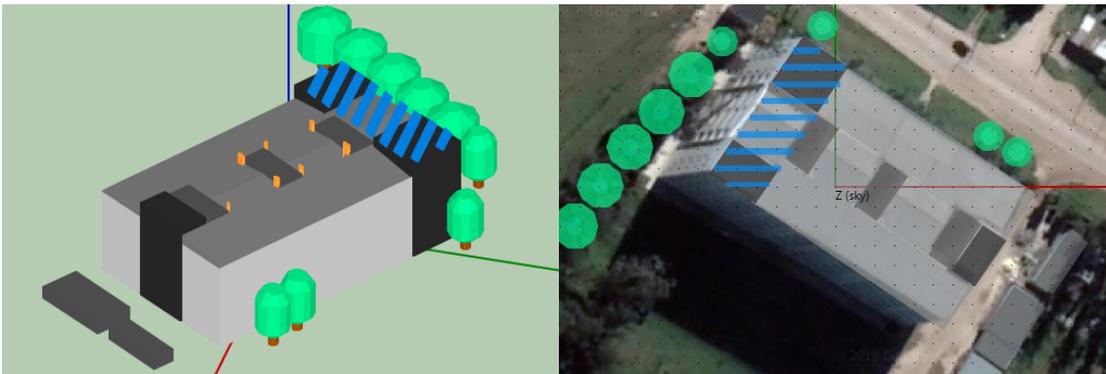


Figura 8.19 – Modelado 3D de la etapa 1

La simulación arroja como resultado una energía anual de **62098,8 kWh/Año**. En la siguiente grafica puede apreciarse la producción energética por cada mes del año.

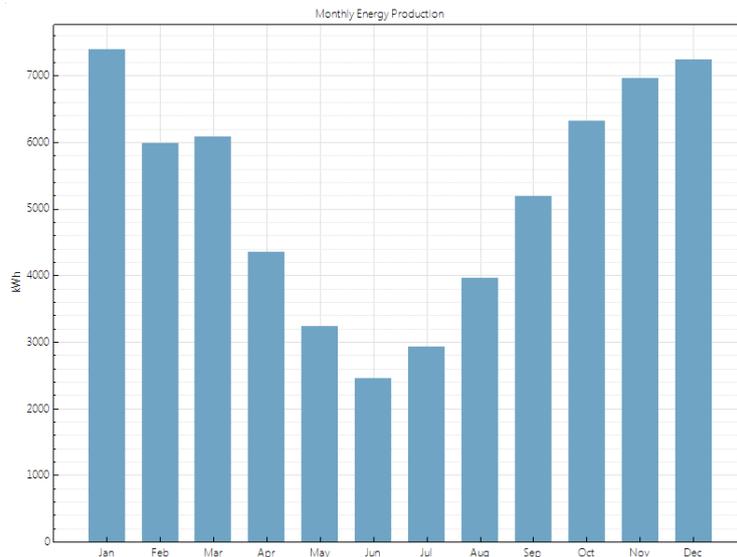


Figura 8.20 – Energía mensual simulada para la etapa 1

8.7 Etapa de construcción 2

Esta etapa abarca el espacio comprendido entre los pozos de aire del edificio, estas son dos superficies idénticas que poseen una longitud de 16 metros y un ancho de 14 metros, de los cuales se utilizarán 10 metros de ancho debido a que en este sector se encuentran varias salidas de ventilación de los distintos laboratorios. En la siguiente figura se puede apreciar el área de estudio.



Figura 8.21 – Imagen pozos de aire del edificio donde se instalara la estructura elevada

Siguiendo el mismo lineamiento que los casos anteriores, el primer paso a realizar es calcular la cantidad de paneles a instalar. Para dicho estudio se utiliza una sola de las superficies, debido a que ambas son iguales.

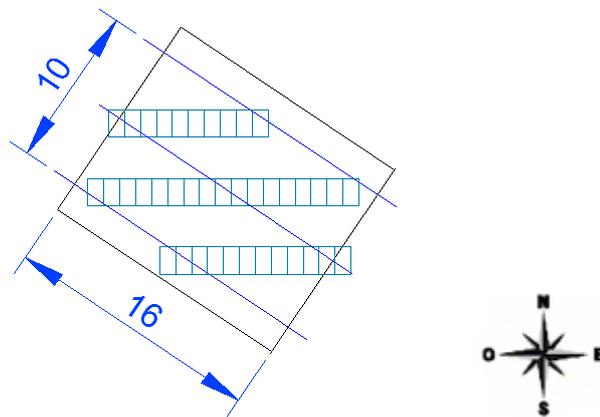


Figura 8.22 – Vista en planta de la etapa N°2 de construcción

En cada superficie se pueden ubicar 39 paneles, lo que da un total de 78 paneles en ambas superficies. Se necesitan tres inversores de los adoptados en el proyecto y en este caso la disposición del string cuenta con 13 paneles en serie, y por cada inversor se le asigna dos strings. La configuración resultante del sistema en esta etapa de construcción es la siguiente:

Número de módulos	78	Capacidad total	30 [kWac]
Módulos por string	13	Número de inversores	3
String por inversor	2	Máximo voltaje DC	1000 [Vdc]
Área total de módulos	151,5 [m²]	Mínimo voltaje MPPT	450 [Vdc]
String Voc	595,4 [V]	Máximo voltaje MPPT	800 [Vdc]
String Vmp	482,3 [V]	Relación DC/AC	1,25

Tabla 8.10 – Parámetros de instalación FV en etapa 2

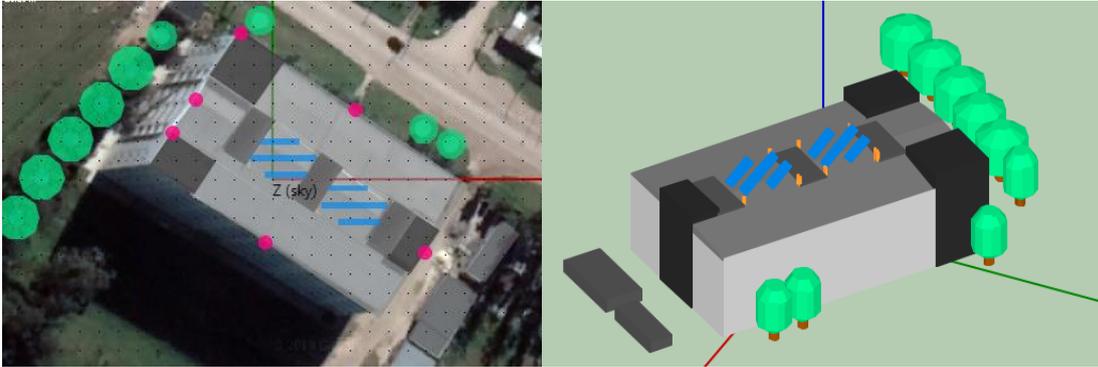


Figura 8.23 - Modelado 3D etapa 2

La simulación arrojo como resultado una energía anual de **33297,5 kWh/Año**, en la siguiente grafica puede apreciarse la producción energética por cada mes del año.

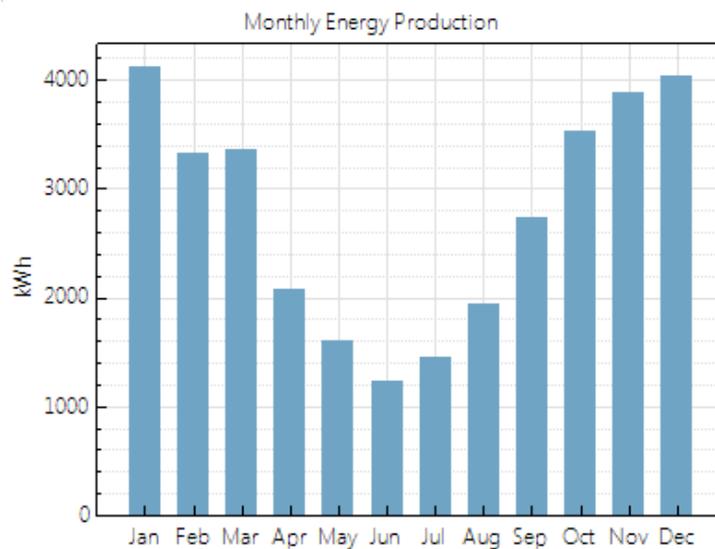


Figura 8.24 – Energía mensual simulada para la etapa 2

8.8 Etapa de construcción 3

Para finalizar con la instalación FV, solo resta la terraza de entrada al edificio. De las calculadas anteriormente, esta es la más pequeña, tiene un largo de 14 metros y un ancho de 7,3 metros, lo cual representa una superficie de 102,2 m². La cantidad de paneles calculados para esta es de 24 módulos.

Número de módulos	26	Capacidad total	10 [kWac]
Módulos por string	13	Número de inversores	1
String por inversor	2	Máximo voltaje DC	1000 [Vdc]
Área total de módulos	50,5 [m ²]	Mínimo voltaje MPPT	450 [Vdc]
String Voc	595,4 [V]	Máximo voltaje MPPT	800 [Vdc]
String Vmp	482,3 [V]	Relación DC/AC	0,83

Tabla 8.11 – Parámetros de instalación FV en etapa 3

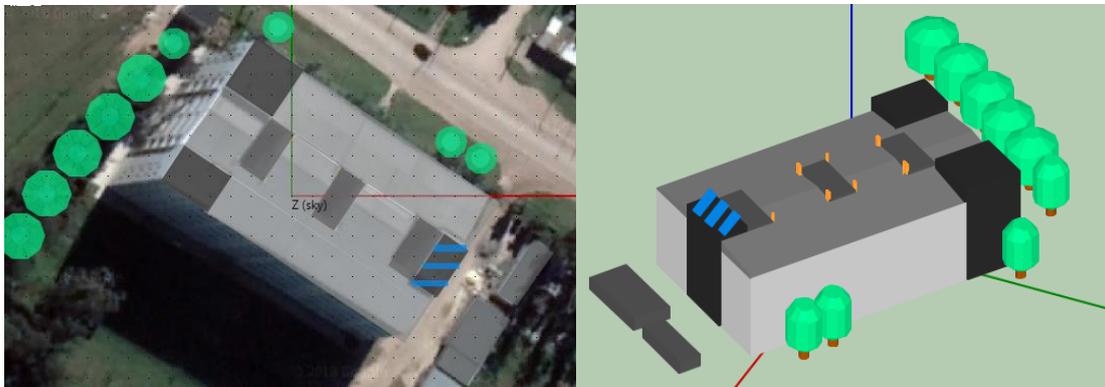


Figura 8.25 - Modelado 3D etapa 3

La simulación arrojó como resultado una energía anual de **12530 kWh/Año**, en la siguiente gráfica puede apreciarse la producción energética por cada mes del año.

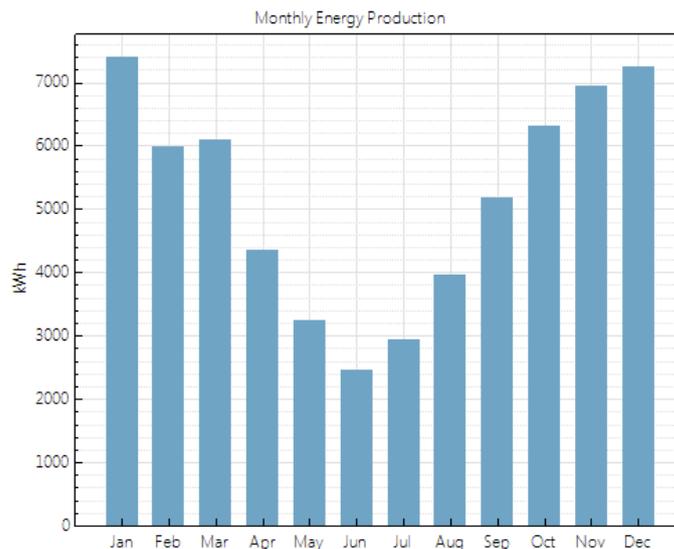


Figura 8.26 – Energía mensual simulada para la etapa 3

Una vez finalizadas todas las etapas de construcción, el edificio poseerá un total de 240 paneles fotovoltaicos, de los cuales se esperan que aporten una producción energética que superará los **100 MWh/Año**. La siguiente tabla muestra el resumen de las etapas planteadas anteriormente

Etapa	Cantidad de paneles	Producción energética [kWh/Año]
1	136	62098,8
2	78	33297,5
3	26	12530
TOTAL	240	107926,3

Tabla 8.12 – Producción energética por cada etapa y total

Cabe destacar que estas etapas son sugerencias de construcción de acuerdo a lo que se cree más adecuado, pero no quiere decir que estas etapas no puedan ser divididas en sub etapas. Por ejemplo, en la etapa 1, podría realizarse el montaje sobre las terrazas en una instancia, y luego realizar la estructura elevada con los paneles que le corresponden.

El montaje de los inversores se realizará dentro de la terraza 2 donde se encuentra un cuarto que puede ser dedicado exclusivamente para la instalación FV. Además, cuenta con la ventaja de ser lindante al lugar donde se encuentra la instalación de eléctrica de los ascensores, a la cual se conectará la salida en CA de los inversores.

Dicha terraza cuenta con orificios ubicados en la pared de ladrillos, por los cuales pueden pasar los conductores provenientes de los arreglos FV.

La instalación final una vez concluidas las tres etapas tendría un aspecto similar al que se pudo lograr en el modelado del programa, el cual es el siguiente.

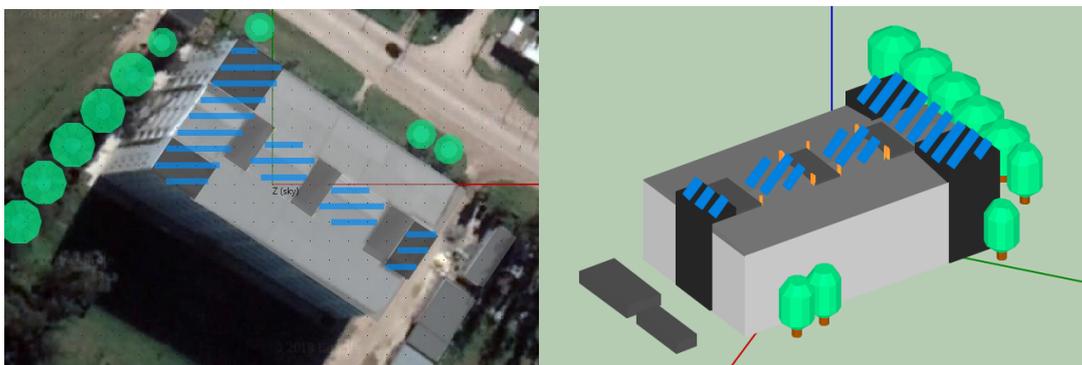


Figura 8.27 – Modelado 3D Instalación FV finalizada

8.9 Componentes de la instalación

Además de los módulos FV y el inversor ya seleccionado con anterioridad debido a que eran necesarios para las simulaciones en SAM, una instalación FV cuenta con varios componentes para su funcionamiento. Los mismos se describen a continuación.

8.9.1 Cableado

A continuación, se procede a la selección y verificación de los conductores a utilizar en la instalación. Para ello se discrimina entre la instalación CC y CA, debido a que cada una de ellas posee características propias que deben ser evaluadas por separado.

8.9.1.1 Línea de CC

Los cables utilizados en una planta FV deben ser capaces de soportar condiciones medioambientales, como temperaturas, precipitaciones atmosféricas y radiación UV. La elección ideal corresponde a un cable tipo solar, cuyas características se adaptan a las exigencias.

TECSUN PV1-F Cobre unipolar de 2.5 mm² (2x1x2.5 + PE)

Tensión nominal (CA; CC)	0.7/1.2 kV; 0.9/1.8 kV
Corriente Admisible (Aire libre)	34 A
Tipo de aislación	HEPR
Temperatura de Servicio	-40 ~ 90 °C
Temperatura máxima permisible	120 °C

Tabla 8.13 – Características conductor utilizado en línea de CC

Se debe comprobar si la sección del conductor elegido según la corriente nominal es suficiente en cuanto a caída de tensión.

$$\Delta U = 2L * Rl * I$$

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_N} * 100 = \frac{2L * Rl * I}{1000}$$

Donde:

ΔU = Caída de Tensión [V]

L = Largo del Conductor [m]

RL = Resistencia del cable de CC a 75° C [Ω /Km]

I = Corriente en el conductor [A]

V = Tensión del suministro [V]

$\Delta U\%$ = Caída de tensión porcentual.

Considerando el peor de los casos, el cual sería con la corriente máxima del arreglo de paneles y la mayor longitud del conductor (considerada en 70m) se procede a realizar el cálculo.

Hay que tener en cuenta que la resistencia que nos brinda el fabricante es a 20°C, por tal motivo debemos calcularla a 75°C, esto se realiza de la siguiente manera:

$$R_{\vartheta} = R_{20}[1 + \alpha(\vartheta - 20)]$$

Donde:

R_{ϑ} : Resistencia a la temperatura deseada

α : Coeficiente de temperatura del material

ϑ : Temperatura de cálculo

$$R_{75} = 8,21[1 + 0.001786(75 - 20)]$$
$$R_{75} = 8,28 \frac{\Omega}{Km}$$
$$\Delta U = \frac{2 * 70[m] * 8,28 * 8,63}{1000} = 10 [V_{CC}]$$

El fabricante nos brinda la caída de tensión en V/A*Km, por lo tanto, para nuestro caso (cable 70 m) se obtiene una caída de tensión de 15,92 V/A*Km.

El valor de la caída de tensión resulta:

$$\Delta U = \frac{8,63 [A] * 15,92 \left[\frac{V}{A.Km} \right] * 70m}{1000} = 9,61[V_{CC}]$$

Como se puede observar, los valores de caída de tensión en CC, por ambos métodos se asemejan, para el análisis utilizaremos el mayor valor.

Para saber si este valor es acorde, tenemos que analizar la entrada de continua de los inversores, estos tienen una tensión mínima MPPT de 450V como se observa en la Figura 8.28.

Configuration at Reference Conditions			
Modules	Inverters		
Nameplate capacity	8.324 kWdc	Total capacity	10.000 kWac
Number of modules	26	Total capacity	10.246 kWdc
Modules per string	13	Number of inverters	1
Strings in parallel	1	Maximum DC voltage	1.000.0 Vdc
Total module area	50.5 m ²	Minimum MPPT voltage	450.0 Vdc
String Voc	595.4 V	Maximum MPPT voltage	800.0 Vdc
String Vmp	482.3 V	Battery maximum power	0.000 kWdc

Figura 8.28 – Configuración da la instalación FV de la terraza 3

Y como se puede apreciar, el string de menor tensión que pertenece a la etapa 3, la cual justamente es la que se encuentra más alejada, posee una tensión de 482,3 V. Por tal motivo si a esta le descontamos la caída de tensión, todavía se supera la tensión mínima. Se requiere reducir la caída de tensión, se puede utilizar un cable de 4 mm² de sección, cuyas características se muestran a continuación:

Tensión nominal (CA; CC)	0.7/1.2 kV; 0.9/1.8 kV
Corriente Admisible (Aire libre)	46 A
Tipo de aislación	HEPR
Temperatura de Servicio	-40 ~ 90 °C
Temperatura máxima permisible	120 °C

Tabla 8.14 – Características del conductor empleado en terraza 3

El valor de caída que se obtiene utilizando el método del fabricante es de:

$$\Delta U = \frac{8,63 [A] * 9,96 \left[\frac{V}{A \cdot Km} \right] * 70m}{1000} = 6 [V_{cc}]$$

8.9.1.2 Línea de CA

En primera instancia se elige el siguiente cable, el cual está sujeto a que cumpla con la verificación de los requisitos que exigen las normativas.

SUPERASTIC FLEX Cobre de 2.5 mm²

Tensión nominal (CA; CC)	0.7/1.2 kV; 0.9/1.8 kV
Corriente Admisible (Aire libre)	21 A
Tipo de aislación	XLPE
Temperatura de Servicio	-40 ~ 90 °C
Temperatura máxima permisible	120 °C

Tabla 8.15 – Características conductor utilizado en línea de CA

El conductor seleccionado es ideal para instalaciones de iluminación y distribución de energía en el interior de edificios civiles e industriales, en circuitos primarios, secundarios y derivaciones, instalados en tableros, en conductos situados sobre superficies o empotrados, o en sistemas cerrados análogos.

El conductor fue seleccionado por su corriente admisible. A su vez, se debe verificar que la caída tensión en los cables no supere el 3% según lo que recomienda la norma AEA 90364. El cálculo de caída de tensión porcentual se realiza mediante la ecuación:

$$\Delta U[\%] = \frac{\sqrt{3} * I * l(r \cos(\varphi) + x \operatorname{sen}(\varphi))}{U_N} * 100$$

Se procedió al cálculo de caída de tensión de las líneas a las salidas de los inversores hasta el punto de unión con la red. Esta se unirá al tablero de ascensores que se encuentra ubicado en la terraza 2, en donde se ubicaran los inversores, por tal motivo la longitud de los conductores es pequeña. Se tiene presente que la instalación eléctrica del edificio cumple con las condiciones de la norma AEA 9036 y por tal motivo la caída de tensión en el punto de conexión es menor al 3% que exige la normativa, asegurando una tensión de referencia para los inversores acorde a los requerimientos de los mismos.

En este caso el fabricante otorga al igual que en el caso anterior, la caída de tensión en V/A*Km por lo tanto se procede a un análisis similar al realizado en los conductores de CC. Para la sección seleccionada en valor de caída de tensión resulta:

$$\Delta U = \frac{14,5 [A] * 15 \left[\frac{V}{A.Km} \right] * 20m}{1000} = 4,35[V_{CA}]$$

$$\Delta U[\%] = \frac{4,35}{380} * 100 = 1,14 \%$$

Donde quedan verificadas las condiciones que establece la norma.

8.9.2 Puesta a tierra (PAT)

Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección, por una parte, del circuito eléctrico o por una parte conductora no perteneciente al

mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

Mediante la instalación de toma tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico. Para ello se conectará todos los componentes a la puesta a tierra del edificio [12].

8.9.3 Protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos

8.9.3.1 Lado de CC

Desde el punto de vista de la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, no es necesario proteger los cables si su capacidad de transporte no es inferior a la corriente máxima que puede afectarlos [17]. A continuación, se verá una descripción general de cómo proteger las instalaciones FV.

Un cortocircuito en un cable para la conexión de la cadena de un cuadro de distribución para un subcampo (falta 1, de la figura 8.29) recibe simultáneamente alimentación aguas arriba del lado de carga por la cadena ($I_{sc1} = 1,25 \cdot I_{sc}$) y aguas abajo por el resto de $x-1$ cadenas conectadas al mismo inversor ($I_{sc2} = (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$).

Si la planta FV es de tamaño pequeño, con solo dos cadenas ($x = 2$) el resultado es $I_{sc2} = 1,25 \cdot I_{sc} = I_{sc1}$ y por lo tanto no es necesario proteger los cables de la cadena contra cortocircuitos.

Por el contrario, cuando se conectan al inversor tres o más cadenas ($x \geq 3$), la corriente I_{sc2} es mayor que la corriente de servicio y por tanto es necesario proteger los cables contra cortocircuitos cuando su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc2} , es decir $I_z < (x-1) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$.

Un cortocircuito entre un cuadro de distribución para un subcampo y el cuadro de distribución para el inversor (falta 2 de la figura 8.29) recibe alimentación aguas arriba por las “ y ” cadenas conectadas en paralelo del subcampo (I_{sc3}) y aguas abajo por el resto de $(x-y)$ cadenas del cuadro de distribución del mismo inversor.

La corriente de cortocircuito $I_{sc3} = y \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ coincide con la corriente de servicio del circuito entre el cuadro de distribución del subcampo y el inversor, mientras que la corriente $I_{sc4} = (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ es mayor que la corriente de servicio si $x-y > y \Rightarrow x > 2y$.

En este caso es necesario proteger los cables contra cortocircuitos si su capacidad de transporte de corriente es menor que I_{sc4} , es decir $I_z < (x-y) \cdot 1,25 \cdot I_{sc}$ [17].

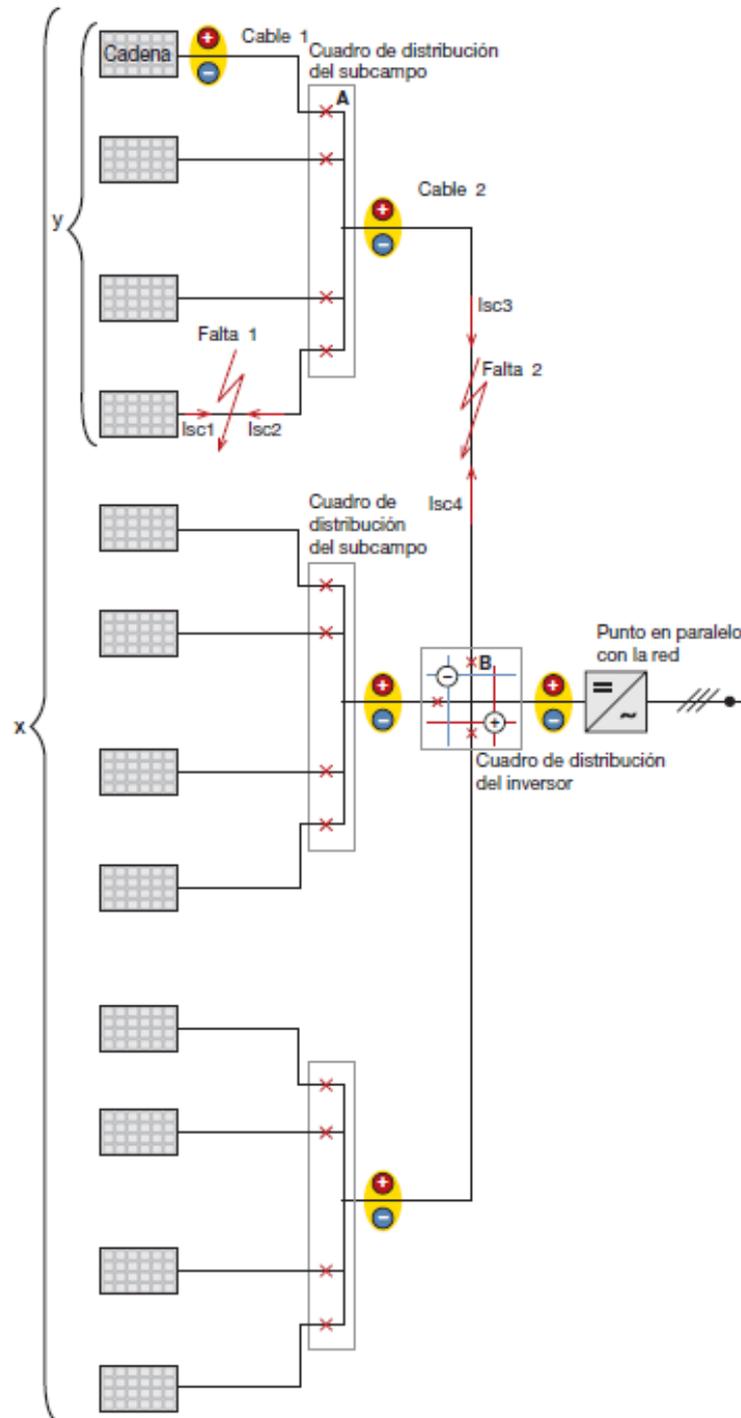


Figura 8.29 – Ilustración de fallas en circuito FV

Como en nuestro caso la planta FV está dividida en varios sistemas de los cuales cada inversor posee dos arreglos de paneles, por lo tanto, se debe verificar que:

$$I_b \geq 1.25 I_{SC}$$

Siendo,

I_b : Corriente nominal del cable en las condiciones de instalación (34 A)

I_{SC} : Corriente de cortocircuito de los paneles FV (9,10 A)

Luego,

$$1.25I_{SC} = 11.37 [A] < 34 [A]$$

Entonces, la condición se cumple y no sería necesario proteger la línea de CC, pero de manera preventiva y para darle un mayor grado de seguridad se opta por protegerlas.

Este tramo estará protegido contra sobreintensidades mediante fusibles en cada uno de los ramales del generador fotovoltaico que provoquen la apertura del circuito. Cada ramal poseerá dos fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa.

La sección del conductor que forma este tramo de instalación es de 2,5mm² excepto en la instalación más alejada que es de 4 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionar de los fusibles deben cumplir la siguiente condición:

$$I_b \leq I_N \leq I_z$$

Donde:

I_b : corriente de los paneles

I_z : corriente admisible del conductor

I_N : corriente nominal del elemento de protección.

En nuestro caso los valores son los siguientes:

$$I_b = 8,63 [A]$$

$$I_z = 34 [A]$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$8,63 \leq I_N \leq 34$$

$$I_n \rightarrow 10 [A]$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$ [27].

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 * 10 = 16[A]$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z = 1,45 \cdot 34 = 49,3[A]$$

$$16 \leq 49,3$$

Donde I_2 es la corriente que asegura la actuación del elemento de protección.

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A en cada ramal de sección 2,5mm² conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

Para los ramales de 4mm² de sección se procede a realizar los mismos cálculos.

En nuestro caso los valores son los siguientes:

$$I_b = 8,63 [A]$$

$$I_Z = 46 [A]$$

Por tanto, para que se cumpla la condición, como mínimo la corriente nominal del fusible será:

$$8,63 \leq I_N \leq 46$$

$$I_n \rightarrow 10 [A]$$

A continuación, se calculará la corriente convencional de fusión de este fusible comprobándose si la dimensión del fusible es la correcta o por el contrario debe buscarse un valor mayor que cumpla $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ donde $I_2 = 1,6 \cdot I_N$ en el caso de fusibles.

$$I_2 = 1,6 \cdot I_N = 1,6 \cdot 10 = 16[A]$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z = 1,45 \cdot 46 = 66,7[A]$$

$$16 \leq 66,7$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 10A en cada ramal de sección 4 mm² conectados en serie del generador solar fotovoltaico.

8.9.3.2 Lado de CA

Para la protección contra sobrecarga del lado de CA deben cumplirse las siguientes condiciones:

$$I_b \leq I_N \leq I_Z$$

Siendo,

I_b : corriente de los paneles

I_Z : corriente admisible del conductor

I_N : corriente nominal del elemento de protección.

I_2 : Corriente convencional de funcionamiento.

La corriente máxima que entrega el inversor resulta ser $I_b=14,5 \text{ A}$. El elemento de protección adoptado es un interruptor termomagnético tetrapolar C16, fabricado bajo la norma IEC 898 y con una capacidad de ruptura 6 kA.

El conductor seleccionado posee una corriente admisible de 21 A, por lo tanto:

$$14,5 [A] \leq 16 [A] \leq 21[A]$$

En segundo lugar, se debe cumplir que:

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

En el caso del interruptor termomagnético, $I_2 = 1,3 * I_N$ resulttando:

$$I_2 = 1,3 * I_N = 1,3 * 16 = 20,8 [A]$$

$$20,8 \leq 30,45$$

Para cumplir la verificación de la protección contra cortocircuitos, salvaguardando la integridad de la aislación [27]:

$$I_k^2 \cdot t \leq k^2 \cdot S^2$$

Donde,

I_k : Corriente de cortocircuito

t : Tiempo en que la protección actúa ante esa corriente

k : Coeficiente que depende del tipo de aislante y el tipo de conductor, para PVC y cobre es 143 (AEA 90364, 2006)

S : Sección del conductor en mm^2

El termino $I_k^2 \cdot t$ representa la energía que deja pasar la protección ante una falla, en cuanto a $k^2 \cdot S^2$ simboliza la energía que el cable soporta por lo tanto esta tiene que ser mayor, porque ante un desperfecto el cable se pueda seguir utilizando.

Entonces, para el conductor de $2,5 \text{ mm}^2$ de sección la energía que soporta el conductor es:

$$K^2 S^2 \cong 127806 \text{ A}^2 \cdot \text{s}.$$

En cambio, para el conductor de 4 mm^2 de sección resulta:

$$K^2 S^2 \cong 327184 \text{ A}^2 \cdot \text{s}.$$

Para corroborar esta condición puede considerarse en función de la sección y longitud del conductor una corriente de 3 kA, en un tiempo de actuación instantáneo de 5 ms.

Esto resulta con un $I_k^2 \cdot t = 45000 \text{ A}^2 \cdot \text{s}$, y corrobora la condición.

8.9.4 Protección contra sobretensiones atmosféricas

La protección del edificio contra sobretensiones atmosféricas debe reconsiderarse cuando la planta FV modifica considerablemente la forma del edificio. En cualquier situación, la protección de las estructuras contra las descargas eléctricas atmosféricas está reglamentada por Norma IRAM 2184:1996. Para nuestro país, y tiene injerencia en la protección contra descargas directas sobre el edificio.

Contra las descargas indirectas, también, conviene tomar medidas para minimizar las sobretensiones generadas [17]. Algunas de ellas son:

- Apantallamiento de los circuitos para reducir el campo magnético en el interior de la envolvente metálica.
- Reducción del área del bobinado del circuito interconectando correctamente los módulos, trenzando los conductores contiguos y llevando los conductores activos tan cerca como sea posible al conductor de protección.

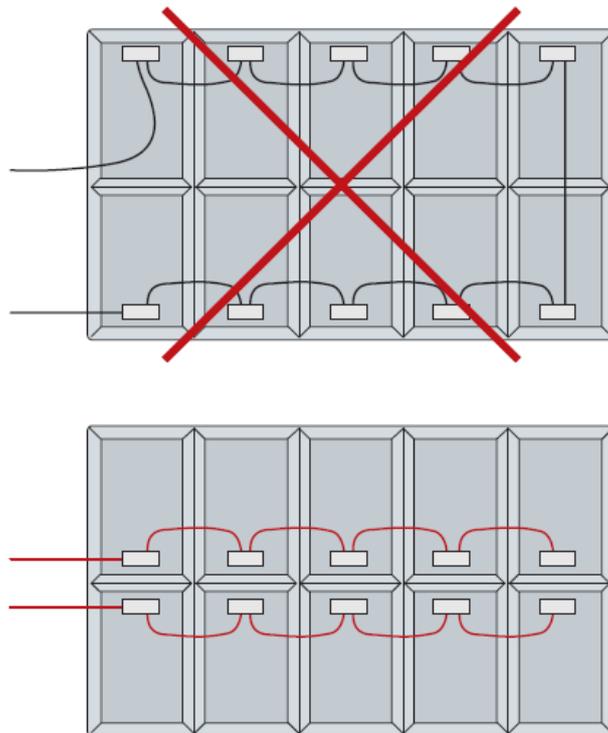


Figura 8.30 - Conexión correcta e incorrecta de los paneles

8.9.5 Protector contra sobretensiones

Un aditamento que se puede incorporar a la instalación, si así se desea, son los dispositivos contra sobretensiones. Estas situaciones se producen de forma habitual en la gran mayoría de instalaciones eléctricas. Generalmente suceden por picos de tensión de corta duración. Por lo general, la mayoría de las implicaciones son sobre los aparatos conectados a la red.

Los protectores contra sobretensiones (PST) protegen los equipos derivando la corriente asociada a la sobretensión, manteniendo esta última dentro de un cierto intervalo. Los PST pueden clasificarse como:

- PST de maniobra, cuales reducen instantáneamente su impedancia y en consecuencia la tensión en sus extremos cuando la tensión supera un valor definido (cómo espinterómetros o diodos controlados)
- PST de limitación, cuales tienen una impedancia que disminuye gradualmente a medida que aumenta la tensión en sus extremos (cómo varistores o diodos Zener)
- PST combinados, que comprenden los dos anteriores combinados en serie o paralelo

En nuestra instalación, en la sección de continua, los arreglos se instalan para generar como máximo una tensión que ronda los 800 [V] porque se utiliza un coeficiente de seguridad del 20% sobre los 1000 V que permite el inversor, por lo tanto no es necesario dicha protección.

En el lado de alterna el inversor por norma se desconecta ante cualquier anomalía, incluyendo las sobretensiones, motivo por el cual tampoco se requiere de este tipo de protección en esta parte de la instalación.

9 Diseño estructura soporte

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, el peso de los mismos y las sobrecargas del viento. El diseño y la construcción de la estructura, y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo. El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

Los paneles FV se ubicarán en las terrazas del edificio y en estructuras elevadas para poder tener un área útil mayor. Con esto surge la problemática del diseño de las estructuras elevadas. Si bien este proyecto final no contemplaba el diseño de estas estructuras elevadas, se realizó una aproximación de las mismas con el objetivo de tener un punto de partida para un futuro proyecto final y además para tener una aproximación de los costos que estas conllevan para realizar el análisis económico.

El diseño de las estructuras no es complejo, pero por las características de la ubicación del edificio, además de su altura se debe tener en cuenta la presencia de vientos muy fuertes.

Se utilizó para el análisis, el reglamento CIRSOC 102 "Acción del viento en edificaciones" correspondiente al año 2005 que aborda lo relacionado a la acción del viento sobre edificaciones.

9.1 Cálculo de viento - Memoria descriptiva

En primer lugar, en el punto 5.1 de la Norma CIRSOC 102-2005, se expresa el campo de validez de la misma, diciendo:

"Un edificio u otra estructura cuya carga de diseño se determina de acuerdo con este capítulo debe reunir las siguientes condiciones:

1. *El edificio u otra estructura es de forma regular, como se define en el Capítulo 2.*

2. *El edificio u otra estructura no posee características de respuesta que den lugar a cargas transversales de viento, desprendimientos de vórtices, inestabilidad debida a galope o flameo. Por su ubicación, tampoco deben merecer consideración especial los efectos de canalización o golpeteo en la estela debido a las obstrucciones a barlovento."*

En el Capítulo 2 se define una estructura de forma regular como "un edificio u otra estructura que no contiene irregularidades geométricas en forma espacial". El conjunto de la estructura metálica con los paneles solares conforma una estructura de forma regular.

9.2 Procedimiento del cálculo

La norma CIRSOC establece una serie de pasos ordenados para poder obtener la fuerza del viento, estos son:

1. Se determina la velocidad básica del viento v y el factor de direccionalidad K_d de acuerdo con el artículo 5.4.
2. Se determina un factor de importancia I de acuerdo con el artículo 5.5.
3. Se determinan para cada dirección de viento una categoría o categorías de exposición y los coeficientes de exposición para presión dinámica K_z o K_h , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.6.
4. Se determina un factor topográfico K_{zt} de acuerdo con el artículo 5.7.
5. Se determina un factor de efecto de ráfaga G o G_f , según corresponda, de acuerdo con el artículo 5.8.
6. Se determina una clasificación de cerramiento de acuerdo con el artículo 5.9.
7. Se determina el coeficiente de presión interna GC_{pi} de acuerdo con el artículo 5.11.1.
8. Se determinan los coeficientes de presión externa C_p o GC_{pf} , o los coeficientes de fuerza C_f , según corresponda, de acuerdo con los artículos 5.11.2. ó 5.11.3. respectivamente.
9. Se determina la presión dinámica q_z o q_h , según corresponda, con el artículo 5.10.
10. Se determina la carga de viento de diseño p o F de acuerdo con los artículos 5.12. y 5.13., según corresponda.

9.2.1 Velocidad básica del viento

La velocidad básica del viento V que se usa en la determinación de las cargas de viento de diseño sobre edificios y otras estructuras se debe obtener de la Tabla 9.1.

Se debe suponer que el viento proviene de cualquier dirección horizontal.

CIUDAD	V (m/s)
BAHIA BLANCA	55,0
BARILOCHE	46,0
BUENOS AIRES	45,0
CATAMARCA	43,0
COMODORO RIVADAVIA	67,5
CORDOBA	45,0
CORRIENTES	46,0
FORMOSA	45,0
LA PLATA	46,0
LA RIOJA	44,0
MAR DEL PLATA	51,0
MENDOZA	39,0
NEUQUEN	48,0
PARANA	52,0
POSADAS	45,0
RAWSON	60,0
RESISTENCIA	45,0
RIO GALLEGOS	60,0
ROSARIO	50,0
SALTA	35,0
SANTA FE	51,0
SAN JUAN	40,0
SAN LUIS	45,0
SAN MIGUEL DE TUCUMAN	40,0
SAN SALVADOR DE JUJUY	34,0
SANTA ROSA	50,0
SANTIAGO DEL ESTERO	43,0
USHUAIA	60,0
VIEDMA	60,0

Tabla 9.1 - Velocidad básica del viento en ciudades.

“Nota: los valores se refieren a una velocidad de ráfaga de 3 segundos en m/s a 10 m sobre el terreno para Categoría de exposición C y están asociadas con una probabilidad anual de 0,02”.

“Limitación: los tornados no se han considerado al elaborar la distribución de velocidades básicas del viento en el país”.

9.2.2 Factor de direccionalidad del viento

El factor de direccionalidad del viento K_d , se debe obtener de la Tabla 9.2 y se debe aplicar solamente cuando se use conjuntamente con las combinaciones de carga especificadas en los respectivos reglamentos de aplicación.

Tipo de estructura	Factor de direccionalidad K_d *
Edificios	
Sistema principal resistente a la fuerza de viento	0,85
Componentes y revestimientos	0,85
Cubiertas abovedadas	0,85
Chimeneas, tanques y estructuras similares	
Cuadradas	0,90
Hexagonales	0,95
Redondas	0,95
Carteles llenos	0,85
Carteles abiertos y estructura reticulada	0,85
Torres reticuladas	
Triangular, cuadrada, rectangular	0,85
Toda otra sección transversal	0,95

Tabla 9.2 - Factor de direccionalidad del viento.

9.2.3 Factor de importancia

El factor de importancia I para un edificio u otra estructura que se obtiene de la Tabla 9.3, y se debe determinar en base a las categorías de edificios y otras estructuras indicadas en la Tabla A-1, del Apéndice A.

APÉNDICE A - CLASIFICACIÓN DE EDIFICIOS Y OTRAS ESTRUCTURAS

A los fines de la aplicación del presente Reglamento los edificios y otras estructuras se clasifican, basados en la naturaleza de su ocupación, de acuerdo con la Tabla A-1.

TABLA A-1 - Clasificación de Edificios y Otras Estructuras para Cargas de Viento

Naturaleza de la Ocupación	Categoría
Edificios y otras estructuras que representan un bajo riesgo para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones Agrícolas. ▪ Ciertas instalaciones temporarias. ▪ Instalaciones menores para almacenamiento. 	I
Todos los edificios y otras estructuras excepto aquellos listados en Categorías I, III y IV.	II
Edificios y otras estructuras que representan un peligro substancial para la vida humana en caso de falla incluyendo, pero no limitado a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Edificios y otras estructuras donde se reúnen más de 300 personas en un área. ▪ Edificios y otras estructuras para guarderías, escuelas primarias y secundarias con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con instalaciones para el cuidado diurno con capacidad mayor que 150 personas. ▪ Edificios y otras estructuras con una capacidad mayor que 500 personas para universidades o instalaciones para educación de adultos. ▪ Instalaciones para el cuidado de la salud con una capacidad de 50 o más pacientes residentes pero sin instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Instalaciones para cárceles y detenciones. ▪ Estaciones de generación de energía y otras instalaciones de utilidad pública no incluidas en la Categoría IV. 	III
Edificios y otras estructuras que contienen suficientes cantidades de sustancias tóxicas o explosivas como para ser peligrosas al público si se liberan, incluyendo, pero no limitado, a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalaciones petroquímicas. ▪ Instalaciones para almacenamiento de combustibles. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de productos químicos peligrosos. ▪ Plantas de fabricación o almacenamiento de explosivos. Edificios y otras estructuras equipados con contención secundaria de sustancias tóxicas, explosivas u otras peligrosas (incluyendo, pero no limitado a, tanques de doble pared, receptáculos de tamaño suficiente para contener un derrame u otros medios de contención de derrames o explosiones dentro de los límites de la instalación y prevenir la liberación de cantidades de contaminantes nocivas para el aire, el suelo, el agua freática o superficial) deben clasificarse como estructuras de Categoría II.	
Edificios y otras estructuras diseñadas como instalaciones esenciales, incluyendo, pero no limitados a: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Hospitales y otras instalaciones para el cuidado de la salud que tienen instalaciones para cirugía o tratamientos de emergencia. ▪ Cuarteles de bomberos, centros de rescate, estaciones de policía y garajes para vehículos de emergencia. ▪ Refugios diseñados contra sismos, huracanes y otras emergencias. ▪ Centros de comunicaciones y otras instalaciones necesarias para respuestas a emergencias. ▪ Estaciones generadoras de energía y otras instalaciones de utilidad pública necesarias en una emergencia. ▪ Estructuras auxiliares necesarias para la operación de aquellas de Categoría IV durante una emergencia (incluyendo pero no limitado a torres de comunicación, tanques de almacenamiento de combustible, torres de refrigeración, estructuras de sub-estaciones de electricidad, tanques de agua para incendio u otras estructuras de alojamiento o soporte de agua, otros materiales o equipamiento para combatir el fuego). ▪ Torres de control de aviación, centros de control de tráfico aéreo y hangares de emergencia. ▪ Instalaciones de almacenamiento de agua y estructuras de bombeo requeridas para mantener la presión de agua para combatir incendios. ▪ Edificios y otras estructuras con funciones críticas de defensa nacional. 	IV

Tabla 9.3 – Clasificación de edificaciones

Categoría	<i>I</i>
I	0,87
II	1,00
III	1,15
IV	1,15

Tabla 9.4 - Factor de importancia basado en la clasificación dada por el Apéndice A

9.2.4 Coeficiente de exposición para la presión dinámica

En base a las categorías de exposición indicadas a continuación, se debe obtener de la Tabla 9.5 un coeficiente de exposición para la presión dinámica K_z o K_h , según corresponda.

1. Exposición A. Centro de grandes ciudades con al menos 50% de los edificios de altura mayor que 20 m. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición A prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 800 m ó 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor. Se tendrán en cuenta los posibles efectos de acanalamiento o presiones dinámicas incrementadas debido a que el edificio o estructura se localiza en la estela de edificios adyacentes.

2. Exposición B. Áreas urbanas y suburbanas, áreas boscosas, o terrenos con numerosas obstrucciones próximas entre sí, del tamaño de viviendas unifamiliares o mayores. El uso de esta categoría de exposición está limitado a aquellas áreas para las cuales el terreno representativo de la Exposición B prevalece en la dirección de barlovento en una distancia de al menos 500 m ó 10 veces la altura del edificio u otra estructura, la que sea mayor.

3. Exposición C. Terrenos abiertos con obstrucciones dispersas, con alturas generalmente menores que 10 m. Esta categoría incluye campo abierto plano y terrenos agrícolas.

4. Exposición D. Áreas costeras planas, sin obstrucciones, expuestas al viento soplando desde aguas abiertas en una distancia de al menos 1600 m. Esta exposición se debe aplicar solamente a aquellos edificios y otras estructuras expuestas al viento soplando desde el agua. La exposición D se extiende tierra adentro desde la costa a una distancia de 500 m ó 10 veces la altura del edificio o estructura, la que sea mayor.

Altura sobre el nivel del terreno, z (m)	Exposición (Nota 1)					
	A		B		C	D
	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Casos 1 y 2	Casos 1 y 2
0 – 5	0,68	0,33	0,72	0,59	0,87	1,05
6	0,68	0,36	0,72	0,62	0,90	1,08
7,50	0,68	0,39	0,72	0,66	0,94	1,12
10	0,68	0,44	0,72	0,72	1,00	1,18
12,50	0,68	0,48	0,77	0,77	1,05	1,23
15	0,68	0,51	0,81	0,81	1,09	1,27
17,50	0,68	0,55	0,84	0,84	1,13	1,30
20	0,68	0,57	0,88	0,88	1,16	1,33
22,50	0,68	0,60	0,91	0,91	1,19	1,36
25	0,68	0,63	0,93	0,93	1,21	1,38
30	0,68	0,68	0,98	0,98	1,26	1,43
35	0,72	0,72	1,03	1,03	1,30	1,47
40	0,76	0,76	1,07	1,07	1,34	1,50
45	0,80	0,80	1,10	1,10	1,37	1,53
50	0,83	0,83	1,14	1,14	1,40	1,56
55	0,86	0,86	1,17	1,17	1,43	1,59
60	0,89	0,89	1,20	1,20	1,46	1,61
75	0,98	0,98	1,28	1,28	1,53	1,68
90	1,05	1,05	1,35	1,35	1,59	1,73
105	1,12	1,12	1,41	1,41	1,64	1,78
120	1,18	1,18	1,46	1,46	1,69	1,82
135	1,23	1,23	1,51	1,51	1,73	1,86
150	1,29	1,29	1,56	1,56	1,77	1,89

Tabla 9.5 - Coeficientes de exposición

9.2.5 Efectos topográficos

Contemplan aumentos en la velocidad del viento debido a lomas, escarpas y colinas. Este factor (K_{zt}) no aplica al caso.

9.2.6 Factor de efecto de ráfaga

Para estructuras definidas como rígidas (son las que tienen una frecuencia natural mayor a 1Hz) este factor se puede adoptar igual a 0,85.

9.2.7 Presión dinámica

La presión dinámica q_z , evaluada a la altura z , se debe calcular mediante la siguiente expresión, la cual se obtiene de la norma CIRSOC 102:

$$q_z = 0,613 K_z K_{zt} K_d V^2 I \quad [N/m^2]$$

Resumiendo hasta ahora se tiene:

$$K_d = 0,85$$

$$K_z = 1,21$$

$$K_{zt} = 1$$

$$V = 51 \text{ m/s}$$

$$I = 1$$

Resultado en:

$$q_z = 0,613 * 1,21 * 1 * 0,85 * 51^2 * 1$$

$$q_z = 1639,85 \text{ [N/m}^2\text{]}$$

9.2.8 Coeficientes de fuerza

Los coeficientes de fuerza C_f para carteles llenos están dados en la Tabla 9.6.

A nivel del terreno		Sobre el nivel del terreno	
v	C_f	M/N	C_f
≤ 3	1,2	≤ 6	1,2
5	1,3	10	1,3
8	1,4	16	1,4
10	1,5	20	1,5
20	1,75	40	1,75
30	1,85	60	1,85
≥ 40	2,0	≥ 80	2,0

Tabla 9.6 - Coeficientes de fuerza.

Siendo:

M: mayor dimensión del cartel en metros

N: menor dirección del cartel en metros

Considerando el “cartel” como toda la estructura con los 17 paneles, se tiene la relación:

$$\frac{M}{N} = \frac{17}{2} = 8.5$$

Por lo tanto, C_f se puede estimar igual a 1,3.

9.2.9 Fuerza de viento

La fuerza de viento de diseño para estructuras se debe determinar mediante la siguiente expresión:

$$F = q_z G C_f A_f$$

Siendo,

q_z la presión dinámica evaluada a la altura z del baricentro del área A_f

G el factor de efecto de ráfaga

C_f el coeficiente de fuerza neta

A_f el área proyectada normal al viento

Sabiendo que los paneles miden aproximadamente 2m y que la inclinación con respecto a la horizontal es de 35° , se puede obtener el área proyectada normal a la dirección del viento como:

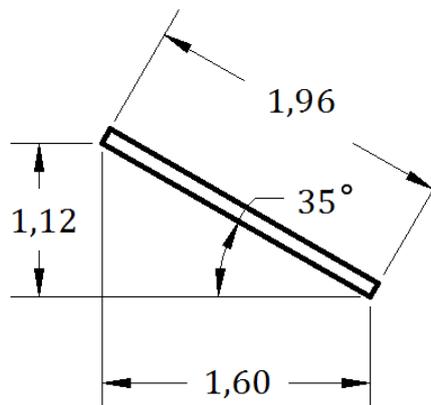


Figura 9.1 – Dimensiones del panel inclinado

Resulta:

$$A_f = 1,12m * 17m = 19m^2$$

Y, por lo tanto:

$$F = 1639,85 * 0,85 * 1,3 * 19 = 34428 N$$

9.3 Modelado Computacional

Luego de haber calculado analíticamente la fuerza de viento que se generaría bajo la condición climática más desventajosa, se preparó un modelo computacional que simule la acción del viento sobre la estructura, con el objeto final de dimensionar la misma. El programa elegido para la simulación fue el RAM-Advanse, este es un sistema de herramientas de ingeniería estructural para el análisis y diseño de casi todo tipo de estructura o componente de la misma, que incluye sofisticadas herramientas de diseño que le ayudan en sus requerimientos diarios de diseño y análisis.

Este programa le brinda flexibilidad incomparable para el diseño y análisis de diferentes tipos de estructuras 2D ó 3D conteniendo elementos lineales y placas.

Los tipos de análisis disponibles son: Análisis de primer Orden (Lineal), de segundo Orden (P-Delta) y Dinámico (Análisis Sísmico).

Con el fin de solucionar el problema de la estructura de una forma sencilla, se recurre a utilizar en primera instancia, una viga de uso comercial. De no verificar la resistencia a las solicitaciones demandadas, se procederá a diseñar una estructura reticulada que cumpla con los requerimientos.

9.3.1 Estructura 1 - Entre terrazas

En primer lugar, se plantea el diseño de la estructura ubicada entre la terraza 1 y la terraza 2. Este es el diseño más complejo, debido a las dimensiones de esta, la separación entre terrazas es de 17,5 m y el ancho total es de 14m. El esqueleto de la estructura constara de 3 vigas principales en la cuales se ubicarán los soportes de los paneles.



Figura 9.2 – Fotografía del espacio entre terrazas donde se ubicará la instalación.

9.3.1.1 Vista general del modelo

La estructura está compuesta básicamente por tres vigas principales de perfil IPN más conocido como perfil “doble T”. Por sobre estas vigas, se ubican un par de perfiles C que cumplirán la función de fijar sobre ellos los paneles propiamente dichos, los cuales no se representan en el modelo. Estos pares de perfiles están separados 2,6 m del próximo par. Por último, con el fin de rigidizar la estructura en general, se agregaron perfiles tipo “T” entre marco y marco.

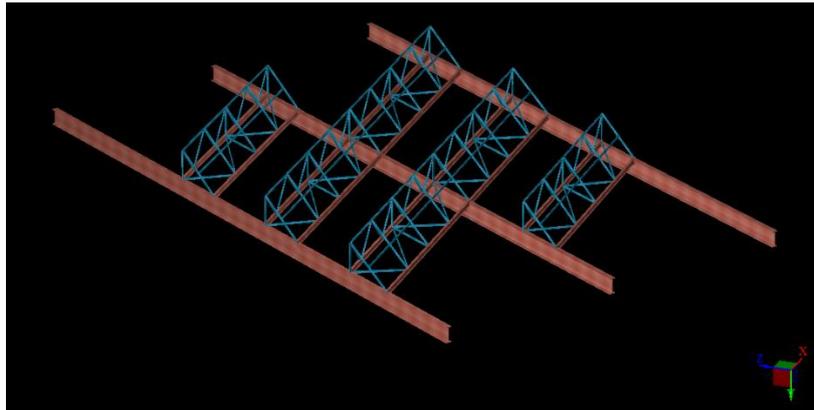


Figura 9.3 - Vista general del modelo.

9.3.1.2 Dimensiones generales:

Se consideran vigas de 24 metros de largo para que estas tengan una mayor superficie de apoyo en la terraza.

Elemento	Longitud [m]
Separación entre terrazas	17,5
Longitud de vigas principales	18
Separación entre vigas	7

Tabla 9.7 – Dimensiones generales

9.3.1.3 Secciones de los miembros

- Marco principal: Vigas IPN 240
- Bases estructuras: IPN 140
- Apoyos paneles: perfil C 1000x50x15x1,6 mm
- Refuerzos interiores: Perfil T 2 ½"x3"x1/4"

9.3.1.4 Material

Para modelar la estructura se optó por un material comúnmente hallado en la industria: el acero ASTM A36, una aleación de acero al carbono de propósito general muy comúnmente usado en los Estados Unidos. Este material se utiliza mayormente en

componentes estructurales, pudiéndose encontrarlo en forma de planchas, perfiles estructurales, tubos, barras, láminas, etc.

En nuestro país, este material se encuentra con el nombre de IRAM F24 con ligeras variaciones.

Las propiedades del material se indican en la Figura 9.8.

Propiedad	Valor
Sistema de unidades	SI
Nombre	A36
Tipo	Acero
Propiedades	
Coeficiente de Poisson	0.26
Peso unitario	0.000077 N/mm ³
Coef. de dilatación térmica	0.000013 1/C
Módulo de elasticidad	2.00E+05 N/mm ²
Tensión de fluencia del acero (Fy)	248.21 N/mm ²
Relación de tensiones de fluencia (Ry)	1.5
Resistencia última del acero (Fu)	399.89 N/mm ²

Tabla 9.8 - Propiedades mecánicas del acero A36.

9.3.1.5 Condiciones de borde

Para cada uno de las tres vigas principales de la estructura, quedan restringidos los desplazamientos en los tres ejes en los nodos marcados en la Figura 9.4. Esta condición de borde intenta simular el efecto de las vigas fijadas en la estructura del edificio.

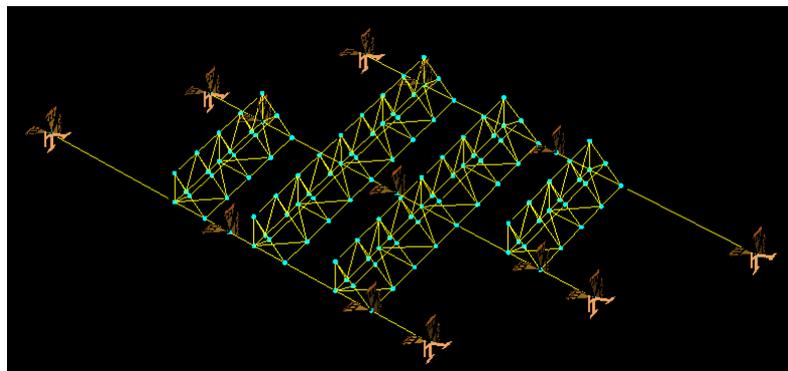


Figura 9.4 - Condiciones de borde.

9.3.1.6 Cargas consideradas

A continuación, se describen las cargas consideradas en el diseño de la estructura.

9.3.1.6.1 Viento frontal en dirección -Z (WZ):

Se considera el viento en esta dirección debido a que esta es la peor condición con la cual puede lidiar la estructura. Además de ser el viento predominante en esta área.

Anteriormente se había calculado la fuerza de viento como 34,43 kN.

Esta misma fuerza, proyectada sobre el área frontal A_f , genera una presión de:

$$P_{viento} = \frac{F}{A_f} = \frac{34.43 \text{ kN}}{19 \text{ m}^2} = 1.81 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Dicha presión se aplica sobre los perfiles en forma de carga distribuida. Considerando que cada uno soporta un tercio de la presión, se obtiene la presión sobre la estructura:

$$P_{viento/correa} = 0,6 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

La carga del viento se aplica en la dirección del eje -Z del modelo, con valor negativo. Figura 9.5 y Figura 9.6.

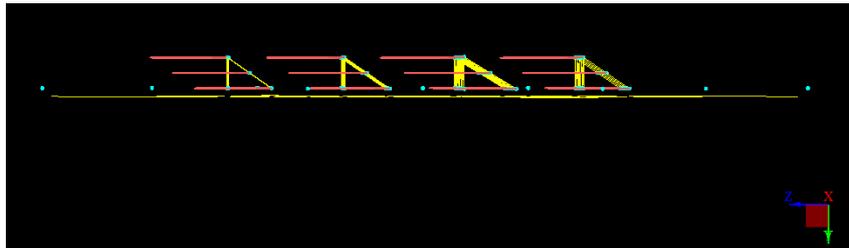


Figura 9.5 – Vista lateral de la carga del viento sobre la instalación

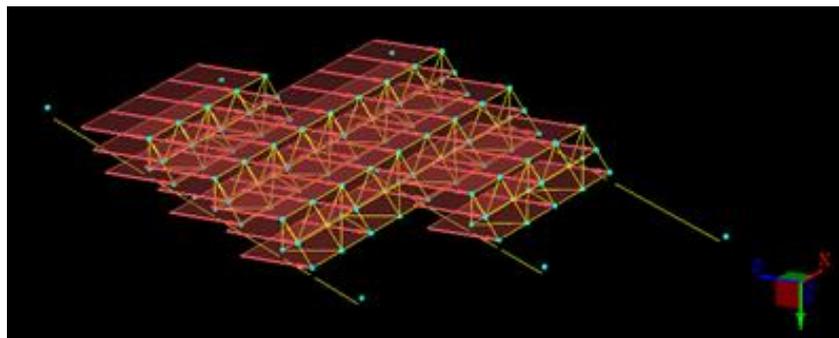


Figura 9.6 - Carga de viento.

9.3.1.6.2 Peso paneles (PP):

Se conoce que cada panel pesa 22,5 kg. La estructura soporta 17 paneles, por lo tanto, el peso total es:

$$Peso = 17 * 22,5 \text{ kg} = 382,5 \text{ kg} = 39,03 \text{ N} = 0,039003 \text{ kN}$$

Del mismo modo que la fuerza del viento, el peso de los paneles genera una presión sobre las correas de valor:

$$P_{\text{peso}} = \frac{0,03903 \text{ kN}}{28,9 \text{ m}^2} = 0,00135 \frac{\text{kN}}{\text{m}^2}$$

Considerando que cada correa soporta la mitad de la presión que ejerce el peso de los paneles se tiene:

$$P_{\text{peso/correa}} = 0,00045 \frac{\text{kN}}{\text{m}}$$

La carga se aplica en dirección del eje Y del modelo, con signo negativo como se muestra en la Figura 9.7.

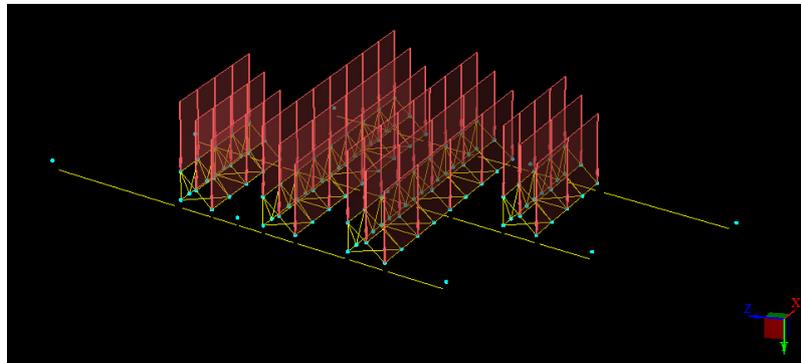


Figura 9.7 - Carga de los paneles.

9.3.1.6.3 Carga muerta (CM)

Contempla el peso de la propia estructura metálica, esta se representa como una carga distribuida a lo largo de todo el componente.

9.3.1.6.4 Combinaciones de carga

La combinación de carga se establece en base a las recomendaciones de la norma CIRSOC 301 en su capítulo B. Donde en nuestro caso consideramos la carga muerta y peso de paneles con Viento frontal: $0.9(\text{CM}+\text{PP}) + 1.5\text{WZ}$.

9.3.1.7 Resultados de la simulación

Se reporta la tensión equivalente de Von Mises para las cargas que aplican sobre la estructura, estas son: Carga muerta, Peso de los paneles, Viento frontal y Carga combinada.

9.3.1.7.1 Solicitación: Carga muerta

Esfuerzo máximo reportado: 7,69 MPa

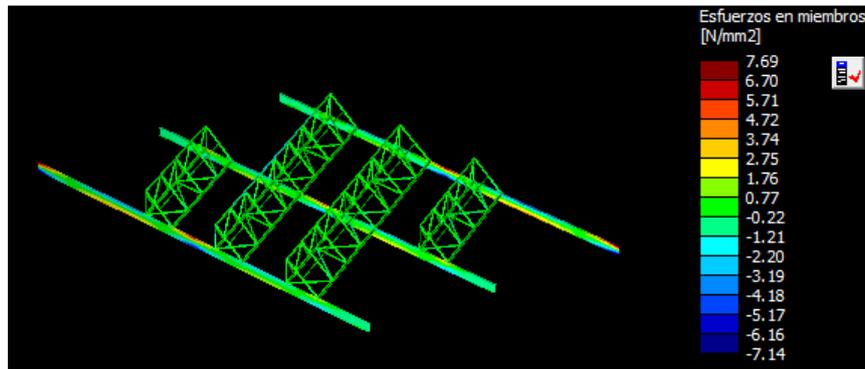


Figura 9.8 - Esfuerzo de Von Mises debido a la carga muerta.

9.3.1.7.2 Solicitación: Peso paneles

Esfuerzo máximo reportado: 5,52 MPa

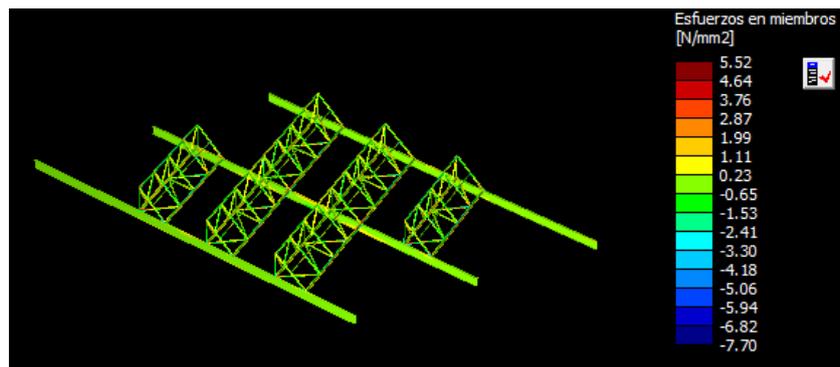


Figura 9.9 - Esfuerzo de Von Mises debido al peso de los paneles.

9.3.1.7.3 Solicitación: Viento frontal

Esfuerzo máximo reportado: 62,06 MPa

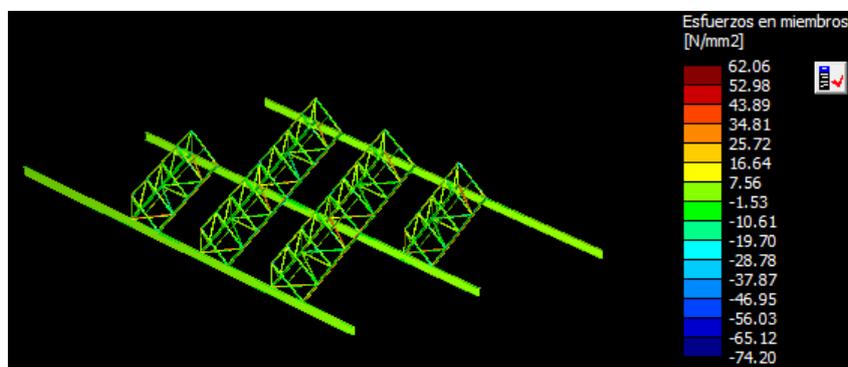


Figura 9.10 - Esfuerzo de Von Mises debido al viento frontal.

9.3.1.7.4 Solicitación: Combinación (Carga muerta y peso de paneles con Viento frontal)

Esfuerzo máximo reportado: 96,16 MPa.

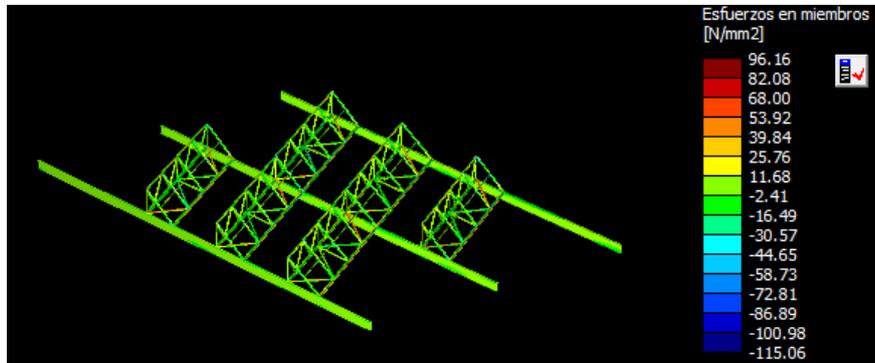


Figura 9.11 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de carga.

La norma CIRSOC 301 – “Estructuras de acero para edificios”, recomienda para dicha construcción un coeficiente de seguridad de 1.5, de modo que la tensión máxima en cualquiera de los miembros de la estructura no debería exceder el valor [29].

$$\sigma_{\text{admisible}} = \frac{\sigma_y}{f_s} = \frac{250 \text{ MPa}}{1.5} = 167 \text{ MPa}$$

Como se puede observar en la Figura 9.12, la zona de mayor tensión es el marco central de la estructura que soporta los paneles. Este estado tensional se da en la sollicitación de cargas combinadas, y es de 96,16 MPa, estando por debajo de la tensión límite admisible de 167 MPa, por tal motivo la estructura cumple la normativa nacional.

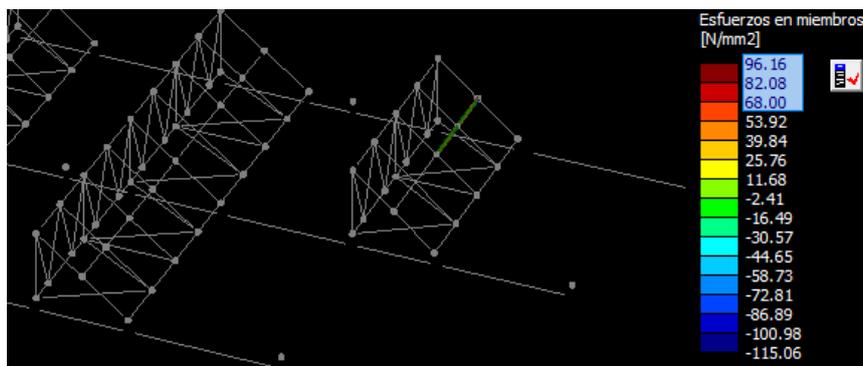


Figura 9.12 - Zona de mayor tensión en la estructura

9.3.1.8 Reacciones en nodos

En la Figura 9.13 se muestran los valores máximos de las fuerzas reactivas en los nodos de cada anclaje de la estructura.

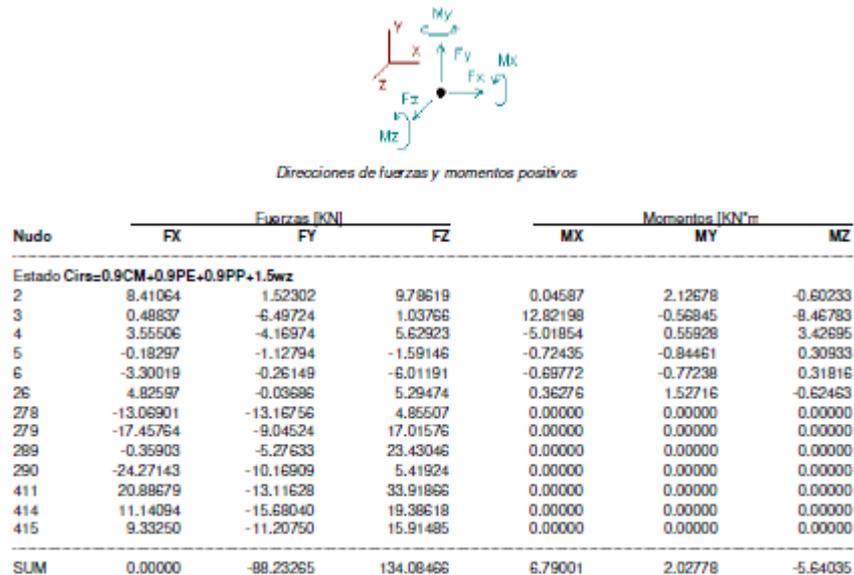


Figura 9.13 - Reacciones en los apoyos.

9.3.2 Estructura 2 - Entre pozos de aire

En este caso se diseña la estructura elevada que soportara los elementos que contienen a los paneles ubicados entre los pozos de aire del edificio. Estas se tratan de dos estructuras idénticas, por eso se procede a realizar una única simulación. Se considera que la estructura se acopla al esqueleto de hormigón del edificio.



Figura 9.14 – Fotografía espacio a emplazar estructura

Al igual que la estructura anterior se plantea un esqueleto de 3 vigas principales en las cuales se ubicarán los soportes de los paneles. Estas estarán separadas 5 m entre sí. Se contempla un ancho de 10 m debido a que en este sector se ubican las salidas de ventilación de las distintas oficinas.

En este diseño se tuvieron en cuenta los refuerzos realizados en la simulación anterior, como se utiliza la misma cantidad de paneles (17), la presión de viento es la misma, por lo tanto se utilizaron los datos de fuerzas obtenidos en la simulación anterior.

9.3.2.1 Vista general del modelo

En la elaboración de este diseño se tuvieron en cuenta los conceptos utilizados en el diseño anterior. La estructura también está compuesta por tres vigas principales de perfil “doble T” (IPN600). Por sobre estas vigas, se ubican un par de perfiles IPN200 que cumplirán la función de fijar sobre ellos los paneles propiamente dichos, los cuales no están esquematizados en el modelo, estos pares de perfiles están separados 2,6 m del próximo par. Por último, con el fin de rigidizar la estructura en general, se agregaron perfiles T entre marco y marco.

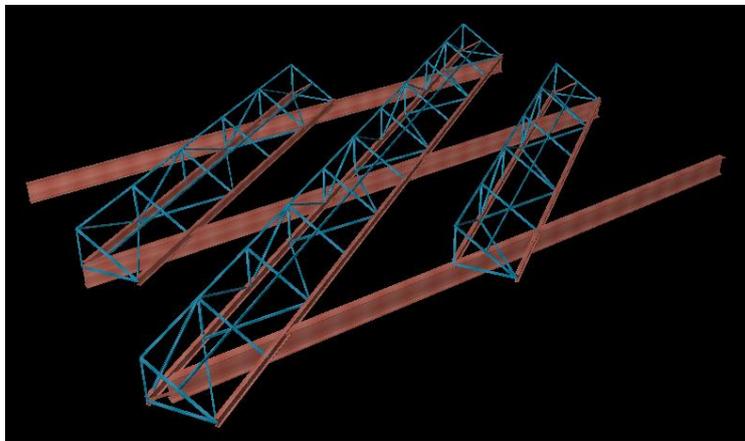


Figura 9.15 - Vista general del modelo

9.3.2.2 Dimensiones generales:

Estructura	Longitud [m]
Separación entre pozos	16
Longitud de vigas principales	18
Separación entre vigas	5

Tabla 9.9 – Dimensiones generales

9.3.2.3 Secciones de los miembros

Los Perfiles utilizados son los mismos que en el diseño anterior, estos son:

- Vigas principales: IPN 240
- Bases estructura: IPN 140
- Apoyos paneles: perfil C 100x50x15x1,6 mm
- Refuerzos interiores: Perfil T 2 ½”x3”x1/4” mm

9.3.2.4 Material

El material utilizado es el mismo que se implementó en la estructura 1 el acero ASTM A36 el cual en nuestro país es IRAM F-24.

9.3.2.5 Condiciones de borde

Para cada uno de las tres vigas principales de la estructura, quedan restringidos los desplazamientos en los tres ejes en los nodos marcados en la Figura 9.16.

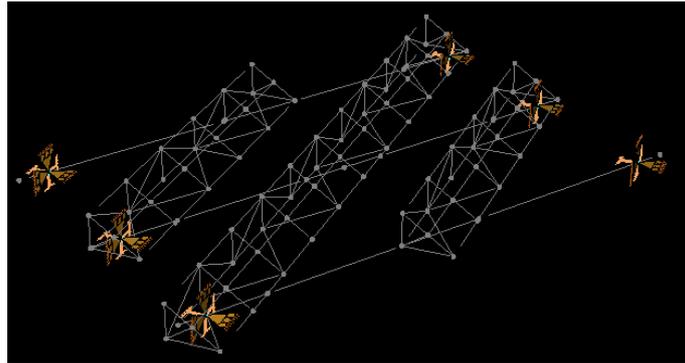


Figura 9.16 - Condiciones de borde

9.3.2.6 Cargas consideradas

9.3.2.6.1 Viento frontal en dirección Z (VF):

La carga del viento se aplica en la dirección del eje Z del modelo, con valor negativo. Figura 9.17 y Figura 9.18.

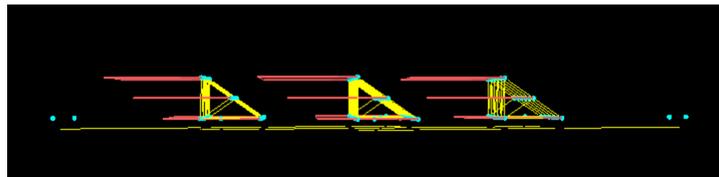


Figura 9.17 Vista lateral de la carga de viento

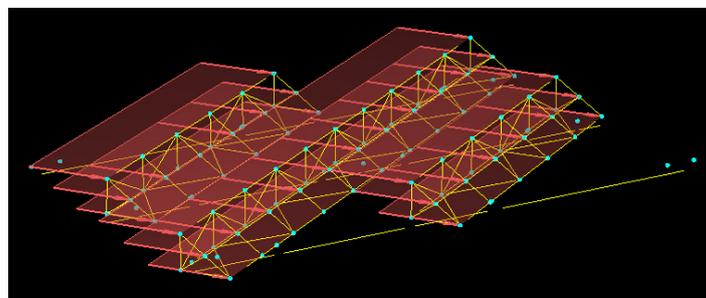


Figura 9.18 - Carga de viento.

9.3.2.6.2 Peso paneles (PP):

La carga se aplica en dirección del eje Y del modelo, con signo negativo. Figura 9.19.

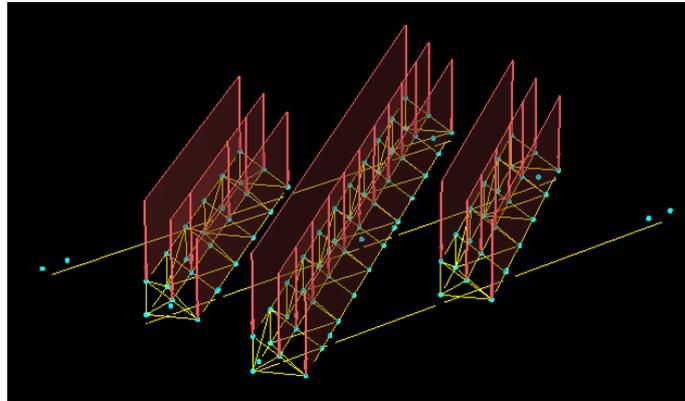


Figura 9.19 - Carga de los paneles.

9.3.2.6.3 Carga muerta (CM)

Contempla el peso de la propia estructura metálica.

9.3.2.6.4 Combinaciones de carga

Carga muerta y peso de paneles con Viento frontal: $0.9(CM+PP+PE) + 1.5VF$.

La combinación de carga se establece en base a las recomendaciones de la norma CIRSOC 301.

9.3.2.7 Resultados de la simulación

Se reporta la tensión equivalente de Von Mises para las mismas solicitaciones nombradas anteriormente.

9.3.2.7.1 Solicitación: Carga muerta

Esfuerzo máximo reportado: 14,68 MPa.

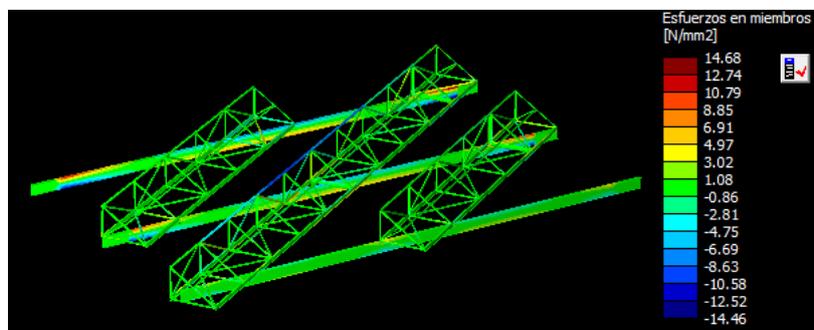


Figura 9.20 - Esfuerzo de Von Mises debido a la carga muerta.

9.3.2.7.2 Solicitación: Peso paneles

Esfuerzo máximo reportado: 0.06 MPa.

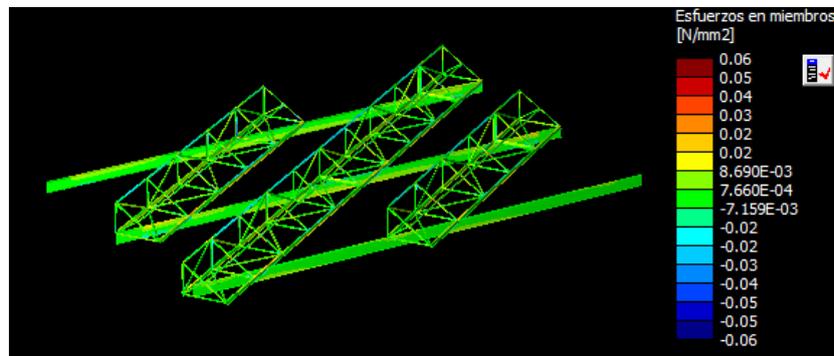


Figura 9.21 - Esfuerzo de Von Mises debido al peso de los paneles.

9.3.2.7.3 Solicitación: Viento frontal

Esfuerzo máximo reportado: 80,93 MPa.

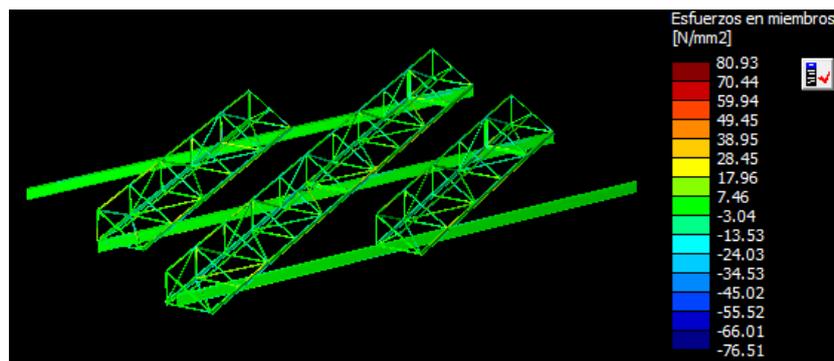


Figura 9.22 - Esfuerzo de Von Mises debido al viento frontal.

9.3.2.7.4 Solicitación: Combinación (Carga muerta y peso de paneles con Viento frontal)

Esfuerzo máximo reportado: 125,81 MPa.

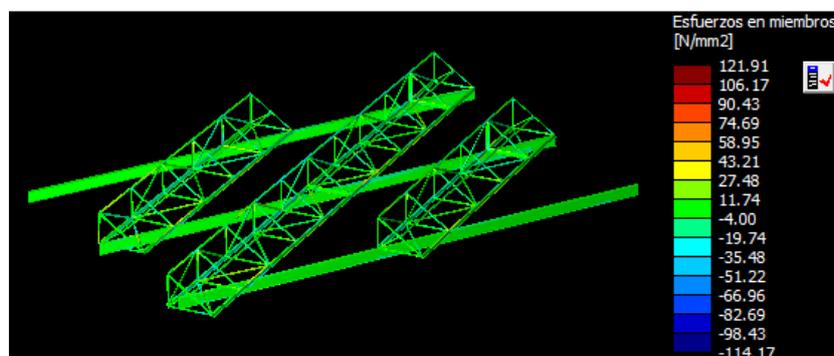


Figura 9.23 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de carga.

Como se mencionó anteriormente la norma CIRSOC 301 recomienda para dicha construcción un coeficiente de seguridad de 1.5, de modo que la tensión máxima en cualquiera de los miembros de la estructura no debería exceder el valor:

$$\sigma_{\text{admisible}} = \frac{\sigma_y}{f_s} = \frac{250 \text{ MPa}}{1.5} = 167 \text{ MPa}$$

Las zonas de la estructura que se encuentran más tensionadas se indican a continuación en las Figura 9.24.

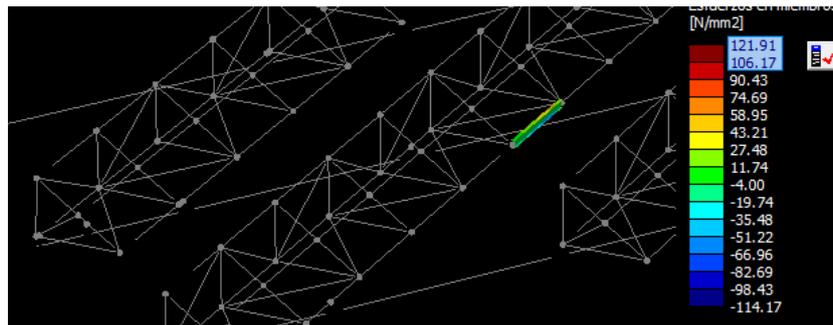
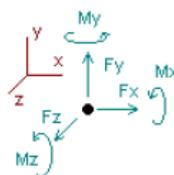


Figura 9.24 - Zona de mayor tensión en la estructura.

Como se puede observar, el mayor estado tensional se da en la sollicitación de cargas combinadas y es de 121,91 MPa, estando por debajo de la tensión límite admisible de 167 MPa.

9.3.2.8 Reacciones en nodos

En la Figura 9.25 se muestran los valores máximos de las fuerzas reactivas en los nodos de cada anclaje de la estructura.



Direcciones de fuerzas y momentos positivos

Nudo	Fuerzas [KN]			Momentos [KN*m]		
	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
Estado Cirs=0.9CM+1.5WZ+0.9PP						
1	13.47527	-2.97031	-9.34489	-0.46262	-0.66642	-0.62951
2	-4.05060	-5.42995	-27.00649	4.43922	-3.80776	12.40047
3	-36.16520	-6.04205	-17.79960	6.60687	-3.56160	12.80080
4	12.86398	-6.58595	-22.52825	-5.54763	0.02191	-5.23065
5	28.24773	-7.65955	-28.26564	-8.80547	1.83949	-11.84809
6	2.29659	-6.39527	-1.80854	-6.01125	0.60337	-8.79258
35	-16.66777	-9.44674	-11.05609	3.51821	-0.18022	4.84203
SUM	0.00000	-44.52982	-117.80951	-6.26268	-5.75123	3.54247

Figura 9.25 – Reacción en nodos

9.3.3 Estructura 3 - Sobre terrazas

En esta sección se determinará la estructura que contendrá los paneles FV que se ubican sobre las terrazas de hormigón del edificio. El diseño será el mismo que en los casos anteriores, con la salvedad que se encuentra con la posibilidad de tener un mayor número de apoyos, por tal motivo las secciones inferiores pueden resultar menores.

9.3.3.1 Vista general del modelo

Se realizaron los mismos estudios que en los casos anteriores, analizando los mismos estados de carga (VF, PP, CM y combinación de cargas).

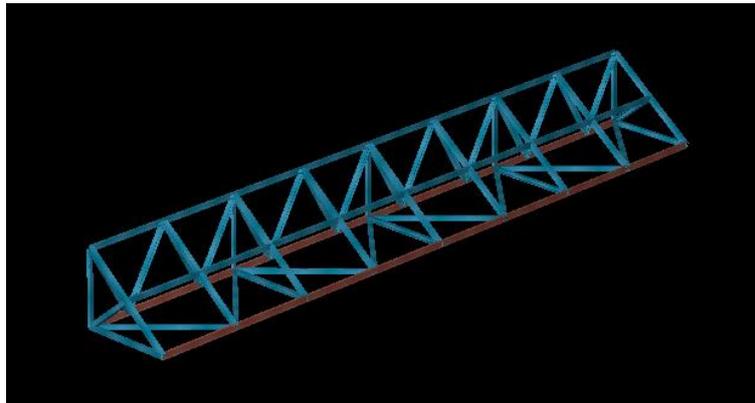


Figura 9.26 - Vista general del modelo

Se planteó la opción de tener cinco puntos de apoyo como se muestra en la figura 9.27.

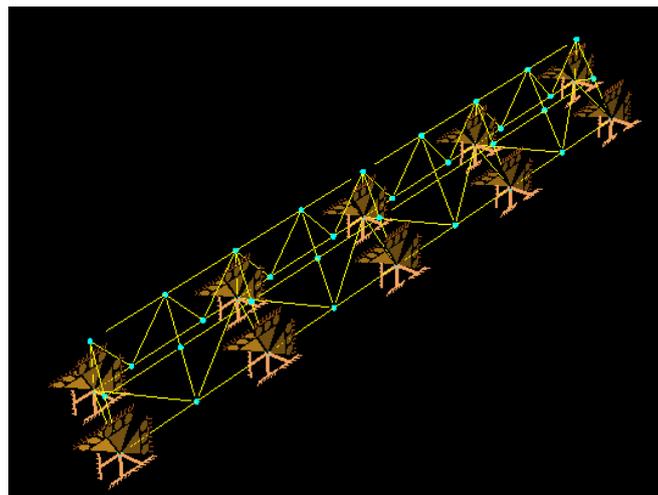


Figura 9.27 - Condiciones de borde

El perfil que verifica en estas condiciones es el IPN 100, con un estado tensional que cumple con los criterios planteados anteriormente.

9.3.3.2 Secciones de los miembros

Los componentes son los mismos que en los casos anteriores, con la diferencia mencionada anteriormente, en el cual se sustituye el perfil IPN 160 por un IPN 100, resultando:

- Bases estructura: IPN 100
- Apoyos paneles: perfil C 100x50x15x1,6 mm
- Refuerzos interiores: Perfil T 2 ½"x3"x1/4" mm

9.3.3.3 Resultado de la simulación

El peor estado para la estructura es cuando se realiza la simulación para la combinación de cargas, como se puede apreciar en la figura 9.28, el esfuerzo máximo en los miembros de la estructura es de 84,77 MPa, el cual se encuentra por debajo del valor admisible que plantea la norma, con lo cual verifica su integridad estructural.

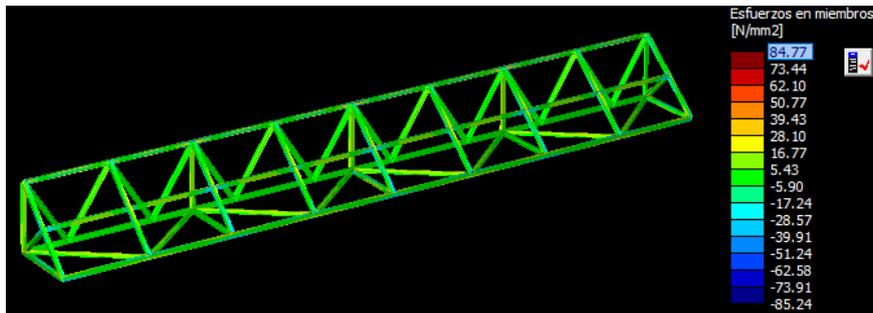


Figura 9.28 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de cargas

9.3.3.4 Reacciones en los nodos

En la Figura 9.29 se muestran los valores máximos de las fuerzas reactivas en los nodos de cada anclaje de la estructura.

Nudo	Fuerzas [KN]			Momentos [KN*m]		
	FX	FY	FZ	MX	MY	MZ
Estado Cirs=0.9CM+0.9PE+0.9PP+1.5wz						
244	-4.16848	-0.10541	5.29030	-0.69031	0.05834	0.34596
248	0.64015	-2.62429	1.11070	-0.60617	0.22107	0.32536
260	-4.81140	-0.76796	4.81979	-0.72455	0.19054	0.29444
276	4.34907	-6.64883	5.88854	0.24485	-0.29543	-0.39454
286	1.61569	-4.86864	2.61219	0.50532	0.04075	0.35735
290	1.85902	-4.93117	2.50359	0.53771	-0.52318	-1.34400
346	-3.93989	3.01360	5.28554	-0.10804	0.05320	-0.02480
360	-4.32505	3.00373	5.40919	-0.10920	0.05961	-0.03358
386	4.39427	-3.51089	5.88333	-0.32653	-0.28681	0.05547
387	4.38662	-3.52388	5.89174	-0.32082	-0.29679	-0.02596
SUM	0.00000	-20.96374	44.69490	-1.59776	-0.77872	-0.44431

Figura 9.29 – Reacciones en los apoyos

Se aprecia que las estructuras cumplen los requerimientos previos de diseño, estos cálculos sirven como una aproximación de cuales tienen que ser las dimensiones mínimas para diseñar la estructura. Estos cálculos son el punto de partida del diseño, dando lugar a un análisis mucho más profundo en lo que requiere a cálculos estructurales y anclaje al edificio.

9.3.3.5 Vinculación de la estructura a la terraza

Mediante reuniones con el arquitecto de la empresa que construyó el edificio del INTEMA, se llegó a la conclusión que la mejor forma de vincular la estructura metálica a la losa, es mediante la creación de pequeños pilares de hormigón que se unirán a la terraza y en los cuales se apoyará la estructura metálica

9.3.3.5.1 Pilares de hormigón

La estructura metálica puede unirse directamente a la losa, pero esto conlleva a realizar orificios en la misma, lo cual es propenso a filtraciones de humedad. Los pilares a realizar tienen la finalidad de brindar soporte a la estructura y poder aislar la terraza de las posibles filtraciones.

El procedimiento para realizar estos pilares consiste en retirar la membrana aislante de la terraza para poder perforar la losa hasta llegar a la malla metálica. Para garantizar la unión del pilar, se deben unir la estructura metálica del futuro pilar a la malla de la losa. La Figura 9.30 muestra la estructura del pilar unida a la malla.

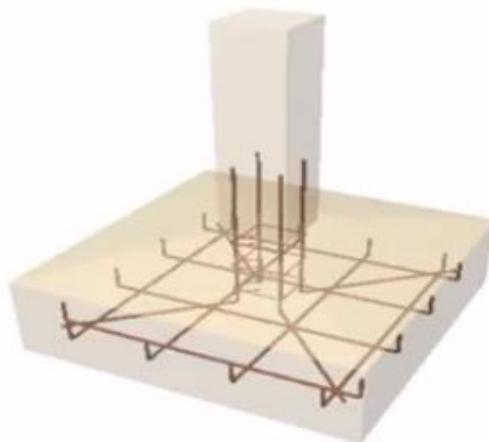


Figura 9.30 – Unión estructura metálica del pilar con la malla del edificio

Luego del encofrado se procede a rellenar con el hormigón y colocar la placa de anclaje. Esta placa se inserta en el pilar y es la que está en contacto directo con la estructura metálica.

Una vez terminado el periodo de fraguado, se retira el encofrado y se vuelve a aislar toda la estructura quedando así listo para su utilización. En la Figura 9.31 se aprecia un esquema del pilar terminado con su respectiva viga apoyada.



Figura 9.31 – Ejemplo de viga apoyada.

Para unir las vigas a los extremos del edificio se recomienda un método similar al que se muestra en la Figura 9.32. El cual consiste de chapas amuradas al borde del edificio y la utilización de tiretas de anclaje.



Figura 9.32 – Ejemplo de unión entre estructura metálica y el extremo del edificio

9.4 Ejecución del trabajo

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

9.4.1 Consideraciones previas

La realización de agujeros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable. Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

10 Análisis económico

En esta sección se presenta el cálculo económico de la instalación fotovoltaica en estudio. Se discrimina por etapa de construcción.

10.1 Inversión inicial

Se obtuvieron los precios de los componentes con distribuidores nacionales de insumos FV y estructuras de acero para determinar el costo de inversión de estos sistemas (ver detalles en ANEXO 1). Los precios que se encuentran en el mercado son los siguientes:

10.1.1 Instalación eléctrica

Componente	Precio unitario [€]
Panel Solar 320Wp	9365
Inversor 10 kW	136778
Cables (100m)	700
Interruptores automáticos	2500
Fusibles y base portafusiles	3850
Conectores	130

Tabla 10.1 – Precios por unidad de componentes de la instalación eléctrica

10.1.2 Estructura soporte

Componente [x12m]	Precio unitario [€]
IPN 240	35000
IPN 140	13000
IPN 100	7000
Perfil C 100x50x15x1,6 mm	3000
Perfil T 2 ½"x3"x1/4"	3000

Tabla 10.2 – Precios por unidad de componentes de la estructura soporte

Se realizó un análisis del total de los componentes requeridos para el proyecto, con el objetivo de estimar la inversión que se requiere. En la Tabla 10.3 se muestran los componentes de la inversión inicial, estos están divididos en lo sería instalación eléctrica y soportes. A su vez se discrimina el valor de la instalación el cual se estimó en un 20% debido a que se trata de un proyecto en el cual la instalación debe llevarse a cabo por personal técnicamente capacitado para dicha labor. Y se estimó en concepto de gastos no contemplados un 10% del total del costo de los equipos instalados.

Debido a que nuestro país se encuentra constantemente sumergido en proceso inflacionario, realizar un análisis de rentabilidad en pesos no sería acertado debido a las variaciones de precios que sufren los implementos, por tal motivo, se considerarán los valores en dólares, el cual resulta ser un parámetro de referencia más estable. El cambio aplicable del día (17/05/2019), es decir 46 AR\$ = 1 US\$ [30].

Componentes	Costo total [US\$]
Instalación FV	74515
Soportes	23565
Instalación	19616
Gastos no contemplados	11769
Inversión inicial	129466

Tabla 10.3 – Inversión inicial del proyecto.

10.2 Consideraciones económicas

En distintos lugares, una forma de incentivar las energías renovables es mediante instrumentos normativos que buscan premiar mediante una tarifa especial en el precio por la energía que un proveedor renovable inyecte a la red. Este sistema es conocido como Feed-In Tariff (FIT).

La Secretaría de Energía a través de CAMMESA (Compañía Argentina Mercado Mayorista Eléctrico) fija el precio al que se le compra la energía al generador, con lo que este puede obtener una seguridad de que le será comprada y a un precio subvencionado como para que pueda recuperar la inversión inicial. Como la mayoría de las energías renovables requieren de una gran inversión inicial, es una forma de incentivar la inversión en ese campo

Un ejemplo es el programa PROSUMIDORES que tiene como objeto incentivar la generación de energía distribuida renovable conectada a la red de baja tensión por usuarios de la Empresa Provincial de la Energía de Santa Fe (EPESF) bajo condiciones técnicas y administrativas específicas. El Programa facilita el repago de las instalaciones renovables, a través de una compensación monetaria que permite la amortización de estos equipos por parte de los clientes que se adhieran al programa en un período de tiempo determinado. Dicha compensación se efectuará en función de la energía generada durante el período de repago de los equipos [31].

Si bien este no es nuestro caso, debido a que la energía generada no se está inyectando a la red, sino que esta será utilizada para cubrir la demanda del edificio. Por lo tanto, se analizará el ahorro de energía generado a la institución. Es importante mencionarlo debido a que de todas formas se está generando energía limpia y podría analizarse el marco legal para obtener algún beneficio similar.

10.3 Evaluación del proyecto

Dada las características de los sistemas FV de silicio cristalino, descritas en el apartado 2.3.1, se establece un proyecto de inversión de unos 25 años, con una caída del rendimiento en la producción de 0.5% anual.

Otro parámetro importante por considerar para el análisis es la tasa de rentabilidad mínima aceptada (TRMA). En la Argentina se ofrecen plazos fijos en dólares con un

interés anual en dólares que ronda el 0,5% por lo tanto se considera esa tasa como tasa de rentabilidad mínima aceptada.

10.4 Análisis del consumo energético del edificio en estudio

Se obtuvieron los datos de los consumos mensuales del edificio en último año, y el costo en cada uno de estos periodos que se abonó a la empresa distribuidora. Estos se utilizarán para conocer el dinero que se ahorrara mediante la implementación de la energía fotovoltaica. En la Tabla 10.4 se muestran los consumos totales de cada periodo del año 2018 en moneda nacional y su equivalente en dólares al cambio actual.

Período	Energía [kWh]	Costos [\$]	Costos [US\$]
1	15872	62551	1359,80
2	20570	69488	1510,61
3	16190	80050	1740,22
4	23008	91006	1978,39
5	24602	88083	1914,85
6	37212	139503	3032,67
7	49707	165958	3607,78
8	37201	127674	2775,52
9	46039	182156	3959,91
10	32160	128326	2789,70
11	21805	156461	3401,33
12	22062	120641	2622,63
Total	346428	1411897	30693,41

Tabla 10.4 – Consumo energético del edificio y costo de cada período

A su vez se comparó la energía consumida con la que se obtuvo en la simulación de la instalación FV con el objetivo de poder obtener el porcentaje que la instalación FV aportara al edificio.

Período	Facturado en 2018 [kWh]	Generado por los paneles [kWh]
1	15872	12958,7
2	20570	10461,05
3	16190	10634,74
4	23008	7375,73
5	24602	5557,79
6	37212	4215,31
7	49707	5042,75
8	37201	6760,26
9	46039	8971,13
10	32160	11068,1
11	21805	12190,2
12	22062	12690,54
Total	346428	107926,30

Tabla 10.5 – Comparación del consumo energético del edificio con el simulado

Como se puede apreciar, una vez terminada la totalidad de la instalación FV estará produciendo un tercio de la energía que consume a la fecha el edificio, lo cual significa un ahorro económico del 30% en las facturaciones anuales.

10.4.1 Ahorro energético y económico del proyecto

La generación fotovoltaica aporta en promedio durante el año en la banda de resto (de 8 a 18 Hs.) coincidiendo también con la insolación promedio anual. Se entiende que en la banda de pico y valle no hay generación fotovoltaica y el cargo por energía en esos períodos no se tienen en cuenta en este análisis. Se considera un cálculo pesimista debido a que no se considera el recargo por exceso.

En primer lugar, se obtuvieron las tarifas de energía y potencia de la empresa distribuidora EDEA S.A., correspondientes al 13/02/2019. Estos se muestran en la Tabla 10.6.

Concepto	Tarifa	
Energía resto	2,3539	\$/kWh
Potencia fuera de pico	208,2	\$/kW-mes
Energía mayorista	1,97	\$/kWh

Tabla 10.6 – Tarifas de energía y potencia

La tabla siguiente muestra el consumo de energía eléctrica de cada periodo del edificio en 2018, esta energía es la que se registró en el medidor.

Periodo	Energía consumida [kWh]
1	9723
2	12679
3	10845
4	15142
5	16394
6	25149
7	33071
8	24194
9	29472
10	20640
11	22560
12	17880
Total	237749

Tabla 10.7 – Energía registrada en el edificio INTEMA (2018)

Al tener la instalación FV conectada al edificio, lo que los paneles generen será utilizado para el consumo interno y en el caso de generar más de lo consumido se inyectara a la red, por tal motivo se estará consumiendo menos energía a la distribuidora lo que conlleva a un registro menor en el medidor. A continuación, se analiza el ahorro que produce la instalación FV en el edificio.

Para nuestro análisis nos basamos en el concepto de la hora solar pico (HSP), el cual es la cantidad equivalente de horas que la instalación recibe una irradiancia de 1000 W/m², estos valores de HSP varían según la ubicación geográfica de la instalación. En

resumen, si en este lugar existen 5 HSP, tenemos 5 horas de sol que está transmitiendo 1000 W/m². La HSP está directamente relacionada con la capacidad que nos va a generar un panel solar al día, en nuestra instalación con los paneles de 320Wp nos indica que obtenemos 320W cuando el mismo recibe una irradiación de 1000 W/m². El mismo concepto se aplica a la potencia total de la instalación.

En nuestro caso, con los datos de energía generada por los paneles se procedió a calcular la HSP, para ello en primera instancia a la energía de cada periodo de la dividió por los días correspondientes a cada mes obteniendo los kWh por cada día. Si a este resultado se lo divide por la potencia de la instalación que lo genero, se obtiene la HSP de cada mes.

La potencia total de la instalación de 240 paneles de 320Wp, a los cuales se los afecta por un factor de pérdidas de 0,8 resulta:

$$Pot_{Instalación} = 240 * 320 * 0.8 = 61440[W] = 61,4 [kW]$$

A continuación, se muestra una tabla que aplica a cada periodo lo mencionado anteriormente.

Período	Energía generada [kWh]	Días al mes	Energía diaria [kWh/día]	Potencia de la instalación [kW]	HSP [h/día]
1	12958,70	31	418,02	61,44	6,80
2	10461,10	28	373,60	61,44	6,08
3	10634,70	31	343,05	61,44	5,58
4	7375,73	30	245,85	61,44	4,00
5	5557,79	31	179,28	61,44	2,92
6	4215,31	30	140,51	61,44	2,29
7	5042,75	31	162,66	61,44	2,65
8	6760,26	31	218,07	61,44	3,55
9	8971,13	30	299,03	61,44	4,87
10	11068,10	31	357,03	61,44	5,81
11	12190,20	30	406,34	61,44	6,61
12	12690,50	31	409,37	61,44	6,66

Tabla 10.8 – Cálculo de hora solar pico proyecto original

Para realizar un análisis detallado del ahorro energético producido, es necesario diferenciar los días en los cuales hay inyección a la red y cuáles no, debido a que la tarifa que la distribuidora paga por inyectar a la red (tarifa mayorista) es menor en comparación a la tarifa que se le paga a la misma cuando se consume de su energía eléctrica.

Para ello se dividió entre días hábiles y no hábiles, los primeros abarcan los días que el edificio trabaja de forma normal en los cuales la energía generada se utiliza para el autoconsumo, ósea los 61,4 kW de la instalación estarán abocados al suministro interno,

en cambio los días no hábiles se consideran los fines de semana, feriados y vacaciones donde la generación FV se utilizará para cubrir la potencia valle del edificio que ronda los 30kW y los 31,4 kW restantes serán inyectados a la red.

Como días no hábiles se consideraron 4 fines de semana al mes y un promedio de 2 feriados por mes obteniendo un total de 10 días no hábiles por mes. En los casos de los meses de vacaciones, se añadió 10 días no hábiles a julio obteniendo un total de 20 días no hábiles y en enero se consideró todo el mes como no hábil. Los parámetros de cálculo resultan los siguientes:

Días hábiles:

$$\text{Autoconsumo} = 61,44 \text{ [kW]} * HSP \left[\frac{h}{\text{Día}} \right] * N^{\circ} \text{Días}_{\text{Hábiles}} = \text{[kwh]}$$

Días NO hábiles:

$$\text{Autoconsumo} = 30 \text{ [kW]} * HSP \left[\frac{h}{\text{Día}} \right] * N^{\circ} \text{Días}_{\text{No-Hábiles}} = \text{[kwh]}$$

$$\text{Inyeccion} = 31,44 \text{ [kW]} * HSP \left[\frac{h}{\text{Día}} \right] * N^{\circ} \text{Días}_{\text{No-Hábiles}} = \text{[kwh]}$$

Los valores de cada periodo se muestran en la siguiente tabla:

Período	Autoconsumo día hábil [kWh]	Autoconsumo día no hábil [kWh]	Inyección a la red día no hábil [kWh]
1	0	6327,49	6631,21
2	6724,961	1824,26	1911,827
3	7204,179	1675,07	1755,483
4	4917,153	1200,47	1258,1
5	3764,954	875,407	917,4274
6	2810,208	686,08	719,0181
7	1789,364	1588,56	1664,82
8	4579,53	1064,80	1115,92
9	5980,753	1460,14	1530,232
10	7497,745	1743,33	1827,018
11	8126,8	1984,08	2079,318
12	8596,817	1998,88	2094,835

Tabla 10.9 – Ahorro energético del proyecto original

Si a cada uno de estos periodos se lo afecta por su tarifa correspondiente se obtiene el ahorro energético que produce la instalación. Como se mencionó anteriormente, las tarifas que se aplican son: para el autoconsumo aplica la tarifa de energía resto y para la inyección a la red se considera la tarifa mayorista.

Cabe destacar que las tarifas de energía eléctricas se encuentran subsidiadas, lo que representa que los valores calculados son menores respecto al valor que realmente deberían tener. Las políticas actuales tienen la tendencia a eliminar los subsidios, los precios de las tarifas actuales son aproximadamente un 71% de la tarifa real. En este

análisis se considerarán las tarifas sin subsidios, por lo tanto el aumento que debemos aplicarles a nuestras tarifas se calcula de la siguiente manera.

$$\text{Tarifa actual} = \text{Tarifa Real} * 0,71$$

$$\text{Tarifa Real} = \frac{\text{Tarifa actual}}{0,71} = 1,41 * \text{Tarifa actual}$$

Por tal motivo debemos aplicarles a nuestras tarifas un incremento del 41%. En la siguiente tabla se muestra el ahorro producido por la energía generada por la instalación FV, aplicando las tarifas sin subsidio

Período	Autoconsumo día hábil [AR\$]	Autoconsumo día no hábil [AR\$]	Inyección a la red día no hábil [AR\$]
1	0	21000,93	18419,51
2	22320,14	6054,725	5310,482
3	23910,66	5559,585	4876,204
4	16320,03	3984,382	3494,624
5	12495,88	2905,478	2548,338
6	9327,078	2277,119	1997,216
7	5938,896	5272,457	4624,37
8	15199,46	3534,1	3099,69
9	19850,11	4846,219	4250,525
10	24885,01	5786,135	5074,907
11	26972,84	6585,166	5775,722
12	28532,83	6634,307	5818,822
Total	205752,9	74440,61	65290,41

Tabla 10.10 – Ahorro económico del proyecto original

Generando un ahorro total de AR\$ 345483,94 lo que equivale a US\$ 8746,4.

Ahorro en potencia

Se analiza el ahorro producido en lo que concierne a la potencia utilizada. En la siguiente tabla se muestran los registros de potencia consumida en el año 2018 y el costo de la misma sin impuestos

Periodo	Potencia [kW]	Costo [AR\$]
1	118	34640,3
2	85	24952,8
3	142	41685,8
4	134	39337,3
5	109	31998,3
6	187	54896,1
7	188	55189,7
8	185	54309,0
9	204	59886,6
10	121	35521,0
11	118	34640,3
12	92	27007,7
Total		494065

Tabla 10.11 – Potencia registrada en cada periodo del año 2018

Para el cálculo de potencia se consideró la totalidad de 240 paneles de 320W cada uno, a estos se los afecto por un factor de rendimiento de 0,8 [17].

$$Pot = 240 * 320 [W] * 0.8 = 61,44 [kW]$$

Por tal motivo la potencia máxima que pueden aportar los paneles es de 61,44 kW, a su vez se consideró un factor de simultaneidad entre la potencia máxima consumida y generada de 0,9 debido a que se asume que no se producen en el mismo tiempo.

$$Pot_{registrada\ c/\ paneles} = \frac{Pot_{registrada} - 61,44}{0,9} [kW]$$

Periodo	Potencia consumida [kW]	Costo original [AR\$]	Potencia generada [kW]	Potencia registrada con los paneles [kW]	Costo con paneles [AR\$]
1	118	34640	61,44	63	18448,7
2	85	24953	61,44	27	7684,8
3	142	41686	61,44	90	26277,1
4	134	39337	61,44	81	23667,6
5	109	31998	61,44	53	15513,1
6	187	54896	61,44	140	40955,2
7	188	55190	61,44	141	41281,3
8	185	54309	61,44	138	40302,8
9	204	59887	61,44	159	46500,2
10	121	35521	61,44	67	19427,3
11	118	34640	61,44	63	18448,7
12	92	27008	61,44	34	9968,1
Total		494065			308475

Tabla 10.12 – Comparativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto original

Como se puede observar el costo de la potencia pasa de ser \$494065 a ser \$308475 produciéndose un ahorro de \$ 185590. Si sumamos ambos ahorros (energía y potencia) obtenemos el beneficio total que el sistema otorga, cuyo valor es de US\$ 13445/Año, de acuerdo a la siguiente tabla:

Concepto	AR\$	US\$
Ahorro en energía	345484	8746
Ahorro en potencia	185590	4698
Total	531074	13445

Tabla 10.13 – Ahorro económico total del proyecto original

Por último, se muestra a continuación la planilla de cálculo utilizada para determinar los valores mencionados en forma precedente, y que será utilizada para evaluaciones económicas con distintas configuración y cantidad de paneles.

Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total anual
Energía generada		12958,7	10461,1	10634,7	7375,7	5557,8	4215,3	5042,8	6760,3	8971,1	11068,1	12190,2	12690,5	
<i>días del mes</i>	<i>kWh</i>	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Promedio de Energía/día	<i>kWh/día</i>	418,02	373,61	343,06	245,86	179,28	140,51	162,67	218,07	299,04	357,04	406,34	409,37	
HSP	<i>h/día</i>	6,80	6,08	5,58	4,00	2,92	2,29	2,65	3,55	4,87	5,81	6,61	6,66	
Días hábiles	<i>días</i>	0	18	21	20	21	20	11	21	20	21	20	21	
Días NO hábiles	<i>días</i>	31	10	10	10	10	10	20	10	10	10	10	10	
Autoconsumo día no hábil	<i>kWh</i>	0,00	6724,96	7204,18	4917,15	3764,95	2810,21	1789,36	4579,53	5980,75	7497,75	8126,80	8596,82	
Autoconsumo día no hábil	<i>kWh</i>	6327,49	1824,26	1675,08	1200,48	875,41	686,09	1588,57	1064,81	1460,14	1743,34	1984,08	1998,89	
Inyección día no hábil	<i>kWh</i>	6631,21	1911,83	1755,48	1258,10	917,43	719,02	1664,82	1115,92	1530,23	1827,02	2079,32	2094,83	
Autoconsumo día hábil	<i>\$</i>	0,00	22320,14	23910,66	16320,03	12495,88	9327,08	5938,90	15199,46	19850,11	24885,01	26972,84	28532,83	
Autoconsumo día no hábil	<i>\$</i>	21000,93	6054,72	5559,58	3984,38	2905,48	2277,12	5272,46	3534,10	4846,22	5786,13	6585,17	6634,31	
Inyección día no hábil	<i>\$</i>	18419,51	5310,48	4876,20	3494,62	2548,34	1997,22	4624,37	3099,69	4250,52	5074,91	5775,72	5818,82	
Ahorro energético	<i>\$</i>	39420,45	33685,34	34346,45	23799,03	17949,69	13601,41	15835,72	21833,25	28946,86	35746,05	39333,73	40985,96	345484
Potencia en fdp	<i>kW</i>	118	85	142	134	109	187	188	185	204	121	118	92	
Potencia max en fdp	<i>\$</i>	34640	24953	41686	39337	31998	54896	55190	54309	59887	35521	34640	27008	494065
Potencia en fdp	<i>kW</i>	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	61,44	
Potencia en fdp	<i>kW</i>	63	26	90	81	53	140	141	137	158	66	63	34	
Potencia en fdp	<i>\$</i>	18449	7685	26277	23668	15513	40955	41281	40303	46500	19427	18449	9968	308475

Ahorro en energía	345484	\$
Ahorro en potencia	185590	\$
Ahorro anual total:	531074	\$

8746	U\$
4698	U\$
13445	U\$

Tabla 10.14 – Planilla de cálculo del análisis económico original.

10.5 Análisis de rentabilidad para la instalación FV

Se realiza el análisis de rentabilidad de la totalidad del proyecto, tomando como base una vida útil de 25 años de la instalación FV, por lo mencionado a principio de este capítulo.

Se realizó una evaluación de rentabilidad económica del proyecto, en función de los resultados obtenidos en comparación con los criterios de decisión adoptados, el proyecto se acepta, se rechaza, o bien se proponen cambios para ajustar los puntos que determinan un retorno sobre la inversión aceptable. Se utilizó el método dinámico de la TIR y verificando el tiempo de repago.

Se tomó una TRMA basada en las tasas de plazos fijos que ofrecen las entidades financieras del país. La tasa en dólares utilizada es de 0,5% como se mencionó al principio del capítulo.

10.5.1 Cálculo de la rentabilidad

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de descuento que igualaría el valor actual neto (VAN) a un valor de 0. Nos da una idea de la rentabilidad del proyecto. Para que este pueda interesar al inversor, el TIR obtenido deberá ser mayor a la tasa de rentabilidad mínima aceptada en el análisis. A su vez, el VAN se define como la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja que se esperan en un proyecto, deducido el valor de la inversión inicial realizada. La idea es hacer un flujo de caja de los beneficios esperados del proyecto y actualizarlos a “dinero” presente mediante la aplicación de una tasa de descuento. Cuando obtenemos un VAN positivo, el proyecto puede considerarse rentable, dado que cabría esperar beneficio. Cuanto mayor sea el valor del VAN, mejor.

Con herramientas financieras de Excel se calculó una Tasa Interna de Retorno, la cual se calcula siguiendo la siguiente formula:

$$\sum_{j=1}^{25} \frac{FC_j}{(1 - TIR)^j} - I_T = 0$$

En la siguiente tabla se observa los flujos de caja y valor actual para cada año del proyecto y los valores acumulados de los mismos.

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-129466,00	-129466,00	-129466,00	-129466,00
1	13445,00	13378,11	-116021,00	-116087,89
2	13438,28	13304,90	-102582,72	-102783,00
3	13431,56	13232,08	-89151,17	-89550,91
4	13424,84	13159,67	-75726,32	-76391,24
5	13418,13	13087,65	-62308,19	-63303,59
6	13411,42	13016,03	-48896,77	-50287,57
7	13404,72	12944,79	-35492,06	-37342,77
8	13398,01	12873,95	-22094,04	-24468,82
9	13391,31	12803,50	-8702,73	-11665,32
10	13384,62	12733,43	4681,89	1068,11
11	13377,93	12663,74	18059,81	13731,85
12	13371,24	12594,44	31431,05	26326,29
13	13364,55	12525,51	44795,60	38851,80
14	13357,87	12456,97	58153,47	51308,77
15	13351,19	12388,79	71504,66	63697,57
16	13344,51	12321,00	84849,18	76018,56
17	13337,84	12253,57	98187,02	88272,13
18	13331,17	12186,51	111518,19	100458,64
19	13324,51	12119,82	124842,70	112578,45
20	13317,85	12053,49	138160,55	124631,94
21	13311,19	11987,52	151471,73	136619,46
22	13304,53	11921,92	164776,26	148541,38
23	13297,88	11856,68	178074,14	160398,06
24	13291,23	11791,79	191365,37	172189,85
25	13284,58	11727,26	204649,96	183917,11

Tabla 10.15 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía y potencia)

TIR = 9,19%

La TIR, es mayor que la TRMA, por lo tanto, se recomienda continuar con el proyecto. En la Figura 10.1 se observa el flujo de caja anual y acumulado en 25 años y se aprecia que la inversión se recupera entre los años 10 y 11 (tiempo de repago), mientras que en la Figura 10.2 se muestran los beneficios finales que se obtienen los cuales son la suma del VAN.

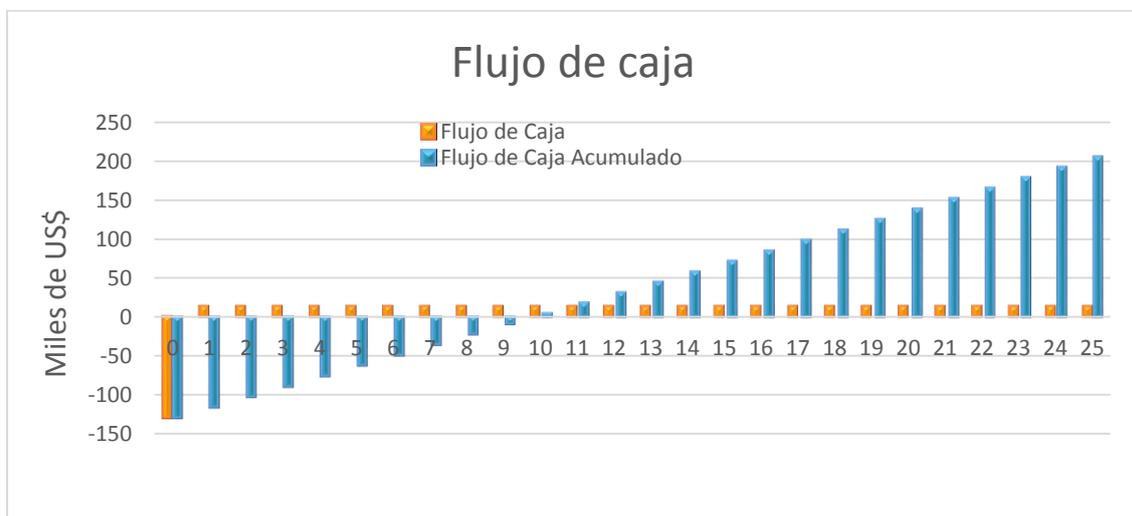


Figura 10.1 – Flujo de caja anual y acumulado (Ahorro por energía y potencia)

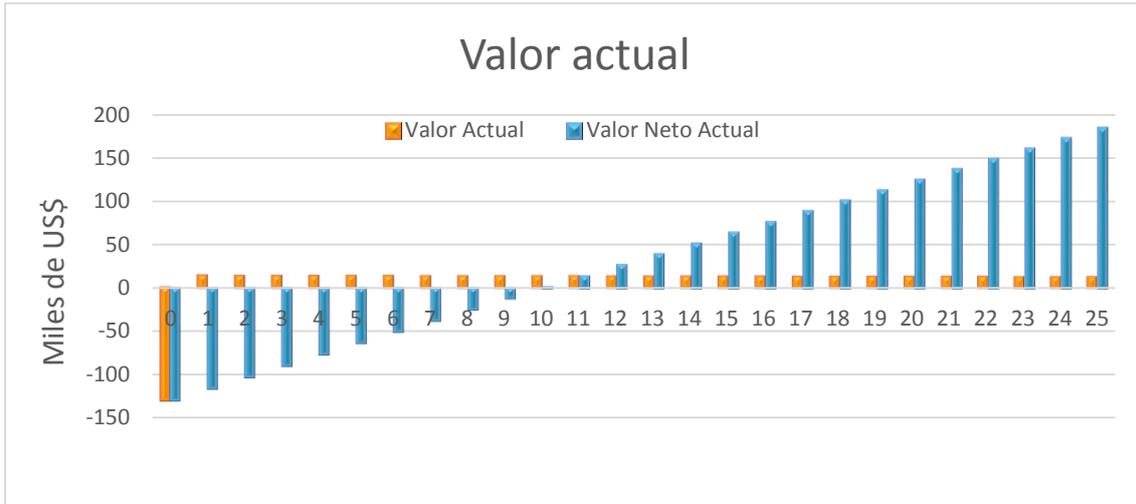


Figura 10.2 – Valor actual anual y acumulado (Ahorro por energía y potencia)

En estas condiciones, siendo la TIR mayor a la TRMA y con un VAN final de US\$183917, se considera como una alternativa rentable.

Concepto	Valor
TIR	9,19 %
VAN	\$ 183917
Tiempo de repago	9,5 años

Tabla 10.16 -- Parámetros considerando ahorro energético y ahorro de potencia

Como el ahorro en potencia es un análisis que conlleva una gran investigación (posiblemente no se pueda aplicar) también se analizó la posibilidad que este no sea contemplado y solo se considera el ahorro por energía (US\$8746). En la siguiente tabla se observa los flujos de caja y valor actual para cada año del proyecto y los valores acumulados de los mismos. En este caso se considera solamente el ahorro energético

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-129466,00	-129466,00	-129466,00	-129466,00
1	13445,00	13378,11	-116021,00	-116087,89
2	13438,28	13304,90	-102582,72	-102783,00
3	13431,56	13232,08	-89151,17	-89550,91
4	13424,84	13159,67	-75726,32	-76391,24
5	13418,13	13087,65	-62308,19	-63303,59
6	13411,42	13016,03	-48896,77	-50287,57
7	13404,72	12944,79	-35492,06	-37342,77
8	13398,01	12873,95	-22094,04	-24468,82
9	13391,31	12803,50	-8702,73	-11665,32
10	13384,62	12733,43	4681,89	1068,11
11	13377,93	12663,74	18059,81	13731,85
12	13371,24	12594,44	31431,05	26326,29
13	13364,55	12525,51	44795,60	38851,80
14	13357,87	12456,97	58153,47	51308,77
15	13351,19	12388,79	71504,66	63697,57
16	13344,51	12321,00	84849,18	76018,56

17	13337,84	12253,57	98187,02	88272,13
18	13331,17	12186,51	111518,19	100458,64
19	13324,51	12119,82	124842,70	112578,45
20	13317,85	12053,49	138160,55	124631,94
21	13311,19	11987,52	151471,73	136619,46
22	13304,53	11921,92	164776,26	148541,38
23	13297,88	11856,68	178074,14	160398,06
24	13291,23	11791,79	191365,37	172189,85
25	13284,58	11727,26	204649,96	183917,11

Tabla 10.17 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía)

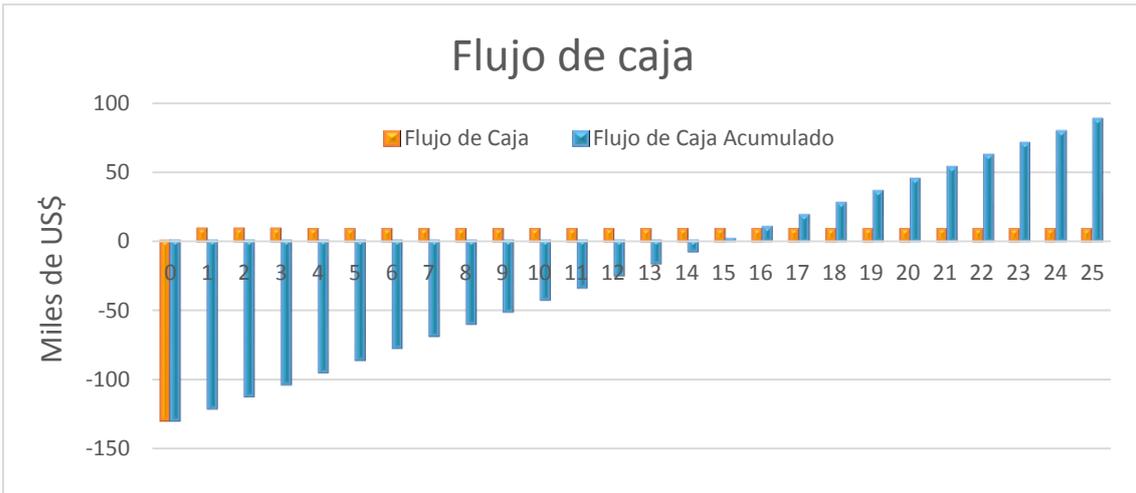


Figura 10.3 – Flujos de caja, valor actual anual y acumulados (Ahorro por energía)

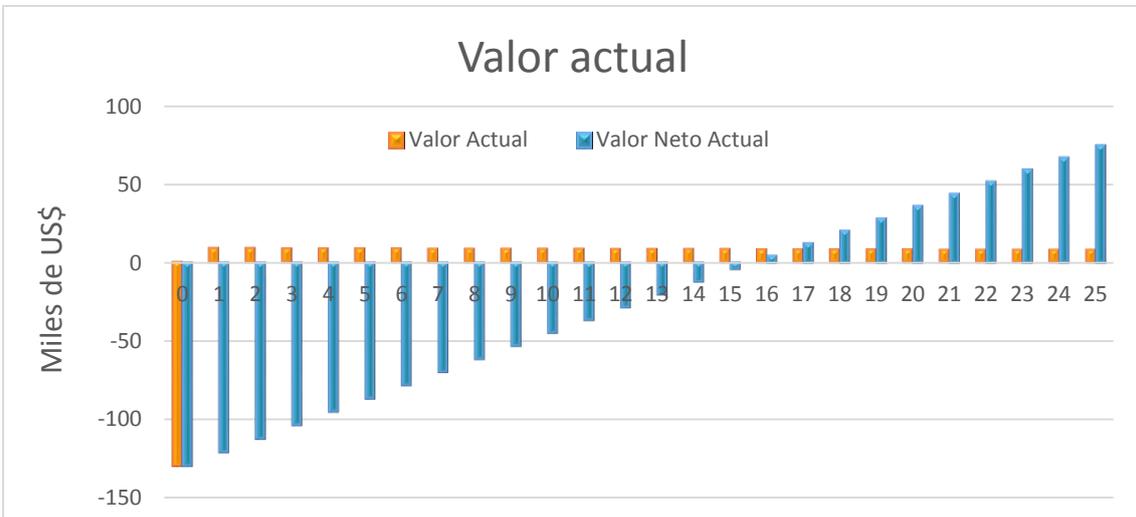


Figura 10.4– Valor actual anual y acumulado (Ahorro por energía)

Concepto	Valor
TIR	4,47 %
VAN	\$ 74390
Tiempo de repago	14,5 años

Tabla 10.18 – Parámetros considerando solamente el ahorro energético

11 Impacto ambiental

El cambio climático es una de las problemáticas ambientales con incidencia global más importante de los últimos años. Sus efectos negativos se están observando a lo largo y ancho del planeta. Este calentamiento global está directamente asociado a la actividad humana, principalmente por medio de sus niveles de consumo.

Los gases de efecto invernadero (GEI) surgidos de las estas actividades humanas como la agropecuarias, ganaderas, industriales, etc., son los que generan mayores emisiones. El resultado de ellos es el fortalecimiento del efecto invernadero provocando el cambio climático y sus consecuencias.

En este marco decenas de organizaciones, empresas, gobiernos están tomando un compromiso trascendente en el accionar concreto frente al problema. Una de las acciones más destacadas a nivel mundial es el desarrollo institucional de la “Huella de Carbono”.

Para poder evaluar el impacto de la actividad humana sobre el medio ambiente, existe lo que se denomina huella de carbono. Este parámetro es la suma absoluta de todas las emisiones de GEI causadas directa o indirectamente por un individuo, organización, evento o producto. De forma simple, la huella de carbono se puede entender como la marca que se deja sobre el medio ambiente con cada actividad que emite gases de efecto invernadero [32].

Se estima que el CO₂ es el principal gas de efecto invernadero (60%-85% del impacto total), siendo los combustibles fósiles los principales causantes de su emisión.

La concentración actual de CO₂ en la atmósfera ronda las 380 partes por millón (ppm), sugiriendo los estudios realizados que no se debería superar el rango de 450-550 ppm si se quieren evitar efectos importantes [33].

11.1 El cálculo de la huella de carbono

La huella de carbono consiste en la medición de la totalidad de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos directa o indirectamente por un individuo, organización, evento o producto; muestra el impacto ambiental a través de la realización de un inventario de las emisiones asociadas a los diferentes GEI. Una vez calculada la magnitud de la huella se pueden implementar medidas de mitigación y compensación.

Su análisis se basa en metodologías que representan un estándar a nivel mundial para los estudios de Huella de Carbono. La idea general de las metodologías es tener

en cuenta los flujos físicos de las actividades analizadas (flujos de personas, objetos y energía) y determinar mediante una serie de cálculos las emisiones de GEI que generan [32].

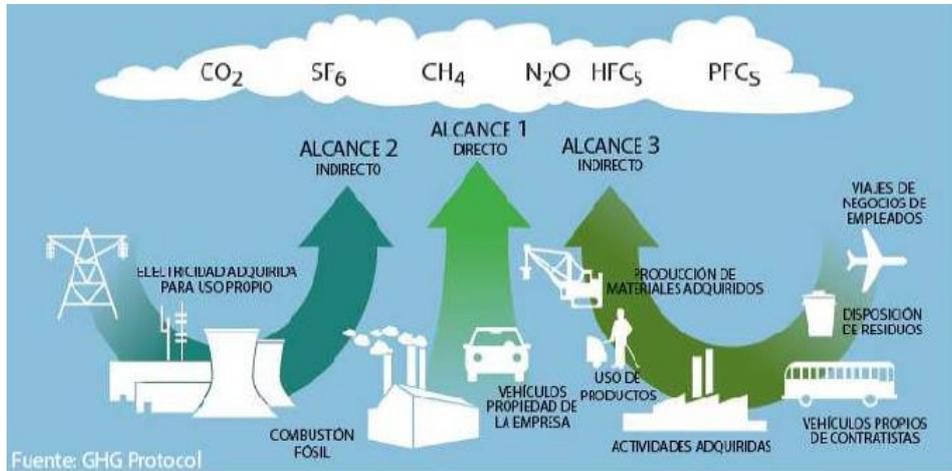


Figura 11.1 – Fuentes de emisiones de GEI

A continuación, se detallan los resultados del inventario de GEI de la República Argentina, correspondiente al Segundo BUR (Biennial Update Reports) elaborado en 2016-2017. Se incluyeron todas las fuentes de emisiones y absorciones, para las cuales la información disponible permitió realizar una estimación acorde a los principios de calidad del IPCC para inventarios. Estimaciones realizadas siguiendo las Directrices IPCC 2006 [34].

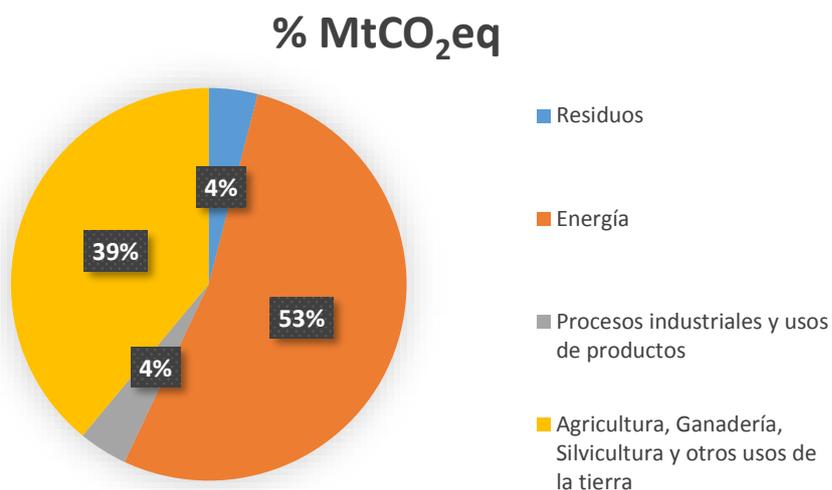


Figura 11.2 – Inventario de GEI en la República Argentina sobre un total 368 MtCO₂eq.

Subsector	%	MtCO ₂ eq
Ganadería	20,7	76,41
Transporte	15,5	56,93
Cambio de uso del suelo y la silvicultura	13,1	48,20
Generación de electricidad	11,6	42,86
Combustible residencial	7,7	28,41
Combustibles industrias	5,7	20,91
Agricultura	5,4	19,73
Combustibles otros sectores	4,8	17,70
Procesos industriales	4,5	16,58
Fabricación de combustibles	4,2	15,48
Emisiones fugitivas	3,0	11,18
Aguas residuales	1,9	7,06
Residuos sólidos urbanos	1,9	6,84

Tabla 11.1 – Emisiones GEI por subsector

Esto propone una forma de evaluar la huella de carbono que provoca tomar energía de la red, como así también la huella de carbono que se evita por generar energía limpia y volcarla a la misma.

Se calcula que una planta FV de silicio cristalino debe operar unos dos años aproximadamente para producir la energía que se empleó en su fabricación, al final de este capítulo se calculara el tiempo necesario para nuestra instalación. A partir de ese momento, la energía que genere será prácticamente limpia y con una huella de carbono negativa. Se pueden calcular las emisiones evitadas por la inyección de dicha energía eléctrica a la red. Por cada unidad de energía limpia que se genere habrá emisiones de carbono a la atmósfera que se evitan, en una tasa conocida como factor de emisión, que para la red argentina puede ser estimado en 0.5 [tCO₂/MWh] [35].

$$\text{Emisiones evitadas} = P_L * FE_{Red} \text{ [tCO}_2\text{año]}$$

Donde,

P_L : Producción de energía limpia [MWh/año]

FE_{red} : Factor de emisión a la red [tCO₂/MWh]

11.2 Impacto de los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos tienen muy poco impacto sobre el medio ambiente, convirtiéndose en uno de las tecnologías más limpias de generación de energías disponibles. Mientras están operativos, los sistemas fotovoltaicos no producen contaminación atmosférica, residuos peligrosos o ruido y no requieren combustibles transportables. Debido a estos beneficios la energía fotovoltaica puede jugar un papel importante en la mitigación de problemas ambientales.

11.2.1 Impacto instalación en estudio

Analizando factores ambientales como son el ruido, emisiones a la atmósfera, residuos tóxicos e impacto visual, se comprobará lo anteriormente comentado:

- *Emisiones.* Las emisiones producidas por cualquier tipo de energía solar, fotovoltaica o térmica, son nulas al no producirse combustión alguna de combustible generando así algún gas contaminante para la atmósfera.
- *Ruidos.* La generación de energía mediante módulos solares no produce ruido alguno que pueda causar molestias o daños en el medio ambiente ya que no se produce movimiento alguno de piezas o equipos, únicamente puede producirse un pequeño zumbido por parte el inversor siendo tan leve que fuera de la propia caseta no se aprecia.
- *Impacto visual.* Las instalaciones situadas en las azoteas o tejados de los edificios solamente pueden observarse desde el cielo por tanto el impacto que pueda ejercer esta instalación fotovoltaica sobre el paisaje es nulo.

11.2.2 Beneficios del proyecto

Usando la producción energética anual obtenida de las simulaciones por cada etapa del proyecto, se pueden calcular las emisiones totales evitadas de CO₂, como se muestra en la Tabla 11.2.

Etapa de proyecto	Producción [MWh/Año]	Emisión evitada [tCO ₂ /Año]
1	62,1	31,05
2	33,3	16,65
3	12,5	6,25
TOTAL	107,9	53,95

Tabla 11.2 – Emisiones de CO₂ evitadas

Es posible establecer, de forma estadística, la cantidad de CO₂ que se emite a la atmósfera cuando se quema un determinado tipo combustible fósil. Por ejemplo, por cada litro de gasoil quemado se emite aproximadamente 2.47 kg de CO₂. En otras palabras, para emitir una tonelada de CO₂ se deben quemar 404,69 litros de gasoil. La Tabla 11.3 muestra el mismo índice para diferentes tipos de hidrocarburos [36]:

Índices de equivalencia fósil	
Gasoil [litros/tCO₂]	404.69
Gas Natural [m³/tCO₂]	462.42
Fueloil [kg/tCO₂]	327.44
Carbón [kg/tCO₂]	395.26

Tabla 11.3 - Índices de equivalencia en las emisiones

Luego, para hacer más representativo el ahorro en las emisiones, la Tabla 11.4 traduce la cantidad de CO₂ que se ahorraría en cada instalación FV a su equivalencia con el uso de diferentes recursos fósiles.

Etapa de proyecto	Emisión evitada [tCO ₂ /Año]	Gasoil [litros]	Gas Natural [m ³]	Fueloíl [kg]	Carbón [t]
1	31,05	12565,6	14358,1	10167,0	12272,8
2	16,65	6738,1	7699,3	5451,9	6581,1
3	6,25	2529,3	2890,1	2046,5	2470,4
TOTAL	53,95	21833,0	24947,6	17665,4	21324,3

Tabla 11.4 - Ahorro equivalente en el uso de recursos fósiles

11.2.3 Tiempo de retorno energético

El Energy Payback Time se define como el tiempo que tarda un sistema en devolver la energía empleada en su ciclo de vida. Se calcula como la tasa entre la energía primaria alimentada al ciclo de vida del sistema fotovoltaico y la energía primaria equivalente a la electricidad producida por el sistema fotovoltaico en un año. Para calcular esta energía primaria equivalente, se suele emplear la eficiencia de conversión promedio del mix eléctrico nacional, considerando todo su ciclo de vida.

Como se puede apreciar, los módulos de silicio monocristalino son los que más emisiones generan en su producción; algo que se deriva de un uso de la electricidad mucho más intensivo que con el resto de módulos. El cálculo de los módulos de capa fina, por su parte, corresponde a aquellos que se producen con telurio de cadmio (CdTe).

Emisiones de CO ₂ en la producción de módulos	
Tipo de modulo	Emisiones en gramos de CO ₂ /kWh
Silicio policristalino	37
Silicio monocristalino	45
Capa fina	12-19

Tabla 11.5 – Emisiones CO₂ según tipología de panel FV

Para el caso del resto de componentes, lo que en inglés recibe el nombre de *Balance Of System* (BOS) (Dentro del BOS se incluyen: los marcos de aluminio, el cercado, el cableado, el interruptor, los fusibles, los controles de carga, las baterías y el inversor), estos mismos autores aseguran que emiten en su producción el equivalente a 6 g CO₂e/kWh a lo largo del ciclo de vida de la instalación. Este valor es el máximo que se puede dar en la producción del BOS, ya que hay algunas instalaciones que no requerirán de todos los componentes (las baterías, por ejemplo, no se utilizan en instalaciones que vierten directamente a red) [37].

Considerando estos factores de emisión, las emisiones globales de los distintos tipos de módulo por cada kW instalado son las que se muestran en la siguiente tabla:

Emisiones de CO ₂ globales de instalación FV de 1kW	
Tipo de modulo	Emisiones en gramos de CO ₂ /kWh
Silicio policristalino	2,06
Silicio monocristalino	2,45
Capa fina	1,06

Tabla 11.6 – Emisiones de CO₂ para instalación FV de 1 kW

Para poder ver la magnitud de estas emisiones tomaremos como referencia nuestra instalación fotovoltaica de 76,8 kW de potencia con una producción media de 108.000 kWh/año y que esté compuesta por módulos de silicio policristalino. Si con una potencia de 1 kW las emisiones de este tipo de instalación son de 2,06 toneladas de CO₂e, con una potencia de 76,8 kW las emisiones totales serán de 158,2 tCO₂e. Paralelamente, si consideramos que esta instalación evita la emisión de 53,95 tCO₂e al año, podemos calcular cuánto se tardaría en compensar las emisiones totales de dicha instalación. El cálculo es el siguiente [38]:

$$EPBT = \frac{E_{input} + E_{BOS}}{E_{output}}$$

Donde,

E_{input} : Energía embebida en el sistema (módulos fotovoltaicos)

E_{BOS} : Energía embebida en los componentes como pueden ser el inversor, cables, estructura, etc. (Balance of System, BOS).

E_{output} : Energía anual generada por el sistema.

$$EPBT = \frac{158,2}{53,95} = 2,93 \text{ [Años]}$$

En conclusión, las emisiones de CO₂ que se generan en la producción de nuestra instalación es de tal envergadura que se compensan en un período aproximado de apenas 3 años. Esto quiere decir que durante los 22 años restantes de vida de la instalación se generará electricidad completamente libre de emisión de CO₂, 22 años de generación eléctrica absolutamente limpia.

12 Alternativas al proyecto

12.1 Alternativa 1

Debido a que el diseño original puede resultar una inversión significativa, se analizan la alternativa de colocar los paneles en forma horizontal, con lo cual se amortigua considerablemente la carga del viento sobre los paneles. Como se sabe la norma CIRSOC considera varios factores de seguridad que magnifican los esfuerzos del viento, al reducir esta sollicitación la estructura resultante puede ser de secciones menores a la calculada anteriormente, lo que conlleva un ahorro económico.

Se propone la siguiente alternativa, la cual cuenta con un total de 350 paneles FV ubicados en posición cuasi horizontal (5° para evitar acumulación de desechos y de agua en días de lluvia) con una separación entre las filas y los bordes de la terraza, de los cuales 180 se colocan en las terrazas 1, 2 y el espacio comprendido entre ambas mediante arreglos de 15 paneles, 128 se ubican en el espacio comprendido entre pozos de aires con arreglos de 16 paneles y los 42 restantes en la terraza 3 con arreglos de 14 paneles. Serán necesario para esta configuración un total de 12 inversores.

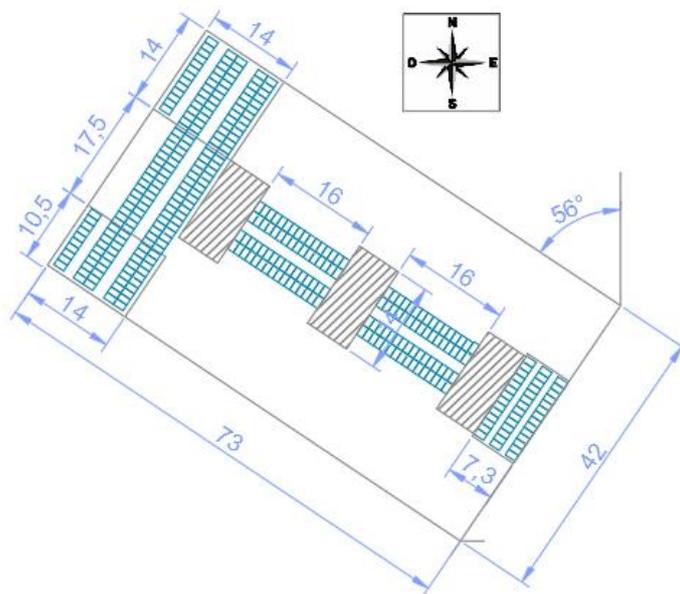


Figura 12.1 – Vista de planta de la instalación FV alternativa 1

Los paneles comprendidos entre las terrazas 1 y 2 y los comprendidos entre pozos de aire se ubicarán sobre una estructura metálica como se muestra en la Figura 12.1, la cuales están conformadas por un perfil IPN 200, mientras los que se ubican en la terraza se apoyarán sobre perfiles C 100x50.

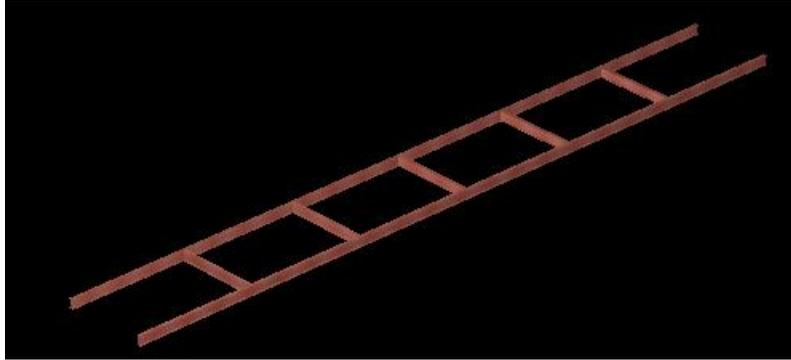


Figura 12.2 – Estructura soporte para paneles ubicados en forma horizontal.

A esta estructura, al igual que en el análisis anterior, se la simulo en RAM-Advance sometiéndosela a las mismas cargas que son: Carga muerta, Peso de los paneles, Fuerza del viento y Carga combinada.

A continuación, se muestra la sollicitación para Carga combinada, el cual posee el mayor estado tensional.

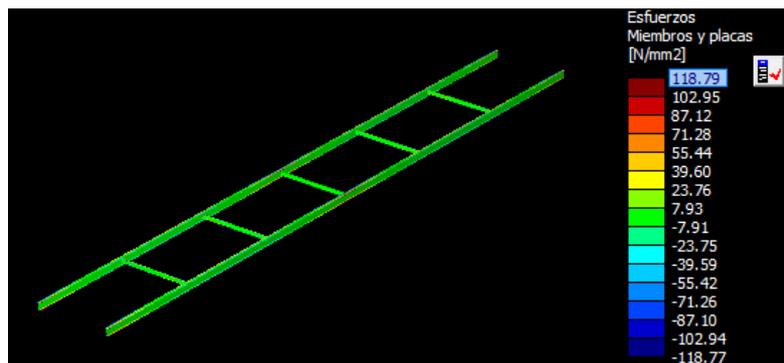


Figura 12.3 - Esfuerzo de Von Mises debido a la combinación de cargas

Se puede observar que la tensión máxima resultante (118,79 MPa) no supera el valor admisible establecido por la norma, el cual fue calculado anteriormente en el capítulo 9 resultando un valor de 167 MPa. Por tal motivo la estructura cumple las condiciones impuestas por la norma.

Esta estructura contara con perfiles tipo “C” ubicados de forma transversal, los cuales serán los encargados de fijar los paneles a la misma.

12.1.1 Análisis económico

Posterior a esto, se simulo la instalación FV resultante en SAM para obtener la producción energética, esta resultado ser de 146 MWh, algo mayor a la calculada en el proyecto original.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	146,239 kWh

Figura 12.4 – Producción energética anual de la instalación alternativa 1

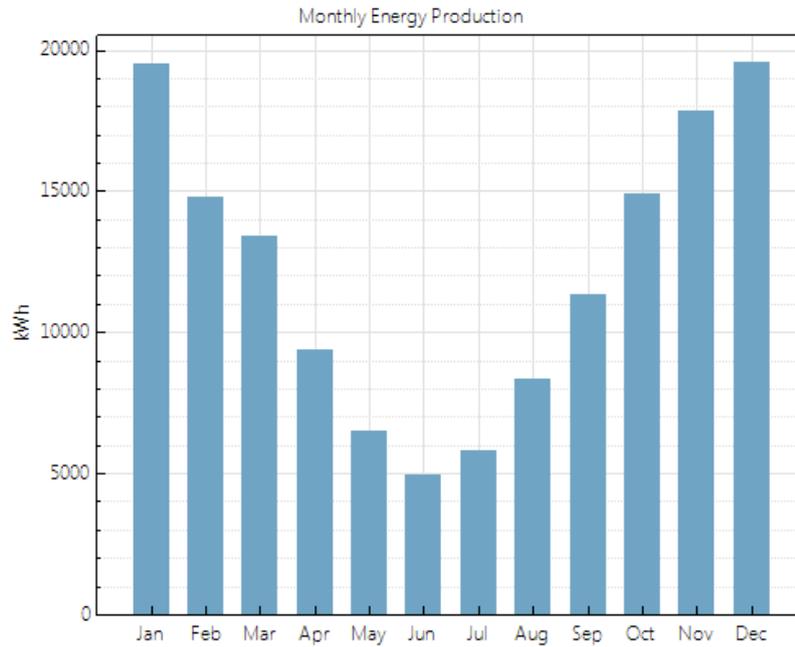


Figura 12.5 – Grafica de energía mensual - alternativa 1 (ver valores en ANEXO 2)

Los componentes totales para esta instalación alternativa son los siguientes:

Componente	Cantidad	Precio unitario [ÁR\$]	Precio Total [ÁR\$]
Paneles 320 Wp	350	9365	3479872
Inversores 10KW	12	136778	1829412
Fusibles y porta fusible	40	700	28000
Cables	21	2500	52500
Interruptores termomagnéticos	12	3850	46200
Conectores	21	130	3120
IPN 200	18	24000	432000
Perfil C	20	3000	60000

Tabla 12.1 – Lista de componentes de la instalación alternativa 1

En la siguiente tabla se discrimina los costos por cada sección y se representa la inversión inicial total para esta alternativa:

Componente	Costo Total [US\$]
Instalación FV	109759
Soportes	15000
Instalación	24952
Gastos no contemplados	14971
Inversión inicial	164682

Tabla 12.2 – Inversión inicial de la instalación alternativa 1

Comparado con el caso anterior la inversión resulta algo superior, debido a que posee una mayor cantidad de paneles FV y se necesitan cuatro inversores de 10 KW adicionales, y se puede observar que el costo de los soportes se reduce a casi un tercio del caso anterior. El ahorro económico se calculó de la misma manera que para el proyecto original considerando la energía sin subsidios, los cálculos se muestran en el ANEXO 2 y el ahorro resulta ser de US\$ 19162.

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-164681,65	-164681,65	-164681,65	-164681,65
1	19162,00	19066,67	-145519,65	-145614,98
2	19152,42	18962,32	-126367,23	-126652,66
3	19142,84	18858,55	-107224,39	-107794,11
4	19133,27	18755,34	-88091,12	-89038,77
5	19123,70	18652,70	-68967,41	-70386,07
6	19114,14	18550,62	-49853,27	-51835,45
7	19104,59	18449,10	-30748,68	-33386,35
8	19095,03	18348,14	-11653,65	-15038,21
9	19085,49	18247,72	7431,84	3209,51
10	19075,94	18147,86	26507,78	21357,37
11	19066,41	18048,54	45574,18	39405,91
12	19056,87	17949,77	64631,06	57355,68
13	19047,34	17851,54	83678,40	75207,22
14	19037,82	17753,84	102716,22	92961,06
15	19028,30	17656,68	121744,52	110617,74
16	19018,79	17560,05	140763,31	128177,79
17	19009,28	17463,95	159772,59	145641,75
18	18999,77	17368,38	178772,36	163010,13
19	18990,27	17273,33	197762,63	180283,45
20	18980,78	17178,80	216743,41	197462,25
21	18971,29	17084,78	235714,70	214547,04
22	18961,80	16991,29	254676,50	231538,32
23	18952,32	16898,30	273628,82	248436,62
24	18942,84	16805,82	292571,66	265242,44
25	18933,37	16713,85	311505,04	281956,29

Tabla 12.3 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – Alternativa 1

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes al flujo de caja y al valor actual, tanto sus valores anuales como los valores acumulados durante la vida útil del proyecto.

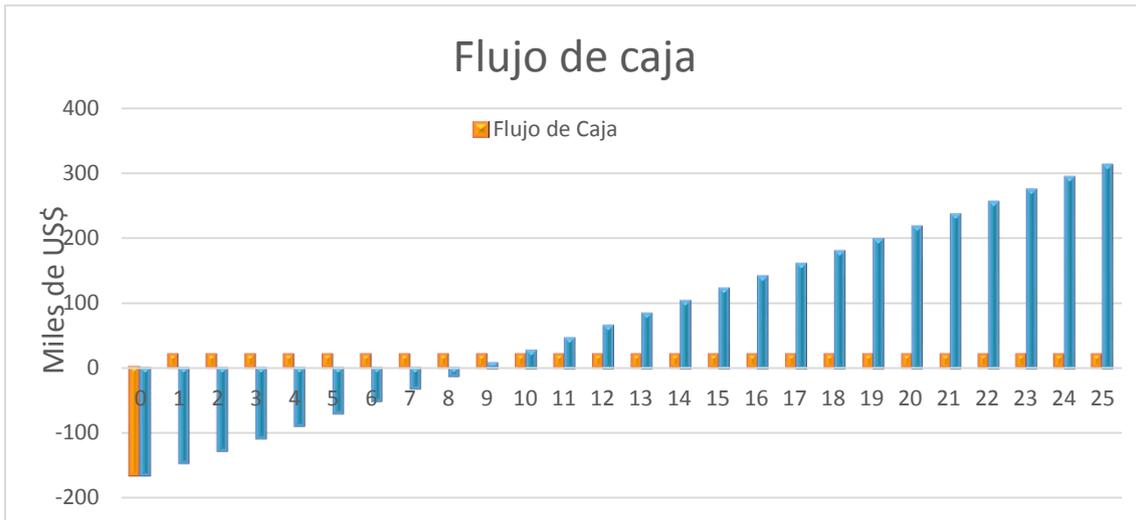


Figura 12.6 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Ahorro por energía y potencia)

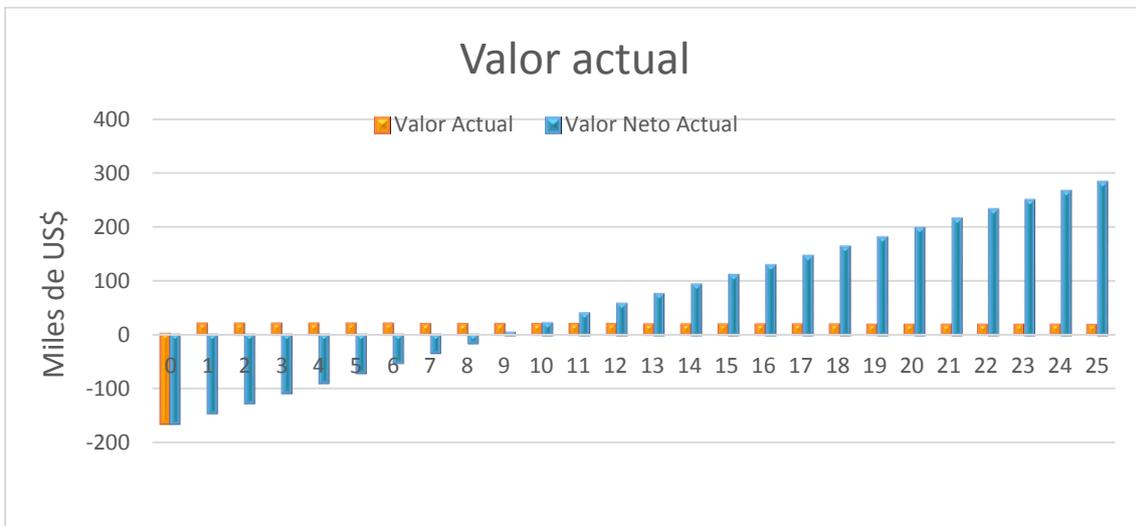


Figura 12.7 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Ahorro por energía y potencia)

Concepto	Valor
TIR	10,67 %
VAN	\$ 281956
Tiempo de repago	8,5 años

Tabla 12.4 – Parametros económicos del proyecto alternativo 1

Si se realiza el cálculo sin considerar al ahorro de potencia (ingreso de US\$ 11711), los resultados son los siguientes:

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-164681,65	-164681,65	-164681,65	-164681,65
1	11711,00	11652,74	-152970,65	-153028,91
2	11705,14	11588,97	-141265,51	-141439,95
3	11699,29	11525,54	-129566,21	-129914,41
4	11693,44	11462,47	-117872,77	-118451,94
5	11687,60	11399,74	-106185,18	-107052,20
6	11681,75	11337,35	-94503,42	-95714,85
7	11675,91	11275,31	-82827,51	-84439,54
8	11670,07	11213,60	-71157,44	-73225,94
9	11664,24	11152,23	-59493,20	-62073,71
10	11658,41	11091,20	-47834,80	-50982,51
11	11652,58	11030,50	-36182,22	-39952,01
12	11646,75	10970,14	-24535,47	-28981,87
13	11640,93	10910,10	-12894,54	-18071,77
14	11635,11	10850,39	-1259,44	-7221,38
15	11629,29	10791,01	10369,85	3569,64
16	11623,47	10731,96	21993,33	14301,59
17	11617,66	10673,23	33610,99	24974,82
18	11611,85	10614,82	45222,84	35589,64
19	11606,05	10556,72	56828,89	46146,36
20	11600,24	10498,95	68429,14	56645,31
21	11594,44	10441,49	80023,58	67086,81
22	11588,65	10384,35	91612,23	77471,16
23	11582,85	10327,52	103195,08	87798,68
24	11577,06	10271,00	114772,14	98069,68
25	11571,27	10214,79	126343,41	108284,48

Tabla 12.5 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – Alternativa 1 (sin considerar el ahorro por potencia)

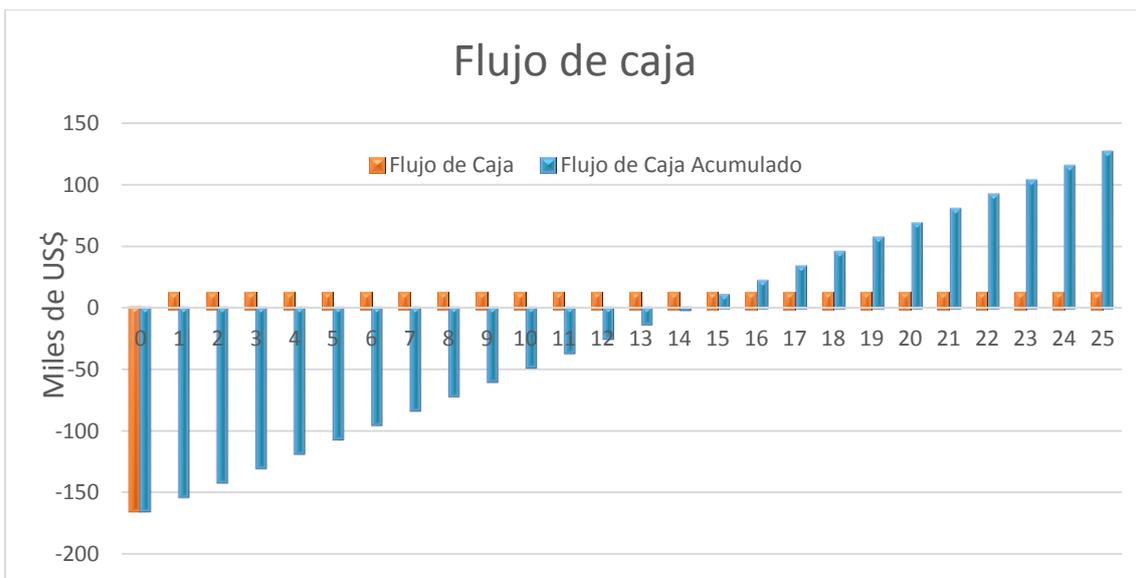


Figura 12.8 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Sin considerar el ahorro por potencia)

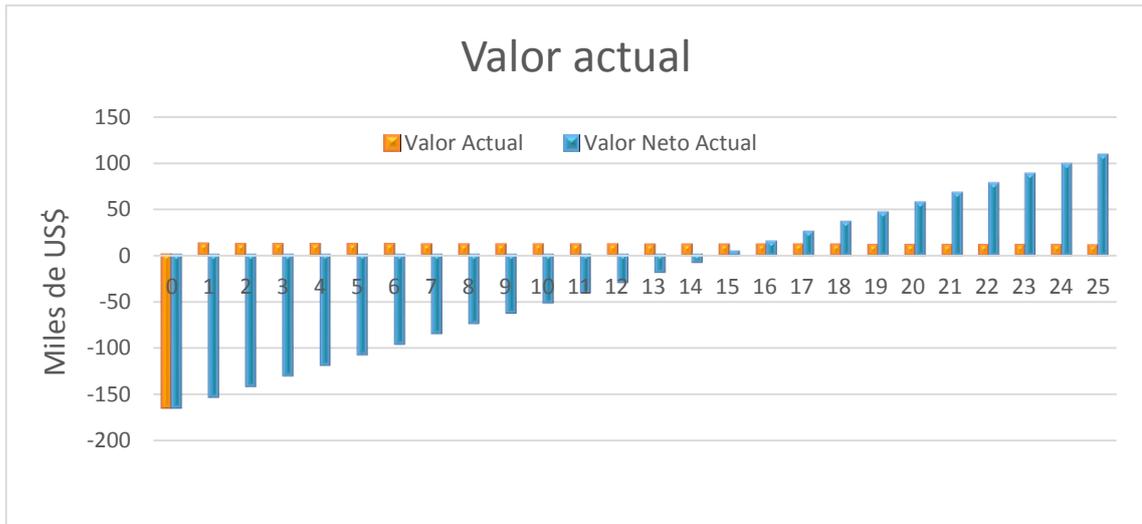


Figura 12.9 - Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 1 (Sin considerar ahorro por potencia)

Concepto	Valor
TIR	4,97 %
VAN	\$ 108284
Tiempo de repago	14,5 años

Tabla 12.6 – Parámetros económicos proyecto alternativo 1 (sin considerar ahorro por potencia)

12.2 Alternativa 2

Una segunda alternativa es la implementación de los módulos solares ubicados de forma horizontal, al igual que en el caso anterior, pero sin la implementación de estructuras elevadas.

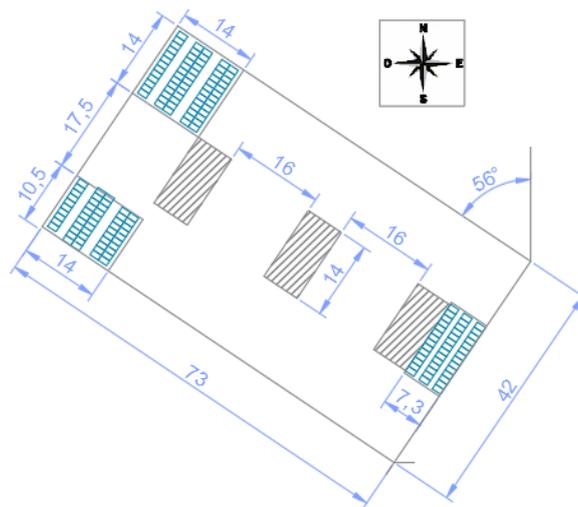


Figura 12.10 – Vista de planta de la instalación FV alternativa 2

La distribución será la siguiente: 64 paneles en la terraza 1, 52 paneles en la terraza 2 y 39 paneles en la terraza 3 obteniendo un total de 155 paneles FV. Esta configuración requiere un total de 5 inversores, pero cabe destacar que en la terraza 3 se utilizó un inversor de 12000W el cual posee 3 entradas MPPT, de lo contrario se requerirían dos inversores de los utilizados hasta el momento.

Esta configuración no requiere de una estructura soporte compleja, sino que los paneles FV se unen a perfil del tipo “C” que se encuentra fijado a las terrazas del edificio.

12.2.1 Análisis económico

Siguiendo el mismo lineamiento que en la sección anterior, se procedió a simular la instalación en SAM para obtener la producción energética resultante, este resultado ser:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	62,774 kWh

Figura 12.11 – Producción energética anual de la instalación alternativa 2

Los componentes necesarios para la instalación resultan:

Componente	Cantidad	Precio unitario [ÂR\$]	Precio Total [ÂR\$]
Paneles 320 Wp	155	9365	1451575
Inversores 10KW	4	136778	547112
Inversores 12KW	1	152916	152916
Fusibles y porta fusible	22	700	15400
Cables	14	2500	35000
Interruptores termomagnéticos	5	3850	19250
Conectores	22	130	2860
Perfil C 100x50	28	3000	84000

Tabla 12.7 – Lista de componentes de la instalación alternativa 2

En la siguiente tabla se discrimina los costos por cada sección y se representa la inversión inicial total para esta alternativa:

Componente	Costo Total [US\$]
Instalación FV	48350
Soportes	1826
Instalación	10035
Gastos no contemplados	6021
Inversión inicial	66232

Tabla 12.8 – Inversión inicial de la instalación alternativa 1

El ahorro generado por la implementación de esta instalación FV resulto ser de US\$ 7726, para el cálculo de este se procedió de la misma manera que en los casos anteriores, los cálculos del mismo, junto con la energía total de cada periodo que se utilizó para la comparación se aprecian en el ANEXO 3.

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-66232,81	-66232,81	-66232,81	-66232,81
1	7726,00	7687,56	-58506,81	-58545,25
2	7722,14	7645,49	-50784,67	-50899,75
3	7718,28	7603,65	-43066,39	-43296,10
4	7714,42	7562,04	-35351,98	-35734,07
5	7710,56	7520,65	-27641,42	-28213,41
6	7706,70	7479,50	-19934,71	-20733,92
7	7702,85	7438,56	-12231,86	-13295,35
8	7699,00	7397,85	-4532,86	-5897,50
9	7695,15	7357,37	3162,29	1459,87
10	7691,30	7317,10	10853,59	8776,97
11	7687,46	7277,06	18541,05	16054,04
12	7683,61	7237,24	26224,66	23291,27
13	7679,77	7197,63	33904,43	30488,90
14	7675,93	7158,24	41580,36	37647,14
15	7672,09	7119,06	49252,45	44766,21
16	7668,26	7080,10	56920,71	51846,31
17	7664,42	7041,36	64585,14	58887,67
18	7660,59	7002,82	72245,73	65890,49
19	7656,76	6964,50	79902,49	72854,99
20	7652,93	6926,39	87555,42	79781,38
21	7649,11	6888,48	95204,53	86669,86
22	7645,28	6850,78	102849,81	93520,64
23	7641,46	6813,29	110491,27	100333,93
24	7637,64	6776,00	118128,90	107109,93
25	7633,82	6738,92	125762,72	113848,85

Tabla 12.9 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – alternativa 2 (Ahorro por energía y potencia)

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes al flujo de caja y al valor actual, tanto sus valores anuales como los valores acumulados durante la vida útil del proyecto.

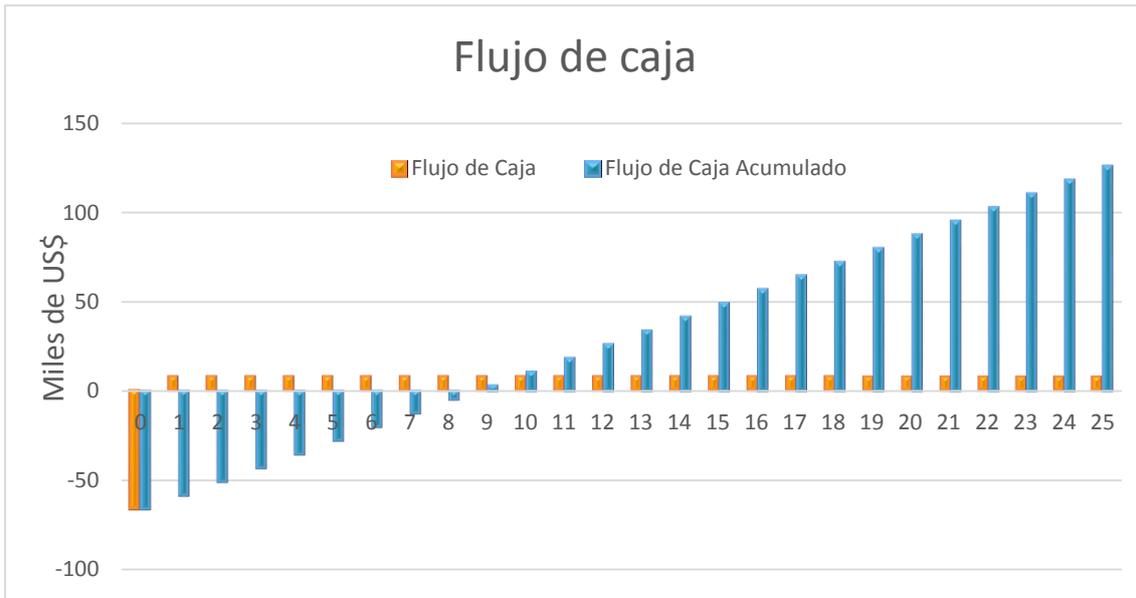


Figura 12.12 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 2(Ahorro por energía y potencia)

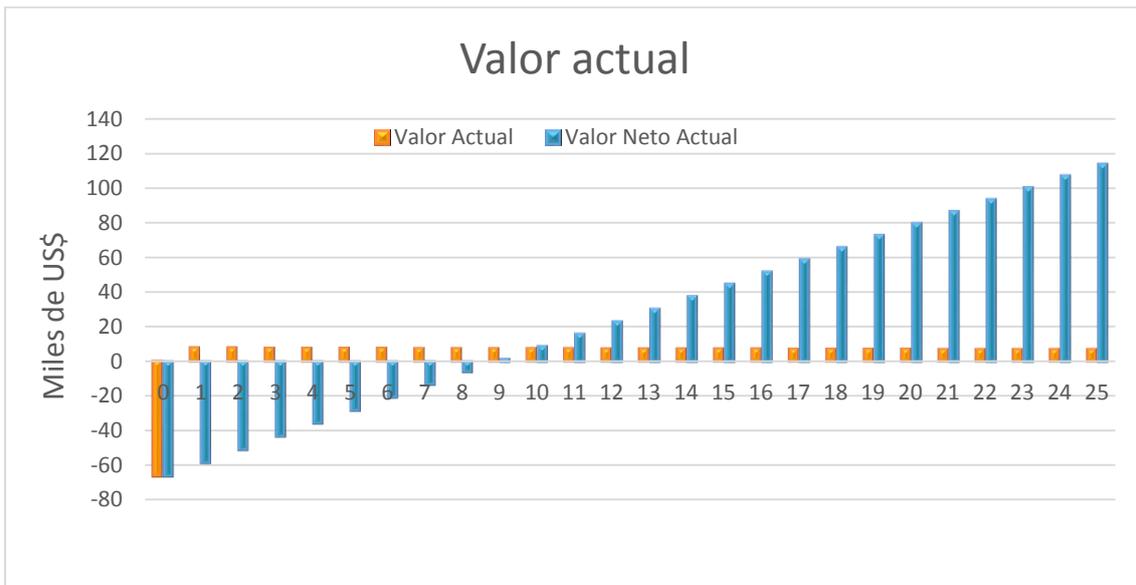


Figura 12.13 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 2(Ahorro por energía y potencia)

Concepto	Valor
TIR	10,71 %
VAN	\$ 113849
Tiempo de repago	8,5 años

Tabla 12.10 – Parametros económicos del proyecto alternativo 2 (Ahorro por energía y potencia)

Si no se considera el ahorro de potencia el ingreso es US\$ 5184 y los parámetros resultan:

Año	Flujo de Caja	Valor Actual	Flujo de Caja Acumulado	Valor Neto Actual
0	-66232,81	-66232,81	-66232,81	-66232,81
1	5184,00	5158,21	-61048,81	-61074,60
2	5181,41	5129,98	-55867,40	-55944,62
3	5178,82	5101,91	-50688,58	-50842,71
4	5176,23	5073,98	-45512,35	-45768,73
5	5173,64	5046,22	-40338,71	-40722,51
6	5171,05	5018,60	-35167,66	-35703,91
7	5168,47	4991,14	-29999,19	-30712,78
8	5165,88	4963,82	-24833,31	-25748,96
9	5163,30	4936,66	-19670,01	-20812,30
10	5160,72	4909,64	-14509,29	-15902,66
11	5158,14	4882,77	-9351,15	-11019,89
12	5155,56	4856,05	-4195,60	-6163,84
13	5152,98	4829,47	957,39	-1334,37
14	5150,40	4803,04	6107,79	3468,67
15	5147,83	4776,76	11255,62	8245,43
16	5145,26	4750,62	16400,88	12996,05
17	5142,68	4724,62	21543,56	17720,67
18	5140,11	4698,76	26683,67	22419,43
19	5137,54	4673,05	31821,21	27092,48
20	5134,97	4647,47	36956,19	31739,95
21	5132,41	4622,04	42088,59	36361,99
22	5129,84	4596,74	47218,43	40958,73
23	5127,27	4571,59	52345,71	45530,32
24	5124,71	4546,57	57470,42	50076,89
25	5122,15	4521,69	62592,56	54598,58

Tabla 12.11 - Flujos de caja, valor actual anual y acumulados – alternativa 2 (Sin considerar ahorro por potencia)

A continuación, se muestran las gráficas correspondientes al flujo de caja y al valor actual, tanto sus valores anuales como los valores acumulados durante la vida útil del proyecto.

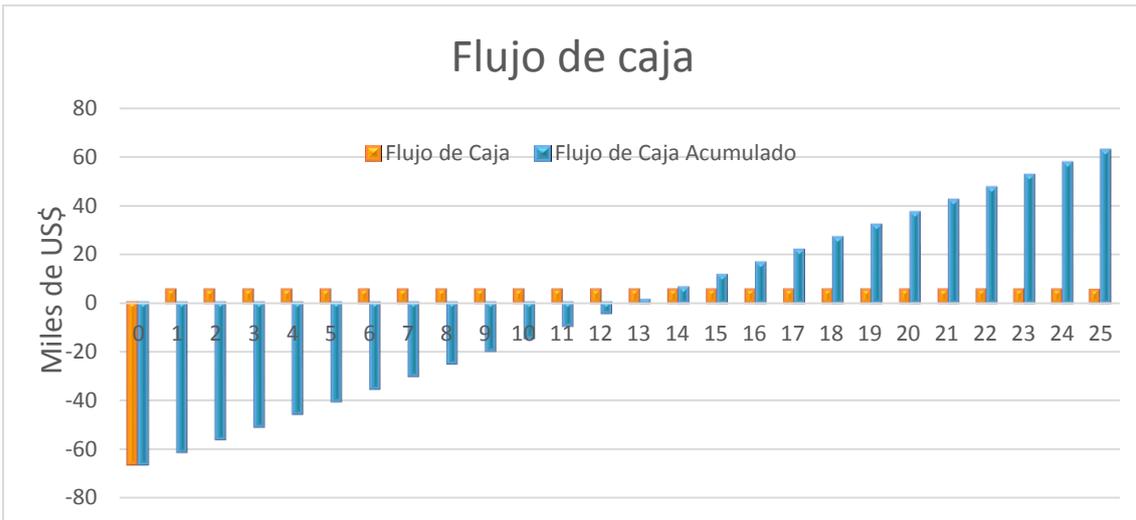


Figura 12.14 – Flujo de caja anual y acumulado del proyecto alternativo 2 (Sin considerar ahorro por potencia)

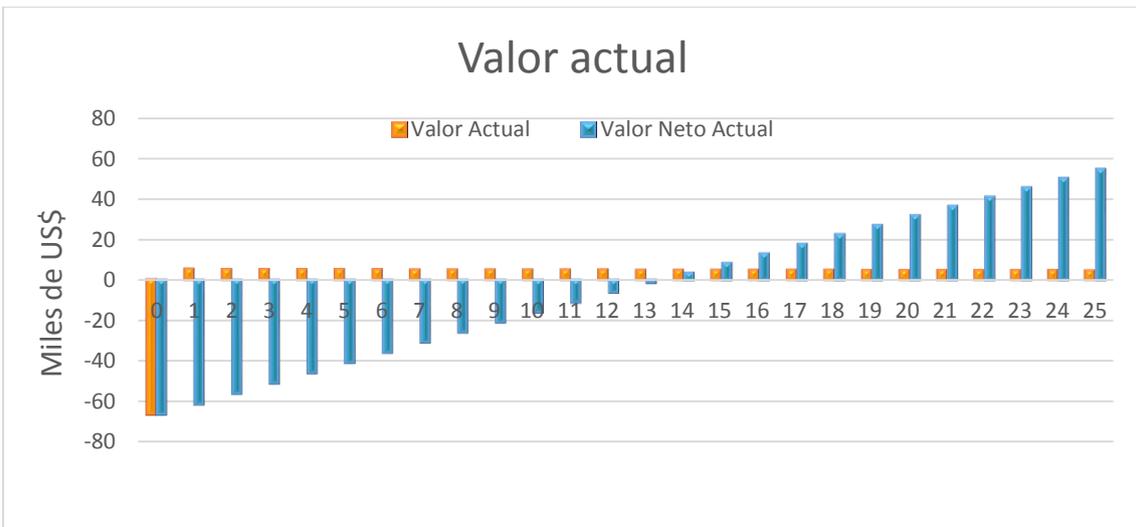


Figura 12.15 – Valor actual anual y acumulado del proyecto alternativo 2 (Sin considerar ahorro por potencia)

En resumen, los índices son:

Concepto	Valor
TIR	5,96 %
VAN	\$ 54599
Tiempo de repago	12,5 años

Tabla 12.12 – Parametros económicos del proyecto alternativo 2 (sin considerar ahorro por potencia)

13 Recomendaciones

Durante el desarrollo del proyecto se observaron unas posibles mejoras y consejos que se enunciarán a continuación.

La primera recomendación está referida a la instalación FV, si bien una de las decisiones fue utilizar inversores de 10kW en todos sus edificios, en este caso sería conveniente utilizar inversores de mayor potencia debido a la magnitud del tamaño de la instalación.

Con la configuración actual, el edificio utilizará siete inversores de los mencionados lo cual representa una potencia instalada total de 80kW, una alternativa viable es utilizar tres inversores de 25 kW de la misma marca obteniendo una potencia total de 75kW. Esta modificación otorga un beneficio en materia económica debido que un inversor de mayor potencia es más económico en proporción que un inversor de menor potencia, la relación \$/kW es menor.

A continuación, en la Tabla 12.1 se aprecian los valores de los inversores comparados anteriormente, como se puede apreciar utilizando inversores de 25kW se obtiene un ahorro aproximado de 20% respecto a la inversión original.

Inversor	Cantidad	Precio unitario [\$]	Precio total [\$]
SOLARLAKE 10000TL-PM	8	136.778	1.094.224
SOLARLAKE 25000TL-PM	3	290.433	871299

Tabla 13.1 – Comparativa de costos de inversores

Cabe destacar que la instalación FV no se verá afectada por realizar este cambio, los módulos FV se agruparán de la misma manera y el cableado de CC será el mismo debido a que los inversores de mayor potencia poseen un número mayor de entradas para los arreglos FV y será menor la cantidad de cableado en CA, utilizando solamente tres líneas en lugar de siete. Además, se reducirá el espacio físico utilizado por los inversores en el lugar que se instalen.

En segundo lugar, se presenta una sugerencia para la realización del proyecto, la cual consiste en obtener una financiación para el proyecto, con el objetivo de no realizarlo exclusivamente con el capital propio del instituto.

En la actualidad hay líneas de créditos accesibles para realizar proyectos de energías renovables, debido a que se los considera un aspecto estratégico para el crecimiento del país.

Por ejemplo, se encuentra la línea de créditos del banco BICE (banco de inversión y comercio exterior) que cuenta con una línea especial de créditos para financiar a las empresas que tengan proyectos adjudicados a través del programa RenovAR. Este es un banco público cuyo único accionista es el Estado Nacional, que se enfoca en promover las inversiones y el comercio exterior a través de créditos de mediano y largo plazo. Además, desde su creación, otorga préstamos, no sólo directamente a las empresas sino también mediante distintas entidades de la banca comercial. Tiene como objetivo mejorar de la productividad y la competitividad de las empresas argentinas. Como institución financiera de desarrollo, busca fortalecer a las empresas, aumentar el empleo y desarrollar el país.

Estos créditos ofrecen un financiamiento de hasta un 70% de la operación con un plazo de hasta 15 años y un período de gracia de hasta dos años. Los créditos pueden tener un sistema de amortización francés o alemán y a un costo financiero total expresado como tasa efectiva anual del 5,75% [39].

14 Conclusiones

En el presente trabajo se logró diseñar la instalación fotovoltaica que mejor se adapta al edificio. Para ello se estudió el comportamiento y la influencia de las distintas configuraciones geométricas de los paneles solares.

La importancia de buscar la disposición más adecuada de una instalación fotovoltaica radica en aprovechar de una forma más eficiente el recurso solar y el lugar de emplazamiento. Se trata de utilizar al máximo el espacio disponible que albergará los módulos solares y que los mismos reciban el menor sombreado posible.

La instalación fotovoltaica resultante quedo compuesta por un total de 240 paneles de 320Wp cada uno. Estos se encuentran orientados al norte, con una inclinación de 35° y con una separación entre filas de 2,6 m, en estas condiciones se obtiene la mayor producción energética. Esta configuración se obtuvo mediante el modelado y una posterior simulación en software de cálculo.

Se debió implementar en uso de estructuras soportes elevadas por sobre el nivel del techo para poder lograr la cantidad de paneles. Esta estructura fue simulada para corroborar que es resistente a las solicitaciones a la cual está sometida, principalmente a la carga de viento debido a la ubicación que se encuentra el edificio.

Mediante los datos obtenidos en las simulaciones de la instalación FV, se espera obtener una producción energética que rondara los 108 MWh/Año, lo cual representa un ahorro energético de un tercio del consumo del edificio al día de la fecha.

Posterior a un análisis económico, se determinó que sería rentable afrontar la inversión para la instalación FV en estudio. Ya que a 25 años se obtendría un valor actual positivo y una tasa de interna de retorno mayor a la tasa mínima de rentabilidad aceptada y se obtiene un tiempo de repago de 9 años y medio.

Con el estudio de impacto ambiental se llegó a la conclusión que con la implementación de este proyecto se estarían evitando enviar a la atmósfera 53,95 [tCO₂/Año]. Esto representa un beneficio ambiental muy importante, ya que evita quemar una cantidad equivalente a más de 21000 litros de gasoil o casi 25000 m³ de gas natural por año.

Por último, se plantearon dos proyectos alternativos los cuales contempla la posibilidad de colocar los paneles de forma cuasi horizontal (5° de inclinación) con la finalidad de disminuir el efecto de la carga del viento sobre los mismos.

Luego, a estas alternativas se les realizó un estudio económico donde se concluye que son proyectos rentables desde el punto de vista económico. Los parámetros de comparación son similares al proyecto original con la diferencia que se requieren distintas inversiones iniciales para comenzar con el mismo. A continuación, se muestra una tabla comparativa.

Proyecto	Inversión [US\$]	Producción energética [kWh/año]	US\$/ kWh/Año	TIR [%]	VAN [US\$]	Tiempo de repago [Años]
Original – Con ahorro de potencia	129466	107926	1,19	9,19	183917	9,5
Original – Sin ahorro de potencia				4,47	74390	14,5
Alternativa 1 – Con ahorro de potencia	164682	146239	1,12	10,67	281956	8,5
Alternativa 1 – Sin ahorro de potencia				4,96	108284	14,5
Alternativa 2 – Con ahorro de potencia	66232	62773	1,05	10,71	113849	8,5
Alternativa 2 – Sin ahorro de potencia				5,96	54599	12,5

Tabla 14.1 - Comparación de proyectos

Se aprecia que todos los proyectos que consideran el ahorro en potencia son rentables ya que su TIR es mayor que la TRMA, tienen VAN positivos y el tiempo de repago es menor a la mitad de la vida útil del proyecto. Pero el que resulta más conveniente es la Alternativa 2, esto es resultado de su baja inversión inicial, ya que esta alternativa no requiere estructuras complejas para su puesta en marcha, lo cual facilita y agiliza su instalación. Y se puede apreciar que, si no se dispone del ahorro económico que brinda la disminución de potencia, esta alternativa sigue siendo un proyecto rentable ya que su tiempo de repago es igual a la mitad de la vida útil del proyecto.

15 Bibliografía

- [1] Fundación ambiente y recursos naturales. “Informe ambiental 2017”. Disponible en <https://farn.org.ar/wp-content/uploads/2017/07/Gil-Pedace.pdf>
- [2] CAMMESA. “Informe mensual, Principales Variables del Mes, marzo 2019”. Disponible en <http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Informe%20Mensual/Informe%20Mensual.pdf>
- [3] Momoh J., “Smart Grid: Fundamentals of design and analysis”. Wiley-IEEE Press 2012.
- [4] FENERCOM. “Guía básica de la generación distribuida” Disponible en <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>
- [5] Torres Castro H. M., Navarro Govea O. I., “Capítulo 4: Tecnologías de la generación distribuida”. 2010.
- [6] REN21. “Renewables 2016 - Global status report.”. 2016.
- [7] Heras I. S., “Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica”. 2005.
- [8] CETENMA. “Generación eléctrica distribuida potencial de generación de electricidad fotovoltaica sobre cubiertas en la región de Murcia”. 2012.
- [9] UNIA. “La radiación solar: efectos en la salud y medio ambiente”. 2010.
- [10] Moreno Tejera S., “Radiación solar”. 2008
- [11] De Souza C., “Optimización de instalaciones fotovoltaicas para generación distribuida”. 2017.
- [12] Carrillo Coll e., “Instalación solar fotovoltaica conectada a la red”. 2009.
- [13] USURBILGO LANBIDE ESKOLA. “ Energía fotovoltaica”. 2015. Disponible de <http://www.lhusurbil.com/web/Default.aspx?lng=es&mod=gescontenidos&sec=detalle&cod=815>
- [14] Economía de la energía. “Presente y Perspectivas de la Energía Solar Fotovoltaica en el mundo”. 2017. Disponible de <http://www.economiadelaenergia.com.ar/presente-y-perspectivas-de-la-energia-solar-fotovoltaica-en-el-mundo/>

- [15] Huidobro M., "Diseño de una estructura soporte para un módulo integrado de placa fotovoltaica". 2016.
- [16] Pérez Montoro P., "Instalación fotovoltaica en nave industrial para autoconsumo conectada a la red eléctrica". 2013.
- [17] ABB, "Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10: Plantas fotovoltaicas". 2011.
- [18] Cardozo Piña a., "Calculo y diseño de un sistema solar fotovoltaico para uso doméstico". 2014
- [19] Quesada R. P., Rodríguez M. H., "Planta fotovoltaica autoconsumo 36 kW". 2017.
- [20] Jacob S. B., Tedoldi S. S, Murcia G., Branda J. C, Fisher J, Strack J. L, Carrica D. O. "Puesta en marcha y estudio de la operación en campo de microinversores". Acta de la XXXIX Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente. (Congreso ASADES en La Plata, Argentina). Vol 20 pp04.51-04.60, 2016.
- [21] IDEA "Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red". 2011.
- [22] SUNFIELDS " Inversores solares para autoconsumo y aislada". Disponible de <https://www.sfe-solar.com/inversores-solares-fotovoltaicos/>
- [23] IREDUD Energía Solar. "Interconexión a redes". Disponible de <https://iresud.com.ar/proyectos/interconexion-a-redes/>
- [24] Jacob S. B., Murcia G. J., Branda J. C., Garín E., Echeverría N., Tedoldi S. S., y de Souza C. N. "Montaje y producción energética de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión en la ciudad de Mar del Plata". CLAGTEE. Código B188. Sao José dos Campos, Brasil. 2015.
- [25] De la Peña Carrascosa J., "Estudio y desarrollo de una planta solar fotovoltaica". 2018.
- [26] Gurupira T. L., "Evaluation and optimization of photovoltaic (PV) plant designs". 2018.
- [27] AEA 90364. "Reglamentación para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmuebles". 2006.
- [28] CIRSOC 102. "Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones". 2005.

- [29] CIRSOC 301. "Reglamento Argentino de Estructuras de Acero para Edificios". 2007.
- [30] Banco de la Nación Argentina. Valor del dólar al 17/05/2019. Disponible en <http://www.bna.com.ar/Personas>
- [31] EPE. "Programa Prosumidores Santa Fe – Tarifa promocional para la Inyección de generación renovable distribuida en baja tensión". 2016
- [32] UNNOBA. "Huella de carbono de carbono de la universidad Nacional del Noroeste de Buenos Aires". 2015.
- [33] Collado Fernández E. "Energía solar fotovoltaica, competitividad y evaluación económica, comparativa y modelos". 2009.
- [34] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable – Presidencia de la Nación. "Inventario nacional de gases de efecto invernadero". 2017. Disponible de <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/files/inventario-nacional-gei-argentina.pdf>
- [35] Jacob S. B., Strack J. L, Branda J. C, Suárez J. A. "Evaluación del consumo eléctrico en el sector residencial de Mar del Plata - Aspectos económicos y ambientales". XXXVI Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente. (Congreso ASADES en Tucumán, Argentina). 2013.
- [36] Gobierno de España - Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. "Guía para el cálculo de la huella de carbono para la elaboración de un plan de mejora de una organización". 2014
- [37] ECOOO. "La huella ecológica se puede neutralizar con energía solar fotovoltaica". 2010.
- [38] Toledo C., Campos Guzmán V.," Consideraciones en el tiempo de retorno energético de sistemas fotovoltaicos integrados arquitectónicamente en edificios". 2016.
- [39] Banco BICE. "Inversión en energías renovables". Disponible de <https://www.bice.com.ar/productos/inversion-en-energias-renovables/>

ANEXO 1: Cómputo y costos de los materiales

Para obtener el costo de la inversión inicial, se calculó la totalidad de los componentes necesarios tanto para las instalaciones fotovoltaicas como para los soportes. Los precios de los componentes se obtuvieron de las páginas web de distintos distribuidores. En la siguiente tabla se muestra un resumen de los componentes del proyecto original, y el costo de estos en pesos y en dólares al valor de cambio actual (46 \$/U\$S).

Componente	Cantidad	Precio unitario [€]	Precio total [€]
Panel Solar 320Wp	240	9365	2247600
Inversor 10 kW	8	136778	1094224
Fusibles y porta fusible	28	700	19600
Cables (x100m)	15	2500	37500
Interruptores termomagnéticos	7	3850	26950
Conectores	14	130	1820
TOTAL [AR€]			3427694
TOTAL [U\$€]			74515

Tabla Anexo 1 – Componentes de la instalación FV, cantidad y precio de los mismos

La longitud de los conductores se calculó en base a una aproximación con las distancias del edificio, la cantidad de arreglos y considerando que en corriente continua se necesita un cable positivo y uno negativo por cada arreglo. En la siguiente tabla se muestra la aproximación realizada.

Cables				
Etapa	Longitud [m]	Arreglos	Cables +/-	Longitud total [m]
1	50	3	2	300
1	40	3	2	240
1	20	2	2	80
2	60	2	2	240
2	30	2	2	120
3	70	2	2	280

Tabla Anexo 2 – Longitud de cables por etapa de construcción

Resultando un total de 1260 metros de cable, pero como es un cálculo aproximado se consideró 1500 metros para cubrir el pequeño tramo de conductores de corriente alterna, que si bien no es el mismo cable tiene un costo un poco menor por tal motivo se está adoptando un criterio conservador, donde además se contempla cualquier error producido en la aproximación.

Para la estructura metálica se realizó un análisis similar, calculando los metros necesarios de cada perfil y dividiéndolo en 12m, el cual es el largo estándar de los perfiles.

Componente	Cantidad	Precio unitario x12m [€]	Precio total [€]
IPN 240	12	35000	420000
IPN 140	22	13000	286000
IPN 100	18	7000	126000
Perfil C 100x50x15 mm	42	3000	126000
Perfil T 2x3/16	42	3000	126000
TOTAL [AR€]			3525667
TOTAL [US€]			76645

Tabla Anexo 3 - Componentes de la estructura, cantidad y precios de los mismos

Sumando los costos de instalación FV y soportes, obtenemos el costo total de los componentes, se consideró un 20% del valor de los componentes como de costos de instalación y 10% del valor de los componentes instalados en motivo de gastos no contemplados, estos abarcan lo que es burlonería, logística de los materiales elevación de los componentes hasta las terrazas, etc. La suma de todos estos nos da nuestra inversión inicial, la cual se convirtió en dólares con el tipo de cambio actual.

Concepto	US€
Costos de componentes	98080
Costo de Instalación	19616
Contingencias	11770
Inversión inicial	129466

Tabla Anexo 4 – Componentes de la inversión inicial para la instalación FV del edificio

ANEXO 2: Análisis Económico del proyecto alternativo 1

Ahorro energético y económico (350 paneles horizontales)

Siguiendo los mismos lineamientos del Capítulo 10, se procede a calcular el ahorro económico resultante de la implementación de la instalación FV alternativa.

La potencia total de la instalación de 350 paneles de 320Wp, a los cuales se los afecta por un factor de pérdidas de 0,8 resulta:

$$Pot_{Instalación} = 350 * 320 * 0.8 = 89600[W] = 89,6 [kW]$$

A continuación, se muestra una tabla que aplica a cada periodo lo mencionado anteriormente.

Período	Energía generada [kWh]	Días al mes	Energía diaria [kWh/día]	Potencia de la instalación [kW]	HSP [h/día]
1	19510,9	31	629,38	89,60	7,02
2	14776,8	28	527,74	89,60	5,89
3	13405,1	31	432,42	89,60	4,83
4	9388,0	30	312,93	89,60	3,49
5	6496,1	31	209,55	89,60	2,34
6	4941,8	30	164,73	89,60	1,84
7	5806,5	31	187,31	89,60	2,09
8	8322,6	31	268,47	89,60	3,00
9	11332,0	30	377,73	89,60	4,22
10	14879,2	31	479,97	89,60	5,36
11	17829,7	30	594,32	89,60	6,63
12	19550,2	31	630,65	89,60	7,04

Tabla Anexo 5 – Calculo de hora solar pico – Alternativa 1

Para realizar un análisis detallado del ahorro energético producido, es necesario diferenciar los días en los cuales hay inyección a la red y cuáles no, debido a que la tarifa que la distribuidora paga por inyectar a la red (tarifa mayorista) es menor en comparación a la tarifa que se le paga a la misma cuando se consume de su energía eléctrica.

Para ello se dividió entre días hábiles y no hábiles, los primeros abarcan los días que el edificio trabaja de forma normal en los cuales la energía generada se utiliza para el autoconsumo, ósea los 89,60 kW de la instalación estarán abocados al suministro interno, en cambio los días no hábiles se consideran los fines de semana, feriados y vacaciones donde la generación FV se utilizará para cubrir la potencia valle del edificio que ronda los 30kW y los 59,6 kW restantes serán inyectados a la red.

Como días no hábiles se consideraron 4 fines de semana al mes y un promedio de 2 feriados por mes obteniendo un total de 10 días no hábiles por mes. En los casos de los

meses de vacaciones, se añadió 10 días no hábiles a julio obteniendo un total de 20 días no hábiles y en enero se consideró todo el mes como no hábil.

Los valores de cada periodo se muestran en la siguiente tabla y fueron calculados de la misma manera que para el proyecto original:

Período	Autoconsumo día hábil [kWh]	Autoconsumo día no hábil [kWh]	Inyección a la red día no hábil [kWh]
1	0,00	6532,67	12978,23
2	9499,37	1767,00	3510,43
3	9080,87	1447,84	2876,38
4	6258,68	1047,77	2081,57
5	4400,61	701,63	1393,90
6	3294,56	551,54	1095,74
7	2060,37	1254,29	2491,85
8	5637,90	898,90	1785,82
9	7554,67	1264,73	2512,60
10	10079,46	1607,06	3192,69
11	11886,47	1989,92	3953,31
12	13243,68	2111,56	4194,96

Tabla Anexo 6 – Producción energética instalación FV (Alternativa 1)

Si a cada uno de estos periodos se lo afecta por su tarifa correspondiente se obtiene el ahorro energético que produce la instalación. Como se mencionó anteriormente, las tarifas que se aplican son: para el autoconsumo aplica la tarifa de energía resto y para la inyección a la red se considera la tarifa mayorista.

El ahorro calculado con las tarifas sin subsidio resulta:

Período	Autoconsumo día hábil [AR\$]	Autoconsumo día no hábil [AR\$]	Inyección a la red día no hábil [AR\$]
1	0	21000,93	18419,51
2	22320,14	6054,725	5310,482
3	23910,66	5559,585	4876,204
4	16320,03	3984,382	3494,624
5	12495,88	2905,478	2548,338
6	9327,078	2277,119	1997,216
7	5938,896	5272,457	4624,37
8	15199,46	3534,1	3099,69
9	19850,11	4846,219	4250,525
10	24885,01	5786,135	5074,907
11	26972,84	6585,166	5775,722
12	28532,83	6634,307	5818,822
Total	275465	70280	116850

Tabla Anexo 7 – Ahorro energético alternativa 1

Generando un ahorro total de AR\$ 462596 lo que equivale a US\$ 11711.

El ahorro en potencia con los 350 paneles instalados se muestra en la siguiente tabla:

Periodo	Potencia consumida [kW]	Costo original [AR\$]	Potencia generada [kW]	Potencia registrada con los paneles [kW]	Costo con paneles [AR\$]
1	118	34640	89,6	31,6	9264
2	85	24953	89,6	-5,1	0
3	142	41686	89,6	58,2	17092
4	134	39337	89,6	49,3	14482
5	109	31998	89,6	21,6	6328
6	187	54896	89,6	108,2	31770
7	188	55190	89,6	109,3	32096
8	185	54309	89,6	106,0	31118
9	204	59887	89,6	127,1	37315
10	121	35521	89,6	34,9	10242
11	118	34640	89,6	31,6	9264
12	92	27008	89,6	2,7	783
Total		494065			199753

Tabla Anexo 8 – Comparativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto alternativo 1

El ahorro en potencia resulta de la diferencia entre AR\$ 494065 y AR\$ 199753 resultando un valor de AR\$ 294312.

El ahorro total generado es la suma de estos dos últimos, y se muestra en la siguiente tabla.

Concepto	AR\$	US\$
Ahorro en energía	462596	11711
Ahorro en potencia	294312	7451
Total	758409	19162

Tabla Anexo 9 – Ahorro económico total del proyecto alternativo 1

Este valor, será utilizado como el ingreso del proyecto, a continuación se muestra la tabla utilizada para el cálculo.

INTEMA Consumos de energía del año 2018													
Periodo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total anual
Energía generada	19510,9	14776,8	13405,1	9388,0	6496,1	4941,8	5806,5	8322,6	11332,0	14879,2	17829,7	19550,2	146239,03
<i>días del mes</i>	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Promedio de Energía/día	629,38	527,74	432,42	312,93	209,55	164,73	187,31	268,47	377,73	479,97	594,32	630,65	
HSP	7,02	5,89	4,83	3,49	2,34	1,84	2,09	3,00	4,22	5,36	6,63	7,04	
Días hábiles	0	18	21	20	21	20	11	21	20	21	20	21	
Días NO hábiles	31	10	10	10	10	10	20	10	10	10	10	10	
Autoconsumo día hábil	0,00	9499,37	9080,87	6258,68	4400,61	3294,56	2060,37	5637,90	7554,67	10079,46	11886,47	13243,68	
Autoconsumo día no hábil	6532,67	1767,00	1447,84	1047,77	701,63	551,54	1254,29	898,90	1264,73	1607,06	1989,92	2111,56	
Inyección día no hábil	12978,23	3510,43	2876,38	2081,57	1393,90	1085,74	2491,85	1785,82	2512,60	3192,69	3953,31	4194,96	
Autoconsumo día hábil	0,00	31528,40	30139,41	20772,55	14605,62	10934,64	6838,38	18712,20	25073,93	33453,71	39451,17	43955,77	275465,80
Autoconsumo día no hábil	21681,92	5864,66	4805,39	3477,55	2328,70	1830,58	4162,98	2983,45	4197,64	5333,82	6604,55	7008,25	70279,48
Inyección día no hábil	36049,64	9750,93	7989,73	5781,98	3871,84	3043,62	6921,61	4960,46	6979,25	8868,32	10981,11	11652,34	116850,83
Ahorro energético	57731,55	47143,99	42934,53	30032,08	20806,16	15808,84	17922,97	26656,11	36250,83	47655,85	57036,83	62616,37	462596
Potencia en fdp	118	85	142	134	109	187	188	185	204	121	118	92	
Potencia max en fdp	34640	24953	41686	39337	31998	54896	55190	54309	59887	35521	34640	27008	494065
Potencia en fdp	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	89,6	
Potencia en fdp	32	-5	58	49	22	108	109	106	127	35	32	3	
Potencia en fdp	9264	0	17092	14482	6328	31770	32096	31118	37315	10242	9264	783	199753

Ahorro en energía	462596	U\$S
Ahorro en potencia	294312	U\$S
Ahorro anual total:	756908	U\$S

Tabla Anexo 10 – Planilla de cálculo del análisis económico alternativo 1.

ANEXO 3: Análisis Económico del proyecto alternativo 2

Ahorro energético y económico (155 paneles horizontales)

Siguiendo los mismos lineamientos del ANEXO 2, se procede a calcular el ahorro económico resultante de la implementación de la instalación FV alternativa.

La potencia total de la instalación de 155 paneles de 320Wp, a los cuales se los afecta por un factor de pérdidas de 0,8 resulta:

$$Pot_{Instalación} = 155 * 320 * 0.8 = 39680[W] = 39,68 [kW]$$

A continuación, se muestra una tabla que aplica a cada periodo lo mencionado anteriormente.

Período	Energía generada [kWh]	Días al mes	Energía diaria [kWh/día]	Potencia de la instalación [kW]	HSP [h/día]
1	8401,1	31	271,00	39,68	6,83
2	6326,3	28	225,94	39,68	5,69
3	5770,2	31	186,14	39,68	4,69
4	4004,7	30	133,49	39,68	3,36
5	2738,1	31	88,32	39,68	2,23
6	2084,3	30	69,48	39,68	1,75
7	2430,6	31	78,41	39,68	1,98
8	3539,7	31	114,18	39,68	2,88
9	4885,6	30	162,85	39,68	4,10
10	6467,2	31	208,62	39,68	5,26
11	7713,8	30	257,13	39,68	6,48
12	8412,1	31	271,36	39,68	6,84

Tabla Anexo 11 – Calculo de hora solar pico - Alternativa 2

Para realizar un análisis detallado del ahorro energético producido, es necesario diferenciar los días en los cuales hay inyección a la red y cuáles no, debido a que la tarifa que la distribuidora paga por inyectar a la red (tarifa mayorista) es menor en comparación a la tarifa que se le paga a la misma cuando se consume de su energía eléctrica.

Para ello se dividió entre días hábiles y no hábiles, los primeros abarcan los días que el edificio trabaja de forma normal en los cuales la energía generada se utiliza para el autoconsumo, ósea los 39,68 kW de la instalación estarán abocados al suministro interno, en cambio los días no hábiles se consideran los fines de semana, feriados y vacaciones donde la generación FV se utilizará para cubrir la potencia valle del edificio que ronda los 30kW y los 9,68 kW restantes serán inyectados a la red.

Como días no hábiles se consideraron 4 fines de semana al mes y un promedio de 2 feriados por mes obteniendo un total de 10 días no hábiles por mes. En los casos de los

meses de vacaciones, se añadió 10 días no hábiles a julio obteniendo un total de 20 días no hábiles y en enero se consideró todo el mes como no hábil.

Los valores de cada periodo se muestran en la siguiente tabla y fueron calculados de la misma manera que para el proyecto original:

Período	Autoconsumo día hábil [kWh]	Autoconsumo día no hábil [kWh]	Inyección a la red día no hábil [kWh]
1	0,00	6351,66	2049,47
2	4066,90	1708,21	551,18
3	3908,84	1407,27	454,08
4	2669,78	1009,24	325,65
5	1854,81	667,78	215,47
6	1389,54	525,28	169,49
7	862,49	1185,60	382,55
8	2397,85	863,28	278,55
9	3257,08	1231,26	397,28
10	4380,97	1577,25	508,93
11	5142,50	1943,99	627,26
12	5698,49	2051,59	661,98

Tabla Anexo 12 - Producción energética instalación FV (Alternativa 2)

Si a cada uno de estos periodos se lo afecta por su tarifa correspondiente se obtiene el ahorro energético que produce la instalación. Como se mencionó anteriormente, las tarifas que se aplican son: para el autoconsumo aplica la tarifa de energía resto y para la inyección a la red se considera la tarifa mayorista.

El ahorro calculado con las tarifas sin subsidio resulta:

Período	Autoconsumo día hábil [AR\$]	Autoconsumo día no hábil [AR\$]	Inyección a la red día no hábil [AR\$]
1	0,00	21081,16	5692,81
2	13498,04	5669,54	1531,02
3	12973,43	4670,73	1261,30
4	8861,00	3349,67	904,55
5	6156,13	2216,35	598,51
6	4611,88	1743,40	470,79
7	2862,59	3935,01	1062,62
8	7958,45	2865,23	773,73
9	10810,25	4086,53	1103,54
10	14540,44	5234,89	1413,64
11	17067,95	6452,10	1742,34
12	18913,29	6809,22	1838,78
Total	118253,45	68113,83	18393,64

Tabla Anexo 13 – Ahorro energético alternativa 2

Generando un ahorro total de AR\$ 204761 lo que equivale a US\$ 5184.

El ahorro en potencia con los 155 paneles instalados se muestra en la siguiente tabla:

Periodo	Potencia consumida [kW]	Costo original [AR\$]	Potencia generada [kW]	Potencia registrada con los paneles [kW]	Costo con paneles [AR\$]
1	118	34640	39,68	87	9264
2	85	24953	39,68	50	0
3	142	41686	39,68	114	17092
4	134	39337	39,68	105	14482
5	109	31998	39,68	77	6328
6	187	54896	39,68	164	31770
7	188	55190	39,68	165	32096
8	185	54309	39,68	161	31118
9	204	59887	39,68	183	37315
10	121	35521	39,68	90	10242
11	118	34640	39,68	87	9264
12	92	27008	39,68	58	783
Total		494065			393647

Tabla Anexo 14 – Comaprativa de potencia registrada y la aportada por la instalación FV del proyecto alternativo 1

El ahorro en potencia resulta de la diferencia entre AR\$ 494065 y AR\$ 393647 resultando un valor de AR\$ 100418.

El ahorro total generado es la suma de estos dos últimos, y se muestra en la siguiente tabla.

Concepto	AR\$	US\$
Ahorro en energía	204761	5184
Ahorro en potencia	100418	2542
Total	305179	7726

Tabla Anexo 15 – Ahorro económico total del proyecto alternativo 2

Este valor, será utilizado como el ingreso del proyecto, a continuación se muestra la tabla utilizada para el cálculo.

		INTEMA Consumos de energía del año 2018												Total anual
Período		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Energía generada	kWh	8401,1	6326,3	5770,2	4004,7	2738,1	2084,3	2430,6	3539,7	4885,6	6467,2	7713,8	8412,1	62773,55
días del mes	días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
Promedio de Energía/día	kWh/día	271,00	225,94	186,14	133,49	88,32	69,48	78,41	114,18	162,85	208,62	257,13	271,36	
HSP	h/día	6,83	5,69	4,69	3,36	2,23	1,75	1,98	2,88	4,10	5,26	6,48	6,84	
Días hábiles	días	0	18	21	20	21	20	11	21	20	21	20	21	
Días NO hábiles	días	31	10	10	10	10	10	20	10	10	10	10	10	
Autoconsumo día no hábil	kWh	0,00	4066,90	3908,84	2669,78	1854,81	1389,54	862,49	2397,85	3257,08	4380,97	5142,50	5698,49	
Autoconsumo día no hábil	kWh	6351,66	1708,21	1407,27	1009,24	667,78	525,28	1185,60	863,28	1231,26	1577,25	1943,99	2051,59	
Inyección día no hábil	kWh	2049,47	551,18	454,08	325,65	215,47	169,49	382,55	278,55	397,28	508,93	627,26	661,98	
Autoconsumo día hábil	\$	0,00	13498,04	12973,43	8861,00	6156,13	4611,88	2862,59	7958,45	10810,25	14540,44	17067,95	18913,29	
Autoconsumo día no hábil	\$	21081,16	5669,54	4670,73	3349,67	2216,35	1743,40	3935,01	2865,23	4086,53	5234,89	6452,10	6809,22	
Inyección día no hábil	\$	5692,81	1531,02	1261,30	904,55	588,51	470,79	1062,62	773,73	1103,54	1413,64	1742,34	1838,78	
Ahorro energético	\$	26773,97	20698,60	18905,46	13115,22	8970,99	6826,08	7860,22	11597,41	16000,32	21188,98	25262,39	27561,29	204761
Potencia en fdp	kW	118	85	142	134	109	187	188	185	204	121	118	92	
Potencia max en fdp	\$	34640	24953	41686	39337	31998	54896	55190	54309	59887	35521	34640	27008	494065
Potencia en fdp	kW	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	39,68	
Potencia en fdp	kW	87	50	114	105	77	164	165	161	183	90	87	58	
Potencia en fdp	\$	25546	14782	33375	30765	22611	48053	48379	47400	53598	26525	25546	17066	393647

Ahorro en energía	\$	204761	U\$S	5184
Ahorro en potencia	\$	100418	U\$S	2542
Ahorro anual total:	\$	305179	U\$S	7726

Tabla Anexo 16 – Planilla de cálculo del análisis económico - Alternativa 2.

ANEXO 4: Catálogos

Multi

Trinasolar

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

TSM-270PD05



60 CÉLULAS
MÓDULO MULTICRISTALINO

270W
RANGO DE POTENCIA

16.5%
MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W
TOLERANCIA POSITIVA
DE POTENCIA

Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Excelente rendimiento en condiciones de poca luz en días nublados, mañanas y atardeceres

- Texturización avanzada de la superficie
- Pasivación posterior de la célula
- Emisor selectivo



Máximo aprovechamiento de espacios limitados

- Módulo de 60 células con potencia de hasta 285 W
- Hasta 174 W/m² de densidad de potencia



Altamente fiable gracias a su riguroso control de calidad

- Todos los módulos han de pasar una inspección de electroluminescencia
- Más de 30 tests en fábrica (UV, TC, HF, y muchos más)
- Los tests en fábrica van más allá de los requisitos de certificación
- Resistente a la degradación inducida por potenciales eléctricos
- Certificado UL 1000V / IEC 1000V



Certificado para condiciones medioambientales extremas

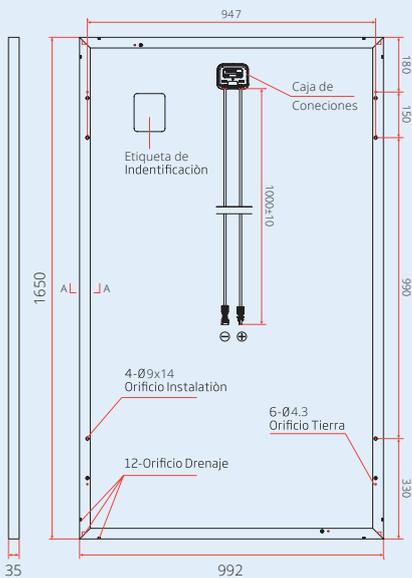
- Cargas de viento de 130 km/h (2400 Pa)
- Cargas de nieve de 900 kg por módulo (5400 Pa)
- Piedra de granizo de de 35 mm a 97 km/h
- Resistencia al amoníaco
- Resistencia a la niebla salina
- Resistencia a la abrasión por arena y polvo

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

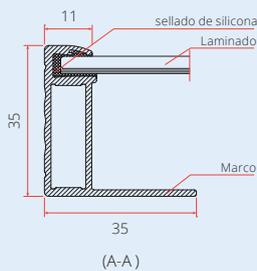
10 años - 90% de la potencia · 25 años - 80% de la potencia



DIMENSIONES DEL MÓDULO FV
(Unidad: mm)

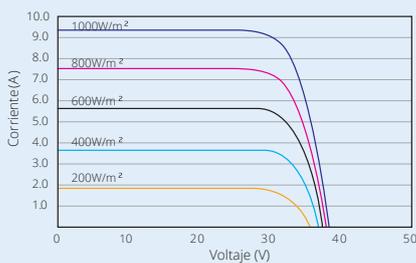


Vista trasera

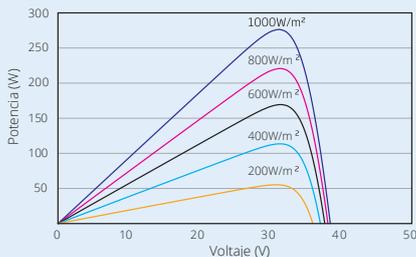


(A-A)

CURVAS I-V DEL MÓDULO FV



CURVAS P-V DEL MÓDULO FV



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC

Potencia nominal-P _{máx} (Wp)*	270
Tolerancia de potencia nominal (W)	0/+5
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MP} (V)	30,9
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	8,73
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	37,9
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	9,22
Eficiencia del módulo η _m (%)	16,5

STC: Irradiancia 1000W/m², temperatura de célula 25°C, masa de aire AM1.5
*Tolerancia en la medida: ±3%

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TONC

Potencia máx.-P _{MAX} (Wp)	200
Tensión en el punto P _{máx} -V _{MPP} (V)	28,6
Corriente en el punto P _{máx} -I _{MPP} (A)	7,00
Tensión en circuito abierto-V _{OC} (V)	35,1
Corriente de cortocircuito-I _{SC} (A)	7,44

TONC: Irradiancia a 800 W/m², Temperatura ambiente 20 °C, Velocidad del viento 1 m/s.

DATOS MECÁNICOS

Células solares	Multicristalinas 156,75 × 156,75 mm
Distribución de las células	60 células (6 x 10)
Dimensiones del módulo	1650 × 992 × 35 mm
Peso	18,6 kg
Vidrio	3,2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Capa trasera	Blanca
Marco	Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP 67 o IP68
Cables	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm ² , 1000 mm
Conector	Países de la UE: 28 MC4 / UTX / TS4, Países no miembros de la UE: 28 QC4 / TS4

LÍMITES DE TEMPERATURA

Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	44°C (±2K)
Coefficiente de temperatura de P _{MAX}	- 0,41%/K
Coefficiente de temperatura de V _{OC}	- 0,32%/K
Coefficiente de temperatura de I _{SC}	0,05%/K

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000 V DC (IEC) 1000 V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible*	15 A
Carga de nieve	5400 Pa
Carga de viento	2400 Pa

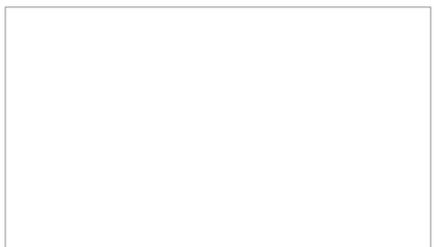
*NO conectar fusibles en la caja de conexiones con dos o más strings en conexión paralela

GARANTÍA

10 años > 90% de la potencia
25 años > 80% de la potencia

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Paneles por caja:	30 unidades
-------------------	-------------



PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.

© 2017 Trina Solar Limited. Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta hoja de producto están sujetas a cambios sin previo aviso.

Multi

Trina solar

PANEL SOLAR FOTOVOLTAICO

TSM-320PD14

72 CELDAS
MÓDULO MULTICRISTALINO

320W
RANGO DE POTENCIA

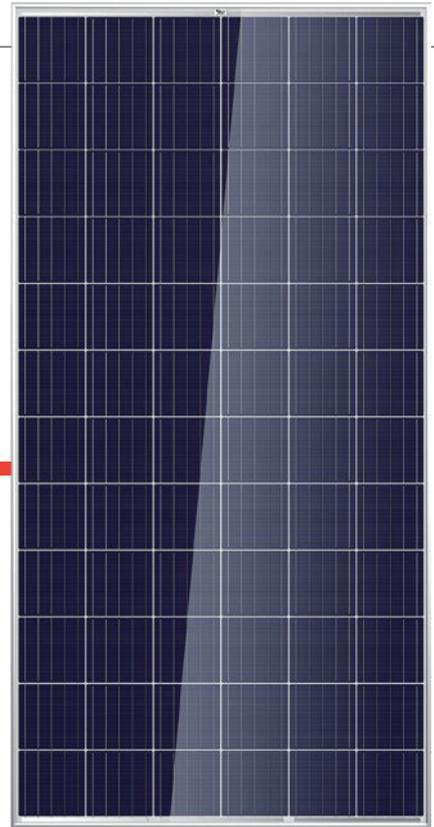
16.5%
MÁXIMA EFICIENCIA

0/+5W
TOLERANCIA POSITIVA
DE POTENCIA

Fundada en 1997, Trina Solar es un proveedor líder de soluciones fotovoltaicas. Creemos que la cooperación con nuestros socios es crítica para alcanzar el éxito. Trina Solar distribuye hoy sus productos a más de 60 países del mundo. Trina Solar es capaz de suministrar un servicio excepcional a cada cliente en cada mercado, y la innovación y fiabilidad de sus productos viene respaldadas por ser Trina Solar una compañía sólida y estable. Estamos comprometidos en construir colaboraciones estratégicas y mutuamente beneficiosas con instaladores, distribuidores y desarrolladores de proyectos de todo el mundo.

Productos detallados y certificados de sistema

IEC61215/IEC61730/UL1703/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Sistema de gestión de calidad
ISO 14001: Sistema de gestión medioambiental
ISO14064: Verificación de gases efecto invernadero
OHSAS 18001: Sistema de gestión de seguridad y salud ocupacional



Ideal para instalaciones a gran escala

- Poderosa huella que reduce el tiempo de instalación y costos BOS
- Certificación IEC 1000V UL/1000V



Uno de los módulos más confiables de la industria

- Desempeño probado en campo
- Proveedor sólido y confiable



Alta confiabilidad. Estricto control de calidad

- Más de 30 pruebas en fábrica (UV, TC, HF, y muchas más)
- Nuestras pruebas exceden por mucho los requisitos para certificación
- Resistente al PID
- 100% de doble inspección



Certificado para soportar las condiciones ambientales más difíciles

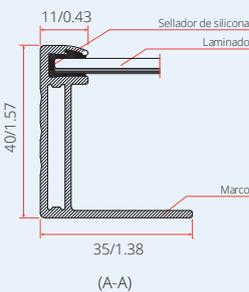
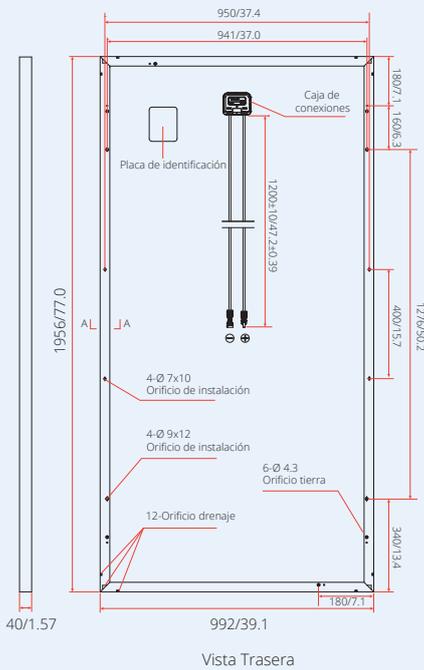
- Carga de viento 2400 Pa
- Carga de nieve 5400 Pa
- Granizo 35 mm a 97 km/h

GARANTÍA DE POTENCIA LINEAL

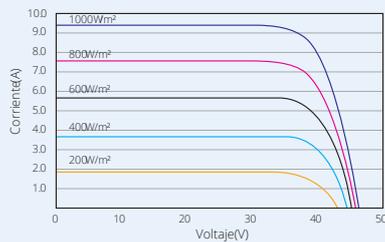
10 años - 90% de la potencia · 25 años - 80% de la potencia



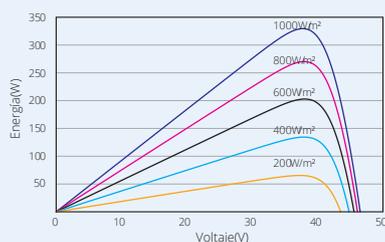
DIMENSIONES DEL MÓDULO FV
(Unidad: mm)



CURVAS I-V DEL MÓDULO PV



CURVAS P-V DEL MÓDULO PV



DATOS ELÉCTRICOS (STC)

Potencia nominal- P_{MAX} (Wp)*	320
Tolerancia de potencia nominal- P_{MAX} (W)	0 ~ +5
Voltaje en el punto máximo- V_{MPP} (V)	37.1
Corriente máxima- I_{MPP} (A)	8.63
Voltaje en circuito abierto- V_{OC} (V)	45.8
Corriente en cortocircuito- I_{SC} (A)	9.10
Eficiencia del módulo η_m (%)	16.5

STC: Irradiancia 1000W/m², Temperatura de celda 25°C, Masa de aire AM1.5.
*Tolerancia de prueba: ±3%.

DATOS ELÉCTRICOS (NOCT)

Potencia máxima- P_{MAX} (Wp)	238
Potencia máxima de voltaje- V_{MPP} (V)	34.4
Corriente máxima- I_{MPP} (A)	6.91
Voltaje en circuito abierto- V_{OC} (V)	42.5
Corriente de cortocircuito- I_{SC} (A)	7.35

NOCT: Irradiancia at 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, Velocidad de viento 1m/s.

DATOS MECÁNICOS

Celdas solares	Multicristalino 156.75 x 156.75 mm (6 pulgadas)
Distribución de celdas	72 celdas (6 x 12)
Dimensiones del módulo	1956× 992× 40 mm (77.0 x 39.1 x 1.57 pulgadas)
Peso	22.5 kg (49.6 lb)
Vidrio	3.2 mm (0.13 pulgadas), Alta transmisión, AR Vidrio templado recubierto
Capa Trasera	Blanca
Marco	Aleación de aluminio anodizado color plata
Caja de conexiones	IP 67 o IP 68 nominal
Cables	Cable de tecnología fotovoltaica 4.0mm ² (0.006 pulgadas ²), 1200 mm (47.2 pulgadas)
Conector	MC4 Compatible o Amphenol H4/UTX
Clasificación de incendio	Tipo 1 o tipo 2

LÍMITES DE TEMPERATURA

NOCT(Temperatura de operación nominal de celda)	44°C (±2°C)
Coefficiente de Temperatura P_{MAX}	- 0.41%/°C
Coefficiente de Temperatura V_{OC}	- 0.32%/°C
Coefficiente de Temperatura I_{SC}	0.05%/°C

LÍMITES OPERATIVOS

Temperatura de operación	-40~+85°C
Voltaje máximo del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible	15A

(NO conectar fusibles en el Combiner Box con dos o más cuerdas en conexión paralela)

GARANTÍA

10 años > 90% de la potencia
25 años > 80% de la potencia

CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE

Paneles por caja: 27 unidades

PRECAUCIÓN: LEA LAS INSTRUCCIONES DE SEGURIDAD E INSTALACIÓN ANTES DE UTILIZAR EL PRODUCTO.

© 2017 Trina Solar Limited. Todos los derechos reservados. Las especificaciones incluidas en esta hoja de producto están sujetas a cambios sin previo aviso.



SolarLake 5500 / 7000 / 8500 / 10000TL-PM

SIMPLE. FLEXIBLE.

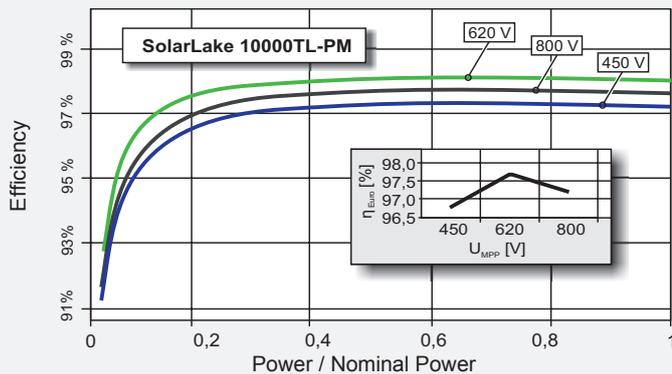
- Simplified system design due to dual MPPT and wide input voltage range up to 1,000 V
- Free site selection due to IP65
- Parameter and country code setting during initial start up

OPEN. INTERACTIVE.

- Interface selection – Ethernet, Wi-Fi and RS485 for more flexible configuration and system monitoring
- Multi-lingual 3.5" TFT LCD display
- Easy key pad operation
- Digital inputs for the economic connection of a ripple control receiver
- Configurable multi-function relay output
- Integrated data logger incl. SD card slot

SECURE. EFFICIENT.

- Highest earnings through max. efficiency of > 98 %
- Safe operation due to integrated DC-switch
- Free access to the Samil Power monitoring portal
- 10 year standard guarantee



	SolarLake 5500TL-PM	SolarLake 7000TL-PM	SolarLake 8500TL-PM	SolarLake 10000TL-PM
Input (DC)				
Max. DC power (@cosφ=1) total / per MPP input	5800 W / 3500 W	7400 W / 4500 W	8900 W / 5500 W	10500 W / 6500 W
Max. input voltage	1000 V			
MPP voltage range / rated input voltage	250 V - 800 V / 620 V	320 V - 800 V / 620 V	390 V - 800 V / 620 V	450 V - 800 V / 620 V
Min. input voltage / initial input voltage	250 V / 300 V			
Max. input current input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Max. input current per string input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / 1			
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V / 50 Hz)	5500 W	7000 W	8500 W	10000 W
Max. apparent AC power	5500 VA	7000 VA	8500 VA	10000 VA
Nominal AC voltage / range	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V per phase			
AC frequency / range	50 Hz, 60 Hz / 44 Hz - 55 Hz, 54 Hz - 65 Hz			
Rated grid voltage / rated grid frequency	230 V / 50 Hz			
Max. output current	8 A	10 A	12.3 A	14.5A
Power factor at rated power	1			
Displacement power factor, adjustable	0.8 leading - 0.8 lagging			
Feed-in phases / connection phases	3 / 3			
Efficiency				
Max. Efficiency / European weighted efficiency	98.0 % / 97.2 %	98.0 % / 97.5 %	98.1 % / 97.5 %	98.1 % / 97.6 %
Protective devices				
DC disconnect device / AC disconnect device	○ / - (EU: ● / -)			
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	● / ●			
Galvanic isolation	-			
All-pole-sensitive residual-current monitoring	●			
Protection class (according to IEC 62103) / Overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / II (DC), III (AC)			
General data				
Dimensions (W / H / D)	440 / 580 / 210 mm			
Weight	24 kg			
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C			
Noise emission (typical)	< 35 dB			< 47 dB
Self-consumption (night)	0 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	Convection			Fan
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Maximum humidity (non-condensing)	95 %			
Features				
DC connection / AC connection	Multi-Contact MC4, Amphenol MC4 / AC-plug			
Display	3.5" TFT LCD			
Interface: RS485 / Wi-Fi / Ethernet	○ / ○ / ●			
Multi-function relay / digital input	3 / 4			
Guarantee: 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○			
Certificates and approvals (additional on request)	CE, VDE 0126-1-1, G83/2, EN 61000-3-2/3, EN 61000-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727			



SolarLake-PM 12000 / 15000 / 17000 / 20000 / 25000 / 30000TL-PM

SIMPLE. FLEXIBLE.

- Simplified system design due to dual MPPT and wide input voltage range up to 1,000 V
- Free site selection due to IP65
- Parameter and country code setting during initial start-up

OPEN. CONVERSATIONAL.

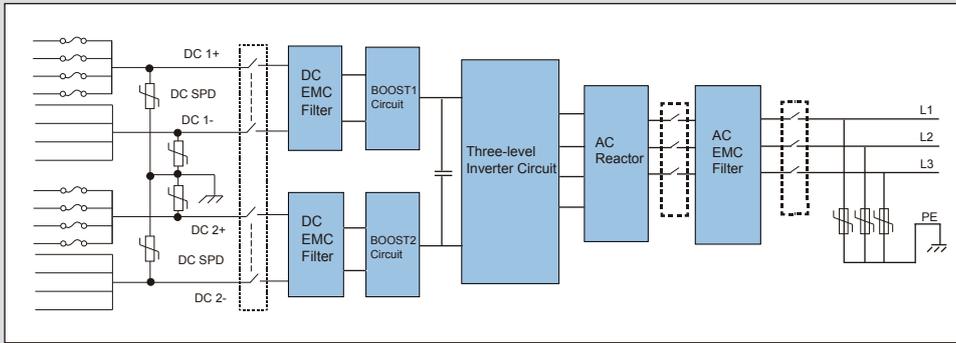
- Interface selection – Ethernet and RS485 for more flexible configuration and system monitoring
- Multi-lingual 3.5" TFT LCD display
- Easy key pad operation
- Digital inputs for the economic connection of a ripple control receiver
- Configurable multi-function relay output

SECURE. EFFICIENT.

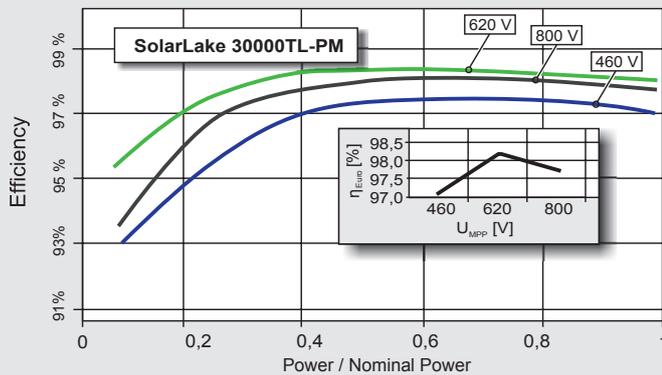
- Highest earnings through max. efficiency up to 98.2%
- Reduction of balance of system cost (BOS) due to integrated string combiner functionality

RELIABLE . ECONOMICAL.

- Sturdy design due to High Accelerated Life Testing(HALT) and Rigorous Multiple Environmental Over Stress Testing(MEOST)
- Electrolyte-free design to guard against dried cap issue and help to improve long term reliability
- Designed and qualified for applications in tropical environments through salt fog testing and use of conformal coating
- Defeating shade effect by Global Peak Tracker



	SolarLake 12000TL-PM	SolarLake 15000TL-PM	SolarLake 17000TL-PM	SolarLake 20000TL-PM
Input (DC)				
Max. DC power (@ $\cos\phi=1$) total / per MPP input	12500 W / 6800 W	15800 W / 8400 W	17900 W / 9450 W	21000 W / 11000 W
Max. input voltage	1000 V			
MPP voltage range / rated input voltage	400 V - 850 V / 620 V		440 V - 850 V / 620 V	
Min. input voltage / initial input voltage	250 V / 300 V			
Max. input current input A / input B	21 A / 21 A		24 A / 24 A	
Max. input current per string input A / input B	11.5 A / 11.5 A			
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / 3			
Output (AC)				
Rated power (@ 230 V / 50 Hz)	12000 W	15000 W	17000 W	20000 W
Max. apparent AC power	12000 VA	15000 VA	17000 VA	20000 VA
Nominal AC voltage / range	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V			
AC frequency	50 Hz / 60 Hz			
Rated grid voltage / rated grid frequency	230 V / 50 Hz			
Max. output current per phase	18 A	22 A	25 A	29 A
Power factor at rated power	1			
Displacement power factor, adjustable	0.8 leading - 0.8 lagging			
Feed-in phases / connection phases	3 / 3			
THDi (at rated power)	< 3%			
Efficiency				
Max. Efficiency / European weighted efficiency	98.2 % / 97.5 %			
Protective devices				
DC disconnect device	•			
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •			
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	• / •			
Galvanic isolation	-			
All-pole-sensitive residual-current monitoring	•			
General data				
Dimensions (W / H / D)	530 / 760 / 210 mm			
Weight	49 kg			
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C			
Noise emission (typical)	< 47 dB			
Self-consumption (night)	< 5 W			
Topology	Transformerless			
Cooling concept	Fan			
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65			
Maximum humidity (non-condensing)	95 %			
Features				
DC connection	MC4, H4, SUNCLIX			
AC connection	Screw terminal			
Display	3.5" TFT LCD			
Interface: RS485 / Wi-Fi / Ethernet	○ / ○ / •			
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / ○ / ○ / ○			
Certificates and approvals (additional on request)	CE, BDEW, VDE 0126-1-1, G59/2, EN 61000-3-11/12, EN 61000-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, CEI 0-16, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727			



	SolarLake 25000TL-PM	SolarLake 30000TL-PM
Input (DC)		
Max. DC power (@cosφ=1) total / per MPP input	26300 W / 13200 W	32000 W / 16100 W
Max. input voltage	1000 V	
MPP voltage range / rated input voltage	440 V - 800 V / 620 V	460 V - 800 V / 620 V
Min. input voltage / initial input voltage	250 V / 350 V	
Max. input current input A / input B	30 A / 30 A	35 A / 35 A
Max. input current per string input A / input B	11.5 A / 11.5 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / 3	
Output (AC)		
Rated power (@ 230 V / 50 Hz)	25000 W	30000 W
Max. apparent AC power	25000 VA	30000 VA
Nominal AC voltage / range	3 / N / PE, 230 V, 400 V / 180 V - 277 V	
AC frequency	50 Hz / 60 Hz	
Rated grid voltage / rated grid frequency	230 V / 50 Hz	
Max. output current per phase	36.5 A	43.5 A
Power factor at rated power	1	
Displacement power factor, adjustable	0.8 leading - 0.8 lagging	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	
THDi (at rated power)	< 3%	
Efficiency		
Max. Efficiency / European weighted efficiency	98.3 % / 97.8 %	98.4 % / 97.8 %
Protective devices		
DC disconnect device	•	
Ground fault monitoring / grid monitoring	• / •	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability	• / •	
Galvanic isolation	-	
All-pole-sensitive residual-current monitoring	•	
General data		
Dimensions (W / H / D)	600 / 880 / 249 mm	
Weight	69 kg	
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C	
Noise emission (typical)	< 57 dB	
Self-consumption (night)	< 5 W	
Topology	Transformerless	
Cooling concept	Fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Maximum humidity (non-condensing)	95 %	
Features		
DC connection	MC4, H4, SUNCLIX	
AC connection	Screw terminal	
Display	3.5" TFT LCD	
Interface: RS485 / Wi-Fi / Ethernet	○ / ○ / •	
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	• / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (additional on request)	CE, BDEW, VDE 0126-1-1, G59/2, EN 61000-3-11/12, EN 61000-6-1/2/3/4, IEC 62109-1/2, VDE AR-N4105, CEI 0-21, CEI 0-16, AS 4777.2/3, AS 3100:2009, C10/11, EN 50438, UTE C15-712-1, IEC 62116, IEC 61727	

• Standard features ○ Optional features — Not available

TECSUN(PV) PV1-F 0,6/1kV AC (1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) PV1-F acc. to TÜV 2PFG 1169/08.2007, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5kV DC.

They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II) and in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls.

TECSUN(PV) cables are also suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	PV1-F
Standard	TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and requirements for cables for PV systems, DKE/VDE AK 411.2.3
Certifications / Approvals	TÜV Cert.-No. R 60013989; VDE-Reg.No. 7985

Notes on installation

Notes on installation

Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.

Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, Class 5 in accordance with IEC 60228 (VDE 0295)
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C (compound type EI6/EI8)
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C (compound type EM4/EM8). Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer Sheath Colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	0.6/1 kV (600/1000V)
Maximum PV-System voltage	DC up to 2000 V possible
Max. permissible operating voltage AC	0.7/1.2 kV
Max. permissible operating voltage DC	0.9/1.8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	Meets requirements for PV-Wire per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Electrical Tests	TÜV 2PFG 1169/08.2007: meets VDE 0282 Section 2, HD 22.2 and EN 50395 Conductor Resistance, Test Voltages AC and DC, Electric Strength, Surface Resistance, Spark Test on Insulation, EN 50305 Part 6 DC stability (10 days, 85° C, salt water, 1500 V DC), Insulation Resistance at 20° C and 90° C in Water. PRYSMIAN Internal Testing: Insulation Resistance at 120° C in Air.

TECSUN(PV) PV1-F 0,6/1kV AC (1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified



Chemical parameters

Resistance to fire	<p>TÜV 2 PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flame propagation acc. to IEC 60332-1-2, DIN EN 60332-1-2 (Single Cable Flame Test) • Halogen-free acc. to IEC 60754-1 • No Corrosivity acc. to IEC 60754-2 <p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Multiple Cable Flame Test acc. to DIN EN 50305-9 • Low Smoke Emission acc. to IEC 61034, EN 61034 (Light Transmittance > 70%) • Low Toxicity acc. to DIN EN 50305, ITC < 3
Resistance to oil	Acc. to VDE 0473-811-404, DIN EN 60811-404, 24h 100° C
Weather resistance	<p>TÜV 2PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ozone resistance: acc. to DIN EN 50396 Test Type B, HD 22.2 Test Type B • UV-Resistance: acc. to UL 1581 (Xeno-Test), ISO 4892-2 (Method A) and HD605/A1-2.4.20 <p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Absorption of Water (Gravimetric) per DIN EN 60811-1-3
Acid and alkaline resistance	Meets TÜV 2 PFG 1169/08.2007: 7 days, 23° C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) as per EN 60811-404
Ammonia Resistance	30 days in Saturated Ammonia Atmosphere (PRYSMIAN Internal Testing)
Environmentally Friendly	TECSUN(PV) cables comply with RoHS directives 2011/65/EU of the European Union

Thermal parameters

Max. operating temperature of the conductor	Max. 90°C at the conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram = 30 years). 20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.
Max. short circuit temperature of the conductor	250 °C (5 s.)
Ambient temperature for fixed installation	min -40 °C ; max +90 °C
Ambient temperature in fully flexible operation	min -40 °C ; max +90 °C
Resistance to cold	Cold Bend Test at -40° C temperature per DIN EN 60811-1-4. Impact Test -40° C temperature similar to DIN EN 50305
Damp-Heat Test	Meets TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and EN 60068-2-78: 1.000 h at 90° C and 85% humidity

Mechanical parameters

Max. tensile load	15 N/mm ² in operation, 50 N/mm ² during installation
Min. bending radius	4 x D
Abrasion resistance	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper • Sheath against sheath • Sheath against metal • Sheath against plastics
Shrinkage Test	Meets TÜV 2PFG 1169/08.2007 <2% acc. to EN 60811-1-3
Pressure Test at High Temperature	Meets TÜV 2PFG 1169/08.2007 <50% acc. to EN 60811-3-1
Dynamic Penetration Test	Meets requirements as per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Shore-Hardness	Type A: min. 85 nach DIN EN ISO 868 (PRYSMIAN Internal Testing)
Rodent resistance	Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid.

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (ca.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
1x1,5	black	20014125	1.6	4.4	4.8	14.4	34	23	13.7	30	29	0.21
1x1,5	blue	20004366	1.6	4.4	4.8	14.4	33	23	13.7	30	29	0.21
1x1,5	red	20004367	1.6	4.4	4.8	14.4	33	23	13.7	30	29	0.21
1x2,5	black	20004369	1.9	4.7	5.1	15.3	44	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	blue	20004370	1.9	4.7	5.1	15.3	44	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	red	20004372	1.9	4.7	5.1	15.3	44	38	8.21	41	39	0.36
1x4	black	20004374	2.4	5.2	5.6	16.8	59	60	5.09	55	52	0.57
1x4	blue	20004377	2.4	5.2	5.6	16.8	59	60	5.09	55	52	0.57
1x4	red	20004379	2.4	5.2	5.6	16.8	59	60	5.09	55	52	0.57
1x6	black	20004382	2.9	5.7	6.13	18.3	81	90	3.39	70	67	0.86
1x6	blue	20004385	2.9	5.7	6.1	18.3	78	90	3.39	70	67	0.86
1x6	red	20004388	2.9	5.7	6.1	18.3	78	90	3.39	70	67	0.86
1x10	black	20004391	4	6.8	7.2	21.6	120	150	1.95	98	93	1.43
1x16	black	20004394	5.6	8.3	8.9	36	190	240	1.24	132	125	2.29
1x25	black	20008077	6.4	10	10.7	43	280	375	0.795	176	167	3.58
1x35	black	20008078	7.5	11.1	11.8	47	380	525	0.565	218	207	5.01
1x50	black	20004396	9	12.6	13.3	53	530	750	0.393	276	262	7.15
1x70	black	20024634	10.8	14.8	15.8	61	720	1050	0.277	347	330	10.01
1x95	black	20004397	12.6	16.2	17	68	900	1425	0.21	416	395	13.59
1x120	black	20008826	14.2	17.7	18.7	75	1150	1800	0.164	488	464	17.16
1x150	black	20008828	15.8	19.7	20.7	83	1420	2250	0.132	566	538	21.45
1x185	black	20038266	17.4	21.3	22.3	89	1710	2775	0.108	644	612	26.46
1x240	black	20008079	20.4	24.2	25.5	102	2200	3600	0.082	775	736	34.32
TECSUN(PV) (C) PV1-F												
1x4 (C)	black		2.4	5.8	6.2	24.8	85		5.09			
1x6 (C)	black		2.9	6.4	6.8	27.2	105		3.39			

For cross-sections >6 mm² and above: blue and red outer sheath available on request
Standard delivery length: 500mt.

Baja Tensión

450 / 750 V

H07V-K

NORMAS DE REFERENCIA

DESCRIPCION



CARACTERISTICAS

Instalaciones Fijas

superastic
jet

IRAM NM 247-3

> CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.

Flexibilidad: clase 5; según IRAM NM-280 e IEC 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 70° C en servicio continuo, 160° C en cortocircuito.

> AISLANTE

PVC ecológico, en colores marrón, blanco, negro, rojo, celeste, y verde/amarillo.

Marcaación:

PRYSMIAN SUPERASTIC JET - Industria Argentina — 450/750V — Sección (mm²) - IRAM NM 247 02-05 BWF-B - Sello IRAM - RIN 288391/8.

> Normativas

IRAM NM 247-3 (ex 2183), NBR NM 247-3 (ex6148); IEC 60227-3 u otras bajo pedido.

Ensayos de fuego:

No propagación de la llama: IRAM NM IEC 60332-1.

No propagación del incendio: IRAM NM IEC 60332-3-23; NBR 6812 Cat. BWF; IEEE 383.

Certificaciones

Todos los cables de Prysmian están elaborados con Sistema de Garantía de Calidad bajo normas ISO 9001 - 2000

Cables para instalaciones de iluminación y distribución de energía en el interior de edificios civiles e industriales, en circuitos primarios, secundarios y derivaciones, instalados en tableros, en conductos situados sobre superficies o empotrados, o en sistemas cerrados análogos.



Norma de Fabricación



Tensión nominal



Temperatura de servicio



Cuerdas flexibles



No propagación de la llama



No propagación del incendio



Extrad deslizante



PVC ecológico



Sello IRAM



Sello de Seguridad Eléctrica

CONDICIONES DE EMPLEO



Cañería embutida



Cañería a la vista



Cableado de tableros

PRYSMIAN
CABLES & SYSTEMS

Edición Junio 2010

Cable Flexible para tendidos en cañerías; tipo H07V-K

450 / 750 V

IRAM NM 247-3

Características técnicas

Sección nominal mm²	Diámetro máx. de alambres del conductor mm	Espesor de aislación nominal mm	Diámetro exterior aprox. mm	Masa aprox. kg/km	Intensidad de corriente admisible en cañerías (3)		Caída de tensión (4) V/A km	Resist. Eléctrica máxima a 20°C y c.c. ohm/km
					(1) A	(2) A		
0,75	0,21	0,6	2,3	11	9	8	50	26
1,0	0,21	0,6	2,5	15	11,5	10,5	37	19,5
1,5	0,26	0,7	3,0	20	15	13	26	13,3
2,5	0,26	0,8	3,6	31	21	18	15	7,98
4	0,31	0,8	4,1	45	28	25	10	4,95
6	0,31	0,8	4,7	63	36	32	6,5	3,30
10	0,41	1,0	6,0	107	50	44	3,8	1,91
16	0,41	1,0	7,0	167	66	59	2,4	1,21
25	0,41	1,2	9,6	268	88	77	1,54	0,78
35	0,41	1,2	10,8	361	109	96	1,20	0,554
50	0,41	1,4	12,8	511	131	117	0,83	0,386
70	0,51	1,4	14,6	698	167	149	0,61	0,272
95	0,51	1,6	16,8	899	202	180	0,48	0,206
120	0,51	1,6	19,7	1175	234	208	0,39	0,161

(1) 2 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.

(2) 3 conductores cargados + PE en cañerías embutidas en mampostería, temperatura ambiente 40° C.

(3) Para Instalaciones en aire (no contempladas en el Regl. de Instalaciones en Inmuebles de la AEA) considerar los valores (1) y (2)

(4) Cables en contacto en corriente alterna monofásica 50 Hz., $\cos \varphi = 0,8$.

Coefficientes de corrección de la corriente admisible:

- Para dos circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,80

- Para tres circuitos en una misma cañería multiplicar por 0,70

- Para temperatura ambiente de 30 ° C multiplicar por 1.15

- Para temperatura ambiente de 20 ° C multiplicar por 1.29

Acondicionamientos:



Cajas de 100 metros



Rollos de 100 metros



Bobinas con longitud fija



Bobinas con longitud variable

Acondicionamientos

Sección nominal mm ²	Cajas 100 metros	Cajas 30 metros	Rollos 100 metros	Bobinas (longitud fija)	Bobinas (por metro)
0,75	x				
1,0	x			900 m	
1,5	x	x		800 m	
2,5	x	x		500 m	
4	x	x		400 m	
6	x			300 m	
10			x		
16			x		
25			x		
35 - 120					x