



UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA



FACULTAD DE INGENIERIA
Departamento Ingeniería Eléctrica

Proyecto Final de Grado

Noviembre, 2020

“ILUMINACIÓN DE GRANDES ÁREAS URBANAS MEDIANTE EL EMPLEO DE ENERGÍAS RENOVABLES”

Autores:

Caracassis, Juan Pablo
Ingeniería Electromecánica

Nogar, Mariano
Ingeniería Electromecánica

Director:

Ing. Pedro O. Prado

Codirector:

Ing. Oscar Noguera

Evaluadores:

Ing. Rubén Ferreyra

Ing. Guillermo Murcia

Ing. Justo José Roberts



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

Es objetivo de este trabajo realizar un estudio de prefactibilidad para el diseño de un sistema híbrido eficiente y de fácil mantenimiento para la iluminación de grandes áreas urbanas, utilizando energías renovables.

Se buscará encontrar la configuración que provea al sistema la mayor eficiencia. Para ello, se estudiaron dos locaciones de la ciudad de Mar del Plata, el hipermercado Makro y el Club Náutico.

Como punto de partida, se analizará la situación actual de las energías renovables, tanto en el país como a nivel mundial.

Luego, se llevará a cabo un relevamiento de las locaciones de estudio, de manera de conocer las dimensiones de las superficies a iluminar, y las disponibles para el montaje de los equipos generadores de energía.

Posteriormente, se calculará la cantidad, tipo y ubicación de las luminarias que se deberán disponer para iluminar las superficies cumpliendo con los requisitos estipulados por la normativa vigente. Se establecerá cuál es la configuración óptima respecto a la cantidad, posicionamiento y orientación de los paneles solares y aerogeneradores a instalar, de manera de maximizar la producción energética.

Para finalizar se realizará un análisis económico basado en la rentabilidad de cada proyecto y se analizará su impacto ambiental calculando las toneladas anuales de dióxido de carbono que se evitaría enviar a la atmósfera con la generación mediante estos tipos de energías limpias.

CONTENIDOS

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	7
1.1. OBJETIVOS.....	8
1.2. RESUMEN DE CONTENIDOS.....	8
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE.....	10
2.1. ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
2.1.1. ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA.....	14
2.1.2. ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA.....	15
2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	16
2.2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR.....	19
2.2.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA.....	33
2.3. INVERSORES.....	43
2.4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. BATERIAS.....	44
2.4.1. REGULADORES DE CARGA.....	47
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	48
3.1. DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN.....	50
3.1.1.1. HIPERMERCADO MAKRO. CÁLCULO DE LAS SUPERFICIES DE TRABAJO.....	50
3.1.1.2. CÁLCULO LUMINOTÉCNICO.....	56
3.1.1.3. CÁLCULO DEL ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES SOLARES.....	74
3.1.1.4. CÁLCULO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	77
3.1.2.1. CLUB NÁUTICO. CÁLCULO DE LAS SUPERFICIES DE TRABAJO.....	104
3.1.2.2. CÁLCULO LUMINOTÉCNICO.....	107
3.1.2.3. CÁLCULO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	123
3.2. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	148
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	152
CAPÍTULO 5. IMPACTO AMBIENTAL.....	158
5.1. LA HUELLA DE CARBONO.....	158
5.2. IMPACTO AMBIENTAL DE LAS INSTALACIONES PROPUESTAS.....	160
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....	161
CAPÍTULO 7. BIBLIOGRAFÍA.....	163
ANEXO I.....	167
ANEXO II.....	177
ANEXO III.....	180
ANEXO IV.....	189
ANEXO V.....	204
ANEXO VI.....	208

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 - Capacidad global de energía renovable 2007-2017	11
Figura 2.2 - Capacidad de energía renovable en el mundo en el 2017	12
Figura 2.3 - Participación de la generación eléctrica a partir de energías renovables	13
Figura 2.4 - Irradiación global diaria en enero y junio	14
Figura 2.5 - Mapa del potencial eólico del territorio argentino	15
Figura 2.6 - Bandas de energía en materiales semiconductores, conductores y aislantes.....	21
Figura 2.7 - Componentes celda solar fotovoltaica	22
Figura 2.8 - Tipos de celdas fotovoltaicas.....	24
Figura 2.9 - Curvas características de I-V y P-V.....	25
Figura 2.10 - Arreglo de paneles solares con diodos de protección.....	26
Figura 2.11 - Ángulos solares	27
Figura 2.12 - Clasificación de radiaciones solares.....	29
Figura 2.13 - Circulación global atmosférica	34
Figura 2.14 - Circulación de los Vientos Globales	35
Figura 2.15 - Clasificación de los Vientos en Función de su Velocidad. Escala Beaufort.....	36
Figura 2.16 - Flujo de aire que atraviesa una turbina eólica	38
Figura 2.17 - Gráfico de P/P_0 en función de V_2/V_1	40
Figura 2.18 - Aerogeneradores de eje horizontal.....	41
Figura 2.19 - Aerogenerador Darrieus	42
Figura 2.20 - Aerogenerador Savonius	42
Figura 2.21 - Representación del punto de potencia máxima	44
Figura 3.1 - Diagrama de flujo.....	49
Figura 3.2 - Vista frontal del Hipermercado Makro	50
Figura 3.3 - Vista superior - frontal del Hipermercado Makro	51
Figura 3.4 - Vista superior del Hipermercado Makro	51
Figura 3.5 - Croquis a escala del hipermercado Makro	52
Figura 3.6 - Croquis a escala de la superficie total a iluminar	53
Figura 3.7 - Croquis a escala de la superficie disponible para la instalación de equipos.....	54
Figura 3.8 - Croquis a escala de la superficie disponible efectiva para la instalación de equipos	55
Figura 3.9 - Modelos de luminarias Lutron Moss	57
Figura 3.10 - Disposición de las luminarias del anillo superior y representación 3D de su distribución luminosa	58
Figura 3.11 - Disposición de las luminarias del anillo inferior y representación de su distribución luminosa	59
Figura 3.12 - Disposición de un par de luminarias y representación de su distribución luminosa	59
Figura 3.13 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias	60
Figura 3.14 - Vista superior del arreglo de luminarias	60
Figura 3.15 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas	61
Figura 3.16 - Valores de iluminancia y uniformidad	62
Figura 3.17 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias	63
Figura 3.18 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas	63
Figura 3.19 - Valores de iluminancia media y uniformidad	64
Figura 3.20 - Diagrama de consumo diario del mes de enero.....	65
Figura 3.21 - Diagrama de consumo diario del mes de febrero.....	66
Figura 3.22 - Diagrama de consumo diario del mes de marzo	66
Figura 3.23 - Diagrama de consumo diario del mes de abril	67
Figura 3.24 - Diagrama de consumo diario del mes de mayo	68
Figura 3.25 - Diagrama de consumo diario del mes de junio	69
Figura 3.26 - Diagrama de consumo diario del mes de julio.....	69
Figura 3.27 - Diagrama de consumo diario del mes de agosto	70
Figura 3.28 - Diagrama de consumo diario del mes de septiembre	71
Figura 3.29 - Diagrama de consumo diario del mes de octubre	72
Figura 3.30 - Diagrama de consumo diario del mes de noviembre	72
Figura 3.31 - Diagrama de consumo diario del mes de diciembre	73
Figura 3.32 - Diagrama de consumo mensual Makro.....	74

Figura 3.33 - Gráficos mensuales de irradiación total vs ángulos de inclinación	76
Figura 3.34 - Valores del ángulo óptimo de posicionamiento del panel solar para cada mes del año.	77
Figura 3.35 - Vista aérea Makro.....	77
Figura 3.36 - Distancia mínima entre aristas de paneles.....	78
Figura 3.37 - Características del panel solar escogido	79
Figura 3.38 - Características del inversor de corriente escogido.....	80
Figura 3.39 - Características de la estructura soporte escogida	80
Figura 3.40 - Vista superior del arreglo de paneles solares	81
Figura 3.41 - Esquema del sistema conectado a la red.....	82
Figura 3.42 - Perfiles de carga diario por mes de la instalación	82
Figura 3.43 - Datos mensuales de radiación solar.....	83
Figura 3.44 - Datos mensuales de la velocidad del viento	84
Figura 3.45 - Datos de entrada de la red de energía	85
Figura 3.46 - Datos de entrada de los módulos fotovoltaicos.....	86
Figura 3.47 - Datos de entrada del aerogenerador.....	87
Figura 3.48 - Datos de entrada del convertidor.....	88
Figura 3.49 - Parámetros económicos	88
Figura 3.50 - Parámetros de control	89
Figura 3.51 - Parámetros de temperatura	89
Figura 3.52 - Restricciones	90
Figura 3.53 - Resultados arrojados por la simulación.....	91
Figura 3.54 - Parámetros eléctricos del sistema.....	91
Figura 3.55 - Parámetros eléctricos de los paneles solares	92
Figura 3.56 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio.....	93
Figura 3.57 - Gráfico horario de generación y demanda eléctrica.....	93
Figura 3.58 - Variación de la generación fotovoltaica anual en función del ángulo de inclinación.....	94
Figura 3.59 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del costo de los equipos	94
Figura 3.60 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del precio de venta de energía	95
Figura 3.61 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del costo de los equipos y el precio de venta de energía	95
Figura 3.62 - Esquema del sistema off grid	96
Figura 3.63 - Curvas de profundidad de descarga vs número de ciclos de baterías Trojan	96
Figura 3.64 - Hoja de datos de las baterías Trojan T-105	98
Figura 3.65 - Datos de entrada de las baterías.....	99
Figura 3.66 - Resultados arrojados por la simulación.....	100
Figura 3.67 - Parámetros eléctricos del sistema.....	101
Figura 3.68 - Parámetros eléctricos de los paneles solares	101
Figura 3.69 - Parámetros eléctricos de las baterías	102
Figura 3.70 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio.....	102
Figura 3.71 - Variación de la generación fotovoltaica anual y el porcentaje de exceso de energía en función del porcentaje máximo de escasez de energía anual.....	103
Figura 3.72 - Variación de los parámetros eléctricos de las baterías en función de un aumento en el porcentaje máximo de escasez de energía anual.....	104
Figura 3.73 - Vista aérea del Club Náutico de Mar del Plata	105
Figura 3.74 - Vista aérea de las canchas de tenis del Club Náutico	105
Figura 3.75 - Vista aérea de la superficie disponible para la instalación de equipos generadores....	106
Figura 3.76 - Croquis a escala de la superficie disponible para la instalación de equipos.....	106
Figura 3.77 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias	108
Figura 3.78 - Vista superior del arreglo de luminarias	109
Figura 3.79 - Valores de iluminancia y uniformidad.....	109
Figura 3.80 - Diagrama de consumo diario del mes de enero.....	111
Figura 3.81 - Diagrama de consumo diario del mes de febrero.....	112
Figura 3.82 - Diagrama de consumo diario del mes de marzo	113
Figura 3.83 - Diagrama de consumo diario del mes de abril	114
Figura 3.84 - Diagrama de consumo diario del mes de mayo	115
Figura 3.85 - Diagrama de consumo diario del mes de junio	116
Figura 3.86 - Diagrama de consumo diario del mes de julio.....	117
Figura 3.87 - Diagrama de consumo diario del mes de agosto	118

Figura 3.88 - Diagrama de consumo diario del mes de septiembre	119
Figura 3.89 - Diagrama de consumo diario del mes de octubre	120
Figura 3.90 - Diagrama de consumo diario del mes de noviembre	121
Figura 3.91 - Diagrama de consumo diario del mes de diciembre	122
Figura 3.92 - Diagrama de consumo mensual	123
Figura 3.93 - Vista aérea Club Náutico	123
Figura 3.94 - Características del panel solar escogido	124
Figura 3.95 - Características del inversor de corriente escogido	125
Figura 3.96 - Características de la estructura soporte escogida	125
Figura 3.97 - Vista superior del arreglo de paneles	126
Figura 3.98 - Esquema del sistema conectado a la red	127
Figura 3.99 - Perfiles de carga diario por mes de la instalación	127
Figura 3.100 - Datos mensuales de radiación solar	128
Figura 3.101 - Datos mensuales de la velocidad del viento	129
Figura 3.102 - Datos de entrada de la red de energía	130
Figura 3.103 - Datos de entrada de los módulos fotovoltaicos	131
Figura 3.104 - Datos de entrada del aerogenerador	132
Figura 3.105 - Datos de entrada del convertidor	133
Figura 3.106 - Parámetros económicos	133
Figura 3.107 - Parámetros de control	134
Figura 3.108 - Parámetros de temperatura	134
Figura 3.109 - Restricciones	135
Figura 3.110 - Resultados arrojados por la simulación	135
Figura 3.111 - Parámetros eléctricos del sistema	136
Figura 3.112 - Parámetros eléctricos de los paneles solares	136
Figura 3.113 - Parámetros eléctricos de los aerogeneradores	137
Figura 3.114 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio	137
Figura 3.115 - Gráfico horario de generación y demanda eléctrica	138
Figura 3.116 - Variación de la cantidad de aerogeneradores instalados y el NPC en función del costo de los equipos	138
Figura 3.117 - Variación de la cantidad de aerogeneradores instalada y el NPC en función del precio de venta de energía	139
Figura 3.118 - Variación de la cantidad de paneles y aerogeneradores instalada en función del costo de los equipos y el precio de venta de energía	139
Figura 3.119 - Esquema del sistema off grid	140
Figura 3.120 - Curvas de profundidad de descarga vs número de ciclos de baterías Trojan	140
Figura 3.121 - Datos de entrada de las baterías	142
Figura 3.122 - Resultados arrojados por la simulación	143
Figura 3.123 - Parámetros eléctricos del sistema	144
Figura 3.124 - Parámetros eléctricos de los paneles solares	144
Figura 3.125 - Parámetros eléctricos de los aerogeneradores	145
Figura 3.126 - Parámetros eléctricos de las baterías	145
Figura 3.127 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio	146
Figura 3.128 - Variación de la generación eólica anual y el porcentaje de exceso de energía en función del porcentaje máximo de escasez de energía anual	147
Figura 3.129 - Variación de los parámetros eléctricos de las baterías en función de un aumento en el porcentaje máximo de escasez de energía anual	147
Figura 3.130 - Esquema de conexión del sistema escogido para Makro	149
Figura 3.131 - Esquema de conexión del sistema escogido para el Club Náutico	151
Figura 4.1 - Cuadro tarifario según EDEA para el año 2020	152
Figura 4.2 - Tarifa para usuarios categoría T3, según EDEA para el año 2020	153
Figura 4.3 - Tarifa para usuarios categoría T2, según EDEA para el año 2020	153
Figura 4.4 - Tarifa de inyección de energía a la red eléctrica	153
Figura 4.5 - Análisis gráfico del tiempo de amortización para cada proyecto	157
Figura 5.1 - Huellas de carbono en diferentes lugares del mundo	158
Figura 5.2 - Composición de la huella de carbono en Argentina	159

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 - Valor mínimo de iluminancia para estacionamientos	56
Tabla 3.2 - Clasificación de calzadas.....	56
Tabla 3.3 - Niveles de iluminación media y uniformidad según el tipo de calzada.....	57
Tabla 3.4 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas.....	61
Tabla 3.5 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas.....	64
Tabla 3.6 - Detalle del consumo de energía eléctrica mensual Makro	74
Tabla 3.7 - Clasificación de canchas de tenis.....	107
Tabla 3.8 - Detalle del consumo de energía eléctrica mensual Náutico.....	122
Tabla 3.9 - Componentes del sistema escogido para el hipermercado Makro.....	148
Tabla 3.10 - Componentes del sistema escogido para el Club Náutico	150
Tabla 4.1 - Costo mensual para Makro según el Balance Neto	155
Tabla 4.2 - Costo mensual para el club Náutico según el Balance Neto.....	156
Tabla 4.3 - Resultados del análisis económico para ambos proyectos.....	157
Tabla 5.1 - Impacto ambiental anual de los casos de estudio	160
Tabla 5.2 - Índices de equivalencia en las emisiones.....	160
Tabla 5.3 - Ahorro equivalente en el uso de recursos fósiles	160
Tabla 6.1 - Resultados del análisis económico.....	161

1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, el debate energético ha ido creciendo en importancia a nivel global. Esto se debió al incremento de la demanda energética generado por el crecimiento de las economías emergentes, la alta dependencia de la energía proveniente de combustibles fósiles y los desafíos que impone el cambio climático, siendo el consumo energético en cualquiera de sus variantes (calor industrial, generación eléctrica, transporte) la principal causa de las emisiones de gases de efecto invernadero. En Argentina, al igual que lo ocurrido en la mayoría de las naciones emergentes durante los últimos 20 años, se han generado importantes cambios en este escenario.

Los mismos se han reflejado como modificaciones en la regulación de los mercados de energía, el progresivo incremento del presupuesto público destinado al subsidio del sector energético, la penalización de las emisiones y el aumento de las importaciones de combustibles líquidos o de gas natural. Existe también una mirada hacia los riesgos potenciales que implica la dependencia de la energía importada para la actividad económica de cada nación.

En un momento de profundas transformaciones en materia energética, la mayoría de los países está profundizando su visión a largo plazo y reforzando sus mecanismos de planificación. La discusión en torno a la matriz energética de Argentina está instalada en la agenda pública y se está dando en ámbitos gubernamentales, el sector privado y la sociedad civil, conscientes de que la definición de la política energética es una de las bases estructurales del modelo de desarrollo de un país.

En este contexto, se hace evidente la necesidad de iniciar un debate abierto, serio y transparente que incentive una visión más integral sobre el futuro energético de la Argentina. Ello permitirá analizar con perspectiva un conjunto de aspectos como la mejor implementación del presupuesto público, la reacción de la sociedad frente a algunas opciones de generación y la necesidad de garantizar el acceso a servicios energéticos para los sectores más necesitados de la población. [1]

Para la reducción tanto del consumo eléctrico como de las emisiones de gases de efecto invernadero que producen las centrales eléctricas convencionales, se debe atacar la problemática desde dos aspectos: la reducción del consumo energético utilizando fuentes de iluminación eficientes y la generación de electricidad a través de energías renovables limpias.

Los tipos de instalaciones eólico-solar no son muy difundidos a nivel comercial en áreas urbanas, o con posibilidad de conectarse a una red de electrificación, debido a que la fabricación de algunos componentes (paneles solares, aerogeneradores y fuentes de iluminación led) requieren actualmente un elevado consumo energético, lo que se traduce en alto costo de inversión inicial de todo el sistema.

Por otra parte, este tipo de tecnología presenta numerosas ventajas: la instalación del sistema es simple, emplea fuentes de energía limpia y gratuita, su operación es automática y silenciosa, requiere poco mantenimiento y es amigable con el ambiente.

Dos ventajas de la generación de energías eólica y fotovoltaica es que son autónomas y fácilmente expandibles.

Se destaca la utilización de diversos softwares que ayudan al análisis de los recursos naturales y permiten la simulación de modelos de cálculo bajo una amplia variedad de condiciones y escenarios.

1.1. OBJETIVOS

El objetivo general del proyecto es diseñar un sistema híbrido eficiente y de fácil mantenimiento para la iluminación de grandes áreas urbanas, utilizando energías renovables.

Los objetivos específicos que permitirán alcanzar el objetivo mencionado son los siguientes:

- Definir las superficies de estudio.
- Obtener las dimensiones de las superficies de estudio.
- Dimensionar el sistema de iluminación para cada superficie de estudio, de manera de cumplimentar con los niveles de iluminancia estipulados por la normativa vigente.
- Calcular el ángulo óptimo de posicionamiento y orientación de los paneles para maximizar la potencia recolectada.
- Hallar la relación óptima entre paneles solares y aerogeneradores que se deberán disponer en la superficie de estudio.
- Realizar la elección de componentes de la instalación.
- Realizar un análisis económico de la instalación.
- Realizar un análisis del impacto ambiental de la instalación.

1.2. RESUMEN DE CONTENIDOS

El capítulo 1 corresponde a la introducción del trabajo.

El capítulo 2 presenta el marco teórico, donde se definen conceptos básicos de generación de energía solar y eólica, y los componentes necesarios para proyectar una instalación que aproveche estos recursos naturales.

En el capítulo 3 se presenta la metodología de trabajo para el diseño de los sistemas

híbridos de generación de energía.

En el capítulo 4 se realiza un análisis económico sobre la inversión a realizar y la rentabilidad de cada proyecto.

En el capítulo 5 se realiza un análisis del impacto ambiental de los sistemas híbridos diseñados, calculando el ahorro de emisiones contaminantes que se logra utilizando energías limpias, en comparación con el uso de diferentes recursos fósiles.

En el capítulo 6 se exponen las conclusiones del trabajo.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse más rápidamente de lo que se consumen. Las energías renovables se clasifican en:

- Solar
- Eólica
- Geotérmica
- Hidroeléctrica
- Mareomotriz
- Undimotriz
- Biomasa
- Biocombustibles

El consumo energético mundial aumenta sin cesar, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones como por el aumento de la población mundial, que alcanzará los 9.100 millones en el año 2050. Las abundantes reservas mundiales de combustibles fósiles hacen suponer que este recurso seguirá siendo utilizado durante muchos años. No obstante, existe un límite que impone la protección y cuidado del ambiente ante la amenaza del calentamiento global.

La agencia REN 21 (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century) ha publicado el "Reporte del estatus mundial de energías renovables en 2018" (Renewables 2018 Global Status Report) que muestra las tendencias de uso de energías renovables en el mundo. En este se informa que el año 2017 fue récord en el campo de las energías renovables, caracterizado por un gran aumento de la capacidad, así como por la caída de los costos, aumento de la inversión y los avances en tecnologías de apoyo. [2]

El crecimiento en el despliegue y la producción de energía renovable continuó en 2017, en particular en el sector eléctrico, gracias a varios factores, entre los que se incluyen: el aumento del acceso a la financiación; preocupaciones por la seguridad energética, el medio ambiente y la salud humana; la creciente demanda de energía en las economías en desarrollo y emergentes; la necesidad de acceso a electricidad e instalaciones de cocina limpias; e iniciativas políticas dedicadas y ambiciosos objetivos.

Cada vez más, los gobiernos sub-nacionales se están convirtiendo en líderes en iniciativas de energía renovable y eficiencia energética, y los gobiernos nacionales en

algunos países están retirándose de los roles de liderazgo. Muchas economías en desarrollo y emergentes están incrementando su despliegue e inversión en tecnologías de energía renovable e infraestructura relacionada y se están convirtiendo en líderes de energía renovable.

Como se planteó anteriormente, la capacidad de generación de energía renovable registró su mayor incremento anual en 2017, con un estimado de 178 GW instalados en todo el mundo, aumentando la capacidad total en casi un 9% con respecto a 2016. La energía solar fotovoltaica lideró el camino, representando casi el 55% de la capacidad de energía renovable instalada recientemente. Se agregó una mayor capacidad de energía solar fotovoltaica que adiciones netas de combustibles fósiles y energía nuclear combinadas. La energía eólica y la energía hidroeléctrica representaron la mayor parte de las adiciones de capacidad renovable restantes, contribuyendo con más del 29% y casi el 11%, respectivamente. La capacidad total de energía renovable se duplicó en la década 2007-2017, y la capacidad de las energías renovables no hidroeléctricas aumentó más de seis veces.

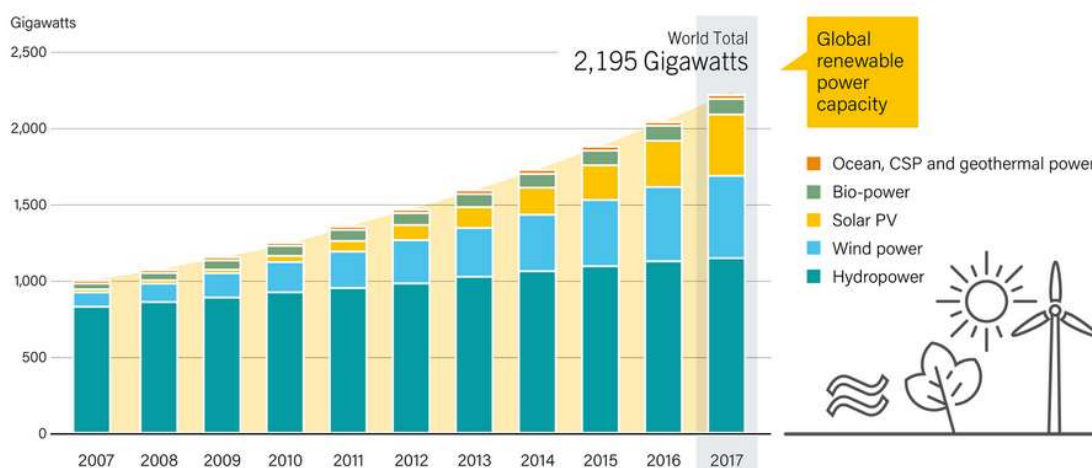


Figura 2.1 - Capacidad global de energía renovable 2007-2017 (Fuente: "Reporte del estatus mundial de energías renovables en 2018")

En general, las energías renovables representaron aproximadamente el 70% de las adiciones netas a la capacidad de energía global en 2017. Al final del año, la capacidad de energía renovable global totalizaba alrededor de 2,195 GW, suficiente para abastecer un 26,5% de la electricidad global, con la energía hidroeléctrica proporcionando alrededor del 16,4%.

El crecimiento continuo de la capacidad y la expansión geográfica de las tecnologías de energía renovable están impulsadas por una serie de factores, entre ellos el aumento de la demanda de electricidad en algunos países, los mecanismos específicos de apoyo a la energía renovable y la disminución continua de los costos (especialmente para la energía solar fotovoltaica y eólica).

La relación costo-competitividad de la generación de energía renovable (no subsidiada) continuó mejorando en 2017. Mientras que los costos promedio globales de energía (LCOE) para las tecnologías más maduras (bioenergía, geotérmica e hidroeléctrica) se han mantenido relativamente estables en los últimos años, la energía solar y eólica ha experimentado años de disminución constante de costos y

se está volviendo cada vez más competitiva para satisfacer las nuevas necesidades de generación de electricidad. El LCOE promedio ponderado global de la energía solar fotovoltaica a escala de servicio público cayó 73% entre 2010 y 2017, y la energía eólica en tierra se ha convertido una de las fuentes más competitivas de nueva generación.

Las variadas ofertas de energía renovable en 2017 resultaron en precios bajos récord tanto para energía solar fotovoltaica como eólica en varios países, con precios tan bajos como u\$s 30 por megavatio-hora para energía eólica terrestre y para energía solar fotovoltaica.

Durante el año, el sector de energía de la comunidad en algunos países experimentó desafíos en lugares donde tradicionalmente ha sido fuerte, por ejemplo, en Alemania y el Reino Unido. Esto se debe principalmente al cambio en las políticas de las tarifas de alimentación a licitaciones, que tienden a favorecer a los grandes actores corporativos sobre los actores comunitarios. Sin embargo, la cantidad de proyectos comunitarios de energía eólica está aumentando en algunos países fuera de Europa, con Australia y Japón como principales ejemplos de esto. El principal país con capacidad de energía renovable instalada total a fines de 2017 fue China, seguido a lo lejos por Estados Unidos, Brasil, Alemania e India, que se adelantó a Canadá. China sola fue el hogar de casi el 30% de la energía renovable del mundo, logrando una capacidad total de aproximadamente 647 GW.

Considerando solo la capacidad no hidroeléctrica, los principales países fueron China, Estados Unidos y Alemania, seguidos de India, Japón y el Reino Unido, como se puede observar en los siguientes gráficos:

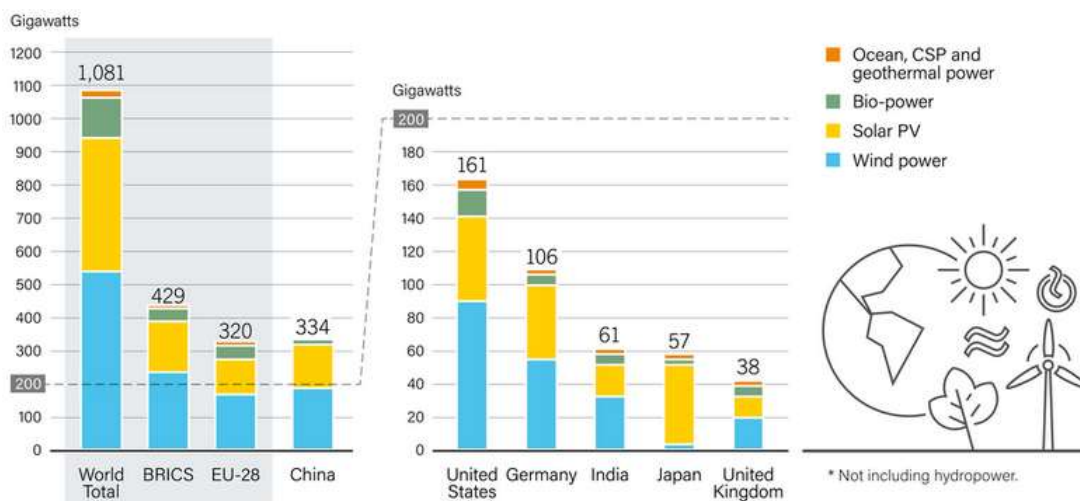


Figura 2.2 - Capacidad de energía renovable en el mundo en el 2017 (Fuente: "Reporte del estatus mundial de energías renovables en 2018")

Se estima que 17 países generaron más del 90% de su electricidad con fuentes renovables en 2017. Aunque la mayoría de estos países son suministrados casi completamente por energía hidroeléctrica, en tres de ellos, Uruguay, Costa Rica y Etiopía, la energía eólica también proporciona una contribución significativa.

Varios países están integrando con éxito partes cada vez más grandes de energía solar fotovoltaica y eólica variable en los sistemas eléctricos, mejorando las regulaciones y el diseño del mercado para recompensar la flexibilidad, y mejorando la transmisión y la interconexión para ampliar las áreas de equilibrio. En algunos casos, los países también están invirtiendo en la capacidad de almacenamiento de energía (principalmente almacenamiento por bombeo). Los países que lideran el camino en la penetración de las energías renovables variables incluyen Dinamarca (casi 53%), Uruguay (28%) y Alemania (26%); Irlanda, Portugal y España también tienen niveles de penetración de VRE por encima del 20%.

Varios países y regiones integraron cuotas mucho más altas de VRE en sus sistemas de energía como participaciones instantáneas de la demanda total durante períodos cortos durante 2017. Incluyen, por ejemplo, Australia del Sur, que generó más del 100% de la carga solo con energía eólica y 44% de la carga de la energía solar fotovoltaica solo en dos ocasiones separadas; Alemania (66% de carga de energía eólica y solar combinadas); el estado estadounidense de Texas (solo el 54% de la carga de energía eólica); e Irlanda (60% de la carga de energía eólica solo).

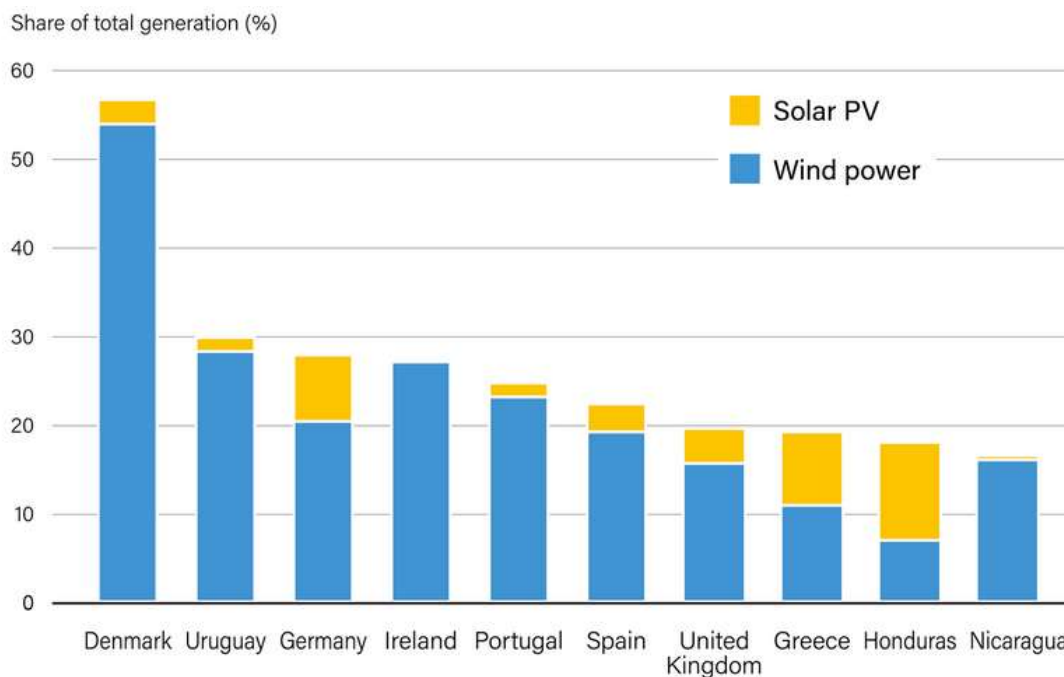


Figura 2.3 - Participación de la generación eléctrica a partir de energías renovables (Fuente: "Reporte del estatus mundial de energías renovables en 2018")

La caída de los costos de la tecnología (especialmente para la energía solar fotovoltaica), combinada con los avances en tecnologías para administrar sistemas de pago móvil, ha permitido a las energías renovables desempeñar un papel cada vez más importante en el suministro de acceso a la energía. En economías en desarrollo y emergentes, así como en áreas aisladas (donde los precios de la electricidad tienden a ser altos si no están fuertemente subsidiados), los suministros de energía existentes pueden ser poco confiables, mientras que los recursos de energía renovable pueden ser abundantes, haciendo que la electricidad renovable sea más competitiva en relación con otras opciones.

2.1.1. ENERGÍA SOLAR EN ARGENTINA

Actualmente se tiene un razonable conocimiento de la energía solar disponible y de su distribución geográfica, aunque hay regiones del país que deberían ser estudiadas con mayor detalle, por lo que se requiere continuar la medición del recurso mejorando la cobertura espacial y la instrumentación utilizada. De todas maneras, se considera que las cartas existentes en la actualidad responden adecuadamente a los datos disponibles en Argentina.

El Grupo de Estudios de la Radiación Solar, perteneciente a la Universidad Nacional de Lujan, ha publicado un "Atlas de Energía Solar en la República Argentina" con el objetivo de distribuirlo gratuitamente en organismos públicos, universidades y bibliotecas. Este es la culminación digna del esfuerzo que el país ha realizado por conocer su recurso energético en el área solar y se encuentra disponible en versión digital, la cual incluye notas sobre el instrumental de medición y las cartas de irradiación solar y heliofanía ya presentadas, además de los datos utilizados para el trazado de las mismas. [3]

En los mapas siguientes, se presenta la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria correspondiente a los meses de enero y junio.

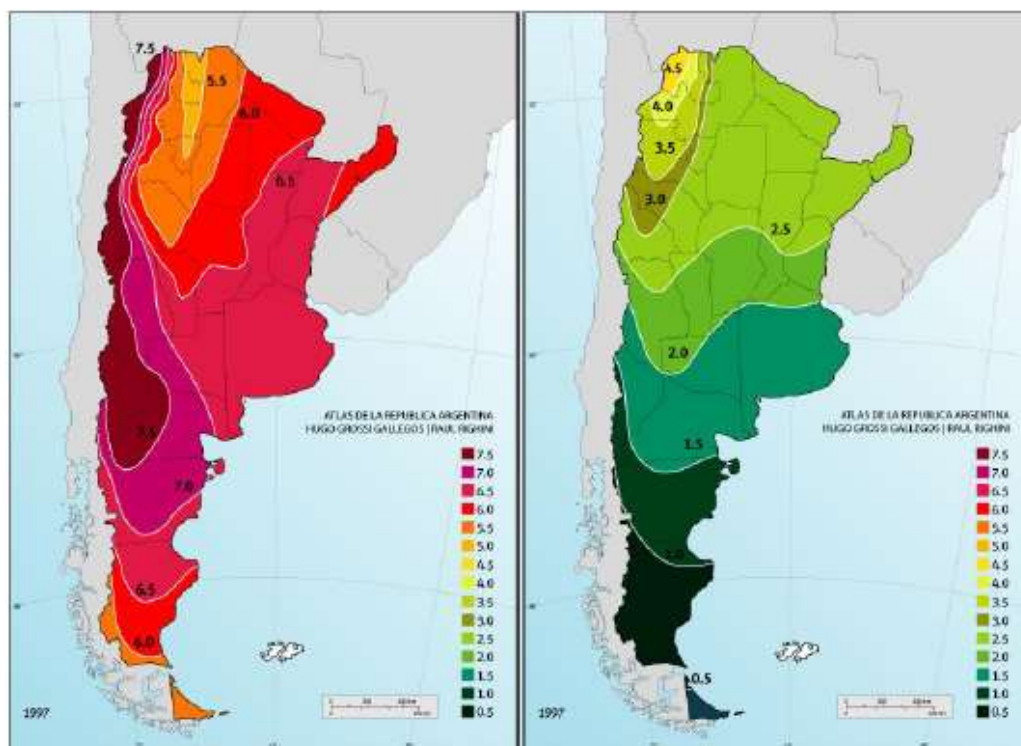


Figura 2.4 - Irradiación global diaria en enero y junio (Fuente: "Atlas de Energía Solar de la República Argentina")

La misma ha sido expresada en kWh/m², lo cual resulta conveniente para la conversión fotovoltaica. Un primer análisis, indica que la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria recibida en los diferentes meses del año presenta una importante variabilidad temporal y espacial de los promedios mensuales.

Solamente una pequeña franja del noroeste del país (parte occidental de Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Juan) presenta irradiación alta (superior a 5 kWh/m²), es decir, con posibilidades de aprovechamiento en proyectos de gran potencia. Sin embargo, la mayor parte de la superficie del país presenta irradiaciones que permitirían su aprovechamiento en proyectos de generación eléctrica de baja potencia.

2.1.2. ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA

La región Patagónica, única tierra firme en la banda de 40° a 50° latitud S con vientos casi permanentes del sector OSO á SO, es una de las regiones de mayor potencial eólico del planeta, gracias a la dirección, constancia y velocidad del viento, pudiendo alcanzarse con granjas eólicas allí instaladas factores de capacidad superiores al 35%. Para muchos especialistas, el viento patagónico es el de mejor calidad en todo el mundo como recurso continental. En el resto del mundo sólo se encuentran vientos de energía o persistencia equivalentes en algunas islas del Mar del Norte y del Pacífico Norte, o en instalaciones "off shore".

La experiencia mundial indica que con vientos medios superiores a 5 m/s es factible el uso del recurso eólico para la generación eléctrica. La Argentina tiene en cerca del 70% de su territorio vientos cuya velocidad media anual, medida a 50 metros de altura sobre el nivel del suelo, supera los 6 m/s. La costa atlántica de la Provincia de Buenos Aires tiene vientos similares a los de las costas del Báltico y del Mar del Norte, superiores a los 7 m/s. Vastas zonas en la Patagonia media y sur cuentan con velocidades promedio que superan los 9 m/s y hasta 12 m/s. Existen también otras regiones en la Argentina con vientos de intensidades medias entre 7-10 m/s, no sólo en la costa atlántica de la provincia de Buenos Aires sino también en varias provincias centrales. [4]

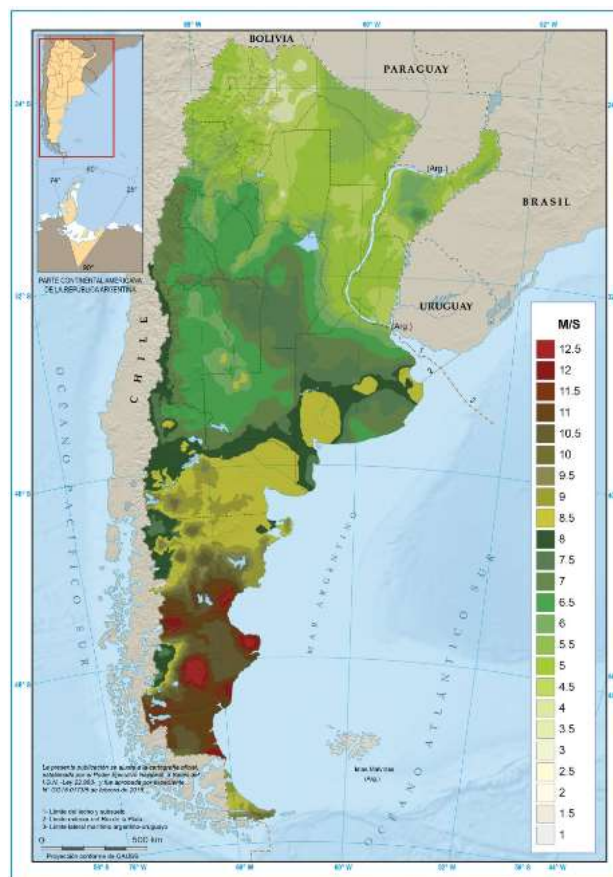


Figura 2.5 - Mapa del potencial eólico del territorio argentino (Fuente: "www.argentinaeolica.org.ar")

2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Este tipo de generación de energía eléctrica ha existido desde hace muchos años y se ha aplicado desde los inicios de la electrificación de las ciudades. Las primeras centrales eléctricas, diseñadas y construidas por Edison siguieron esta estrategia, hoy denominada Generación Distribuida (GD), que consiste en instalar generación eléctrica dentro de la zona donde se encuentran los consumidores. [5]

A pesar de englobar un concepto simple y con mucha trayectoria, no existe aún una definición comúnmente aceptada para la GD, e incluso, la propia denominación difiere según la fuente documental. En ocasiones se utiliza el término generación dispersa o generación "in-situ". A continuación, se caracteriza este concepto y todo lo que involucra, desde una perspectiva moderna sobre sus utilidades y ventajas. [6]

En la literatura, un gran número de definiciones es usado en relación con la GD. La IEEE la define como: la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto del sistema eléctrico. La definición anterior no se hace referencia al margen de potencia generadora, pero en general se acepta que va desde unos pocos kW hasta unos 10 ~ 20 MW. [7]

Otro atributo aceptado de la GD es que los sistemas generadores se conectan a las redes de distribución, en BT o MT. Para la Agencia Internacional de Energía (IEA) la GD se conecta únicamente a la red de distribución de BT, sin establecer límites en su potencia eléctrica. Una discusión detallada sobre las definiciones sobre la GD puede encontrarse en [8].

Además de la tecnología de conversión energética, como los motores de combustión interna, las turbinas de gas, las celdas fotovoltaicas o los aerogeneradores, la GD se vale de máquinas o dispositivos de interface con la red eléctrica. Estos equipos toman la energía que los sistemas de conversión producen, energía mecánica en la mayoría de los casos, para luego procesarla e inyectarla como electricidad en las redes. Los principales tipos de interface usados son:

- Máquinas sincrónicas
- Máquinas de inducción (asincrónicas)
- Inversores de potencia

Beneficios de la Generación Distribuida

La 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

La presencia de la GD modifica las pérdidas en la red de distribución donde se encuentra conectada. Está comprobado que puede provocar un ahorro en las pérdidas

de transmisión y distribución de la energía eléctrica del orden del 30%. Sin embargo, si la potencia inyectada a la red por la GD supera ciertos límites se provoca, por el contrario, un aumento en las pérdidas. Esto último deja a consideración que esta ventaja es aprovechable bajo ciertos límites de penetración, que depende del tipo de red y su carga alimentada. [9]

Alternativa para la expansión de las redes

La GD puede servir como un sustituto para la inversión en la capacidad de transmisión y distribución de energía eléctrica o como una forma de disminuir los costos involucrados. Por supuesto, esto es posible si los recursos primarios de generación están disponibles y las redes soportan su implementación sin saturarse o aumentar sus pérdidas. [10]

Implementación modular y flexible

Los sistemas de GD son modulares y su construcción resulta relativamente rápida en comparación con una gran central [11]. Su tamaño reducido y su posible instalación en los predios de establecimientos industriales, agrícolas, comerciales y residenciales reduce los problemas de localización. Además, implementar GD permite amortiguar la evolución del precio de las tarifas eléctricas, evitando grandes inversiones en la construcción de centrales, cuyo objetivo es cubrir una demanda previsible futura. [10]

Mejoras en la continuidad y la fiabilidad del suministro eléctrico

Años atrás, se reconocía a la GD como fuente de fiabilidad de los sistemas electro-energéticos, apta para evitar cortes de energía cuando se asociaba a sistemas de almacenamientos combinados con sistemas UPS [9]. En los últimos años, esto se rectificó con el crecimiento del mercado de nuevas tecnologías de almacenamiento, como las celdas de hidrógeno y modernas baterías más eficientes y económicas. Por otro lado, un nuevo concepto en las redes eléctricas lleva a un nivel más elevado la cuestión mencionada, las “micro-redes”.

Apertura del mercado eléctrico

La GD permite a los usuarios o consumidores de electricidad ser, también, productores de la misma. Los consumidores que producen energía se convierten en “prosumidores”, término comúnmente usado en los foros de energía de nuestro país. Para lograr esto, diversos países han implementado normativas que regulan la GD, dando lugar a un nuevo modelo de negocios dentro del mercado eléctrico. Esta ventaja se ve potenciada al suponer su implementación ante redes inteligentes. [12]

Promoción de las energías renovables

Los países con políticas ambientales fuertes hacen de la GD con recursos renovables una opción muy atractiva. Cuando se implementa una combinación precisa de regulaciones ambientales y energéticas junto a incentivos económicos y/o financieros, esta forma de generar energía resulta una solución económicamente benéfica. Además de rinde económico directo, las energías renovables y la eficiencia energética pueden actuar como una herramienta de marketing en el rubro apropiado.

Complemento para las redes inteligentes y micro-redes

Las redes inteligentes se postulan como el futuro de los sistemas electro-energéticos y consisten en redes eléctricas combinadas con modernas tecnologías de informática. Estas redes incorporan tecnología digital de forma tal que existe un flujo de información bidireccional entre generadores y consumidores, reduciéndose así los costos de generación y transmisión, mejorando al mismo tiempo la eficiencia y la confiabilidad. Para el World Energy Council (WEC), la GD es el paso previo a las redes inteligentes.

Las micro-redes surgen como respuesta a los apagones masivos en los grandes sistemas interconectados, ocasionados por la caída de grandes líneas de transmisión eléctrica frente a desastres naturales. Una micro-red se asocia a una red inteligente, formando parte de una red de distribución (o un sistema interconectado) y pudiendo a su vez autoabastecerse y funcionar de forma independiente. La micro red está compuesta por un conjunto de cargas, generadores y equipos de almacenamiento operando como un sistema único capaz de proporcionar potencia y calor. [13]

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

Desafíos de la Generación Distribuida

La implementación de esta forma de generar energía eléctrica trae consigo ciertos puntos en contra. Algunos de ellos son situaciones o medidas a tomar que ponen en juego la propia implementación de GD, mientras que otros apuntan a lo que puede provocar en las redes donde se conectan. En términos generales se destacan las siguientes desventajas:

- Alto costo financiero.
- Necesidad de regulaciones específicas.
- Impacto en las redes eléctricas.

Resulta importante aclarar que las desventajas de la GD dependen en gran medida del tipo de recurso y la tecnología que se utiliza. A continuación, se describe brevemente cada uno de los ítems anteriores.

Como es sabido, la instalación de generación en pequeña escala demanda un costo de capital por kW superior al comparado con grandes centrales. Esto se debe a que la generación de electricidad respeta la teoría de la economía de escala, en casi todas sus formas tecnológicas.

La GD plantea un nuevo paradigma en el funcionamiento de las redes eléctricas, ya que éstas han sido diseñadas para un funcionamiento radial, es decir, considerando generación centralizada. Este cambio propone nuevos criterios en la operación y el mantenimiento de las redes de distribución. A su vez, plantea nuevos modelos de negocio que no existían o no estaban definidos. Por lo tanto, resulta imprescindible

desarrollar un marco regulatorio que se ajuste a cada país y promueva de forma eficaz y efectiva esta forma de generación. [14]

La implementación de GD tiene impacto de múltiples características en las redes de distribución eléctrica. Este tipo de generación influye en su planificación, diseño y operación; además afecta las transacciones comerciales de energía que la empresa operadora realiza.

2.2.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA SOLAR

En el presente contexto energético y medioambiental mundial, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes se ha convertido en un objetivo de primer orden. La explotación de fuentes de energía alternativas y renovables usadas conjuntamente y la menor dependencia de unos combustibles fósiles condenados a agotarse forman parte de la solución [15].

La energía solar aprovechada por el uso de paneles fotovoltaicos se descubrió en 1839 por el físico francés Edmund Becquerel. La tecnología puede ser un solo panel, un string de paneles fotovoltaicos o una multitud de strings paralelos de paneles fotovoltaicos. Una instalación fotovoltaica no tiene emisiones, es confiable y requiere un mantenimiento mínimo. Este tipo de energía es una de las fuentes renovables más conocidas y de mayor auge en la actualidad.

Un sistema fotovoltaico transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica. Para esto aprovecha el efecto fotovoltaico, a través del cual, semiconductores dopados generan electricidad al ser expuestos a la radiación. Estos semiconductores, uno tipo n y otro tipo p, crean un campo eléctrico mutuo y se conforman en unidades llamadas celdas fotovoltaicas. Las celdas incluyen contactos eléctricos que permiten la incorporación de las cargas excitadas al circuito externo.

Un panel fotovoltaico 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 fotovoltaico también se forma disponiendo un número de paneles en una estructura en serie-paralelo con igual propósito.

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

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

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

Las tecnologías de energía renovable y su integración introducen varios problemas, incluida la mejora de la eficiencia y la fiabilidad. Diseños de arquitectura que incluyen interconexiones, dimensionamiento y ubicación óptima para una confiabilidad, seguridad y beneficios económicos óptimos también son aspectos a tener en cuenta.

La relevancia del desarrollo y paulatina introducción de las fuentes renovables en la matriz energética de nuestro país está básicamente relacionada con el agotamiento en un tiempo relativamente corto de las reservas de petróleo y gas convencionales, con su consecuente aumento de las tarifas, y con el cambio climático.

La energía solar fotovoltaica, con sus aplicaciones en áreas rurales aisladas y en áreas urbanas interconectadas a la red de distribución eléctrica, ha demostrado ya su madurez técnica. Estas últimas probablemente representen en el mediano plazo un aporte significativo a la generación eléctrica urbana, tanto integradas a edificios como en parques generadores de pequeño porte. Esto tendría lugar al alcanzarse el costo de paridad con la red, esperado para mediados de la corriente década.

Energía Solar, conceptos básicos

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a millones de grados centígrados, que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre, con una irradiancia promedio de $1367 \text{ [W/m}^2\text{]}$, llamada constante solar. Este valor varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol y de la actividad solar.

La irradiancia solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie $[\text{W/m}^2]$. Esta intensidad 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 intensidad 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 $[\text{kWh/m}^2]$. La radiación global que incide sobre una superficie plana está compuesta por la radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por la 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.

En definitiva, cada componente de la radiación global 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.

Conversión fotovoltaica

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica se consigue mediante las celdas solares, por un proceso que se conoce como efecto fotovoltaico, el cual se caracteriza por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética. [16]

Los materiales en general pueden clasificarse en conductores, aislantes y semiconductores, de acuerdo con su conductividad eléctrica. La conductividad eléctrica indica el grado de movilidad que presentan los electrones dentro de una sustancia específica.

Los electrones que pueden generar una corriente eléctrica en un material son los que se encuentran en las órbitas exteriores o banda de valencia de los átomos, que tienen menor fuerza de atracción por parte del núcleo y pueden ser liberados de la misma al aplicar una diferencia de potencial al material. Para ser liberado de la fuerza de atracción del núcleo del átomo, la energía suministrada al electrón por el campo eléctrico generado por una diferencia de potencial deberá ser suficiente para que este salte de la banda de valencia sobre la llamada banda prohibida, hacia la banda de conducción. La Figura 2.6 muestra la disposición de estas bandas en materiales conductores, aislantes y semiconductores.

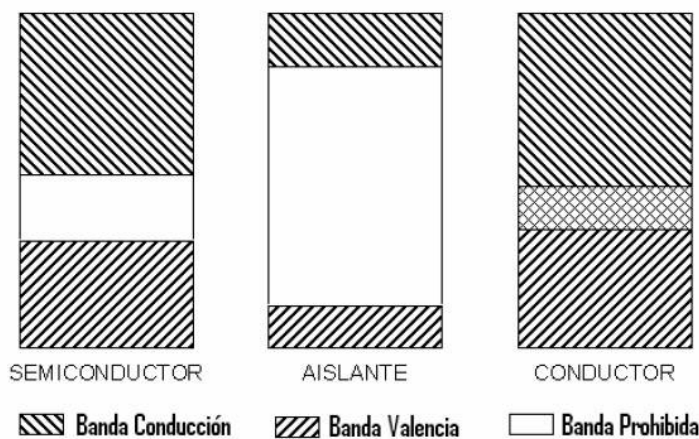


Figura 2.6 - Bandas de energía en materiales semiconductores, conductores y aislantes (Fuente: "https://steemit.com/stem-espanol/@djredimi2/fisica-del-estado-solido-introduccion-a-los-semiconductores-tema-conversatorio")

Los materiales semiconductores presentan características intermedias entre conductores y aislantes, el nivel de energía necesario para que los electrones crucen la banda prohibida en estas sustancias es mayor que el necesario en un conductor, pero no tan elevado como en el caso de un aislante. El salto de energía entre una banda y otra en un semiconductor es pequeño, por lo que suministrando energía pueden conducir la electricidad y su conductividad puede regularse, puesto que basta disminuir la energía aportada para que sea menor el número de electrones que salte a la banda de conducción; cosa que no puede hacerse con los metales, cuya conductividad es constante o poco variable con la temperatura.

El silicio es el material semiconductor más importante para la conversión fotovoltaica de energía solar. En su forma cristalina pura, este material presenta pocas cargas libres en su interior y una resistividad alta. Mediante un proceso llamado difusión se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, que permiten decrecer el valor inicial de resistividad y crear simultáneamente una región tipo P y una región tipo N, de modo de que se produce una unión P-N.

Los principales componentes de la celda son las capas adyacentes de materiales semiconductores tipo P y tipo N que se unen en una zona denominada juntura, como se observa en la Figura 2.7:

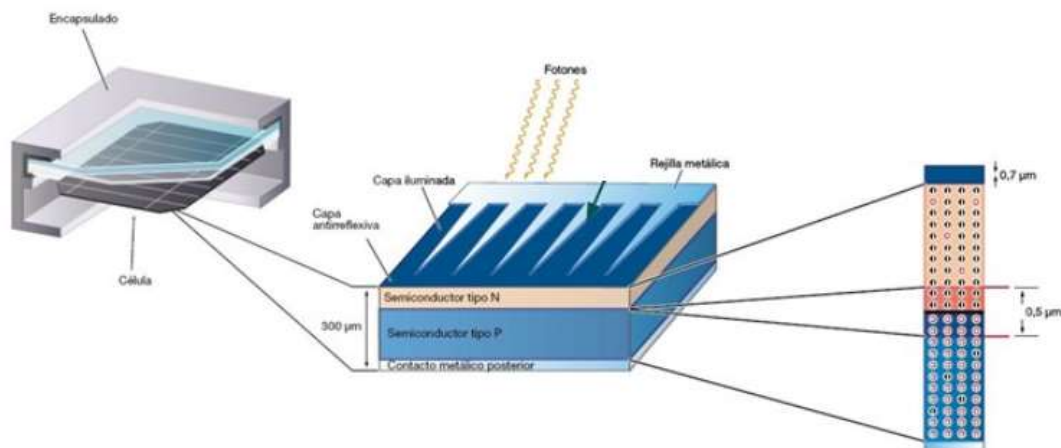


Figura 2.7 - Componentes celda solar fotovoltaica (Fuente: "https://slideplayer.es/slide/1610408/")

Las cargas mayoritarias en cada semiconductor (electrones de un lado y hoyos del otro) no permanecen inmóviles al realizar la juntura, sino que se desplazan hacia la zona adyacente, donde la concentración es baja. Este desplazamiento de cargas acumula cargas positivas en la zona N y negativas en la zona P, creando una diferencia de potencial en la juntura, la que establece a su vez un campo eléctrico en esta zona. El proceso migratorio de las cargas continúa hasta que se alcanza un estado de equilibrio.

Cuando la luz solar que incide sobre la zona adyacente a la juntura tiene el espectro y nivel de energía requerido por el material, las cargas eléctricas creadas por la luz mediante el efecto fotoconductor serán separadas por la barrera en cargas positivas en un lado y cargas negativas en el otro, creando una diferencia de potencial entre ambas. Este voltaje es capaz de conducir una corriente a través de un circuito externo de modo que permite producir trabajo útil.

Como en la unión P-N se genera un campo eléctrico fijo, el voltaje de una celda es de corriente continua. La potencia eléctrica generada en un determinado instante, está dado por los valores instantáneos del voltaje y la corriente de salida. El valor de la corriente dependerá del valor de la carga, la irradiación solar, la superficie de la celda y el valor de su resistencia interna.

Paneles fotovoltaicos

La tecnología fotovoltaica se comercializa en paneles compuestos de un arreglo serie-paralelo de celdas logrando valores deseados de tensión y corriente.

Actualmente los paneles de silicio cristalino son los más utilizados y se dividen en dos categorías: monocristalino y policristalino. Los primeros están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza. La principal ventaja de estas celdas es la eficiencia de conversión, del 15 al 21%, junto con la larga duración y el mantenimiento de las propiedades a lo largo del tiempo. Los paneles fabricados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo. Los paneles de silicio policristalinos son aquellos en que los cristales que componen las celdas se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. Su eficiencia es menor, del 13 al 16%, pero también lo es su costo. Aun así, su duración es larga y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). [17]

La tecnología del silicio cristalino domina el mercado, representando más del 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costos de fabricación. Cabe esperar únicamente pequeñas mejoras en la eficiencia y una posible reducción en los costos asociada tanto a la introducción de obleas mayores y más finas en los procesos industriales, como a la economía de escala.

Otra aplicación del silicio en la tecnología fotovoltaica es el silicio amorfo. Este tipo de silicio se deposita como una película sobre un soporte, por ejemplo, aluminio, ofreciendo la posibilidad de disponer de tecnología fotovoltaica 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%. En la Figura 2.8 se muestran las diferentes celdas y paneles de silicio.

Otro tipo de paneles fotovoltaicos que han tomado lugar en el mercado en los últimos años son los paneles de capa fina, 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.

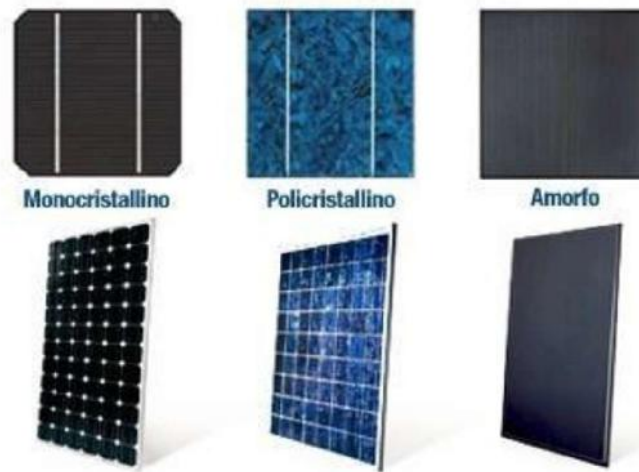


Figura 2.8 - Tipos de celdas fotovoltaicas (Fuente: "http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/")

Los materiales usados para sus celdas son: Silicio amorfo, CdTeS (teluro de cadmio-sulfuro de cadmio), GaAs (arseniuro de galio) y CIS, CICS y CIGSS (aleaciones de diseleniuro de indio-cobre).

La cuota de mercado de las tecnologías de capa fina es todavía muy limitada, menor al 10%, pero se espera que el desarrollo de técnicas productivas y la economía de escala incrementen esta participación al reducir su precio. Las técnicas de depósito para producir celdas de capa fina son procesos de bajo consumo energético y, por lo tanto, el tiempo para amortiguar la energía gastada es corto. El tiempo de amortiguamiento energético (lo que debe funcionar una celda para producir la energía que debió usarse para su fabricación) de las celdas de silicio amorfo es de alrededor de un año, la mitad de lo que requiere una celda de silicio cristalino.

Los paneles fotovoltaicos 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 2.9 se representan dichas curvas y a continuación se enumeran sus parámetros característicos en condiciones estándares de medida (STC) de:

- Potencia pico (P_{\max}): potencia alcanzada cuando la resistencia del circuito externo es tal que determina unos valores de $I_{p_{\max}}$ y $V_{p_{\max}}$ tales que su producto sea el máximo. Normalmente un panel no trabaja en condiciones de potencia máxima, ya que la resistencia exterior viene dada por las características propias de cada circuito.
- Tensión a potencia máxima ($V_{p_{\max}}$): tensión correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la tensión de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.
- Corriente a potencia máxima ($I_{p_{\max}}$): corriente correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la corriente de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero, o sea, en condiciones de circuito abierto.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de irradiación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero; es decir, cortocircuitando los bornes del dispositivo.
- Eficiencia (η): cociente entre la potencia eléctrica producida por éste y la potencia de radiación incidente sobre el mismo.

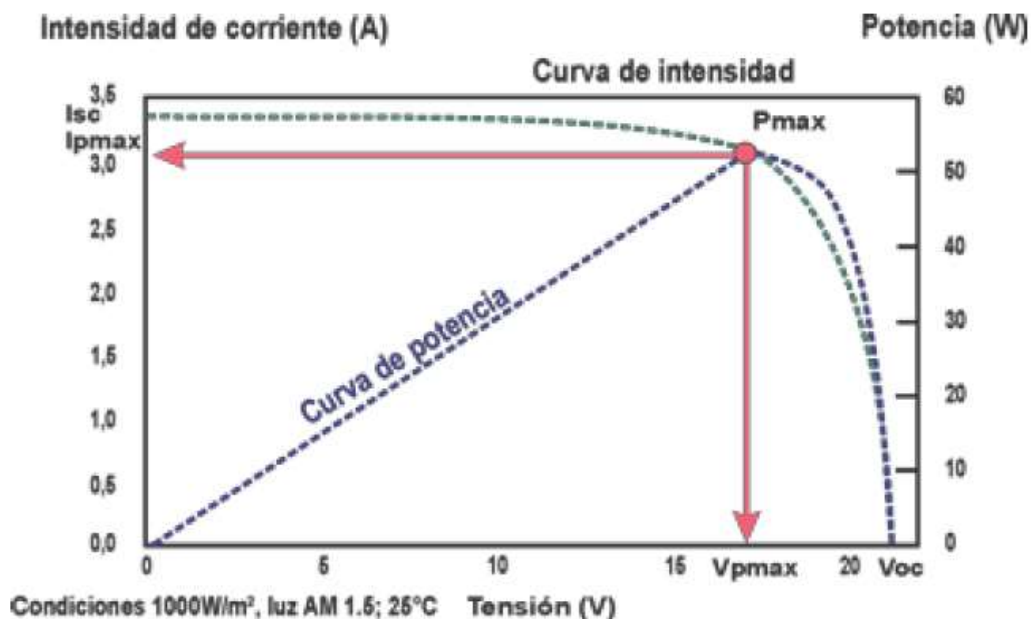


Figura 2.9 - Curvas características de I-V y P-V
(Fuente: "https://juanfrancisco207.wordpress.com/tag/caracteristicas-panel-fotovoltaico/")

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 ($P_{máx}$) para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

Efecto Sombreado

Se debe evitar el sombreado de los paneles solares, aunque esto sea inevitable en ciertos casos, sobre todo en instalaciones fotovoltaicas para casas y/o edificios, habitualmente de autoconsumo, donde una de las principales limitaciones es el espacio disponible. En dichos casos, dependiendo de la forma de la sombra, del número de células o paneles que cubra, y de la distribución de éstas en el conexionado del módulo, el efecto sobre la generación de energía eléctrica del panel solar puede variar considerablemente. [18]

Cuando una célula o grupo de células se sombrea, pasa de producir electricidad a consumirla, lo que puede provocar sobrecalentamiento y hasta la destrucción de la

célula. Para evitar el deterioro de la célula o del panel, existen diodos de protección que hacen de puente de la corriente eléctrica para evitar que esto suceda.

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

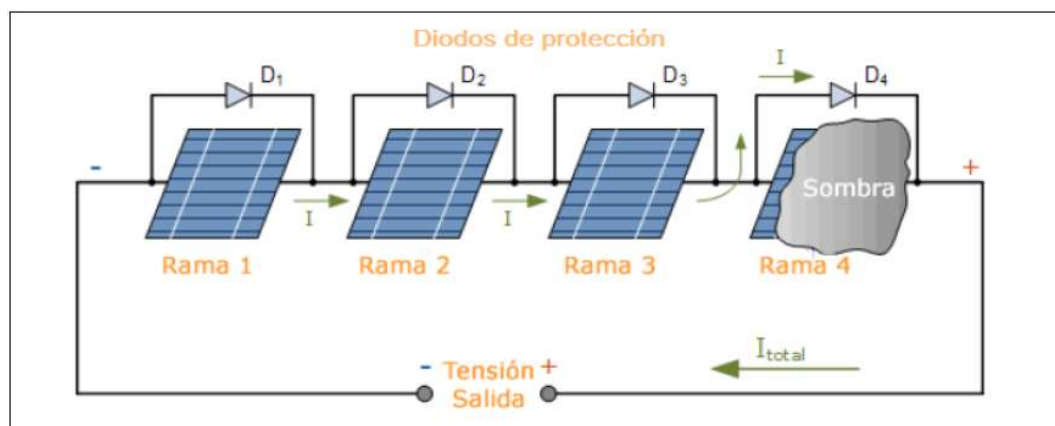


Figura 2.10 - Arreglo de paneles solares con diodos de protección (Fuente: "https://www.greenenergy-latinamerica.com/efectos-del-sombrado-en-paneles-solares/")

Los diodos de paso no evitan el sombreado de las células, ni mejoran la respuesta eléctrica en esas situaciones, sólo sirven como medida de protección para minimizar los efectos del "punto caliente" en asociaciones serie.

Otra forma de evitar el deterioro del panel generado por este efecto es la utilización de micro-inversores, es decir, que cada panel tenga su propio inversor.

Ángulo óptimo de inclinación y orientación de los paneles solares

La tierra efectúa una vuelta sobre su eje cada 24 horas y completa una elipse alrededor del sol cada 365 días aproximadamente. La excentricidad de la órbita de la tierra es muy pequeña. La distancia más corta entre la tierra y el sol es el perihelio y la mayor el afelio. La distancia media sol-tierra (r_0) es una unidad astronómica (UA), y vale $1,496 \times 10^8$ km. La distancia entre el sol y la tierra varía cada día del año.

La rotación de la tierra alrededor de su eje causa los cambios en la distribución de la radiación a lo largo del día, y la posición de este eje respecto al sol causa los cambios estacionales. [19]

El plano de giro de la tierra alrededor del sol se llama plano de la eclíptica. La Tierra gira alrededor de su eje polar, que está inclinado aproximadamente 23.5° respecto a la perpendicular al plano de la eclíptica. Este ángulo permanece constante a lo largo del año; sin embargo, el ángulo formado por una línea que una los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial varía cada día. Este ángulo se conoce como declinación solar, δ . La declinación es cero en los equinoccios y varía entre $+23.5^\circ$ y -23.5° . Es menor que cero en verano para el hemisferio Sur.

En otras palabras, la declinación solar es el ángulo formado por una línea que una los centros de la tierra y el sol y el plano ecuatorial, y varía con el paso de los días. Esta se calcula mediante la Ecuación 2.1:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2.1)$$

Donde:

- n: es el número de día del año calendario.

Altura solar

La altura solar se define como el ángulo, en un plano vertical, entre los rayos del sol y la proyección de éstos sobre un plano horizontal (α). Esta, mide la altura del sol respecto a un plano horizontal, y podemos decir que representa “cuánto ha subido el sol desde el horizonte”. [20]

En función de la latitud, el sol subirá más o menos. En verano el sol sube más (lo vemos más perpendicular a nosotros) y en invierno menos (se eleva menos en el horizonte). Cuando sale el sol (o se pone) la altura solar es cero. [21]

Otros ángulos que también se utilizan, y que están relacionados, son el ángulo cenital (θ_z) y ángulo azimutal (ψ). Estos se pueden observar en la Figura 2.11.

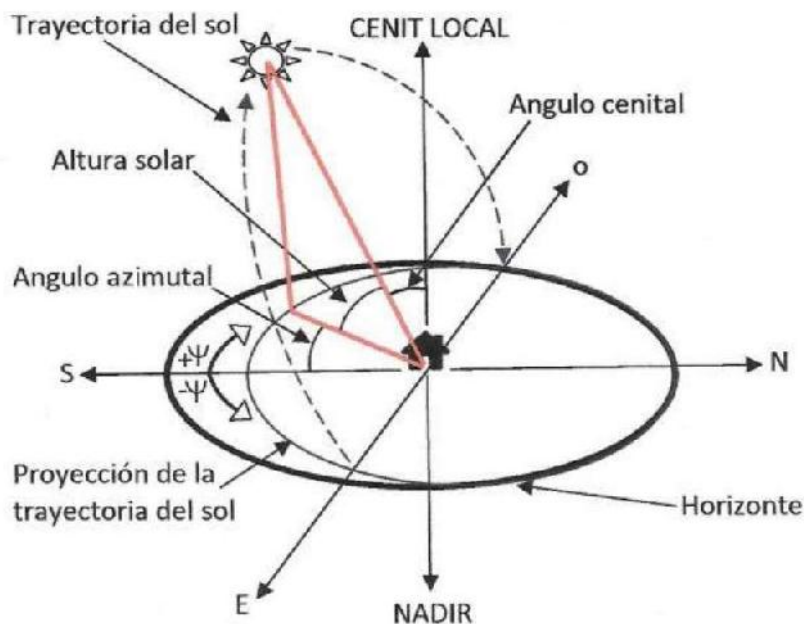


Figura 2.11 - Ángulos solares (Fuente:” <https://www.aulafacil.com/cursos/medio-ambiente/energia-solar-termica-1/angulo-cenital-y-la-elevacion-solar-l37810>”)

El cenital es el ángulo entre los rayos del sol y una línea perpendicular al plano horizontal [21]. Se cumple que:

$$\alpha + \theta_z = \frac{\pi}{2} \quad (2.2)$$

El azimutal es el ángulo, medido en el plano horizontal, que forman la proyección de los rayos del sol en este plano, con el Norte (en nuestro caso para el hemisferio Sur) (ψ). Al mediodía, este ángulo es, por tanto, cero (el sol está en el Norte). El ángulo acimutal para la hora de salida del sol varía cada día del año. En las latitudes de Argentina, en verano el sol sale más alejado del Norte (en el cuadrante SE) y en invierno el sol sale más cercano al Norte (cuadrante NE).

El ángulo acimutal se puede calcular como:

$$\cos \psi = \frac{\sin \alpha \sin \varnothing - \sin \delta}{\cos \alpha \cos \varnothing} \quad (2.3)$$

Donde:

- ψ : es el ángulo acimutal.
- α : es la altura solar.
- \varnothing : es la latitud del lugar.
- δ : es la declinación solar.

Al momento en que sale el sol la altura solar es cero y, por tanto, el ángulo cenital vale 90° . Así, siendo ω_s el ángulo de salida del sol, utilizando la Ecuación 2.3 y estos valores, se cumple que:

$$\cos \omega_s = \frac{-\sin \varnothing \cdot \sin \delta}{\cos \delta \cdot \cos \varnothing} \quad (2.4)$$

$$\omega_s = \arccos(-\tan \varnothing \cdot \tan \delta) \quad (2.5)$$

Las definiciones de ángulos vistas para superficies horizontales, son equivalentes para una superficie inclinada β grados respecto al Ecuador, si se considera que la latitud de la superficie, φ , pasa a ser $\varphi - \beta$. Para el ángulo de salida del sol habrá que tener en cuenta, que al estar inclinada la superficie, ésta no empezará a ver el sol hasta que su altura sea mayor que la inclinación de la superficie, es decir:

$$\omega'_s = \min[\omega_s, \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(\varnothing - \beta))] \quad (2.6)$$

Radiación solar en la superficie terrestre

La radiación solar que llega a la superficie de la tierra está condicionada por dos fenómenos de distinta naturaleza:

- **Factores astronómicos:** son aquellos que dependen de la geometría tierra-sol. Son función de la posición relativa sol-tierra y de las coordenadas geográficas del lugar considerado, latitud y longitud. Condicionan básicamente el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de los rayos solares. Son función, pues, de la altura solar en cada instante.

- **Factores climáticos:** no toda la radiación máxima esperable para cada altura solar y cada localidad será siempre observable en la superficie de la tierra. Los factores llamados climáticos atenuarán la misma. Las nubes, la cantidad de vapor de agua, ozono, aerosoles, etc. contenidos en la atmósfera son los responsables de esta atenuación, que ocurre fundamentalmente por absorción, reflexión y difusión de la radiación.

El total de radiación procedente del sol que incide en una superficie en la tierra tiene tres componentes (Figura 2.12):

- **Radiación directa:** es la radiación que llega a la tierra directamente en línea con el disco solar.
- **Radiación difusa:** es la radiación originada por los efectos de dispersión de los componentes de la atmósfera, incluidas las nubes.
- **Radiación reflejada:** es la radiación incidente en la superficie que procede de la reflejada por el suelo. Al cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente en la superficie de la tierra se le llama albedo.

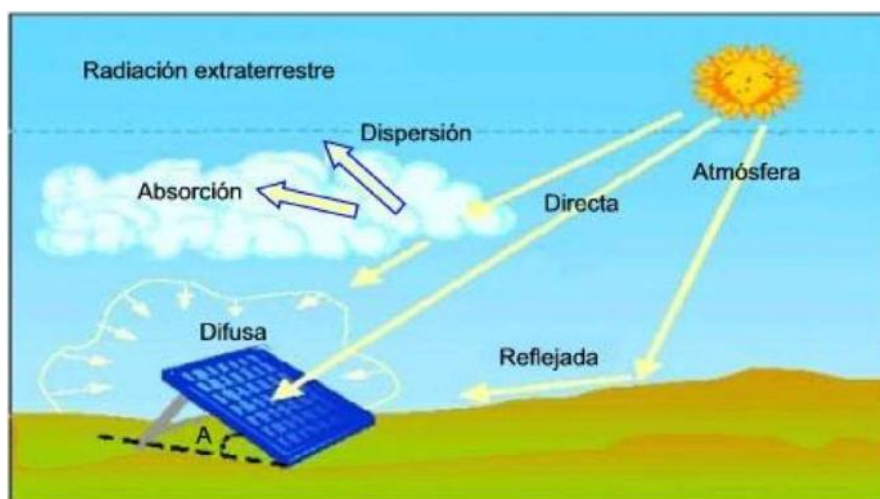


Figura 2.12 - Clasificación de radiaciones solares (Fuente: ["http://espacioteca.blogspot.com/2010/09/que-es-la-radiacion-solar-tipos-de.html"](http://espacioteca.blogspot.com/2010/09/que-es-la-radiacion-solar-tipos-de.html))

La radiación global o total que llega a una superficie (horizontal o inclinada) se puede expresar como la suma de estas tres componentes, según la Ecuación 2.7:

$$G = B + D + R \quad (2.7)$$

Donde:

- G: es la radiación global
- B: es la radiación directa
- D: es la radiación difusa
- R: es la radiación reflejada

Radiación solar integrada en el tiempo

La integración sobre un período de una hora de las expresiones de los distintos tipos de radiación es lo que se conoce como exposición horaria de radiación. Por ejemplo, para radiación directa, la exposición horaria de radiación directa sobre una superficie horizontal estará dada por la Ecuación 2.8:

$$B_0^h = \int^{hora} B_0 \cdot \cos \theta_z \quad (2.8)$$

Donde:

- B_0^h : es la radiación directa horaria
- B_0 : es la radiación directa

Si la integración se hace sobre períodos de un día se obtendrá la exposición diaria de radiación.

Índice de transparencia atmosférico

El índice de transparencia atmosférico es una medida de lo “transparente” que es la atmósfera a la radiación solar. Fundamentalmente, nos da información de cuanta radiación alcanza la superficie de la tierra en función de la radiación extraterrestre (o radiación que hay antes de iniciar su paso a través de la atmósfera). En días claros, los valores de este índice serán elevados (por encima de 0,8) y en días nublados pueden llegar a ser muy bajos (incluso por debajo de 0,1). Un valor alto, por ejemplo 0,8, nos indica que el 80% de la radiación que había en el exterior de la atmósfera ha alcanzado la superficie de la tierra.

La Ecuación 2.9 permite calcular el índice de transparencia atmosférico:

$$K_T = \frac{G_0}{I_0} \quad (2.9)$$

Donde:

- K_T : es el índice de transparencia atmosférico.
- G_0 : es la radiación global.
- I_0 : es la radiación global extraterrestre.

Cuando una energía radiante incide en una superficie, puede ser parcialmente absorbida, parcialmente reflejada y parcialmente transmitida, estas propiedades se conocen como absorptividad, reflectividad y transmisividad de una superficie. La fracción, respecto al total de energía incidente, asociada con estas propiedades se llama absorptancia, reflectancia y transmitancia. Cuando la fuente de radiación es el sol, se utiliza el término albedo en lugar de reflectancia. El albedo se puede expresar tanto en porcentaje como en fracciones de uno.

Determinar un valor exacto de albedo puede ser muy importante cuando se evalúa el total de radiación que incide en un edificio o en un colector de energía solar.

De manera general el albedo se puede definir mediante la Ecuación 2.10:

$$\rho = \frac{R_{\beta\gamma}}{B_{\beta\gamma}} \quad (2.10)$$

Donde:

- $R_{\beta\gamma}$: es la radiación reflejada por la superficie inclinada un ángulo β .
- $B_{\beta\gamma}$: es la radiación directa sobre la superficie inclinada un ángulo β .

Valores de radiación sobre superficie horizontal

En el dimensionado de sistemas de aprovechamiento de energía solar es necesario conocer la disponibilidad energética del emplazamiento de la instalación, tanto cuantitativa como cualitativamente. En concreto, en sistemas fotovoltaicos es preciso determinar la cantidad de radiación directa, difusa y reflejada que recibirá el sistema; en el caso de los sistemas fotovoltaicos aislados, para poder calcular bien cuál es el tamaño adecuado de la instalación para cubrir las necesidades o demandas energéticas; en el caso de los sistemas conectados a red para poder estimar el periodo de amortización previsto de la misma.

Para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas se utilizan valores de radiación históricos, de periodos anteriores. Sin embargo, en la actualidad para muchas localidades no se disponen de datos históricos de las dos componentes de la radiación, a saber: radiación directa y difusa, y a veces, ni siquiera de radiación global. En Argentina, el Departamento de Ciencias Básicas de la Universidad de Luján ha realizado un Atlas de Energía Solar de la República Argentina. En el mismo se presenta un conjunto de cartas con la distribución mensual de los promedios diarios de la irradiación solar global y de las horas de brillo solar (heliofanía efectiva).

El sitio web SSE, Surface Meteorology and Solar Energy (Meteorología de Superficie y Energía Solar), patrocinado por la N.A.S.A., así como también el NREL, National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energías Renovables), brindan abundante información de energía solar, parámetros climáticos y geográficos. En las localidades donde no existen datos de radiación es necesario estimarlos a partir de correlaciones con otros tipos de parámetros.

Para calcular la energía que se recibe en un plano inclinado (normalmente en las instalaciones fotovoltaicas la superficie de los paneles está inclinada) es necesario conocer que cantidad del total de radiación recibida en superficie horizontal corresponde a radiación directa y cuánta a radiación difusa.

Cálculo de la radiación reflejada sobre superficie inclinada

A partir de datos de radiación global diaria:

$$R_{\beta\gamma}^d = G_0^d \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.11)$$

Donde:

- $R_{\beta\gamma}^d$: es la radiación reflejada diaria por la superficie inclinada un ángulo β .
- G_0^d : es la radiación global diaria.
- ρ : es la reflectancia, o albedo.

A partir de datos de radiación global horaria:

$$R_{\beta\gamma}^h = G_0^h \cdot \rho \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.12)$$

Donde:

- $R_{\beta\gamma}^h$: es la radiación reflejada horaria sobre una superficie inclinada un ángulo β .
- G_0^h : es la radiación global horaria.
- ρ : es la reflectancia, o albedo.

Cálculo de la radiación directa sobre superficie inclinada

El cálculo de la radiación directa sobre superficies inclinadas se basa en la determinación de un factor geométrico de corrección R_b :

$$R_b = \frac{\cos(\varnothing - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega'_s + \frac{\pi}{180} \cdot \omega'_s \cdot \sin(\varnothing - \beta) \cdot \sin \delta}{\cos \varnothing \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{\pi}{180} \cdot \omega_s \cdot \sin \varnothing \cdot \sin \delta} \quad (2.13)$$

Recordando las ecuaciones 2.5 y 2.6, presentadas anteriormente, resulta:

$$B_{\beta\gamma}^d = B_0^d \cdot R_b \quad (2.14)$$

Donde:

- $B_{\beta\gamma}^d$: es la radiación directa diaria sobre una superficie inclinada un ángulo β .
- B_0^d : es la radiación directa diaria.

Cálculo de la radiación difusa sobre superficie inclinada

La cantidad de radiación difusa depende tanto de la altura solar como de la fracción de cielo cubierto. El parámetro que se utiliza como variable independiente, es el índice de transparencia atmosférico horario (K_h) que da indicios sobre la claridad que presenta el cielo.

La correlación de Erbs et al divide la cobertura del cielo en tres partes:

$$\frac{D_0^h}{G_0^h} = \left\{ \begin{array}{l} 1 - 0,09 \cdot K_h \rightarrow 0 \leq K_h \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,16 \cdot K_h + 4,388 \cdot K_h^2 - 16,638 \cdot K_h^3 + 12,336 \cdot K_h^4 \rightarrow 0,22 \leq K_h \leq 0,8 \\ 0,165 \rightarrow K_h > 0,8 \end{array} \right\} \quad (2.15)$$

Donde:

- D_0^h : es la radiación difusa horaria.
- G_0^h : es la radiación global horaria.
- K_h : índice de transparencia horario.

Luego, se puede obtener el valor de radiación difusa sobre una superficie inclinada a partir de datos de radiación global diaria (método isotrópico de Liu y Jordan):

$$D_{\beta\gamma}^d = D_0^d \cdot \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (2.16)$$

Donde:

- $D_{\beta\gamma}^d$: es la radiación difusa diaria sobre una superficie inclinada un ángulo β .
- D_0^d : es la radiación difusa diaria.

2.2.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA

La energía eólica es la energía obtenida del viento. Es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es hoy en día la energía más madura y eficiente de todas las energías renovables. El término “eólico” proviene del latín “aeolicus”, relativo a Eolo, Dios de los vientos en la mitología griega. Básicamente, consiste en convertir la energía que produce el movimiento de las palas de un aerogenerador impulsadas por el viento en energía eléctrica. [23]

Esta energía se explota a través de un equipo llamado aerogenerador. Estos dispositivos están compuestos por una turbina eólica situada en la parte superior de una torre de soporte y un generador eléctrico. Las palas, giradas por el viento, transforman la energía cinética producida por el viento en energía mecánica, la cual se transforma en energía eléctrica mediante la acción del generador.

La energía eólica es una fuente de energía limpia con un bajo impacto ambiental. No produce gases tóxicos y las propias turbinas eólicas pueden enfrentar un ciclo de vida útil muy largo antes de ser enviadas para su eliminación. A su vez, el costo por kW producido, en áreas muy ventosas, y los costos de mantenimiento son bajos.

Los grandes parques eólicos tienen un fuerte impacto paisajístico y son visibles desde largas distancias, ya que la altura promedio de las turbinas de viento de las grandes plantas oscila entre los 50 y 80 metros, y sus aspav giratorias se elevan verticalmente otros 40 metros. En general, el viento sopla más fuerte en las costas y en zonas montañosas, por lo que un parque eólico puede desfigurar un buen paisaje. También pueden tener un impacto negativo en la avifauna local, especialmente, entre las aves rapaces nocturnas.

El viento, que por un lado es una fuente abundante e inagotable, y disponible en muchos lugares del mundo, posee también la característica de ser relativamente impredecible.

EL VIENTO

Debido a la acción de las diferencias de presión atmosférica, continuamente variables, que existen sobre nuestro planeta, el aire no puede estar nunca en reposo y se desplaza prácticamente sin cesar. La corriente correspondiente constituye el viento, que se define por su dirección y su velocidad.

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que se desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales al gradiente de presión. Los vientos son generados a causa del calentamiento no uniforme de la superficie terrestre por parte de la radiación solar, entre el 1 y 2% de la energía proveniente del sol se convierte en viento. Es por esto que se considera a la energía eólica como una clase de energía solar o derivada de la misma.

De día, las masas de aire sobre los océanos, los mares y los lagos se mantienen frías con relación a las áreas vecinas situadas sobre las masas continentales. Los continentes absorben una menor cantidad de luz solar, por lo tanto, el aire que se encuentra sobre la tierra se expande, y se hace por lo tanto más liviano y se eleva. El aire más frío y más pesado que proviene de los mares, océanos y grandes lagos se pone en movimiento para ocupar el lugar dejado por el aire caliente. [24]

La circulación general en la atmósfera, por término medio, puede representarse esquemáticamente al nivel de la superficie terrestre en una sección que contiene un plano meridiano, cómo se observa en la Figura 2.13:

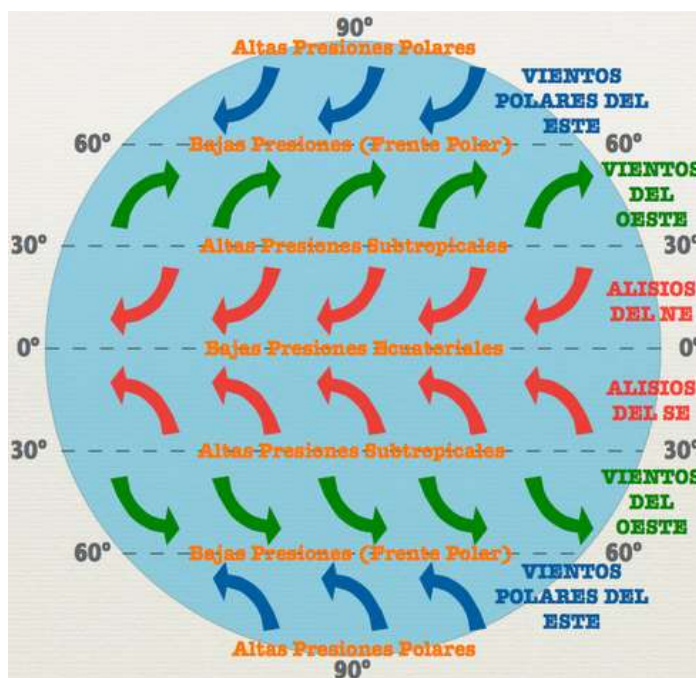


Figura 2.13 - Circulación global atmosférica
(Fuente: "https://curriculumnacional.mineduc.cl/614/articles-27000")

En cada hemisferio se pueden distinguir tres núcleos más o menos individualizados: tropical, templado o subtropical y polar. Los núcleos tropicales a ambas partes del

ecuador están separados entre sí por la zona de las calmas y bajas presiones ecuatoriales. Los núcleos templados están separados de los anteriores por zonas de altas presiones subtropicales y de los núcleos polares por ejes de depresión situados hacia los paralelos de latitud de 60°.

Claramente, el esquema presentado no es perfecto. El desigual calentamiento de los océanos y continentes, la existencia del relieve y las variaciones de las estaciones implican deformaciones y una partición de las zonas de altas y bajas presiones.

Durante la noche se produce lo contrario. La tierra está más fría que el mar, lo que origina que el aire frío descienda sobre la tierra y se dirija hacia el mar. El aire marino que ahora está más caliente se eleva y es reemplazado por el aire frío de la tierra. Estos vientos son conocidos con el nombre de “Brisas Terrestres”. Estas brisas son de menor velocidad que las anteriores, debido a que en la noche existen menores diferencias de temperatura entre la tierra y el mar. Estas brisas generadas por las diferencias de temperatura pueden llegar hasta unos 50 km. tierra y mar adentro.

Dirección y Velocidad del Viento

El viento sopla en principio desde las zonas de presiones altas hacia las zonas de bajas presiones. Sin embargo, en las latitudes medias y altas, su dirección se modifica por la rotación de la tierra. El viento entonces toma una dirección paralela a las isóbaras, en sentido contrario a las agujas del reloj, alrededor de las áreas ciclónicas y en sentido directo alrededor de las áreas anticiclónicas. En el hemisferio sur, los sentidos son los inversos de los citados (Figura 2.14).

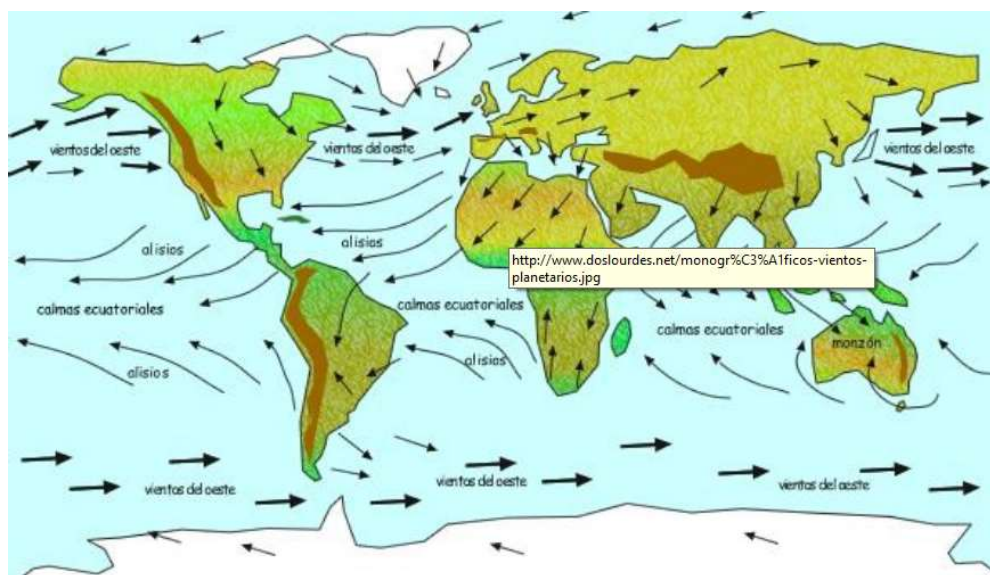


Figura 2.14 - Circulación de los Vientos Globales (Fuente: "https://100cia.site/index.php/naturaleza-y-vida-salvaje/item/19606-cuales-son-los-principales-cinturones-de-viento-que-mas-afectan-nuestro-clima")

La dirección del viento se designa por el lado desde donde sopla. Se dice que el viento es de dirección oeste si la corriente de aire viene del oeste. Esta dirección viene determinada por la veleta.

La dirección del viento varía continuamente alrededor de una dirección media. Los registros diarios permiten establecer para cada lugar un diagrama polar que permite conocer los tiempos relativos expresados en tanto por ciento, durante los cuales el viento ha soplado en una dirección determinada denominado rosa de las velocidades

La intensidad es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el lugar de origen del viento y el de su llegada. Se ha establecido una escala, llamada Escala de Beaufort, que clasifica los vientos en función de su velocidad, en 17 categorías, como se muestra en la Figura 2.15.

Grados Beaufort	Nudos		m/s		km/h		Descripción	Presión s/superficie Plana en daN/m ²	
	de	a	de	a	de	a		de	a
0	<	1	0	0.2	<	1	Calma		
1	1	3	0.3	1.5	1.0	3.0	Ventolina	0.0	0.3
2	4	6	2.1	3.1	7.4	11.1	Brisa Suave	0.6	1.2
3	7	10	3.6	5.1	13.0	18.5	Brisa Leve	2	3
4	11	16	5.7	8.2	20.4	29.7	Brisa Moderada	4	9
5	17	21	8.8	10.8	31.5	38.9	Viento Refrescante	10	15
6	22	27	11.3	13.9	40.8	50.0	Viento Fuerte	17	25
7	28	33	14.4	17.0	51.9	61.2	Viento muy Fuerte	27	38
8	34	40	17.5	20.6	63.0	74.1	Temporal	40	55
9	41	47	21.1	24.2	76.0	87.1	Temporal Fuerte	58	76
10	48	55	24.7	28.3	89.0	101.9	Temporal muy Fuerte	79	104
11	56	63	28.8	32.4	103.8	116.8	Tempestad	108	137
12	64	71	32.9	36.5	118.6	131.6	Huracán	141	174
13	72	80	37.1	41.2	133.4	148.3		179	220
14	81	89	41.7	45.8	150.1	164.9		226	273
15	90	99	46.3	51.0	166.8	183.5		279	338
16	100	108	51.5	55.6	185.3	200.1		344	402
17	109	118	56.1	60.7	202.0	218.7	Ciclón	409	480

Figura 2.15 - Clasificación de los Vientos en Función de su Velocidad. Escala Beaufort.

ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LOS VIENTOS. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Dadas las características tan dispersas y aleatorias del viento, la manera más conveniente de estudiar si un emplazamiento es adecuado o no, es utilizando la estadística. Para ello se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria con una cierta función de distribución llamada curva de distribución de velocidades o de frecuencias de ocurrencia. Permiten visualizar como se distribuye la intensidad del viento y que rango de velocidades ocurren con mayor frecuencia.

Una integración de la curva de distribución de velocidades da la curva de duración de los vientos, de persistencia o de probabilidad acumulada. Las ordenadas representan el tiempo durante el cual el viento es igual o superior al indicado por la abscisa. La suma de las frecuencias relativas es el 100% del período. La curva anual de distribución de velocidades es imprescindible para evaluar el potencial eólico disponible de un lugar. Cruzando esta información con la curva de potencia generada en función de la velocidad del viento, suministrada por el fabricante del aerogenerador podemos obtener la producción anual de energía.

Para esto se utiliza comúnmente la distribución de Weibull. Esta es una distribución continua y triparamétrica, es decir, está completamente definida por tres parámetros y es la más empleada en el campo de la confiabilidad. La función de densidad de la distribución de Weibull para la variable aleatoria v está dada por la Ecuación 2.17:

$$f(v) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \cdot \left(\frac{v - \theta}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v-\theta}{\lambda}\right)^k} \quad \text{con } v \geq \theta \quad (2.17)$$

Donde:

- v : es la velocidad del viento.
- k : es el parámetro de forma, determina la forma o perfil de la distribución, la cual es función del valor de éste ($0 < k < \infty$).
- λ : es el parámetro de escala, muestra que tan aguda o plana es la función ($0 < \lambda < \infty$).
- θ : es el parámetro de localización, indica, en el tiempo, el momento a partir del cual se genera la distribución. ($-\infty < \theta < \infty$).

Si tomamos el parámetro de localización cero, la distribución de Weibull sería biparamétrica completamente definida por los parámetros de forma y de escala:

$$f(v) = \left(\frac{k}{\lambda}\right) \cdot \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k} \quad \text{con } v \geq 0 \quad (2.18)$$

Estos parámetros se pueden calcular a través del método de los mínimos cuadrados o utilizando potentes programas de cálculo, como Matlab. Este software en particular posee una función llamada "Weibull", la cual, a partir de un vector de velocidad compuesto por todas las velocidades medidas entrega los valores de los parámetros k y λ . [25]

Energía Eólica Generada

La producción de energía eólica diaria está dada según la Ecuación 2.19:

$$E_{generada} = \text{Dist Weibull} \cdot \text{Curva Pot Aerogenerador} \quad (2.19)$$

Donde:

- $E_{generada}$: es la energía generada en un determinado período de tiempo.
- Dist Weibull: es la distribución de las velocidades (duración de las mismas).
- Curva Pot Aerogenerador: es la curva de potencia del aerogenerador.

La distribución de Weibull brinda la duración de las velocidades clasificadas. Por otro lado, para cada velocidad clasificada la curva de potencia del aerogenerador indica la potencia generada por el mismo.

Finalmente multiplicando la duración de cada velocidad clasificada por la potencia que suministra el aerogenerador para cada una de estas obtenemos las energías generadas para cada velocidad. Luego sumando el total de las energías se obtiene la energía generada total, ya sea diaria o mensual según el período en que se registraron las velocidades de viento.

LEY DE BETZ

Cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador a su salida. Si se intenta extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula, es decir, el aire no podría abandonar la turbina. En ese caso no se extraería ninguna energía en absoluto, ya que obviamente también se impediría la entrada de aire al rotor del aerogenerador. En el otro caso extremo, el viento podría pasar a través de nuestro tubo sin ser para nada estorbado. En este caso tampoco habríamos extraído ninguna energía del viento. [26]

Así pues, se puede asumir que debe haber alguna forma de frenar el viento que esté entremedio de estos dos extremos, y que sea más eficiente en la conversión de la energía del viento en energía mecánica útil. Resulta que hay una respuesta a esto sorprendentemente simple: un aerogenerador ideal ralentizaría el viento hasta $2/3$ de su velocidad inicial. Para entender el porqué, tendremos que usar la ley física fundamental para la aerodinámica de los aerogeneradores: la Ley de Betz.

La ley de Betz dice que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador. Esta fue formulada por el físico alemán Albert Betz en 1919, quien supone que la máquina eólica está colocada en un aire animado delante de la máquina, a una velocidad V_1 y detrás a una velocidad V_2 .

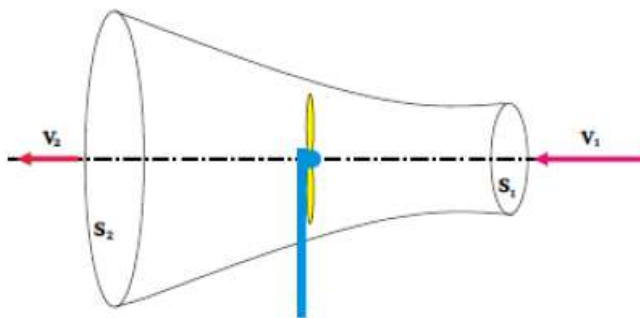


Figura 2.16 - Flujo de aire que atraviesa una turbina eólica (Fuente: "<https://energeticafutura.com/blog/cuanta-energia-se-puede-sacar-del-viento-limite-de-betz/>")

Consideremos que la velocidad promedio del viento a través del área del rotor es el promedio de la velocidad del viento sin perturbar antes de la turbina eólica, V_1 , y la velocidad del viento después de su paso por el plano del rotor, V_2 , esto es:

$$V = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (2.20)$$

La masa de la corriente de aire a través del rotor durante un segundo se calcula según a Ecuación 2.21:

$$m = \rho \cdot S \cdot \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (2.21)$$

Donde:

- m: es la masa.
- ρ : es la densidad del aire.
- S: es el área barrida por el rotor

La potencia del viento extraída por el rotor es igual a la masa por la diferencia de los cuadrados de la velocidad del viento (de acuerdo con la segunda ley de Newton):

$$P = \frac{1}{2} \cdot m \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.22)$$

De las Ecuaciones 2.21 y 2.22, se obtiene la siguiente expresión para la potencia extraída del viento:

$$P = \frac{\rho}{4} \cdot S \cdot (V_1 + V_2) \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (2.23)$$

Comparando la ecuación anterior con la potencia total de una corriente de viento no perturbada a través de exactamente la misma área, sin ningún rotor que bloquee el viento, y cuyo valor está dada por la Ecuación 2.24:

$$P_0 = \frac{\rho}{2} \cdot S \cdot V_1^3 \quad (2.24)$$

Esta expresión nos indica que la potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad del mismo.

Luego, la relación entre la potencia del viento extraída por el rotor y la potencia eólica disponible está dada por la Ecuación 2.25:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \cdot \left(1 - \left(\frac{V_2}{V_1}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \left(\frac{V_2}{V_1}\right)\right) \quad (2.25)$$

Graficando $\frac{P}{P_0}$ en función de $\frac{V_2}{V_1}$ resulta:

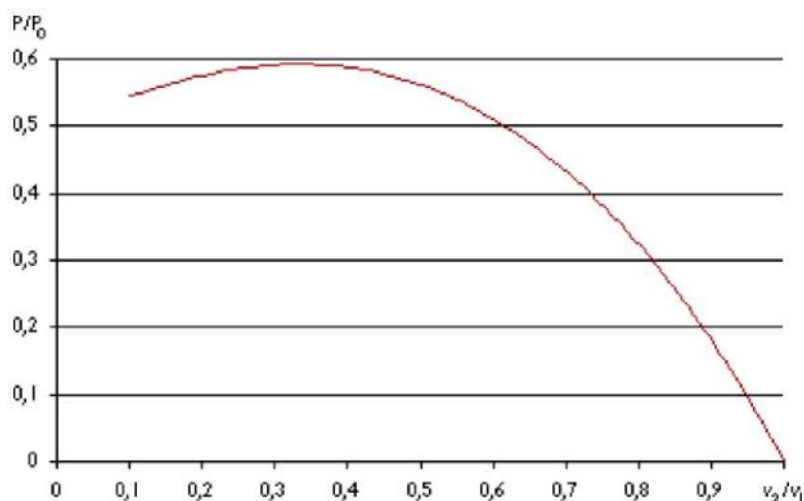


Figura 2.17 - Gráfico de $\frac{P}{P_0}$ en función de $\frac{V_2}{V_1}$ (Fuente: "http://xn--drmsttre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/stat/betzpro.htm")

De la Figura 2.17 se puede observar que la función alcanza su máximo en $\frac{V_2}{V_1} = \frac{1}{3}$, y que el valor máximo de la potencia extraída del viento es de 0,59 veces de la potencia total del viento.

AEROGENERADORES

Un aerogenerador es un dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica. Las palas de un aerogenerador giran entre 13 y 20 revoluciones por minuto, según su tecnología, a una velocidad constante o bien a velocidad variable, donde la velocidad del rotor varía en función de la velocidad del viento para alcanzar una mayor eficiencia. [27]

El funcionamiento de un aerogenerador puede explicarse en función de las siguientes fases:

1. Orientación automática: El aerogenerador se orienta automáticamente para aprovechar al máximo la energía cinética del viento, a partir de los datos registrados por la veleta y anemómetro que incorpora en la parte superior. La barquilla gira sobre una corona situada al final de la torre.
2. Giro de las palas: El viento hace girar las palas, que comienzan a moverse con velocidades de viento de unos 3,5 m/s y proporcionan la máxima potencia con unos 11 m/s. Con vientos muy fuertes (25 m/s) las palas se colocan en bandera y el aerogenerador se frena para evitar tensiones excesivas.
3. Multiplicación: El rotor (conjunto de tres palas engarzadas en el buje) hace girar un eje lento conectado a una multiplicadora que eleva la velocidad de giro desde unas 13 a unas 1.500 revoluciones por minuto. También los hay sin caja multiplicadora.

4. Generación: La multiplicadora, a través del eje rápido, transfiere su energía al generador acoplado, que produce electricidad.
5. Evacuación: La energía generada es conducida por el interior de la torre hasta la base y, desde allí, por línea subterránea hasta la subestación, donde se eleva su tensión para inyectarla a la red eléctrica y distribuirla a los puntos de consumo.
6. Monitorización: Todas las funciones críticas del aerogenerador están monitorizadas y se supervisan desde la subestación y el centro de control, para detectar y resolver cualquier incidencia.

Se definen en general, los aerogeneradores, según la posición de su eje de rotación, con relación a la dirección del viento. Así se dividen en:

- Con el eje paralelo a la dirección del viento (Aerogeneradores de eje horizontal).
- Con el eje perpendicular a la dirección del viento (Aerogeneradores de eje vertical).

Aerogeneradores de Eje Horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal con el eje paralelo a la dirección del viento, en la actualidad son las máquinas más difundidas y con mayores rendimientos que las otras existentes, algo muy importante en el momento de comenzar un diseño. En este grupo se incluyen aquellas que tienen 1,2,3 o 4 palas (denominadas eólicas rápidas), y las típicas multi-palas para el bombeo de agua. También en estas máquinas se distinguen aquellas que tienen las palas situadas de "cara al viento" y aquellas que las tienen de "espalda al viento". Generalmente este tipo de aerogeneradores van provistos de rotores bipala o tripala de cara al viento.

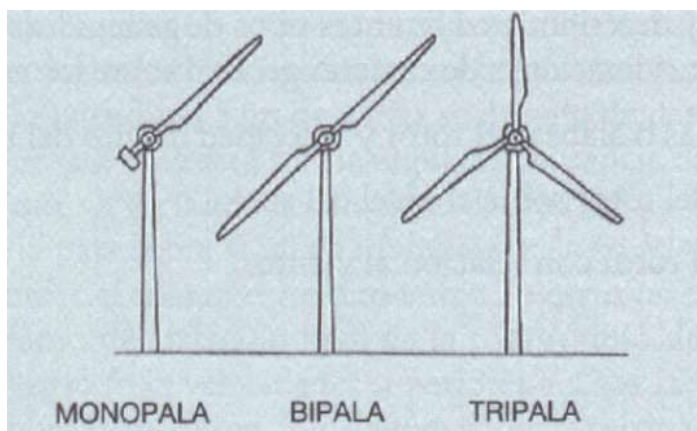


Figura 2.18 - Aerogeneradores de eje horizontal (Fuente: " <https://tipos-de-energia.blogspot.com/2006/02/energa-elica-tipos-de-generadores.html> ")

Aerogeneradores de Eje Vertical

En este tipo de aerogeneradores las palas rotan en torno a un eje central vertical, presentando por lo tanto tres ventajas fundamentales con respecto a los de eje horizontal, los cuales son utilizados de forma más asidua:

1. La sujeción de las palas es de fácil diseño y ejecución.
2. No precisan sistema de orientación para captar la energía del viento.
3. Fácil ubicación del tren de potencia, generador y transformador, a nivel del suelo.

De forma general se puede decir que el rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical se encuentra por debajo de la mitad que el correspondiente a aerogeneradores de eje horizontal, hecho que ha dirigido a la industria al desarrollo de esto últimos frente a los primeros.

Existen dos tipos de aerogeneradores de eje vertical, a saber:

- Aerogenerador Darrieus (rotor de variación cíclica de incidencia): El rotor está formado por un conjunto de álabes, unidos rígidamente entre sí, que pueden girar alrededor de un eje vertical y cuya sección recta tiene forma de un perfil aerodinámico. [28]



Figura 2.19 - Aerogenerador Darrieus

- Aerogenerador Savonius (rotor de arrastre diferencial): Este rotor se basa en la diferencia de fuerza aerodinámica que ejerce un flujo de aire sobre objetos de distinta forma. Si se concibe un rotor formado por un conjunto de álabes en forma de cazoletas semiesféricas o semicilíndricas colocadas en la forma que se indica en la siguiente figura, la acción del viento origina fuerzas distintas en las partes cóncava y convexa de estas cazoletas, lo que da lugar a un par que provoca el giro del rotor. Debido a que la fuerza que origina el par es la diferencia entre los álabes o paletas del rotor, este tipo de máquina recibe el nombre de arrastre diferencial. [28]



Figura 2.20 - Aerogenerador Savonius

Comparación entre aerogeneradores de eje horizontal y eje vertical [29]

Las principales ventajas de las eólicas de eje horizontal frente a las de eje vertical son:

- Tienen un coeficiente de potencia (C_p) mayor.
- Las eólicas rápidas de eje horizontal presentan una velocidad de giro mayor que las de eje vertical, por lo que son más adecuadas para el accionamiento de generadores eléctricos que giran a 1000 o 1500 rpm.
- Permiten barrer mayores superficies que las de eje vertical, por lo que alcanzan potencias mucho mayores.
- Aprovechan el efecto beneficioso del aumento de la velocidad del viento con la altura respecto del suelo. La configuración de las de eje vertical impide alcanzar alturas elevadas y por lo tanto no pueden aprovechar este efecto.

En cambio, las eólicas de eje vertical presentan las siguientes ventajas frente a las de eje horizontal:

- Dada su simetría vertical captan el viento desde cualquier ángulo, por lo que no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento, como si ocurre en las de eje horizontal.
- Su forma estructural permite que los cables que entregan la electricidad generada permanezcan inmóviles y que casi todo el equipamiento que lo constituye esté situado a baja altura o a nivel del suelo. Esta característica simplifica la operación y el mantenimiento.
- Pueden tomar ventaja de aquellas irregularidades del terreno que incrementan la velocidad del viento.
- Necesitan una menor velocidad del viento para empezar a girar.
- Son menos propensas a romperse con vientos fuertes.

2.3. INVERSORES

El proceso de conversión de corriente continua, proveniente de la generación fotovoltaica-eólica o de las baterías, a corriente alterna se lleva a cabo por los inversores. En los sistemas híbridos, operan como la interface entre la planta y la red eléctrica, acondicionando y controlando la inyección de energía a la misma.

La potencia suministrada por la instalación depende del punto de operación eléctrica al que se encuentra. Para optimizar el suministro de energía del sistema, el generador debe adaptarse a la carga, de modo que el punto de funcionamiento corresponda siempre a su punto de potencia máxima. Con este objetivo, dentro del inversor se utiliza un algoritmo de control llamado seguidor del punto de potencia máxima (MPPT).

El punto de potencia máxima corresponde al punto tangente entre la curva I-V, curva de producción fotovoltaica o eólica, para un valor dado de temperatura y radiación solar, o viento, y la hipérbola descrita por la ecuación $VI = constante$. El algoritmo de

MPPT más comercial identifica el punto de potencia máxima de la curva característica del generador induciendo, a intervalos regulares, pequeñas variaciones de la carga que determinan las desviaciones de los valores tensión-intensidad y evaluando si el producto resultante $I \cdot V$ 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.

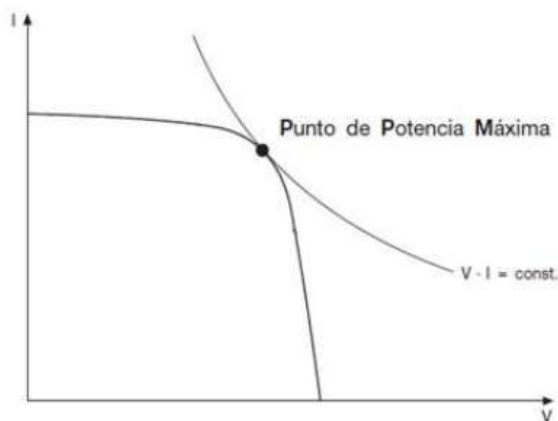


Figura 2.21 - Representación del punto de potencia máxima

Los inversores se diferencian según tengan que alimentar instalaciones aisladas o instalaciones conectadas a la red. En las instalaciones 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. Por otro lado, en las instalaciones 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 fotovoltaicos.

Como alternativa a los inversores centrales 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). Estos permiten simplificar el diseño y la instalación del sistema fotovoltaico, así como también monitorear la energía que produce cada panel. Otra ventaja importante es que, si un micro-inversor falla, solo afecta la producción de energía de un único panel solar, pero son más costosos ($\$/W$) y tienen menor eficiencia que un inversor central. [30]

2.4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. BATERIAS

Las energías solar y eólica son fuentes intermitentes, por lo que es necesario utilizar un sistema de almacenamiento de energía. Una opción viable puede ser la propia red de distribución (en el caso de que exista en el lugar y que las leyes y reglamentaciones lo permitan), otra opción es el uso de baterías o acumuladores, las cuales son cargadas por la energía de los paneles solares y los aerogeneradores, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Las características más importantes de una batería en una instalación de este tipo son el ciclado y la profundidad de descarga. El ciclado diario se refiere a que la batería

se carga en el día y se descarga en la noche. Superpuesto a este ciclo diario está el ciclo estacional que se asocia a periodos de reducida incidencia de radiación solar generalmente. Estos ciclos conjuntamente con otros parámetros de operación como temperatura ambiente, corriente, entre otros, inciden sobre la vida útil de la batería y sus requisitos de mantenimiento.

Para alargar la vida de las baterías deben evitarse las siguientes situaciones:

- Elevados voltajes de carga, que elevan la corrosión y pérdida de agua.
- Bajos voltajes en descarga.
- Descargas profundas.
- Largos periodos sin recarga total.
- Elevadas temperaturas, que aceleran los procesos de envejecimiento.
- Estratificación del electrolito.
- Bajas corrientes de carga.

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de una batería son:

- Capacidad: Se define como la cantidad de energía que puede lograrse en una descarga durante un tiempo determinado del acumulador partiendo de un estado de carga total. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando.
- Eficiencia de carga: relación entre la energía almacenada y la empleada para la carga. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- Profundidad de descarga: porcentaje de la capacidad de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga/descarga. Es decir, respecto a la cantidad total de energía susceptible de ser usada que la batería tiene almacenada, la PD es el porcentaje que se le extrae. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador, ya que si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20 %, por ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se les somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %).
- Autodescarga: proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.

La capacidad de almacenamiento de una batería de Pb-ácido varía con la temperatura del electrolito, la que, en la práctica, está determinada por la temperatura ambiente del lugar donde ésta será instalada.

La primera etapa en el dimensionado de las baterías consiste en asegurar que la producción de energía solventará la demanda durante el mes de menor generación. Para lograr esto, la capacidad útil de la batería (capacidad nominal multiplicada por la máxima profundidad de descarga) debe permitir una cantidad de días de autonomía (días que el sistema puede suministrar energía en ausencia de radiación solar y viento usando solo las baterías).

La capacidad del banco de baterías se puede calcular a partir del consumo energético real (E [Wh]), los días de autonomía (N), la tensión nominal de acumulador (V) y la profundidad de descarga permitida (PD), según la Ecuación 2.26:

$$C = \frac{E \cdot N}{V \cdot PD} \quad (2.26)$$

Una vez confirmado que la producción de energía excederá la demanda durante el peor mes y que el banco de baterías brinda los días de autonomía necesarios, el dimensionado de la batería deberá regirse por las curvas de carga y descarga dadas por el fabricante.

Al momento de elegir el banco de baterías es de vital importancia conocer cuál será la máxima corriente de carga y cuáles serán las máximas profundidades de descarga. En líneas generales, se puede concluir que la corriente de carga en una batería irá disminuyendo hasta que llegué al 100 % de carga, lo cual significa que, si los generadores alimentan con más potencia que la máxima de carga, la energía en exceso será disipada por el regulador de carga.

Baterías de buena tecnología pueden ser desaprovechadas si no se respetan las instrucciones de carga inicial. Por lo tanto, deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías no se encuentre significativamente por debajo de los valores nominales. Esto puede lograrse con un proceso apropiado de formación durante la fabricación de la batería, o mediante la realización de cargas iniciales cuando la batería ya está instalada. En caso de escoger esta última alternativa, el personal que instale las baterías debe tener los equipos necesarios para cargarlas, y contar con los conocimientos necesarios para controlar y realizar las cargas iniciales. Deben hacerse las provisiones necesarias para asegurar que la capacidad inicial de las baterías puestas en operación no difiere en más del 95 % del valor nominal.

En lo respecta a la resistencia de la batería, deben cumplirse las siguientes especificaciones:

- La vida de la batería (es decir, antes de que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal) a 25°C, debe exceder un cierto número de ciclos, cuando se descarga hasta una profundidad del 50%.
- La auto-descarga de la batería a 25°C no debe exceder el 6% de su capacidad nominal en un mes.

Finalmente, cabe mencionar que la batería deberá colocarse en un lugar ventilado y de acceso fácil, pero restringido. El término acceso fácil se refiere a que todas las tareas a realizar sobre las baterías, a saber: la limpieza de los terminales de la batería, la verificación del nivel de electrolito y el relleno de agua (en el caso que la batería lo requiera) y el reemplazo de fusibles, deben poder llevarse a cabo sin la necesidad de moverlas. Además, por la posibilidad de ocurrencia de accidentes si la batería o su contenedor se vuelcan o si se cortocircuitan accidentalmente sus terminales, es necesario tomar las provisiones necesarias para evitar tales situaciones.

2.4.1. REGULADORES DE CARGA

Es necesario procesar la energía proveniente de los paneles fotovoltaicos para aplicarla convenientemente al conjunto de baterías, teniendo en cuenta que las características de tensión y corriente de ambos sistemas son diferentes. Para tal fin se utiliza un convertidor de potencia, del tipo CC/CC, que se denomina en la jerga comercial “regulador”. Este convertidor debe ser capaz de mantener la operación de los paneles en el punto de tensión-corriente de máxima potencia, lo que se denomina seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT), con el objeto de extraer la máxima potencia de los paneles para las condiciones de radiación y temperatura del momento.

Además, el regulador debe ser capaz de cargar a las baterías siguiendo el régimen de carga/descarga más adecuado para maximizar la vida útil de las baterías. En este sentido el regulador debe trabajar en dos zonas. En cuanto a la carga, debe garantizar una carga suficiente y evitar situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga debe asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Se escogieron las locaciones de la ciudad de Mar del Plata sobre las cuales llevar a cabo el estudio de prefactibilidad, analizando los recursos renovables disponibles y los requerimientos, con el objetivo de conocer la demanda energética a ser cubierta. Se observaron en detalle las fuentes de consumo y se realizó un monitoreo para determinar los intervalos horarios aproximados de utilización de los artefactos luminosos. Se realizó el diseño luminotécnico utilizando el software DIALux, y con la información obtenida se calculó el consumo mensual de energía eléctrica.

Las superficies de estudio se seleccionaron en función del emplazamiento geográfico, dado que las características de este se relacionan directamente con las condiciones climáticas y, consecuentemente, con los recursos energéticos disponibles para ser aprovechados. Se propuso analizar dos lugares que presentan características climáticas visiblemente distintas, de modo de poder diseñar dos instalaciones diferenciadas, una enfocada en mayor medida en la utilización de celdas fotovoltaicas, y la otra con más cantidad de aerogeneradores.

La optimización de un sistema híbrido es un aspecto de importancia relevante. En general, el problema consiste en hallar una topología de sistema y una distribución de potencias adecuada, que permita satisfacer la demanda con buena calidad de energía, pérdidas mínimas y baja emisión de contaminantes, al menor costo posible.

De manera de verificar que los requerimientos energéticos identificados en los emplazamientos pueden satisfacerse con los recursos disponibles se realizó una serie de simulaciones utilizando un software de optimización llamado HOMER, el cual identifica el sistema de mínimo costo de un conjunto de alternativas posibles, simulando el comportamiento horario del sistema a lo largo de un año, y ordenando las soluciones según su valor presente neto (NPC) para el ciclo de vida de la instalación.

Se propone realizar un estudio de sensibilidad con el objetivo de evaluar la influencia de la variación de los datos de entrada en el resultado final. HOMER repite el proceso de optimización para cada valor de los datos de entrada de forma que se puedan examinar los efectos del cambio de los valores en los resultados.

Tras la simulación, optimización y análisis de sensibilidad realizada por HOMER, se procedió a la selección de la mejor alternativa en cada locación de estudio según los resultados proporcionados, y se presentó un detalle de los componentes del sistema híbrido y su esquema de conexión.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo donde se identifican los pasos del procedimiento de cálculo utilizado para el diseño del sistema de generación de energía.

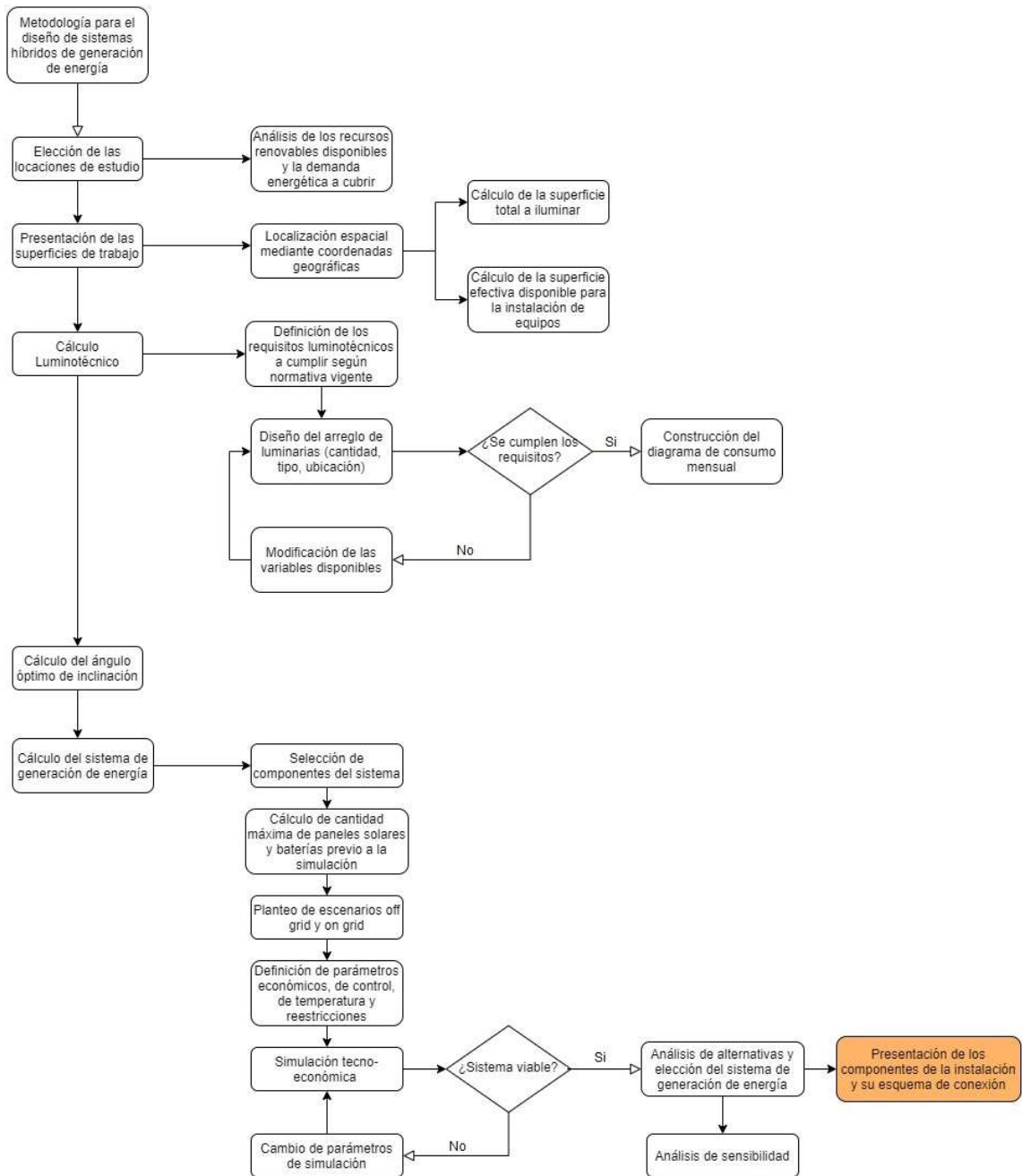


Figura 3.1 - Diagrama de flujo

3.1. DISEÑO DEL SISTEMA DE ILUMINACIÓN

El sistema de iluminación será alimentado mediante la energía eléctrica generada por los aerogeneradores y los paneles solares. Estos tienen la capacidad de trabajar en forma independiente o conjunta, lo cual significa una ventaja, ya que el sistema integral puede utilizar la energía eólica en días nublados y lluviosos, o la energía solar en días sin viento, de modo de que la provisión de energía eléctrica a la instalación no depende únicamente de una de las dos fuentes de energía.

El sistema está equipado con un banco de baterías que almacenan la energía eléctrica producida para asegurar el normal funcionamiento del sistema de iluminación bajo condiciones de falta de viento y/o luz solar.

A su vez, se exploró una alternativa al uso del banco de baterías, la cual consta en conectarse directamente a la red eléctrica, no solo para utilizarla de back-up en los momentos que la generación no sea suficiente para suplir la demanda, sino que se entregará de manera constante la energía generada a la red, y se consumirá energía de esta, cuando sea necesario. De esta manera, se independiza al sistema del uso del banco de baterías, y se logra una conexión bidireccional con el proveedor que permite la venta de energía.

Para concluir el diseño general de la instalación, se plantea la utilización de fuentes de iluminación de tecnología led, de manera de hacerlo altamente eficiente desde el punto de vista energético.

3.1.1.1. HIPERMERCADO MAKRO. CÁLCULO DE LAS SUPERFICIES DE TRABAJO

La primera locación de estudio fue Makro, un conocido hipermercado mayorista de la ciudad de Mar del Plata, ubicado en la intersección de la Av. Champagnat y la calle Alvarado. Esta zona se encuentra en la periferia de la ciudad, alejada de la costa, por lo que el potencial eólico no es preponderante. Esta característica climática permitió plantear como hipótesis que el sistema estará compuesto por una mayor cantidad de celdas fotovoltaicas que de aerogeneradores de eje vertical.

Se utilizó el software Google Earth Pro para localizar espacialmente el emplazamiento, como se puede observar en las Figuras 3.2, 3.3 y 3.4:



Figura 3.2 - Vista frontal del Hipermercado Makro



Figura 3.3 - Vista superior - frontal del Hipermercado Makro



Figura 3.4 - Vista superior del Hipermercado Makro

Mediante la utilización de las herramientas que posee el Google Earth Pro se relevaron las dimensiones del galpón y del estacionamiento, y con estos datos se modeló el croquis a escala en AutoCAD, que se presenta en la Figura 3.5:

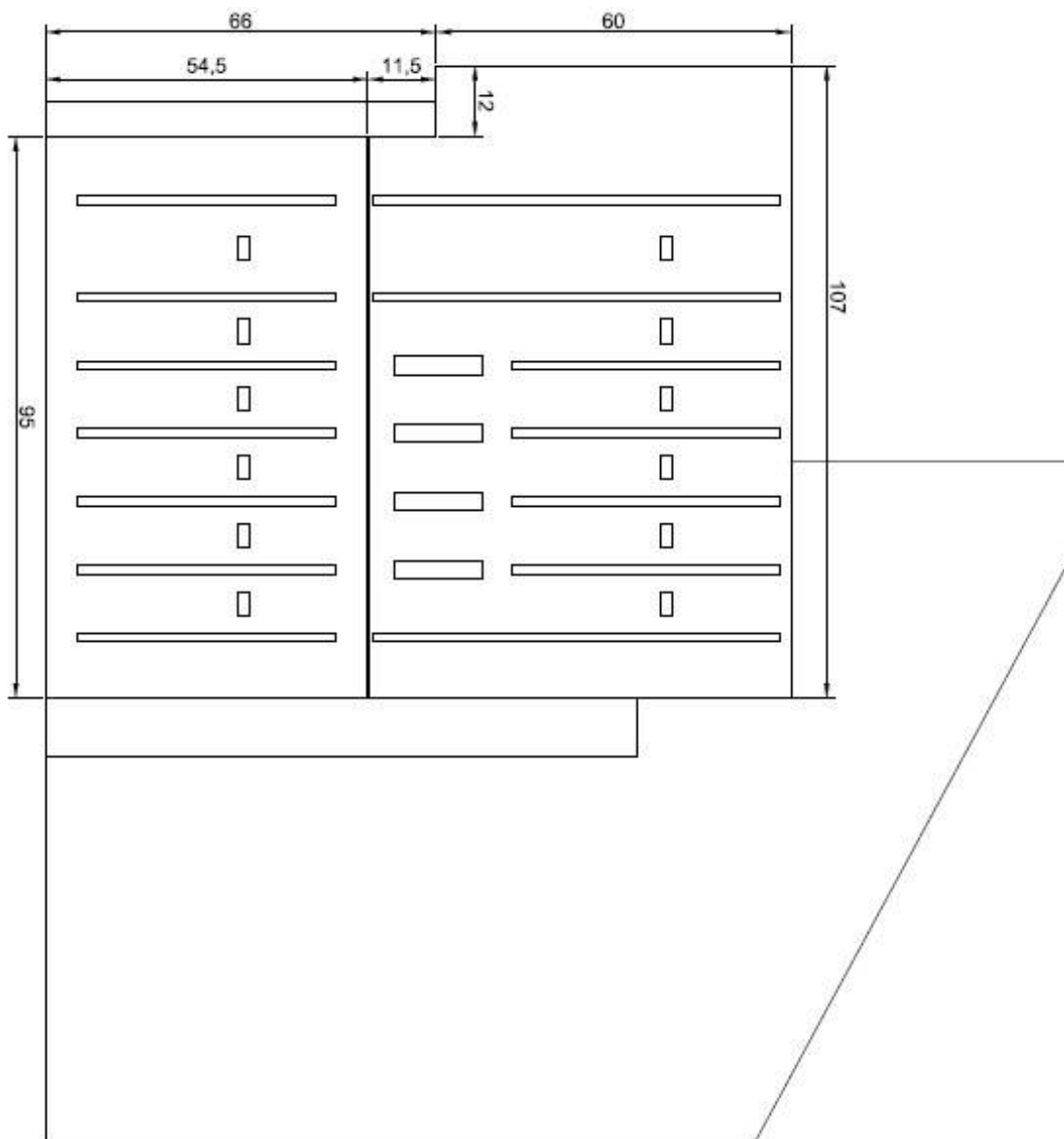


Figura 3.5 - Croquis a escala del hipermercado Makro

En base a las dimensiones relevadas se calcularon las dos superficies de interés para nuestro análisis, a saber:

- Superficie total a iluminar: constituida básicamente por el área destinada al estacionamiento. Se calculó dividiendo el polígono que conforma el área total en tres superficies más simples, las cuales se denominaron S₁, S₂ y S₃, como se observa en la Figura 3.6:

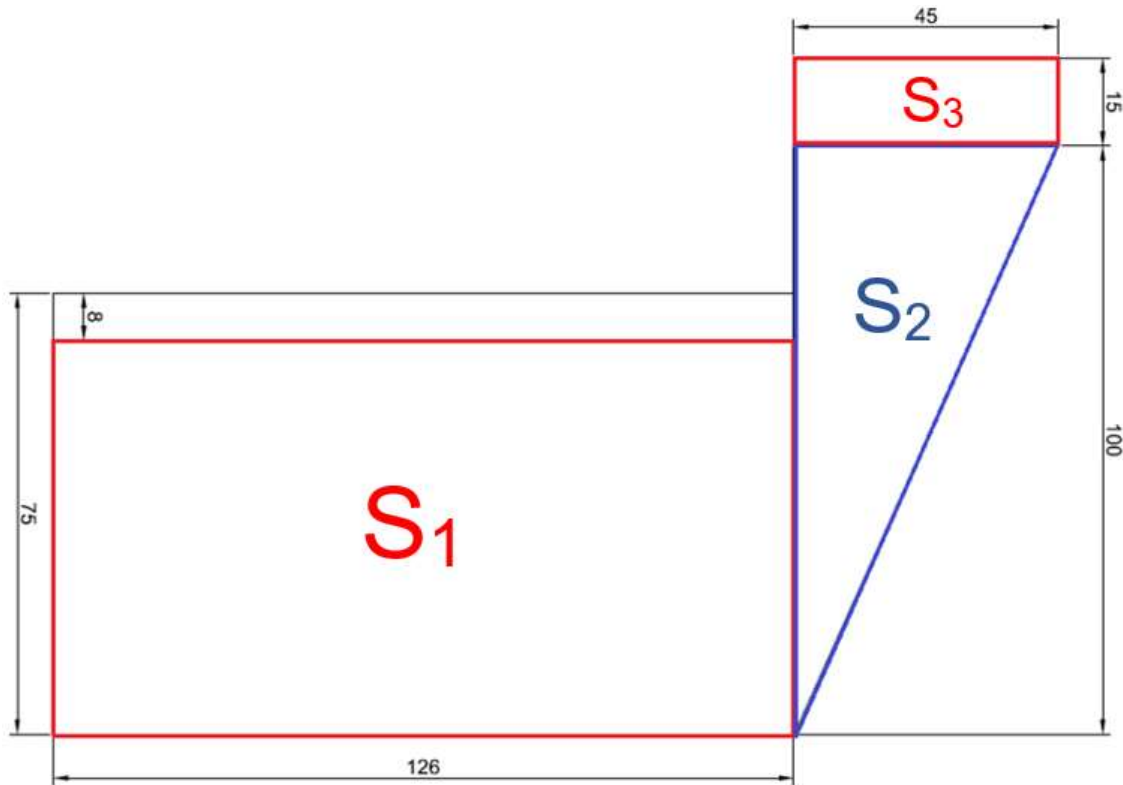


Figura 3.6 - Croquis a escala de la superficie total a iluminar

Resultando:

$$S_{ilum} = S_1 + S_2 + S_3 \quad (3.1)$$

$$S_{ilum} = (67 \text{ m} \cdot 126 \text{ m}) + \frac{(45 \text{ m} \cdot 100 \text{ m})}{2} + (45 \text{ m} \cdot 15 \text{ m})$$

$$S_{ilum} = 8442 \text{ m}^2 + 2250 \text{ m}^2 + 675 \text{ m}^2 \rightarrow S_{ilum} = 11367 \text{ m}^2$$

Luego de efectuar los cálculos se obtuvo que la superficie del estacionamiento a iluminar es de 11367 m².

- Superficie disponible para la instalación de los equipos generadores de energía eléctrica: constituida básicamente por el área correspondiente al techo del galpón. Análogamente con lo realizado para la superficie a iluminar, esta superficie se calculó dividiendo el polígono que conforma el área total en dos superficies más simples, las cuales se denominaron S_1 y S_2 , como se observa en la Figura 3.7:

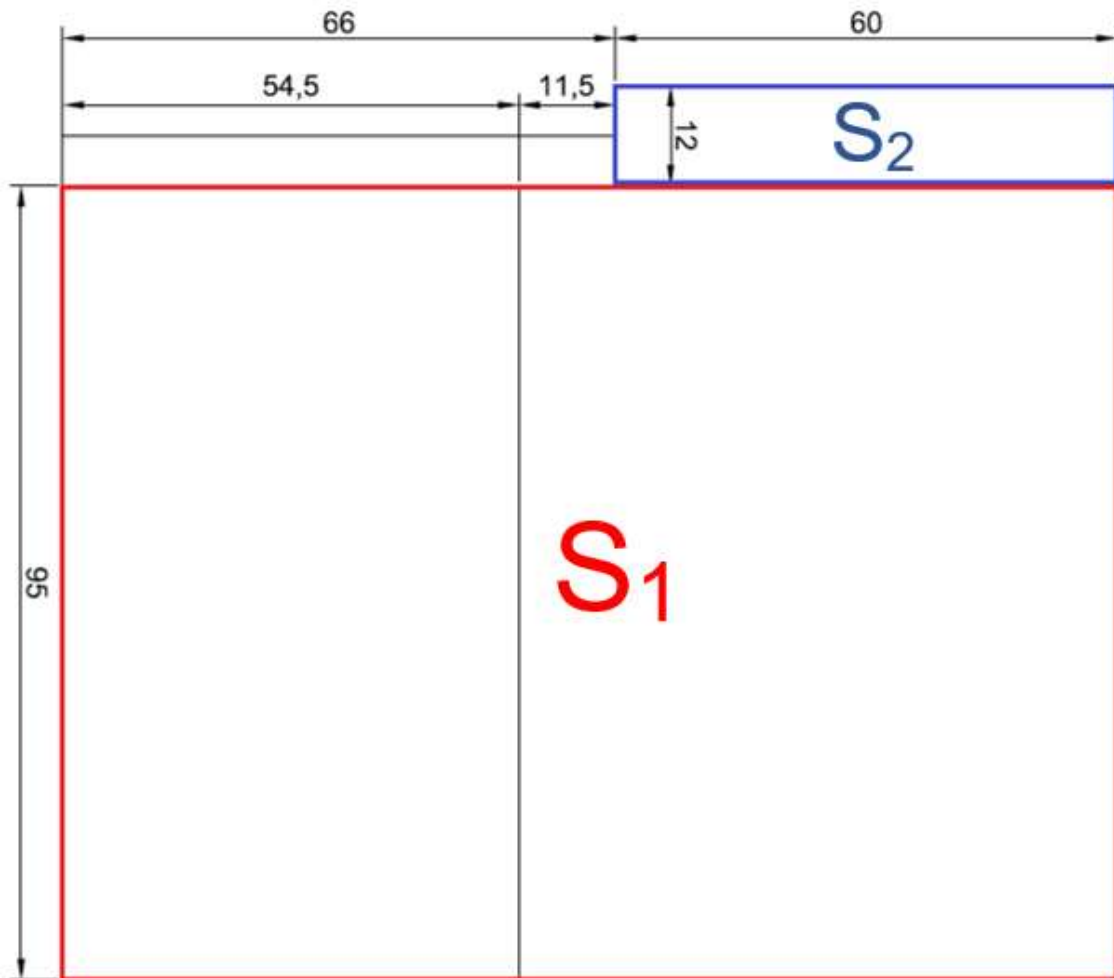


Figura 3.7 - Croquis a escala de la superficie disponible para la instalación de equipos

Resultando:

$$S_{disp\ total} = S_1 + S_2 \quad (3.2)$$

$$S_{disp\ total} = (95\ m \cdot 126\ m) + (12\ m \cdot 60\ m)$$

$$S_{disp\ total} = 11970\ m^2 + 720\ m^2 \rightarrow S_{disp\ total} = \mathbf{12690\ m^2}$$

La superficie disponible calculada es una medida ideal, ya que al estudiar en detalle el techo del hipermercado se observó una variedad de elementos (equipos de aire acondicionado, cúpulas, sobre techos) que impactan

directamente sobre la posible ubicación de las celdas fotovoltaicas. En función de esto, se realizó el cálculo de la superficie efectiva, según la Ecuación 3.3:

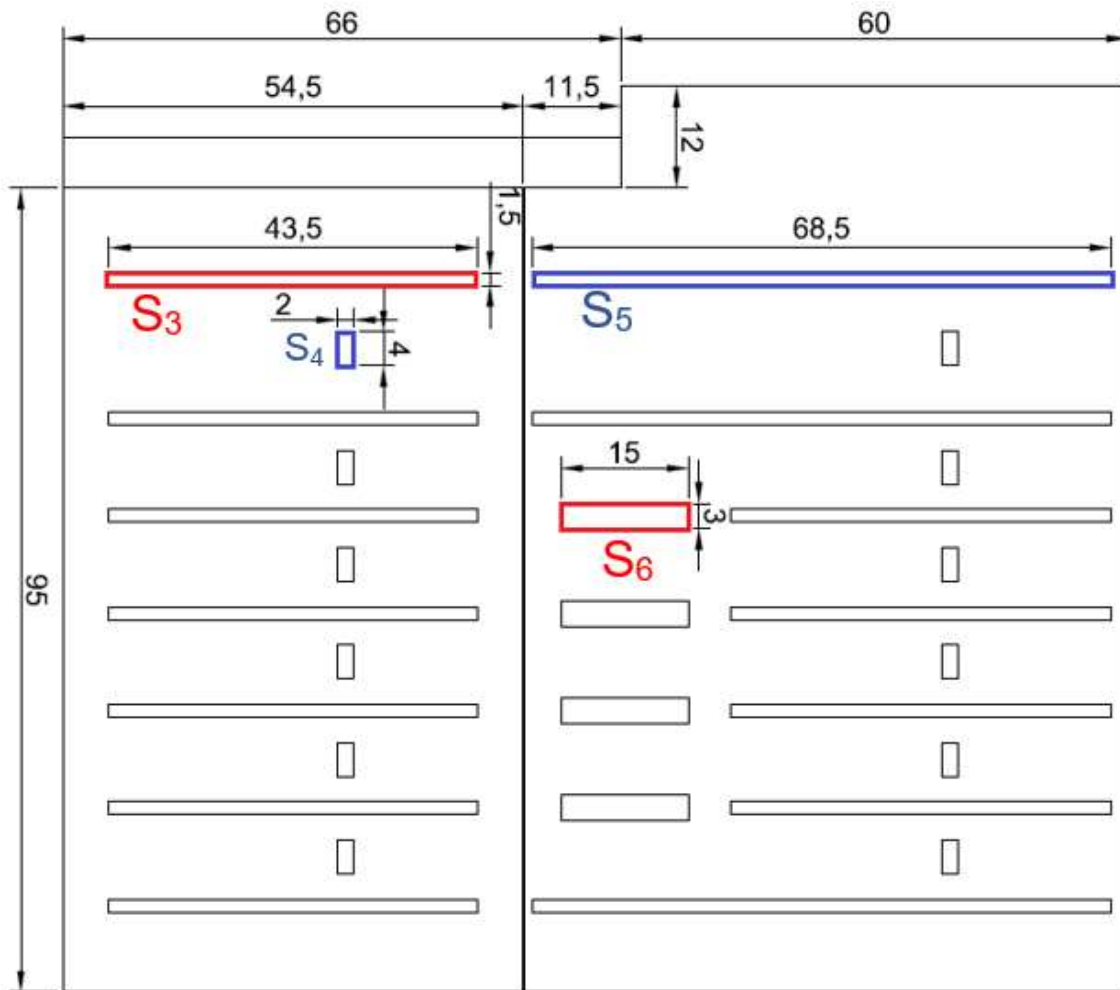


Figura 3.8 - Croquis a escala de la superficie disponible efectiva para la instalación de equipos

Resultando:

$$S_{efectiva} = S_{disp\ total} - [12 \cdot S_3 + 11 \cdot S_4 + 3 \cdot S_5 + 4 \cdot S_6] \quad (3.3)$$

$$S_{efectiva} = 12690\ m^2 - [12 \cdot (4\ m \cdot 2\ m) + 11 \cdot (43,5\ m \cdot 1,5\ m) + 3 \cdot (68,5\ m \cdot 1,5\ m) + 4 \cdot (15\ m \cdot 3\ m)]$$

$$S_{efectiva} = 12690\ m^2 - [96\ m^2 + 717,75\ m^2 + 308,25\ m^2 + 180\ m^2]$$

$$S_{efectiva} = 12690\ m^2 - 1302\ m^2 \rightarrow S_{efectiva} = \mathbf{11338\ m^2}$$

Luego de efectuar los cálculos se obtuvo que la superficie efectiva para la instalación de los arreglos de celdas fotovoltaicas es de 11338 m².

3.1.1.2. CÁLCULO LUMINOTÉCNICO

El objetivo de esta simulación fue establecer la cantidad, tipo y ubicación de las luminarias que se deberán disponer para iluminar la superficie denominada “Superficie total a iluminar”, calculada con anterioridad, de manera de cumplir con los requisitos de iluminancia media y uniformidad estipulados por el Anexo IV, correspondiente a los artículos 71 a 84 de la Reglamentación aprobada por Decreto 351/79 de la Ley 19587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo. En el documento aparecen tabulados los valores de intensidad mínima admisible de iluminación para distintos tipos de edificios, locales y tareas visuales (ANEXO II). De dicha tabla se extrajo el fragmento presentado en la Tabla 3.1, con los valores de interés para nuestro análisis:

TABLA 2 Intensidad mínima de iluminación (Basada en norma IRAM-AADL J 20-06)	
Tipo de edificio, local y tarea visual	Valor mínimo de servicio de iluminación (lux)
GARAJES Y ESTACIONES DE SERVICIO	
Iluminación general	100
Gomería	200

Tabla 3.1 - Valor mínimo de iluminancia para estacionamientos

Los valores de uniformidad están definidos según la clase de calzada, como se muestra en las Tablas 3.2 y 3.3. Esta clasificación depende de la velocidad a la cual se puede transitar por esta. Dado que nuestra locación de estudio es el estacionamiento de un centro de compras se concluyó que pertenece a una calzada tipo D.

Clase	Carácter del tránsito	Descripción	Ejemplos
A	Muy rápido Velocidad > 100 km/h	Calzada de manos separadas, con dos o más carriles por mano, libre de cruces a nivel, control de accesos salidas.	Autopistas
B	Rápido Velocidad ≤ 100 km/h	Calzadas para tránsito rápido importante, sin separadores de tránsito.	Rutas provinciales y nacionales
C	Semi-rápido Velocidad ≤ 60 km/h	Calzadas de una o dos direcciones de circulación, con o sin carriles de estacionamiento. Con intensa presencia de peatones y obstáculos	Avenidas principales
D	Lento Velocidad ≤ 40 km/h	Calzadas con desplazamiento lento y trabado, con o sin carriles de estacionamiento. Con intensa presencia de peatones y obstáculos	Arterias comerciales, centros de compras
E	Moderado Velocidad ≤ 50 km/h	Acumulan o conducen el tránsito desde un barrio hacia vías de orden superior (Calzadas clase A, B, C y D)	Avenidas secundarias calles colectoras
F	Lento Velocidad ≤ 40 km/h	Calles residenciales de una o dos manos, con tránsito exclusivamente local. Presencia de peatones y obstáculos.	Calles residenciales

Tabla 3.2 - Clasificación de calzadas

Clase	Iluminancia media E_{med} [lux]	Uniformidad		Grado de apantallamiento
		G1 $\frac{E_{min}}{E_{med}}$	G2 $\frac{E_{min}}{E_{max}}$	
C	40	0,5	0,25	Apantallado
D	27	0,33	0,167	Semiapantallado
E	16	0,25	0,125	Semiapantallado
F	10	0,25	0,125	No apantallado

Tabla 3.3 - Niveles de iluminación media y uniformidad según el tipo de calzada

La metodología de trabajo con el software DIALux [31] consistió básicamente en diseñar un escenario base, de manera de cumplir con el valor mínimo requerido de iluminancia, a partir del cual se fueron modificando las variables disponibles, iterando hasta obtener los resultados deseados. Las variables que se modificaron fueron:

- Tipo de luminaria: Las luminarias utilizadas son de la marca Lutron, línea Moss. Estas ofrecen un excelente reemplazo para proyectores tradicionales de exterior de alta potencia de mercurio halogenado y sodio. Presentan la posibilidad de combinar ópticas de diferentes aperturas, lo cual permitió interactuar con la relación entre alcance y dispersión, según lo que fuera más conveniente. En la Figura 3.9, se presenta un detalle de los modelos disponibles:

MODELO	MOSS - 52	MOSS - 105	MOSS - 154	MOSS - 210	MOSS - 310
LÚMENES	7.102 lm	14.204 lm	21.306 lm	28.408 lm	42.612 lm
POTENCIA/CONSUMO	52 W	105 W	154 W	210 W	310 W
DIMENSIONES	210 x 96 x 210 mm	390 x 96 x 210 mm	584 x 96 x 210 mm	390 x 222 x 210 mm	584 x 222 x 210 mm
CRI	70 + / 80 -				
CCT	3.000 K, 3.500 K, 4.750 K				
VIDA ÚTIL ESTIMADA	100.000 hs (L70)				
HAZ	20°; 60°; 100°; 31° x 119°				
ALIMENTACIÓN	220 - 240 V; 50 - 60 Hz				
MONTAJE	Soporte brazo móvil con regulación				

Figura 3.9 - Modelos de luminarias Lutron Moss

- Tipo de montaje: el software permite elegir entre tres tipos de montaje: individual, lineal y circular.
- Altura del montaje: es una variable directamente relacionada con la dispersión del haz luminoso que incide en la superficie. A mayor altura, mayor dispersión.
- Rotación espacial de las luminarias: el software permite variar la posición espacial de las luminarias según el valor que se le compute a los ángulos 'x', 'y' y 'z'.
- Disposición de las luminarias: la disposición de las luminarias en la superficie total a iluminar se puede variar modificando las coordenadas 'x' e 'y'. tomando un punto origen de coordenadas [0;0].
- Ubicación de las torres de iluminación: se respetó la ubicación de las torres de iluminación actuales dispuestas en el estacionamiento, pero se plantearon

modificaciones en relación a la dimensión de la plataforma superior de la torre y la cantidad de luminarias a instalar.

Utilizando las herramientas de “Escenas de luz” y “Grupos de control” que proporciona el software, se plantearon dos escenarios posibles, según la franja horaria, a saber:

HIPERMERCADO ABIERTO

El hipermercado permanece abierto desde las 8hs hasta las 21hs todos los días de la semana.

En el intervalo de 18 a 21hs, cuando el sol comienza a ocultarse y la luz natural va disminuyendo hasta que oscurece completamente, es usual que se genere un gran flujo de personas circulando por las instalaciones. Estas condiciones hacen que se deban cumplir los valores de iluminancia media admisible y uniformidad, a saber:

$$E_{med} = 100 \text{ Lx}$$

$$G_1 = \frac{E_{min}}{E_{med}} = 0,33 \quad \text{y} \quad G_2 = \frac{E_{min}}{E_{max}} = 0,167$$

Se planteó una configuración respetando la ubicación de las cinco torres de iluminación ya existente en el estacionamiento, pero aumentando la cantidad de luminarias a instalar en cada una de estas. Se optó por un arreglo con dos anillos de luminarias (montaje circular), uno superior y otro inferior.

El anillo superior posee un diámetro de 3 metros, suponiendo esa la dimensión de la plataforma de la torre de iluminación, y se ubicó a una altura de 11,75 metros. Este arreglo consta de 12 reflectores de 154 W de haz intensivo (60-X), con un ángulo de inclinación en el eje ‘y’ de 70°. La Figura 3.10 muestra la disposición espacial de las luminarias y la representación 3D de su distribución luminosa.

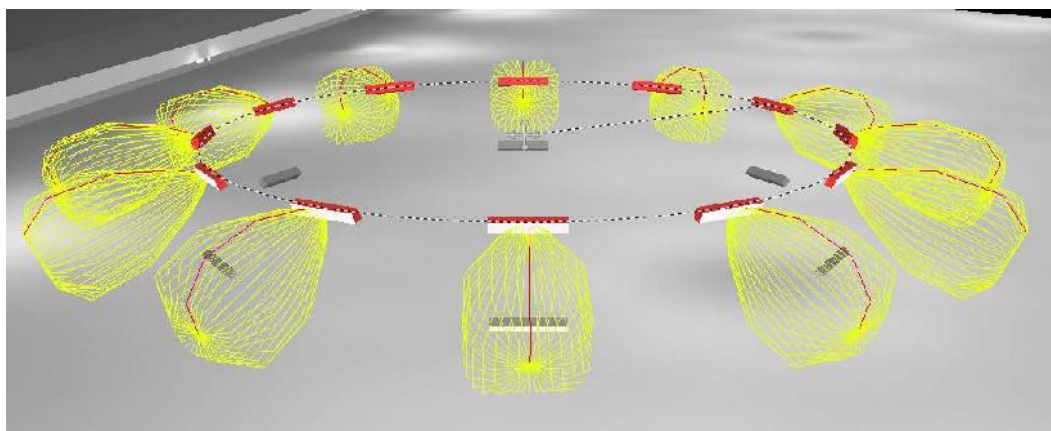


Figura 3.10 - Disposición de las luminarias del anillo superior y representación 3D de su distribución luminosa

Por su parte, el anillo inferior, también de 3 metros de diámetro, se ubicó 75 cm por debajo del superior. Este arreglo consta de 6 reflectores de 154 W de haz amplio (100-X), con un ángulo de inclinación en el eje ‘y’ de 45°. La Figura 3.11 muestra la

disposición espacial de las luminarias y la representación 3D de su distribución luminosa.

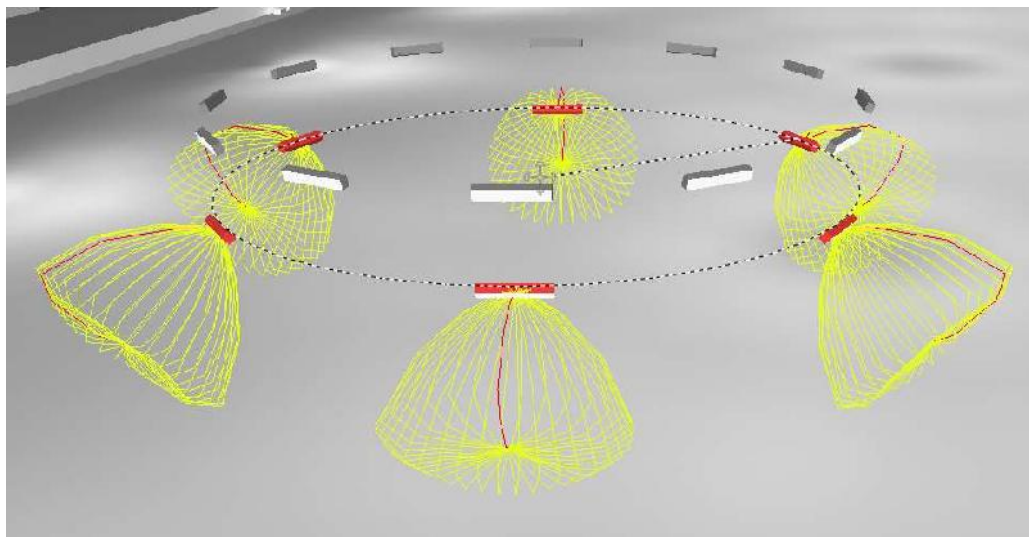


Figura 3.11 - Disposición de las luminarias del anillo inferior y representación de su distribución luminosa

Esta combinación de reflectores de igual potencia, pero con ópticas de diferentes aperturas, y con distintos ángulos de inclinación, permitió interactuar con la relación entre alcance y dispersión del haz luminoso, para cumplir con los requerimientos luminotécnicos.

Sumado a esto, se dispusieron montajes lineales de pares de reflectores de 210 W de haz amplio ovoidal (OV-X), con un ángulo de inclinación en el eje 'y' de 75° , en el techo de entrada al supermercado a 3 metros de altura y en el perímetro externo del estacionamiento a 4 metros de altura. Con el objetivo de que las luminarias apunten en direcciones opuestas se varió el ángulo de cada una en el eje 'z', siendo 55° para la del lado izquierdo y 125° para la del lado derecho. La Figura 3.12 muestra la disposición espacial de un par de luminarias y la representación 3D de su distribución luminosa.

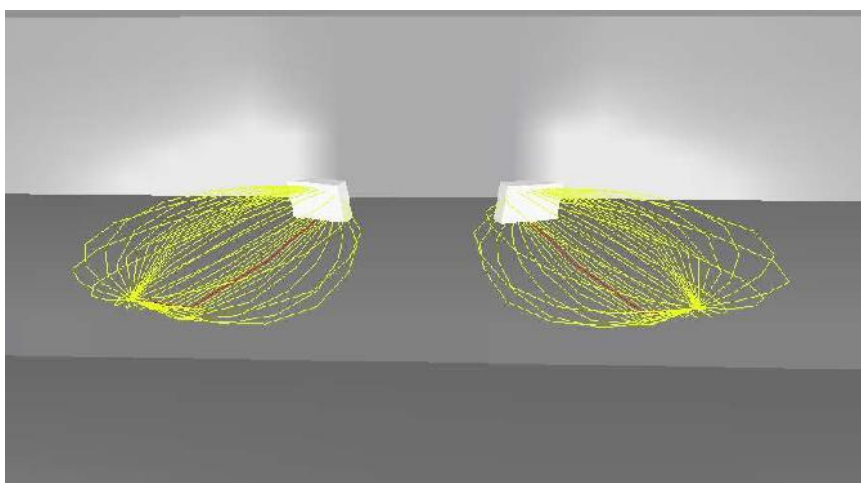


Figura 3.12 - Disposición de un par de luminarias y representación de su distribución luminosa

El arreglo de luminarias definitivo para este caso se presenta en las Figuras 3.13 y 3.14:

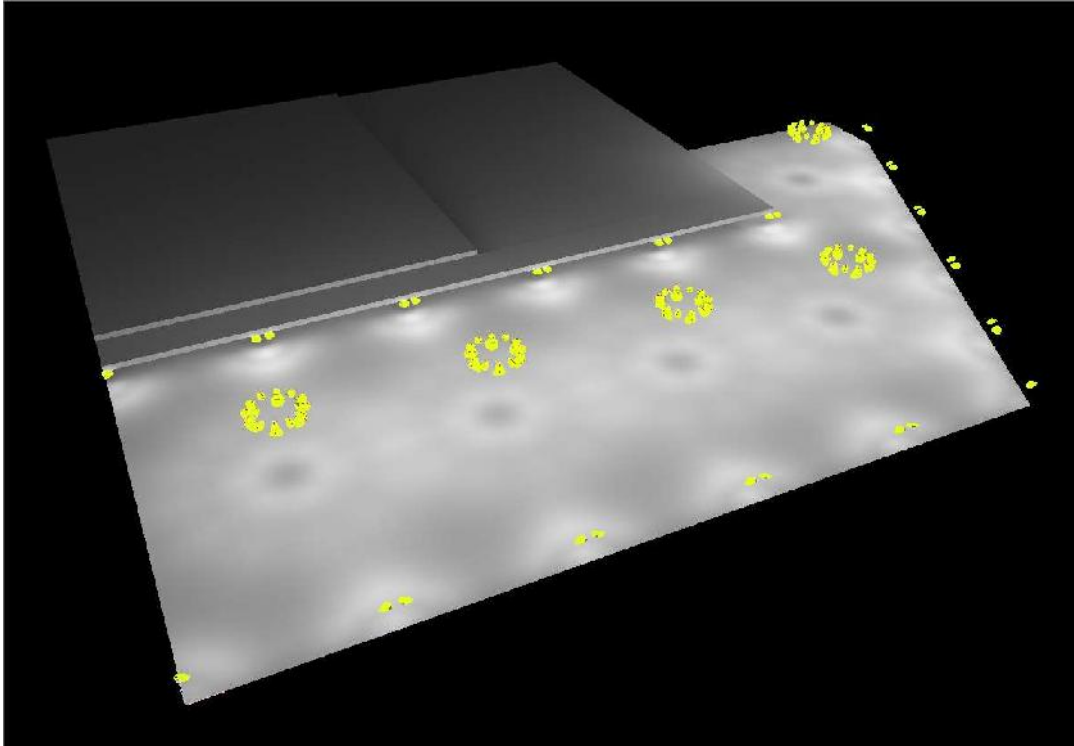


Figura 3.13 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias

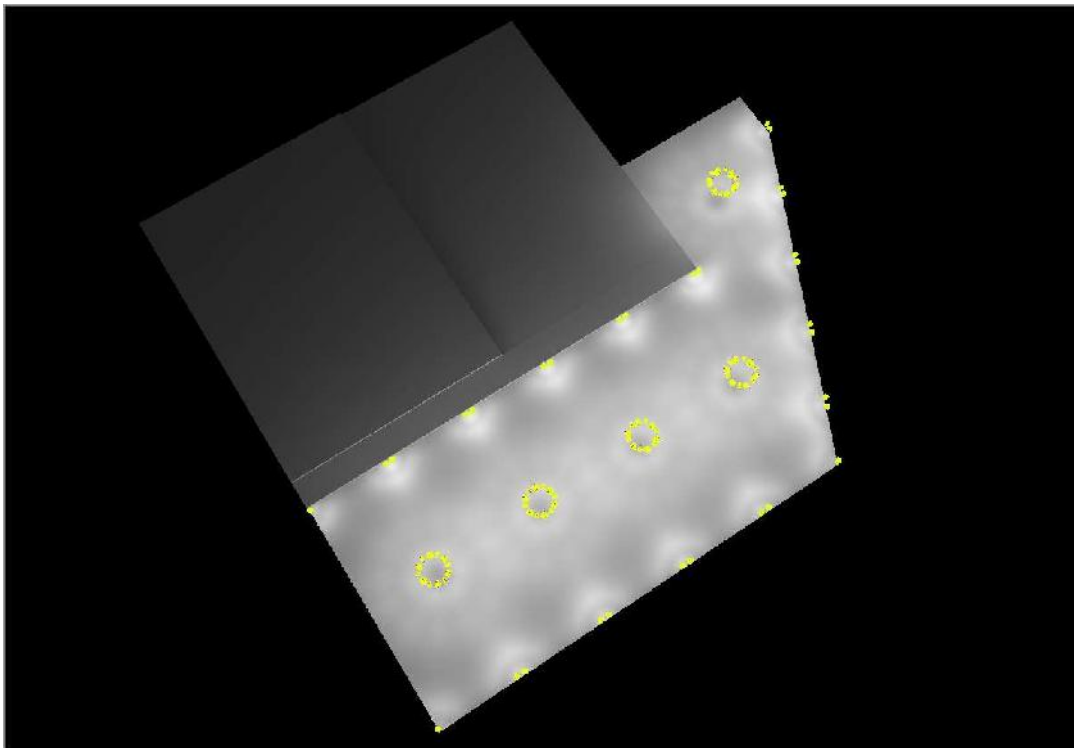


Figura 3.14 - Vista superior del arreglo de luminarias

El software ofrece la posibilidad de configurar los datos de salida (outputs) que el usuario desee, de acuerdo con los resultados que se necesiten analizar. En nuestro caso, la información obtenida de la simulación fue la cantidad y tipo de luminarias utilizadas (Figura 3.15) y los valores de iluminancia media y uniformidad (Figura 3.16)

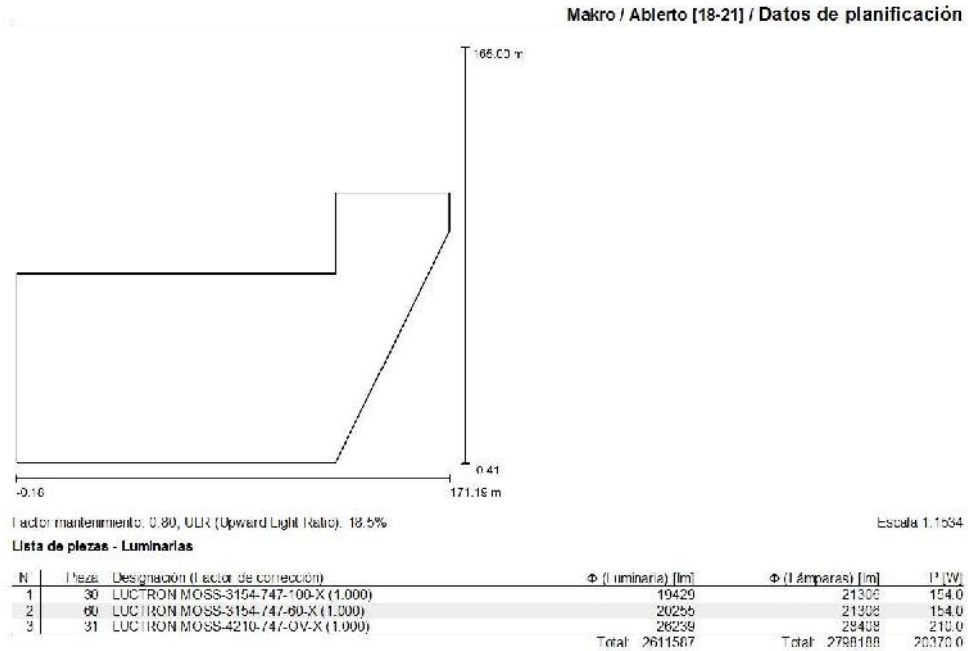


Figura 3.15 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas

Para un mejor análisis de la cantidad de luminarias utilizadas en este arreglo, la información que se observa en la Figura 3.15 fue volcada a la Tabla 3.4:

Tipo de luminaria	Potencia consumida [W]	Cantidad	Potencia Total [W]
LUCTRON MOSS 3154-747-100-X	154	30	4650
LUCTRON MOSS 3154-747-60-X	154	60	9240
LUCTRON MOSS 4210-747-OV-X	210	31	6510

Tabla 3.4 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas

Resultando una potencia demandada igual a:

$$P_{abierto} = 20,4 \text{ kW}$$

Los valores de iluminancia media y uniformidad se obtuvieron mediante el análisis de una trama de 128x128 puntos luminosos, como se puede observar en la Figura 3.16:

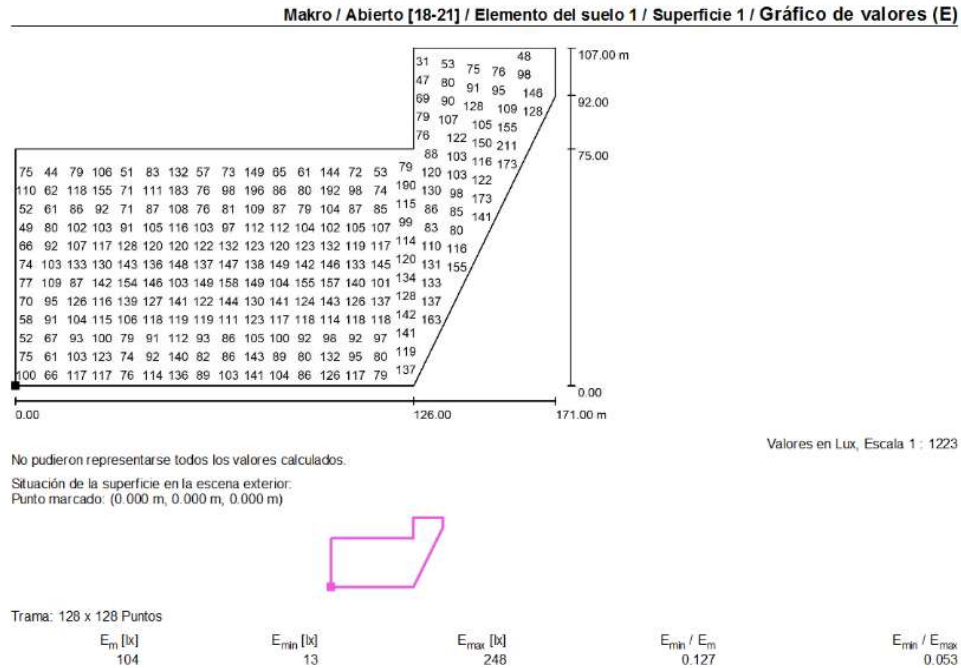


Figura 3.16 - Valores de iluminancia y uniformidad

De la Figura 3.16 se puede observar que se cumple con el requisito de iluminancia mínima requerida.

$$E_{med\ simulaci3n} = 104\ Lx > 100\ Lx$$

Cabe aclarar que, luego de probar distintas alternativas, modificando las variables disponibles, y de realizar un gran número de simulaciones, no se pudieron alcanzar los valores de uniformidad exigidos por la norma, por lo que se tomó la decisión de resignar uniformidad de manera de no modificar la ubicación de las torres de iluminación ni añadir nuevas que alteren su disposición original. Además, se tuvo en consideración que los valores mínimos de iluminancia relevados en el análisis de la trama de 128x128 puntos luminosos (Figura 3.16) corresponden a sectores marginales del estacionamiento, es decir, sin tránsito aparente de personas y/o vehículos.

HIPERMERCADO CERRADO

Corresponde al intervalo nocturno, desde el horario de cierre hasta que amanece, en el que el hipermercado permanece cerrado. En esta franja horaria, sólo se puede encontrar la presencia de personal de seguridad que vigila la zona, por lo que los requerimientos de iluminación disminuyen, en comparación con lo analizado previamente. Teniendo en consideración esto, y con la premisa de no generar un consumo innecesario de energía, se definió un arreglo en el cual solo permanecerán activas las luminarias del anillo inferior de cada torre de iluminación, es decir 6 reflectores de 154 W de haz amplio (100-X), con un ángulo de inclinación en el eje 'y' de 45°.

El arreglo de luminarias definitivo para este caso se presenta en las Figuras 3.17:

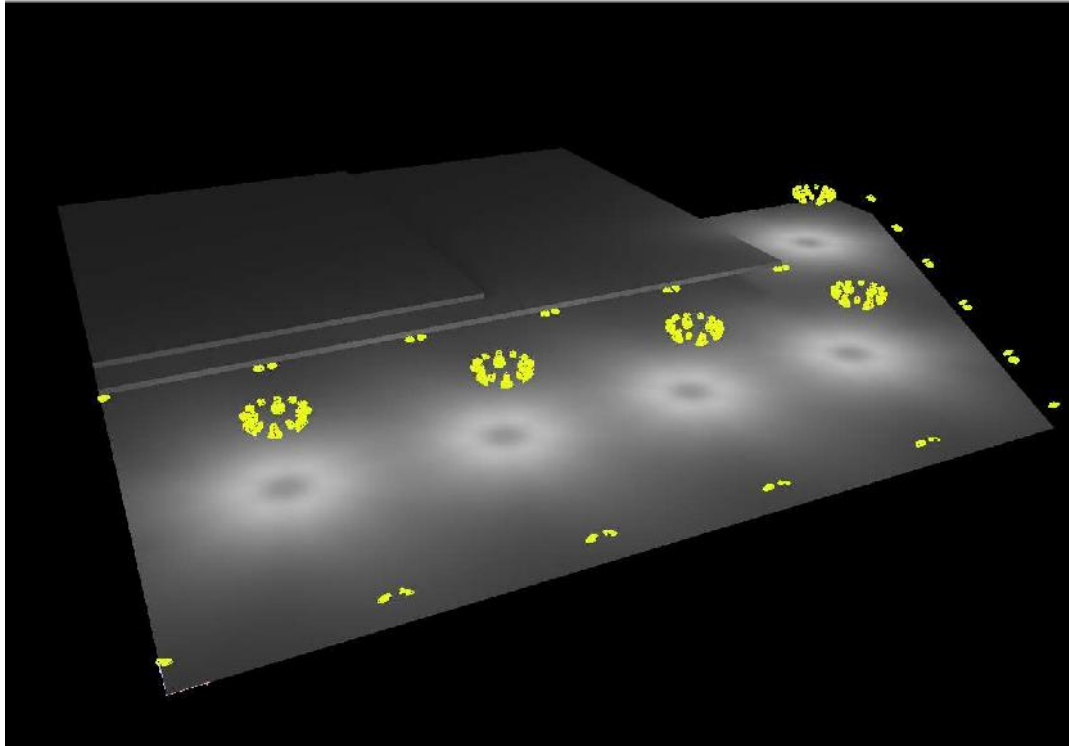


Figura 3.17 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias

Análogamente al análisis anterior, se configuraron las salidas deseadas, obteniendo de la simulación la siguiente información:

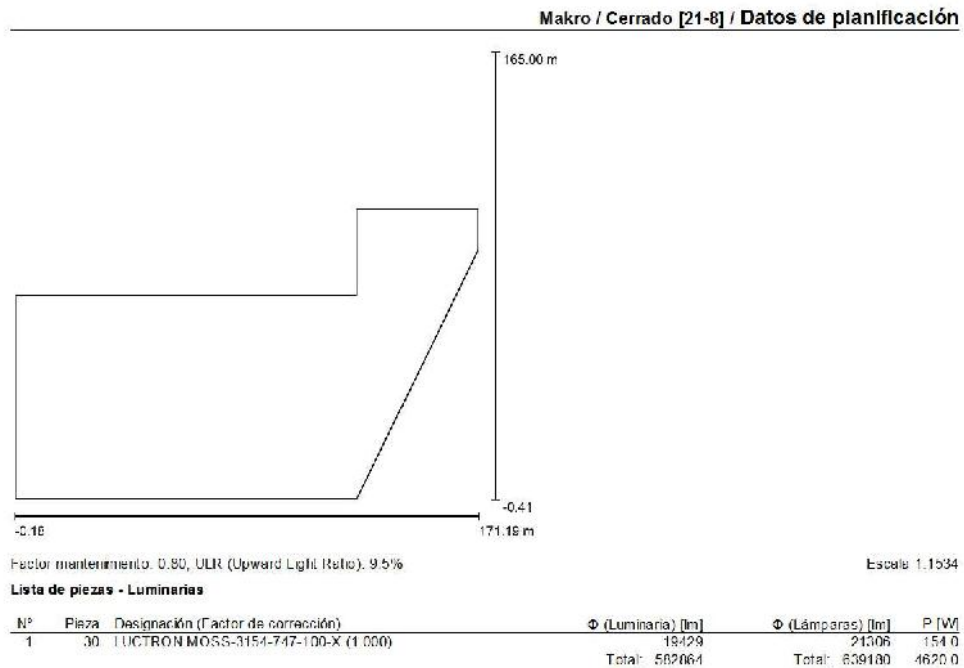


Figura 3.18 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas

Para un mejor análisis de la cantidad de luminarias utilizadas en este arreglo, la información que se observa en la Figura 3.18 fue volcada en la Tabla 3.5:

Tipo de luminaria	Potencia consumida [W]	Cantidad	Potencia Total [W]
LUSTRON MOSS 3154-747-100-X	154	30	4620

Tabla 3.5 - Cantidad y tipo de luminarias utilizadas

Resultando una potencia demandada igual a:

$$P_{cerrado} = 4,62 \text{ kW}$$

Los valores de iluminancia media y uniformidad se obtuvieron mediante el análisis de una trama de 128x128 puntos luminosos, como se puede observar en la Figura 3.19:

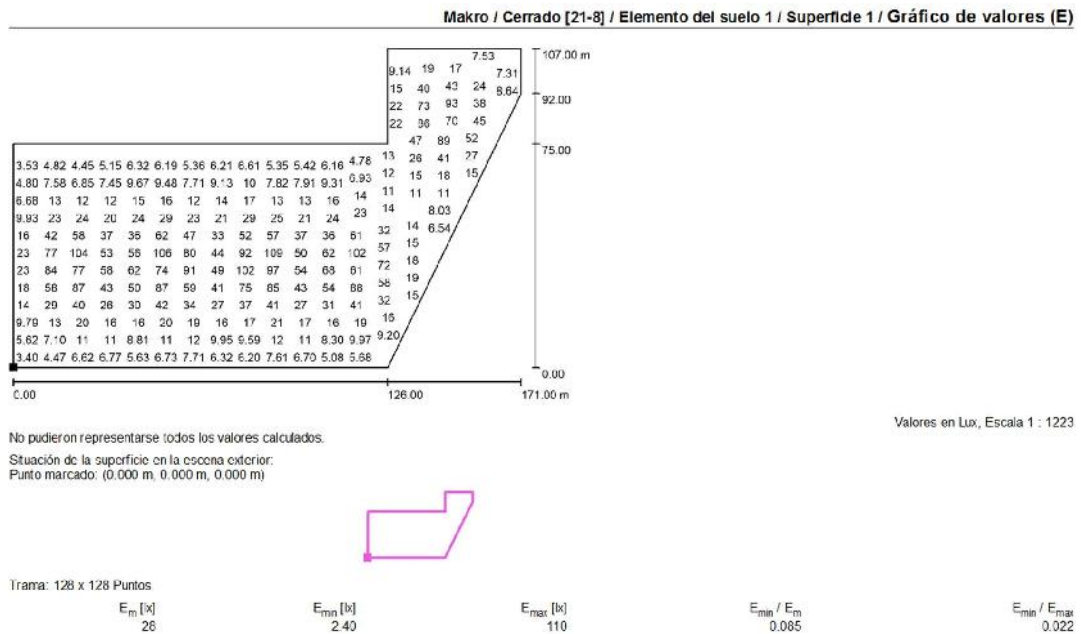


Figura 3.19 - Valores de iluminancia media y uniformidad

DIAGRAMA DE CONSUMO MENSUAL

Luego de obtener la cantidad y el tipo de luminarias necesarias para la correcta iluminación del estacionamiento, se procedió a la construcción del diagrama de consumo mensual, a partir de un análisis detallado de cada mes.

Para cada mes se analizaron las siguientes variables:

- Salida y puesta del sol diarios, se obtuvo la información de la base de datos web "Sunrise and Sunset", con el objetivo de conocer las horas de luz natural disponibles. [32]
- Horario de apertura y cierre del hipermercado.

ENERO

Durante el mes de enero, el hipermercado trabaja en horario extendido, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de enero, en promedio, amanece a las 5:46 hs y anochece a las 20:11 hs, por lo que entre las 20hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 6 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias.

En la Figura 3.20 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de enero.

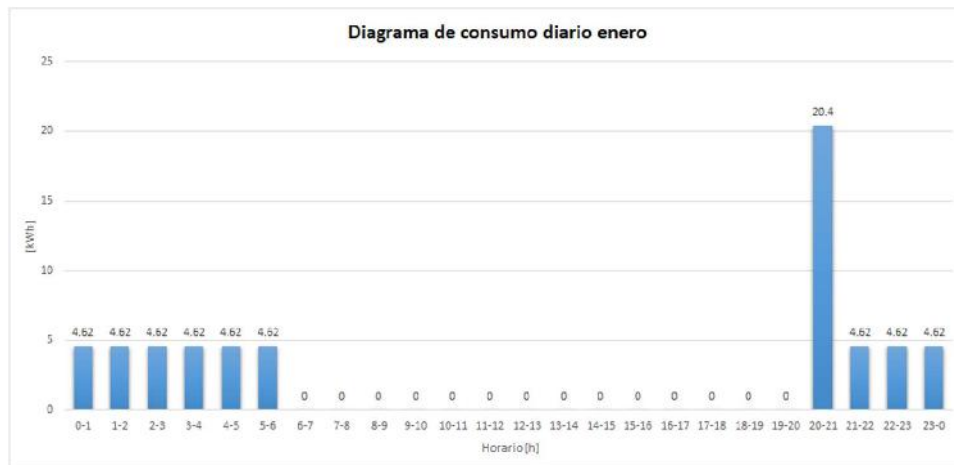


Figura 3.20 - Diagrama de consumo diario del mes de enero

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de enero será de 62 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.4:

$$E_{total\ enero} = E_{diaria\ enero} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.4)$$

$$E_{total\ enero} = 62\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ enero} = 1922\ kWh/mes$$

FEBRERO

Durante el mes de febrero, el hipermercado trabaja en el mismo horario extendido que en el mes de enero, es decir, desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 29 días del mes de febrero, en promedio, amanece a las 6:19 hs y anochece a las 19:46 hs por lo que entre las 19hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 7 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias.

En la Figura 3.21 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de febrero.

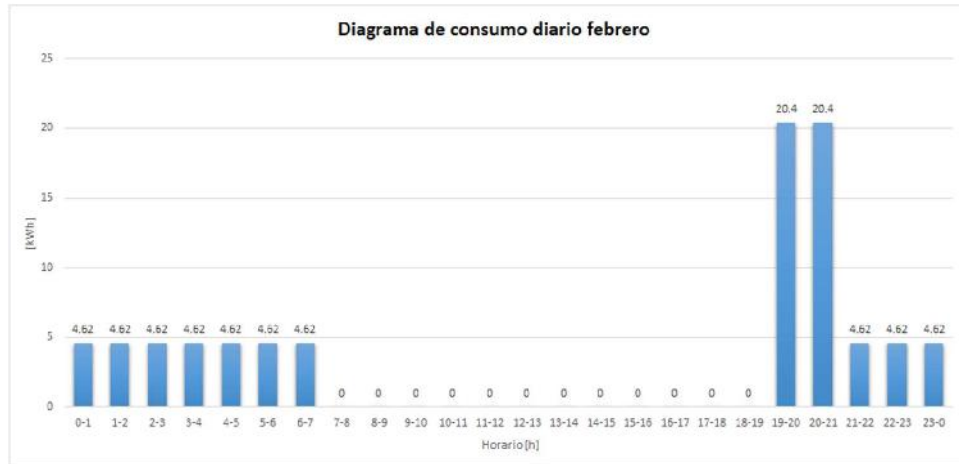


Figura 3.21 - Diagrama de consumo diario del mes de febrero

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de febrero será de 87 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.5:

$$E_{total\ febrero} = E_{diaria\ febrero} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.5)$$

$$E_{total\ febrero} = 87\ kWh/día \cdot 29\ días/mes \rightarrow E_{total\ febrero} = 2523\ kWh/mes$$

MARZO

Durante el mes de marzo, el hipermercado continúa trabajando en horario estival, es decir, desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de marzo, en promedio, amanece a las 6:50 hs y anochece a las 19:05 hs, por lo que entre las 19hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 7 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias.

En la Figura 3.22 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de marzo.



Figura 3.22 - Diagrama de consumo diario del mes de marzo

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de marzo será de 87 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.6:

$$E_{total\ marzo} = E_{diaria\ marzo} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.6)$$

$$E_{total\ marzo} = 87\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ marzo} = 2697\ kWh/mes$$

ABRIL

En el mes de abril, el hipermercado cambia su horario de trabajo, abriendo sus puertas desde las 9hs hasta las 18hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de abril, en promedio, amanece a las 7:18 hs y anochece a las 18:20 hs, por lo que el consumo corresponde al horario en el cual el hipermercado se encuentra cerrado y se utiliza solo una fracción de las luminarias del estacionamiento.

En la Figura 3.23 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de abril.

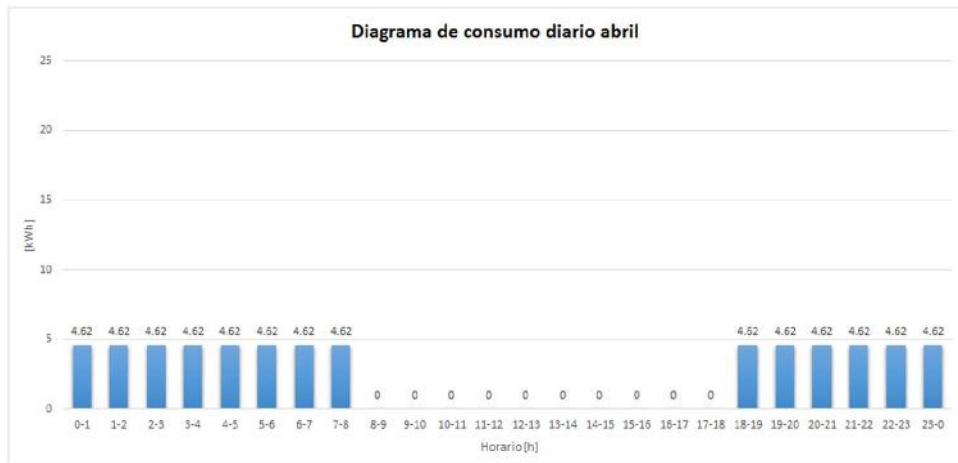


Figura 3.23 - Diagrama de consumo diario del mes de abril

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de abril será de 65 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.7:

$$E_{total\ abril} = E_{diaria\ abril} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.7)$$

$$E_{total\ abril} = 65\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ abril} = 1941\ kWh/mes$$

MAYO

Durante el mes de mayo, el hipermercado trabaja en horario invernal, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 9hs hasta las 18hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de mayo, en promedio, amanece a las 7:45 hs y anochece a las 17:47 hs, por lo que entre las 17hs y las 18hs el consumo corresponde

a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 18 hs y las 8 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias.

En la Figura 3.24 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de mayo.

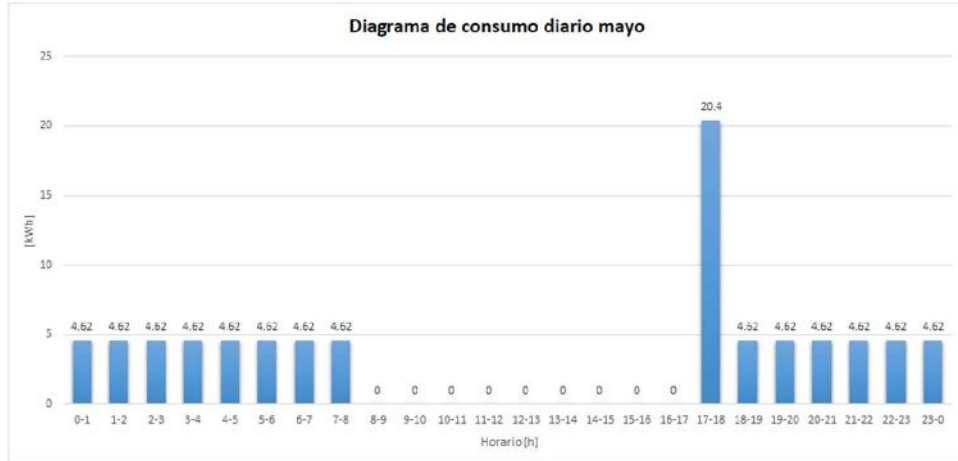


Figura 3.24 - Diagrama de consumo diario del mes de mayo

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de mayo será de 85 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.8:

$$E_{total\ mayo} = E_{diaria\ mayo} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.8)$$

$$E_{total\ mayo} = 85\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ mayo} = 2638\ kWh/mes$$

JUNIO

Durante el mes de junio, el hipermercado trabaja en horario invernal, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 9hs hasta las 18hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de junio, en promedio, amanece a las 8:04 hs y anochece a las 17:36 hs, por lo que entre las 17hs y las 18hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 18 hs y las 8 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias.

En la Figura 3.25 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de junio.

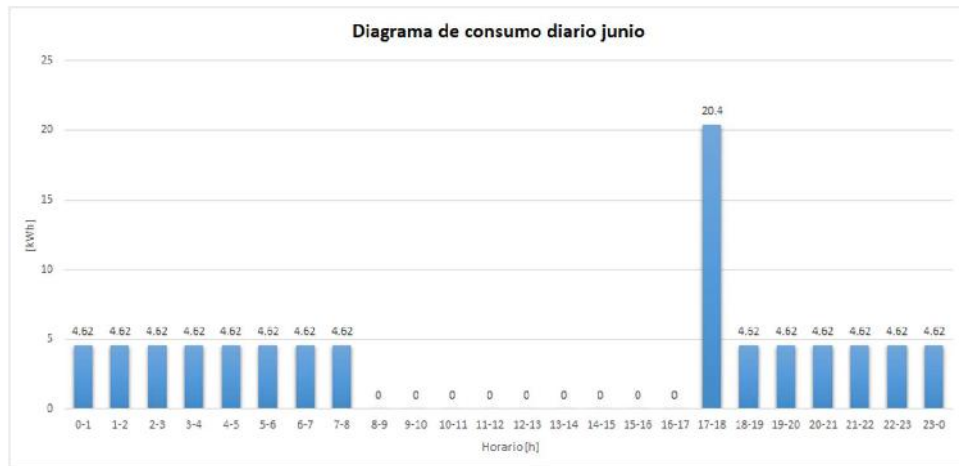


Figura 3.25 - Diagrama de consumo diario del mes de junio

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de junio será de 85 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.9:

$$E_{total\ junio} = E_{diaria\ junio} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.9)$$

$$E_{total\ junio} = 85\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ junio} = 2553\ kWh/mes$$

JULIO

Durante el mes de julio, el hipermercado trabaja en horario invernal, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 9hs hasta las 18hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de julio, en promedio, amanece a las 8:01 hs y anochece a las 17:49 hs, por lo tanto, entre las 17hs y las 18hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 18 hs y las 8 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias

En la Figura 3.26 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de julio.

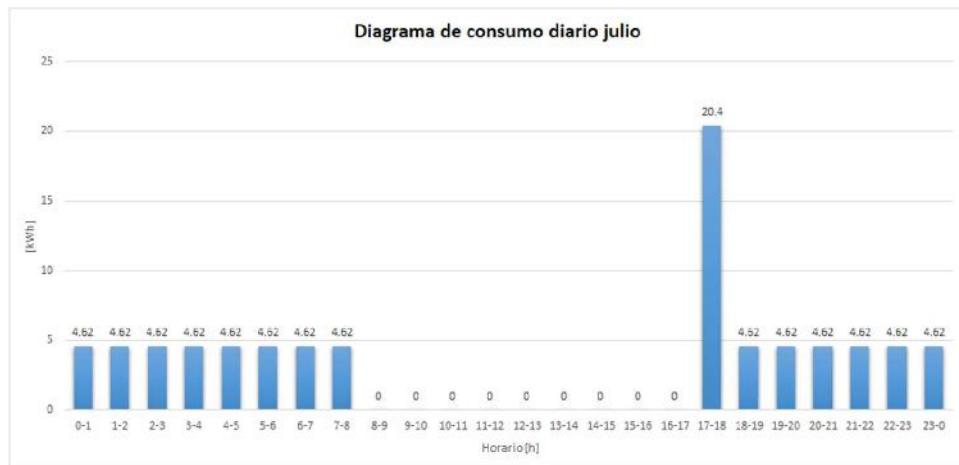


Figura 3.26 - Diagrama de consumo diario del mes de julio

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de julio será de 85 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.10:

$$E_{total\ julio} = E_{diaria\ julio} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.10)$$

$$E_{total\ julio} = 85\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ julio} = 2638\ kWh/mes$$

AGOSTO

Durante el mes de agosto, el hipermercado trabaja en horario invernal, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 9hs hasta las 18hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de agosto, en promedio, amanece a las 7:32 hs y anochece a las 18:14 hs, por lo que el consumo corresponde al horario en el cual el hipermercado se encuentra cerrado y se utiliza solo una fracción de las luminarias del estacionamiento.

En la Figura 3.27 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de agosto.



Figura 3.27 - Diagrama de consumo diario del mes de agosto

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de agosto será de 65 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.11:

$$E_{total\ agosto} = E_{diaria\ agosto} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.11)$$

$$E_{total\ agosto} = 65\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ agosto} = 2006\ kWh/mes$$

SEPTIEMBRE

Durante el mes de septiembre, el hipermercado retoma el horario estival, es decir, desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de septiembre, en promedio, amanece a las 06:49 hs y anochece a las 18:40 hs, por lo tanto, entre las 18hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias

del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 7 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias

En la Figura 3.28 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de septiembre.

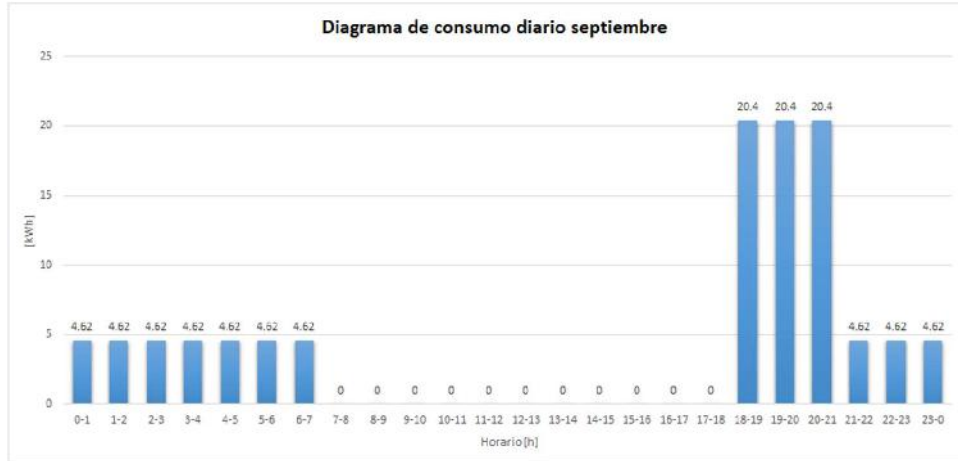


Figura 3.28 - Diagrama de consumo diario del mes de septiembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de septiembre será de 107 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.12:

$$E_{total\ septiembre} = E_{diaria\ septiembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.12)$$

$$E_{total\ septiembre} = 107\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ septiembre} = 3222\ kWh/mes$$

OCTUBRE

Durante el mes de octubre, el hipermercado trabaja en horario estival, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de octubre, en promedio, amanece a las 06:03 hs y anochece a las 19:08 hs, por lo tanto, entre las 19hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 7 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias

En la Figura 3.29 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de octubre.

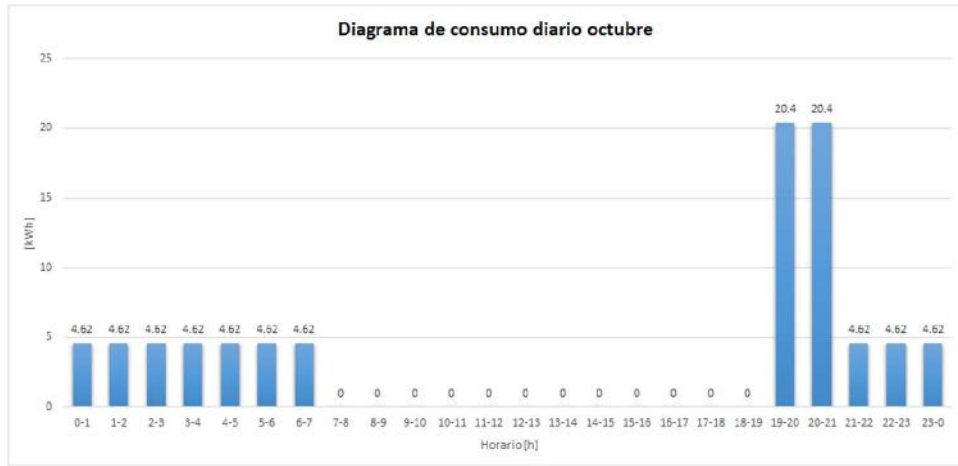


Figura 3.29 - Diagrama de consumo diario del mes de octubre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de octubre será de 87 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.13:

$$E_{total\ octubre} = E_{diaria\ octubre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.13)$$

$$E_{total\ octubre} = 87\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ octubre} = 2697\ kWh/mes$$

NOVIEMBRE

Durante el mes de noviembre, el hipermercado trabaja en horario estival, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de noviembre, en promedio, amanece a las 05:30 hs y anochece a las 19:39 hs, por lo tanto, entre las 19hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 6 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias

En la Figura 3.30 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de noviembre.

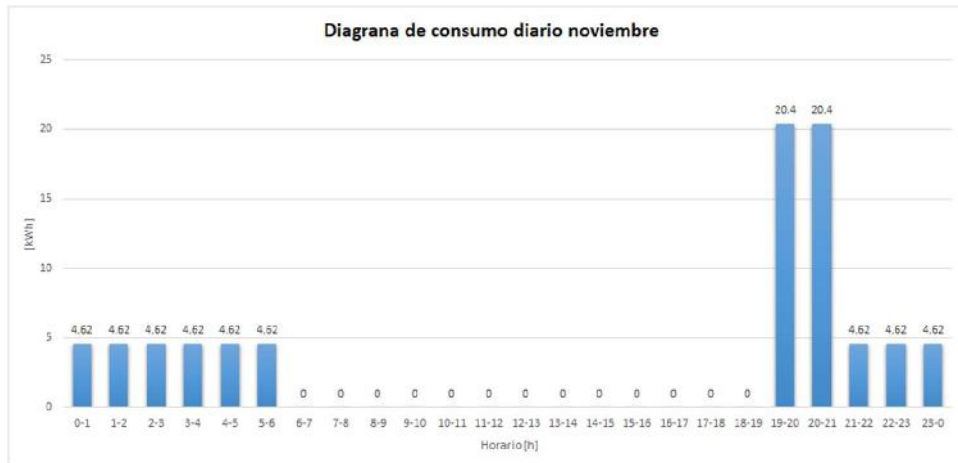


Figura 3.30 - Diagrama de consumo diario del mes de noviembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de noviembre será de 82 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.14:

$$E_{total\ noviembre} = E_{diaria\ noviembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.14)$$

$$E_{total\ noviembre} = 82\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ noviembre} = 2472\ kWh/mes$$

DICIEMBRE

Durante el mes de enero, el hipermercado trabaja en horario estival, abriendo sus puertas para los consumidores desde las 8hs hasta las 21hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de diciembre, en promedio, amanece a las 5:24 hs y anochece a las 20:07 hs, por lo tanto, entre las 20hs y las 21hs el consumo corresponde a la totalidad de las luminarias del estacionamiento encendidas. Mientras que entre las 21 hs y las 6 hs se utiliza sólo una fracción de dichas luminarias

En la Figura 3.31 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de diciembre.

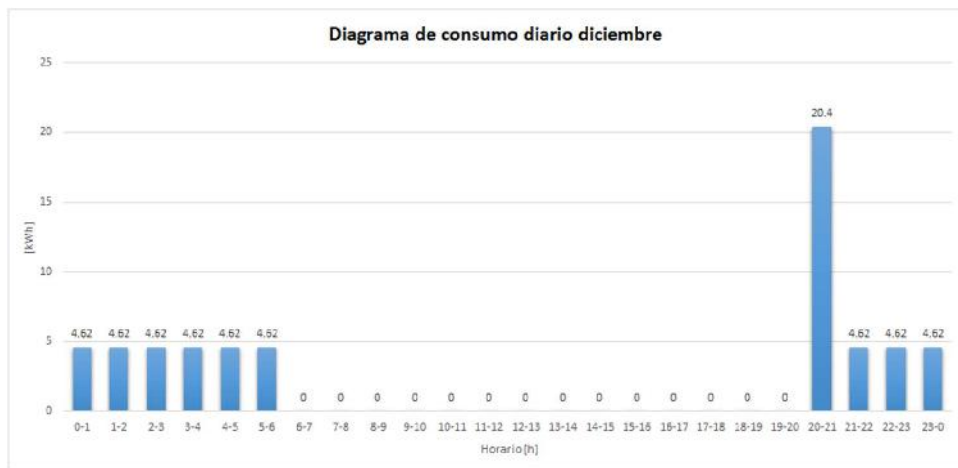


Figura 3.31 - Diagrama de consumo diario del mes de diciembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de diciembre será de 62 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.15:

$$E_{total\ diciembre} = E_{diaria\ diciembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.15)$$

$$E_{total\ diciembre} = 62\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ diciembre} = 1922\ kWh/mes$$

Para un mejor análisis, y la posterior construcción del diagrama de consumo mensual (Figura 3.32), los datos obtenidos de consumo de energía eléctrica de cada mes se volcaron a la Tabla 3.6:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00 - 01:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
01:00 - 02:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
02:00 - 03:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
03:00 - 04:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
04:00 - 05:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
05:00 - 06:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
06:00 - 07:00	0	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	0	0
07:00 - 08:00	0	0	0	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	0	0	0	0
08:00 - 09:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09:00 - 10:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10:00 - 11:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11:00 - 12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12:00 - 13:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00 - 14:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14:00 - 15:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15:00 - 16:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16:00 - 17:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17:00 - 18:00	0	0	0	0	20,4	20,4	20,4	0	0	0	0	0
18:00 - 19:00	0	0	0	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	20,4	0	0	0
19:00 - 20:00	0	20,4	20,4	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	20,4	20,4	20,4	0
20:00 - 21:00	20,4	20,4	20,4	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	20,4	20,4	20,4	20,4
21:00 - 22:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
22:00 - 23:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
23:00 - 00:00	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
E_{diaria} [kWh/día]	61,98	87	87	64,68	85,08	85,08	85,08	64,68	107,4	87	82,38	61,98
E_{mensual} [kWh/mes]	1921,38	2523	2697	1940,4	2637,48	2552,4	2637,48	2005,08	3222	2697	2471,4	1921,38

Tabla 3.6 - Detalle del consumo de energía eléctrica mensual Makro

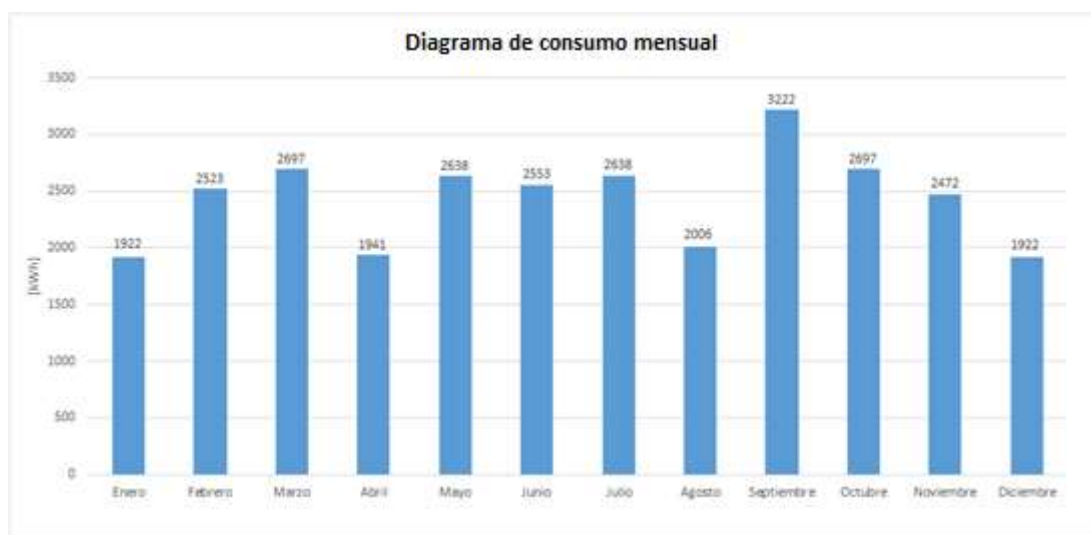


Figura 3.32 - Diagrama de consumo mensual Makro

3.1.1.3. CÁLCULO DEL ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

Para optimizar la producción energética es preciso analizar la sensibilidad de los módulos a ser montados con diferentes ángulos. A tal fin, se procedió a calcular el ángulo óptimo para el posicionamiento de cada panel de la instalación.

Para definir dicho ángulo se utilizó el software MATLAB [33], un entorno de cálculo interactivo donde los problemas y las soluciones se escriben matemáticamente en lugar de tener que utilizarse la programación tradicional. Cuenta con un intérprete que recibe órdenes y las ejecuta. El tipo de programa más simple de Matlab se conoce como script, esto es un archivo que contiene varias líneas secuenciales de comandos y llamadas a funciones propias del software.

Mediante la realización y posterior ejecución de cinco scripts se buscó obtener una gráfica de la irradiación total en un plano inclinado para un horario determinado en función del ángulo de inclinación del panel, y a partir de esta, observar para qué ángulo de inclinación del panel se obtiene la mayor irradiación total en el plano inclinado. Estos son:

- ANG
- CALC_RB
- IRRADIACIÓN
- IRRADIACIONTOTAL
- MESES

SCRIPT ANG

En primera instancia se realizó el script ANG, en el cual se cargaron matricialmente los siguientes ángulos:

- δ : la declinación solar (Ecuación 2.1)
- α : la altura solar (Ecuación 2.2)
- θ_z : el ángulo cenital (Ecuación 2.2)
- Ψ : el ángulo acimutal (Ecuación 2.3)

Estos ángulos dependen de:

- w : ángulo horario, representa las horas solares. ($-75^\circ \leq w \leq 75^\circ$; variando de a 15° , que equivalen a una hora).
- n : número de días ($1 \leq n \leq 365$)
- \varnothing : la latitud, es un valor constante que depende de la ubicación del proyecto.

De esta forma se obtuvieron los ángulos solares con respecto a una superficie horizontal en la Tierra, para los puntos medios de un intervalo horario determinado.

SCRIPT CALC_RB

El cálculo de la radiación directa sobre superficies inclinadas se basa en la determinación de un factor geométrico de corrección R_b . Mediante este script se determinó la relación entre el coseno del ángulo cenital para una superficie horizontal y el coseno ángulo cenital para una superficie inclinada un ángulo determinado mediante la Ecuación 2.17.

SCRIPT IRRADIACIÓN

Esta función calcula las componentes de la irradiación dadas las condiciones del proyecto. Sus entradas son:

- w : el ángulo horario [$^\circ$].
- n : el número de días.
- Φ : la latitud [$^\circ$]
- δ : la declinación solar [$^\circ$]

A partir de las mismas se determina:

- Radiación difusa horaria mediante la correlación de Erbs et al (Ecuación 2.15)
- Radiación reflejada sobre superficie inclinada (Ecuación 2.16)
- Radiación directa sobre superficie inclinada (Ecuación 2.11)
- Radiación difusa sobre una superficie inclinada (Ecuación 2.16)

SCRIPT IRRADIACIONTOTAL

Con esta función se calcula la irradiación total sobre una superficie inclinada en función de los parámetros del proyecto. Para ello se utilizaron las ecuaciones que define la radiación directa, difusa y reflejada sobre una superficie como:

- Radiación directa $\rightarrow B = I_b \cdot R_b$
- Radiación difusa $\rightarrow D = I_d \cdot \left(\frac{1+\cos\beta}{2}\right)$
- Radiación reflejada $\rightarrow R = I_{\rho g} \cdot \left(\frac{1-\cos\beta}{2}\right)$

Donde β es el ángulo de inclinación del panel solar.

Luego, la irradiancia total se calculó como la suma de los tres términos anteriores, resultando:

$$I_T = I_b \cdot R_b + I_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + I_{\rho g} \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \quad (3.16)$$

SCRIPT MESES

Finalmente, con este script se graficó la función I_T vs β , es decir, la irradiancia total respecto al ángulo de inclinación desde 0 a 90° (de a un grado). Los gráficos resultantes se presentan en la Figura 3.33:

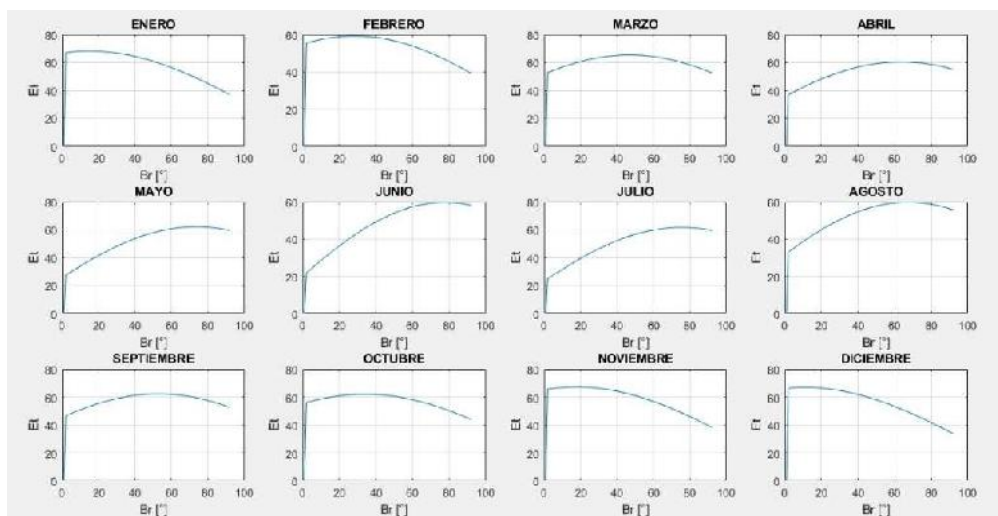


Figura 3.33 - Gráficos mensuales de irradiación total vs ángulos de inclinación

Observando los gráficos se puede concluir que el ángulo óptimo para el posicionamiento de cada panel de la instalación en cada mes del año será:

Enero	Febrero	Marzo	Abril
26°	35°	45°	61°
Mayo	Junio	Julio	Agosto
72°	76°	74°	66°
Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
53°	41°	30°	25°

Figura 3.34 - Valores del ángulo óptimo de posicionamiento del panel solar para cada mes del año

En el ANEXO I del presente documento se adjunta el detalle de todos los scripts mencionados para la realización del cálculo.

3.1.1.4. CÁLCULO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Los casos de estudio serán contemplados en el HOMER [34] mediante la introducción de la curva de demanda eléctrica de instalación, las diferentes tecnologías que se quieren utilizar en las combinaciones híbridas y los recursos renovables que dispone la zona. La simulación se realiza hora por hora, calculando para cada hora del año la potencia renovable disponible, la energía eléctrica generada y la compara con la demanda de las cargas. Cuando ha completado un año de simulación, el software determina si se cumplieron las restricciones impuestas por el usuario.

Previamente se utilizó un software complementario, llamado HelioScope [35], mediante el cual se simplificó el proceso de diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica. Mediante la herramienta de geolocalización de este fue posible ubicar con exactitud la locación de estudio, Figura 3.35:

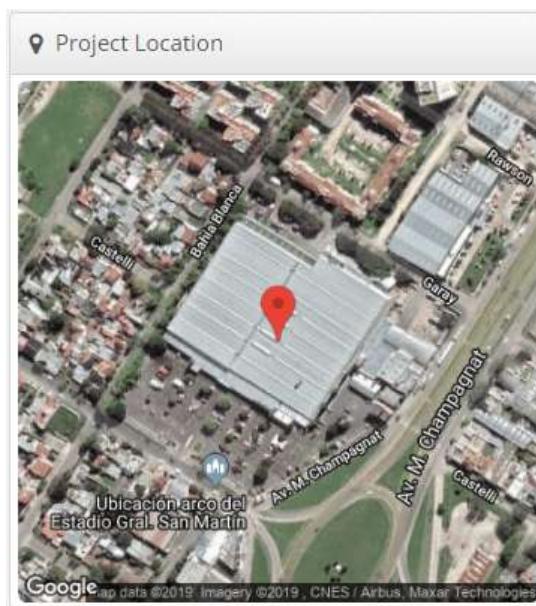


Figura 3.35 - Vista aérea Makro

El cálculo previo de la cantidad máxima de paneles solares que se pueden disponer en el área disponible se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Área efectiva disponible para la disposición de los paneles: se hace referencia al área efectiva, ya que el software considera las sombras que producen las estructuras o árboles circundantes que podrían generar un efecto de sombreado sobre el panel.
- Orientación de los paneles solares: dado que los módulos fotovoltaicos son más productivos cuando los rayos del sol son perpendiculares a la superficie de los mismos, la orientación óptima se obtiene cuando se los direcciona hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur.
- Inclinción de los paneles solares: la disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. Lo ideal es emplear módulos con seguidor que permiten en todo momento orientar los paneles fotovoltaicos hacia el sol lo que garantiza el máximo uso de la radiación solar, incrementando en un 40% la potencia entregada por aquellos módulos que emplean un sistema de seguimiento respecto a los paneles instalados fijos. No obstante, en este proyecto se hará uso de módulos solares fijos, mucho más económicos y simples de instalar, para lo cual se definió su orientación e inclinación de manera que resulten lo más eficiente posible. En el caso de la ciudad de Mar del Plata (38° latitud sur) el ángulo que maximiza la energía generada se encuentra en el intervalo entre 30° y 35°, por lo que se decidió montar los paneles de forma fija, direccionados hacia el norte (ángulo acimutal = 0°) y un ángulo de inclinación de 35°.
- Distancia entre paneles solares: la distancia entre paneles se establece de tal forma que, al mediodía, la sombra de la arista superior del panel se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior del panel siguiente, tal y como se observa en la Figura 3.36:

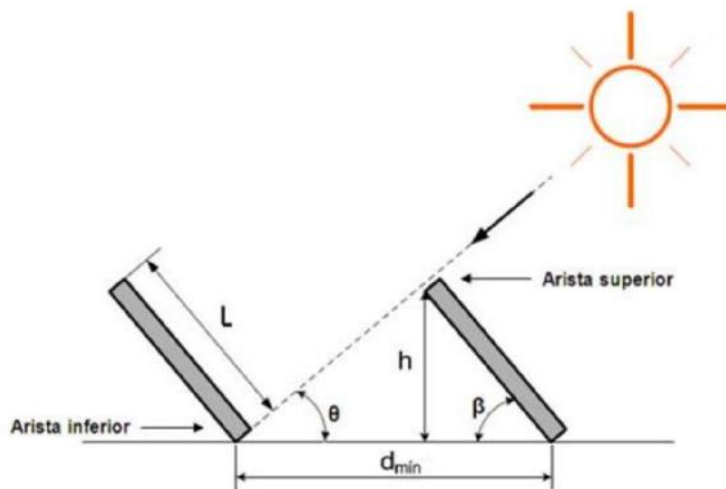


Figura 3.36 - Distancia mínima entre aristas de paneles

Donde:

- d_{\min} : es la separación mínima entre paneles para evitar sombras.

- L: es la longitud del panel. En nuestro caso, por el tipo de estructura soporte escogida, se dispondrán dos paneles solares de manera horizontal por estructura, resultando la longitud igual a dos veces el ancho del panel.
- h: es la altura solar al mediodía.
- β : es el ángulo de inclinación del panel solar respecto a la horizontal.
- θ : es el ángulo de la sombra respecto a la horizontal. Es complementario al ángulo de inclinación del panel, es decir, $\theta = 90^\circ - \beta$.

Luego, la distancia mínima se calculó según la ecuación 4.17:

$$d_{min} = L \cdot \cos \beta + \frac{L \cdot \sin \beta}{\tan \theta} \quad (4.17)$$

$$d_{min} = 1,984 \text{ m} \cdot \cos 35^\circ + \frac{1,984 \text{ m} \cdot \sin 35^\circ}{\tan 55^\circ} \rightarrow d_{min} = 2,42 \text{ m}$$

- Modelo de panel solar e inversor de corriente escogidos:
 - Panel solar marca Solartec, modelo SOL-72PE-360M. Se eligió este módulo ya que son fabricados en base a celdas fotovoltaicas de silicio policristalino de alta eficiencia. La eficiencia de conversión es de 18,6%, y garantiza una pérdida de eficiencia anual de -0,55% a 25 años. Además, los materiales y caja de conexionado están diseñados para asegurar la mayor protección en las condiciones climáticas más severas. Otras características importantes que se tuvieron en cuenta a la hora de la elección fue la potencia máxima (360W) y la máxima tensión del sistema (1000 V).

Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos SOL-72PE-XXXM (XXX=350 a 370)				
Características eléctricas @ STC				
Potencia Máxima [Pmax]	350W	355W	360W	365W 370W
Tolerancia Positiva			5W	
Tensión Pmax [Vmp]	38.8	39.0	39.2	39.3 39.4
Corriente Pmax [Ipmp]	9.03	9.10	9.18	9.29 9.39
Tensión Circuito Abierto [Voc]	47.5	47.7	47.9	48.0 48.3
Corriente Cortocircuito [Isc]	9.57	9.63	9.70	9.74 9.84
Eficiencia del Módulo [%]	18.1	18.3	18.6	18.8 19.1

Características mecánicas	
Dimensiones (L x A x E)	1956mm X 991mm X 45mm
Peso	26.5kg
Celdas	72 celdas monocristalinas PERC
Conexionado	Caja de conexionado IP67, con 3 diodos de bypass
Cable	4 mm ² x 1.2 m con conectores MC4 o compatibles con MC4

Condiciones de operación	
Temperatura de operación	-40°C a 85°C
Máx. Tensión del sistema	1000V DC
Máx. Corriente inversa	20A
Máx. Carga	Presión por nieve : 5400 Pa / Presión por vientos: 2400 Pa

STC : 1000 W/m² irradiancia, 25°C Temperatura módulo, AM1.3 distribución espectral según EN 60904-3.
 Las características indicadas pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.

Figura 3.37 - Características del panel solar escogido

- Inversor de corriente marca SMA, modelo Sunny Tripower 15000TL. Se eligió este equipo por la potencia máxima que admite (27kWp), su elevado rendimiento (98,4 %), y la alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles que garantiza a través de su concepto de multistring (número de entradas de MPP independientes y strings por entrada de MPP) combinado con un amplio rango de tensión de entrada.

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPPT/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V	370 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas A/B	33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPPT independientes/strings por entrada de MPPT	2/A; 3; B; 3	2/A; 3; B; 3	2/A; 3; B; 3
Salida (CA)			
Potencia asignada [a 230 V, 50 Hz]	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA		0 / N / PE; 220 V / 380 V 0 / N / PE; 230 V / 400 V 0 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/comiende asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable		1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD		≤ 3%	
Fases de inyección/conexión		3/3	
Rendimiento			
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%

Figura 3.38 - Características del inversor de corriente escogido

- Altura del panel con el soporte: los módulos fotovoltaicos se montan sobre estructuras soporte, estas son metálicas, y se fabrican en base a perfiles de hierro galvanizado o de aluminio anodizado. Los módulos se vinculan a las estructuras por medio de bulones, y las estructuras se fijan al suelo o a los techos de los edificios. Teniendo en cuenta las dimensiones de los paneles escogidos y su inclinación de 35°, se optó por utilizar la estructura modelo GS2T 992, que pueden soportar dos módulos de ancho 992 mm dispuestos de manera horizontal, como se puede observar en la Figura 3.39:

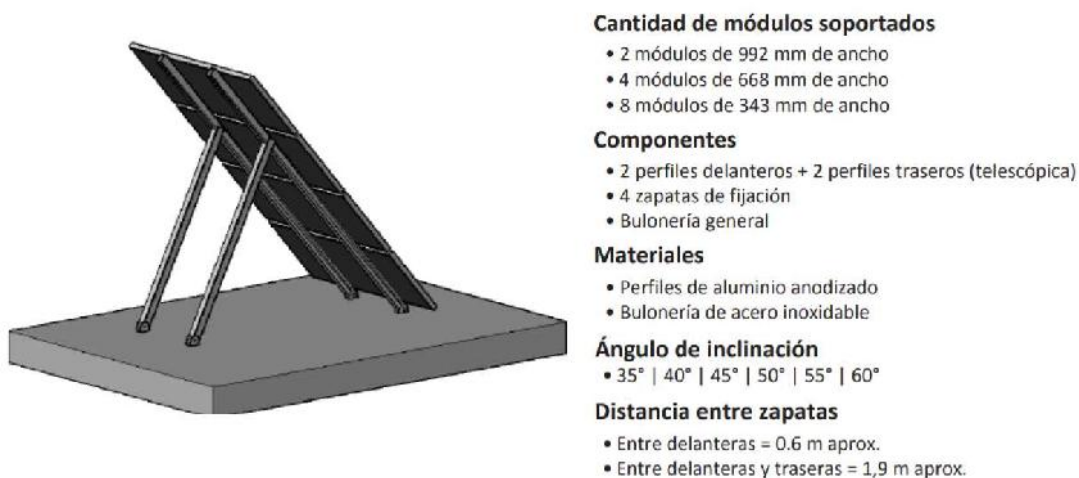


Figura 3.39 - Características de la estructura soporte escogida

El arreglo de paneles solares resultante se presenta en la Figura 3.40:



Figura 3.40 - Vista superior del arreglo de paneles solares

De esta forma, previamente a comenzar con las simulaciones y el cálculo definitivo, se pudo conocer que, como máximo, se pueden colocar 742 paneles en la superficie disponible, respetando las limitaciones de posicionamiento, orientación e inclinación de los módulos propuestas. Este dato permitió establecer un límite superior de cantidad de paneles, necesario para la realización de un número finito de iteraciones.

Se plantearon dos posibles escenarios:

- Un sistema conectado a la red de energía eléctrica.
- Un sistema aislado de la red de energía eléctrica.

A) SISTEMA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA (ON GRID)

En la Figura 3.41 se presenta el esquema de este caso, donde se independiza al sistema de la utilización de baterías, ya que la instalación entregará de manera constante la energía generada a la red, y se consumirá energía de esta, cuando sea necesario.

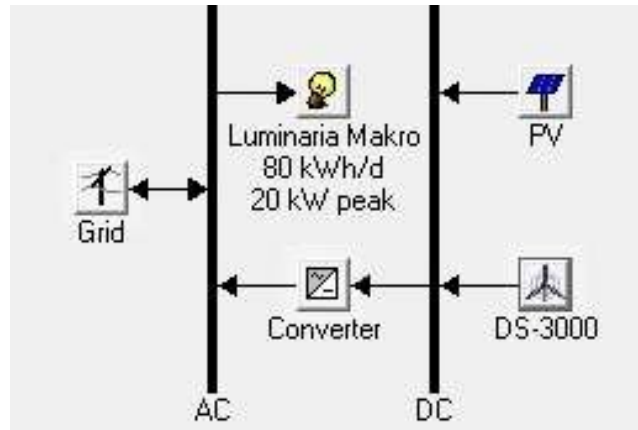


Figura 3.41 - Esquema del sistema conectado a la red

En primer lugar, se procedió a introducir los datos (carga eléctrica, recurso solar y eólico) que definirán nuestro espacio de trabajo, previo a la simulación de éste. Luego se cargaron las características de los equipos que constituyen nuestro sistema de generación y conversión de energía. Por último, se detallaron los parámetros económicos, de control, de temperatura y las restricciones.

Carga Eléctrica

La demanda energética que se quiere alimentar se verá reflejada en el software mediante una carga eléctrica. Se especificó la potencia consumida en función de la hora del día para un día de cada mes, según la Tabla 3.6 (Sección 3.1.1.2). Luego, el perfil de carga fue presentado de manera gráfica por el simulador en distintos tipos de gráficos.

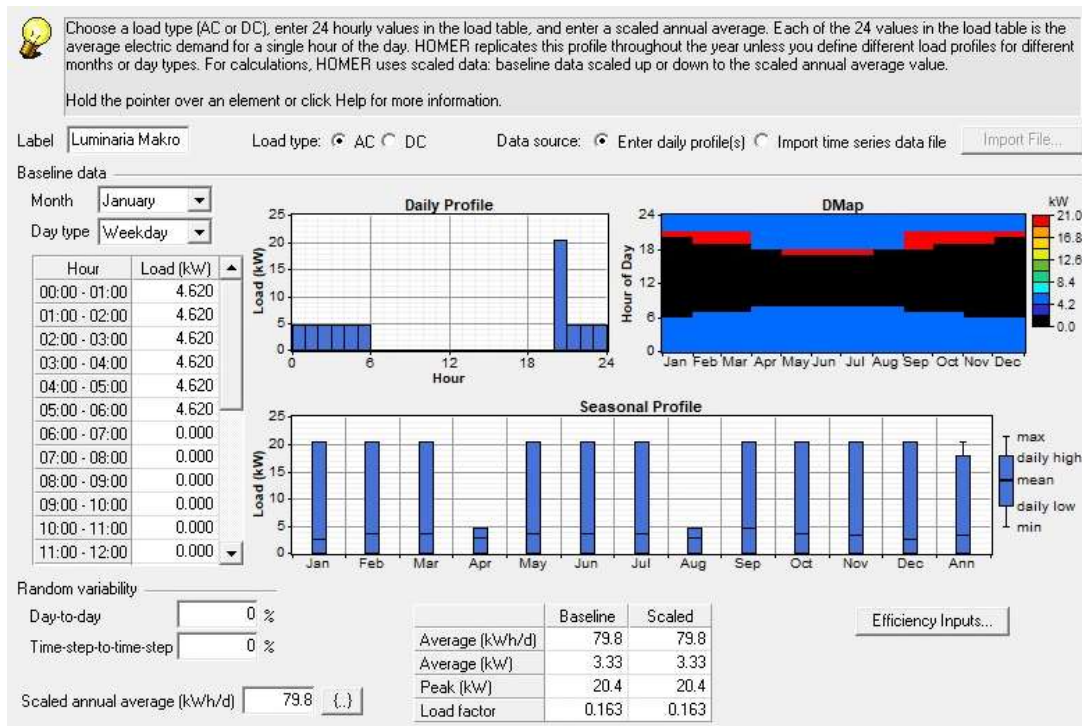


Figura 3.42 - Perfiles de carga diario por mes de la instalación

Recurso Solar

Se introdujeron los valores de radiación solar media diaria (kWh/m²/día) para cada mes, luego de consultar la base de datos de la NASA [36], que obtiene estos datos a partir de un promedio de la radiación incidente media para cualquier posición geográfica en los últimos 22 años. Además, fue necesario especificar la situación geográfica de nuestra zona para que el software calcule el índice de claridad desde la radiación solar media, con los valores de latitud y longitud, siendo en nuestro caso 37°59' Sur y 59°35' Oeste, respectivamente.

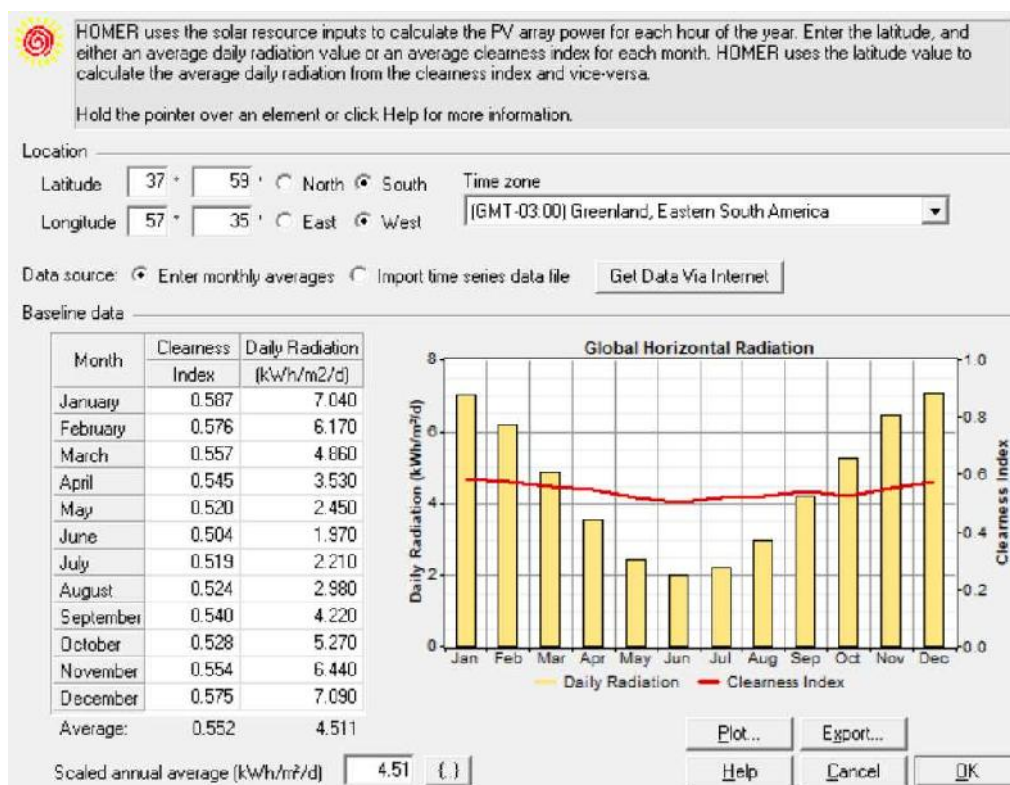


Figura 3.43 - Datos mensuales de radiación solar

Recurso Eólico

El software utiliza los datos del recurso eólico de la zona para calcular la potencia de la turbina eólica, por lo que se introdujeron los valores de velocidad media del viento (m/s) para cada mes para la ciudad de Mar del Plata, obtenidos de la base de datos de la NASA [36].

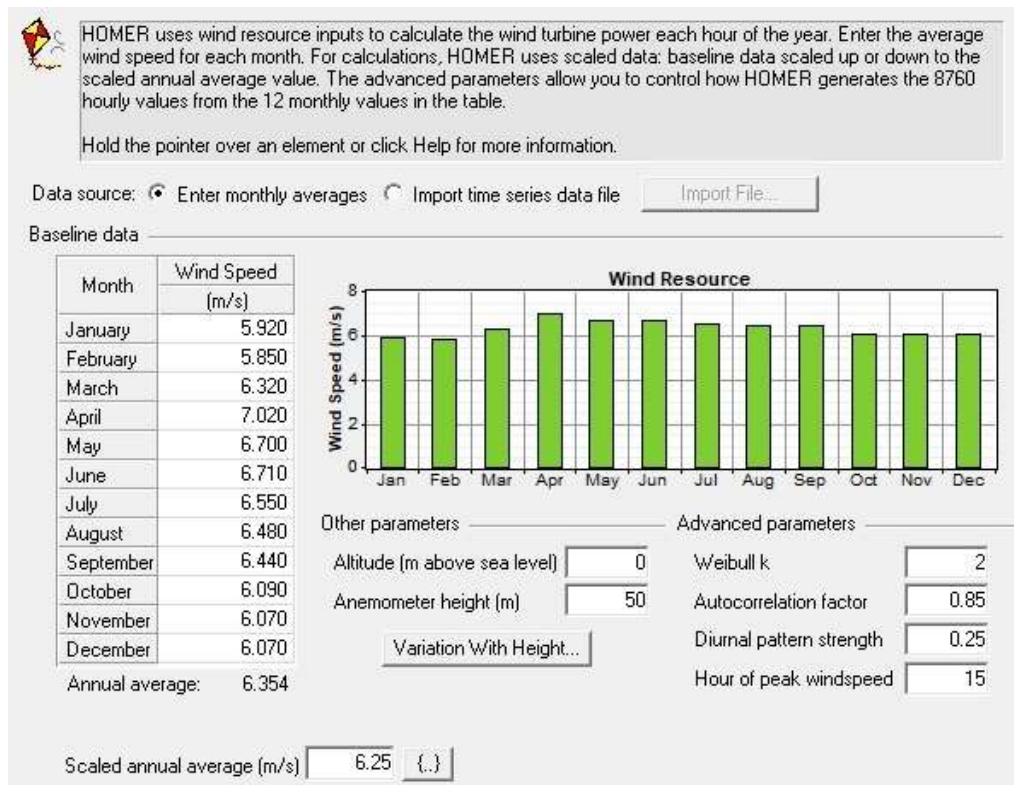


Figura 3.44 - Datos mensuales de la velocidad del viento

Red de energía

Se establecieron tres tarifas de compra y venta de energía (en u\$s), según el encuadre tarifario del local (T3) y la franja horaria del día en que se demande o se inyecte energía (la obtención de estos datos económicos se detalla en el Capítulo 4 del presente informe).

Tarifa en pico: - Compra: 2,6514 \$/kWh
 - Venta: 2,311 \$/kWh
 - Cargo por potencia en pico: 352,21 \$/kWmes

Tarifa en resto: - Compra: 2,5476 \$/kWh
 - Venta: 2,206 \$/kWh
 - Cargo por potencia fuera de pico: 219,98 \$/kWmes

Tarifa en valle: - Compra: 2,4438 \$/kWh
 - Venta: 2,103 \$/kWh
 - Cargo por potencia fuera de pico: 219,98 \$/kWmes

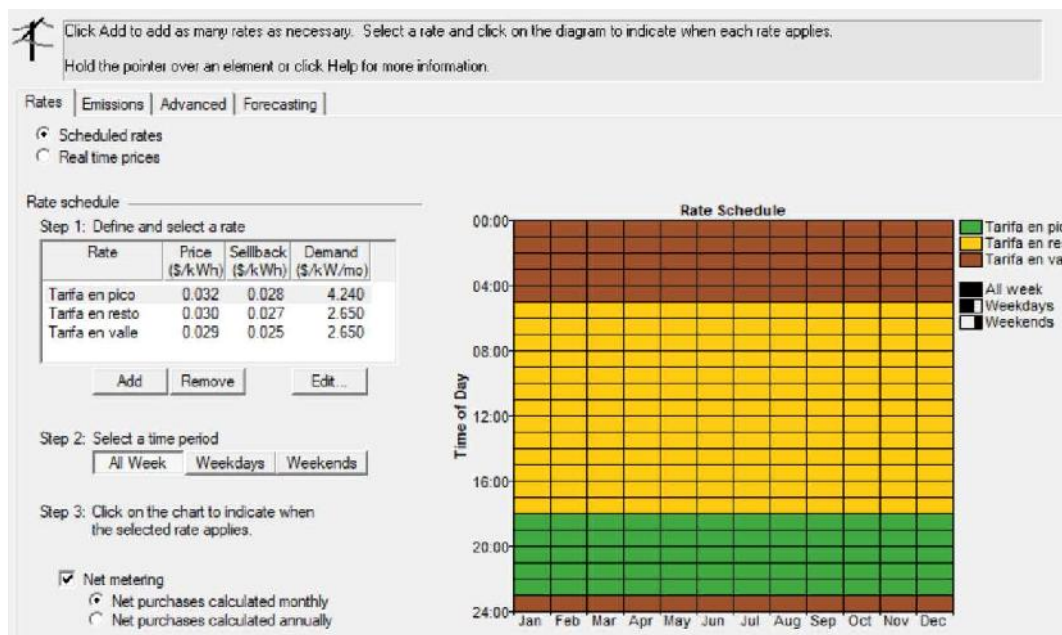


Figura 3.45 - Datos de entrada de la red de energía

Equipos

Los módulos fotovoltaicos elegidos para nuestro sistema son de la marca SOLARTEC, modelo SOL-72PE-360M. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos del catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Capacidad = 0,36 kW
- Precio = u\$s 360 (incluido el costo de la estructura soporte GS2T 992)
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 262 (sólo se reemplaza el panel, no la estructura soporte)
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de sistemas de generación fotovoltaica son bajos, se estima alrededor de un 1% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Factor de reducción de potencia fotovoltaica: tiene en cuenta factores como la suciedad de los paneles, las pérdidas de cableado, el sombreado, el envejecimiento. Se estima en un 5%.
- Montaje fijo, orientado hacia el norte (ángulo acimutal = 180° en el caso del software) y un ángulo de inclinación de 35°.
- Temperatura nominal de trabajo = 45°C ± 2°C
- Eficiencia = 18,6 %

- Coeficiente de temperatura = - 0,38 %/C°
- Espacio de búsqueda = [20 - 21 - 22 - 23 - 24 - 25 - 26 - 30 - 35 - 40 - 45 - 50] kW

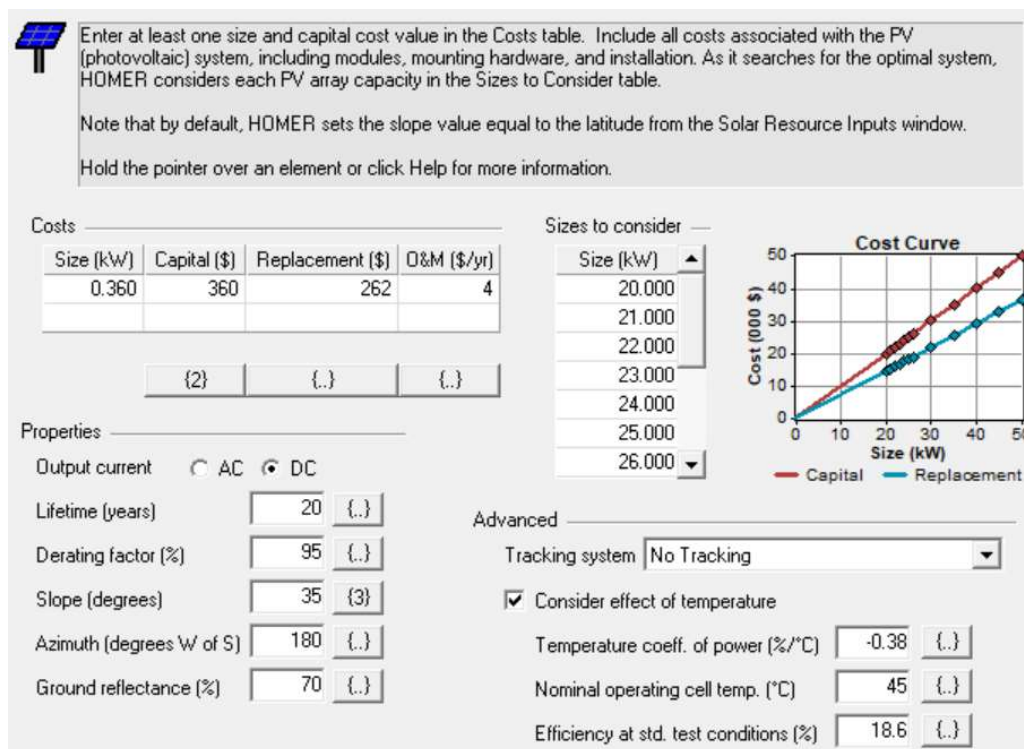


Figura 3.46 - Datos de entrada de los módulos fotovoltaicos

El aerogenerador de eje vertical escogido fue un DS-3000, de la marca Eteo. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos de catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Curva de potencia (Potencia entregada [kW] vs Velocidad del viento [m/s])
- Precio = u\$s 19500
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 19500
- Costo de operación y mantenimiento: los costos de O&M de sistemas de generación eólica son bajos, se estima alrededor de un 1% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Altura: la turbina tiene una altura de 4 metros y se ubicarán en el estacionamiento, sobre una estructura soporte (torre) de 8 metros de altura.
- Espacio de búsqueda = [0 - 1 - 2 - 3 - 4 - 5] cantidad de aerogeneradores

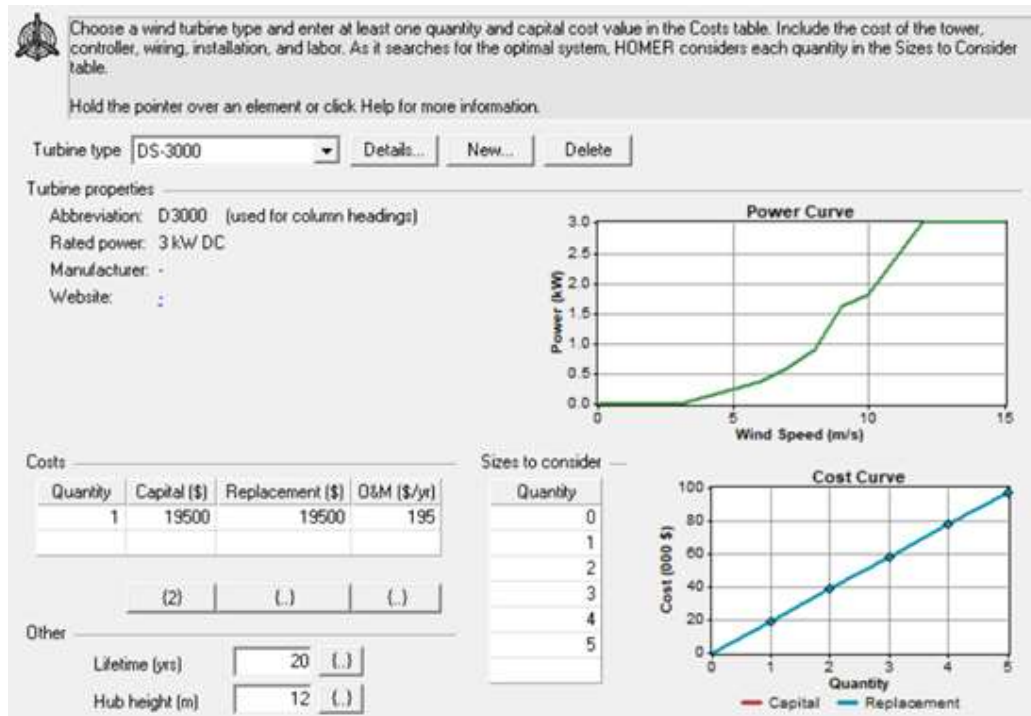


Figura 3.47 - Datos de entrada del aerogenerador

En cuanto al convertidor, se escogió un inversor de corriente marca SMA, modelo Sunny Tripower 15000TL. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos de catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Capacidad = 27 kWp
- Precio = u\$s 2500
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 2500
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de equipos de inversión de corriente se estiman alrededor de un 5% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Eficiencia = 98,4 %
- Espacio de búsqueda = [15 - 20 - 25 - 30 - 35 - 40] kW

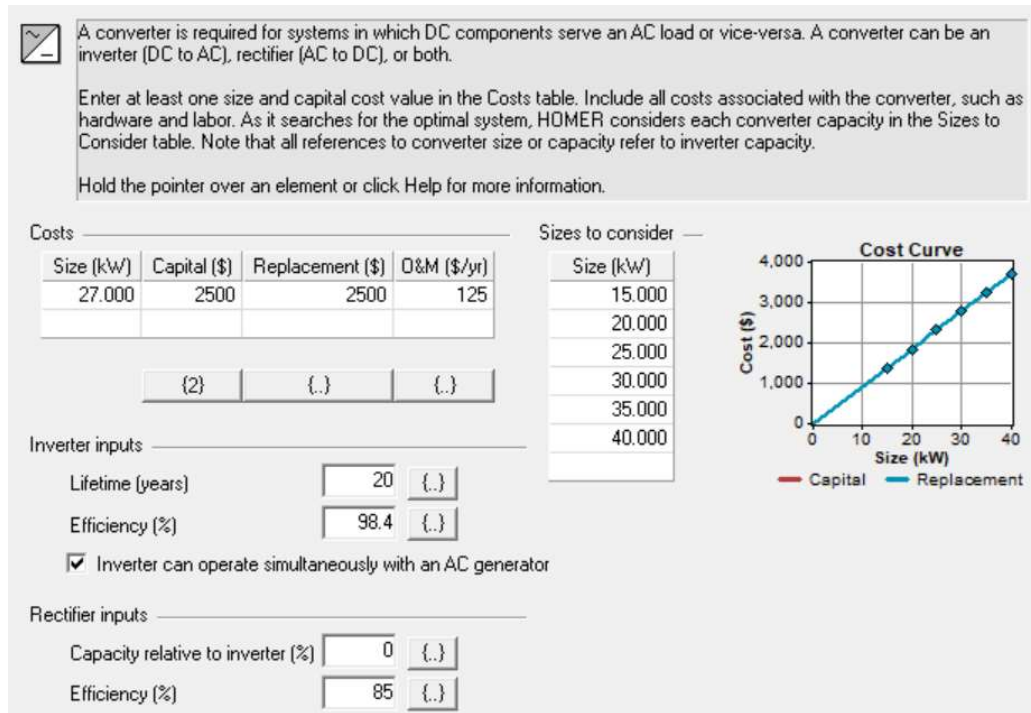


Figura 3.48 - Datos de entrada del convertidor

Parámetros económicos, de control, de temperatura y restricciones

Los principales parámetros económicos que se tuvieron en consideración fueron la tasa de inflación anual (10%) y la vida útil de proyecto (20 años), el software utiliza estos datos para calcular el costo total del proyecto referido al presente (NPC).

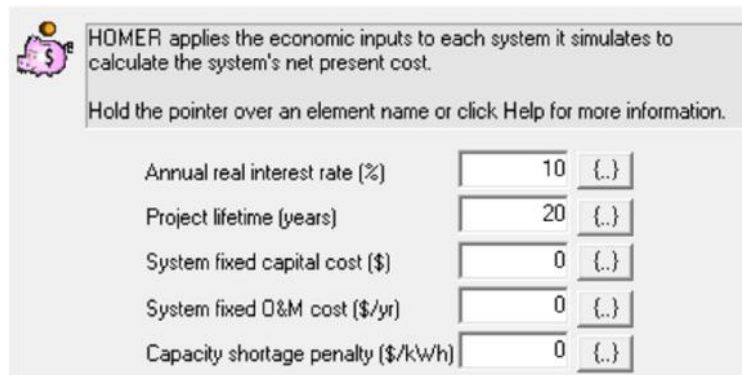


Figura 3.49 - Parámetros económicos

Las entradas de control del sistema definen cómo HOMER modela el funcionamiento del banco de baterías y la generación de energía. El software posee tres estrategias de control: "Load Following", "Cycle Charging" y "Combined Dispatch", de las cuales se escogió la segunda, donde si la carga principal requiere ser alimentada, los equipos de generación funcionan a máxima potencia, y el exceso de energía fluye a las cargas de menor prioridad, o en su defecto, a la red de energía eléctrica.

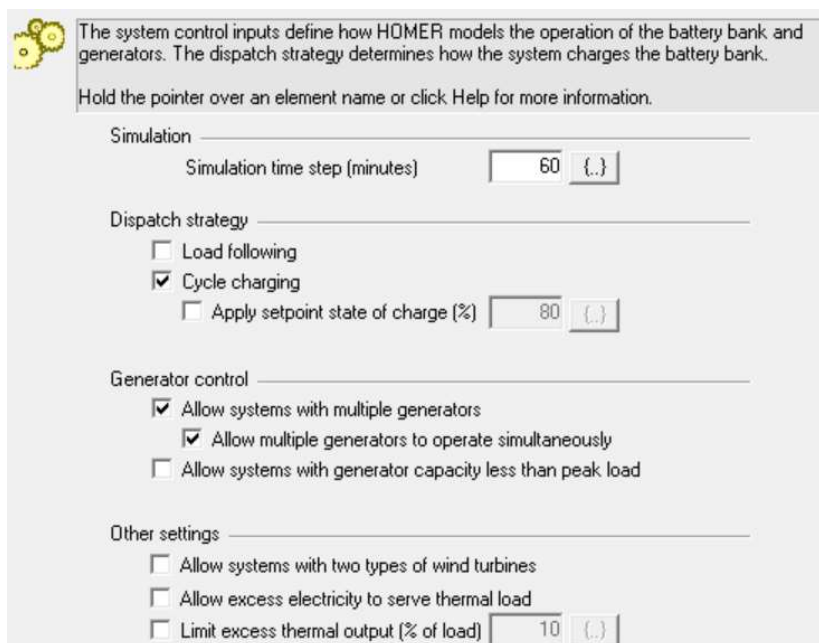


Figura 3.50 - Parámetros de control

Al considerar los efectos producidos por la temperatura, el software usa datos de esta variable para calcular la energía producida por la matriz fotovoltaica en cada paso de tiempo. Para ello se cargaron los valores de temperatura media promedio para cada mes del año en la ciudad de Mar del Plata, obtenidos de la base de datos de Weather Atlas [36].

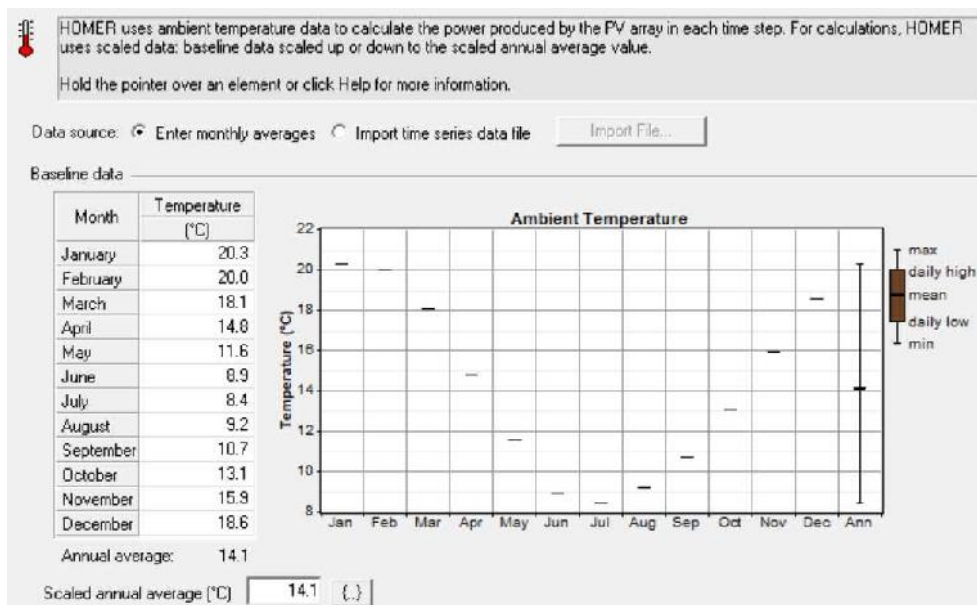


Figura 3.51 - Parámetros de temperatura

Las restricciones son condiciones que los sistemas deben cumplir para ser viables, se destacan los siguientes parámetros: la mínima fracción de energía renovable que se deberá generar (60%) y el porcentaje máximo de escasez de energía anual (0%).

La reserva operativa, o reserva rotante, es un excedente de capacidad operativa que puede responder instantáneamente a un aumento repentino en la carga eléctrica o una disminución repentina en la producción de energía renovable. La reserva operativa proporciona un margen de seguridad que ayuda a garantizar un suministro eléctrico confiable a pesar de la variabilidad en la carga eléctrica y el suministro de energía renovable. Comúnmente, se especifica la reserva rotante como un porcentaje de la carga horaria instantánea, es el método más conservador, y el que se adoptó en este proyecto (5%).

Constraints are conditions that systems must meet to be feasible. Infeasible systems do not appear in the sensitivity and optimization results. Operating reserve provides a margin to account for intra-hour deviation from the hourly average of the load or renewable power output. HOMER calculates this margin for each hour based on the operating reserve inputs.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Maximum annual capacity shortage (%) { }

Minimum renewable fraction (%) { }

Operating reserve

As percent of load

Hourly load (%) { } Note: HOMER calculates the total required operating reserve for each hour by multiplying each of these four inputs by the load or output value for that hour and adding the results.

Annual peak load (%) { }

As percent of renewable output

Solar power output (%) { }

Wind power output (%) { }

Primary energy savings

Minimum primary energy savings (%) { }

Reference electrical efficiency (%) { }

Reference thermal efficiency (%) { }

Figura 3.52 - Restricciones

Simulación y resultados

Una vez ingresados todos los datos necesarios se llevó a cabo la simulación. El software simula la operación de un sistema por medio de cálculos de balances de energía para cada una de las 8760 horas de un año. Para cada hora, compara la carga eléctrica con la energía que el sistema puede entregar en una hora. Si el sistema satisface las cargas para todo el año, estima el costo del ciclo de vida del sistema, contabilizando el costo de inversión, costo de reemplazo, costos de operación y mantenimiento e intereses.

Los resultados arrojados se observan en la Figura 3.53:

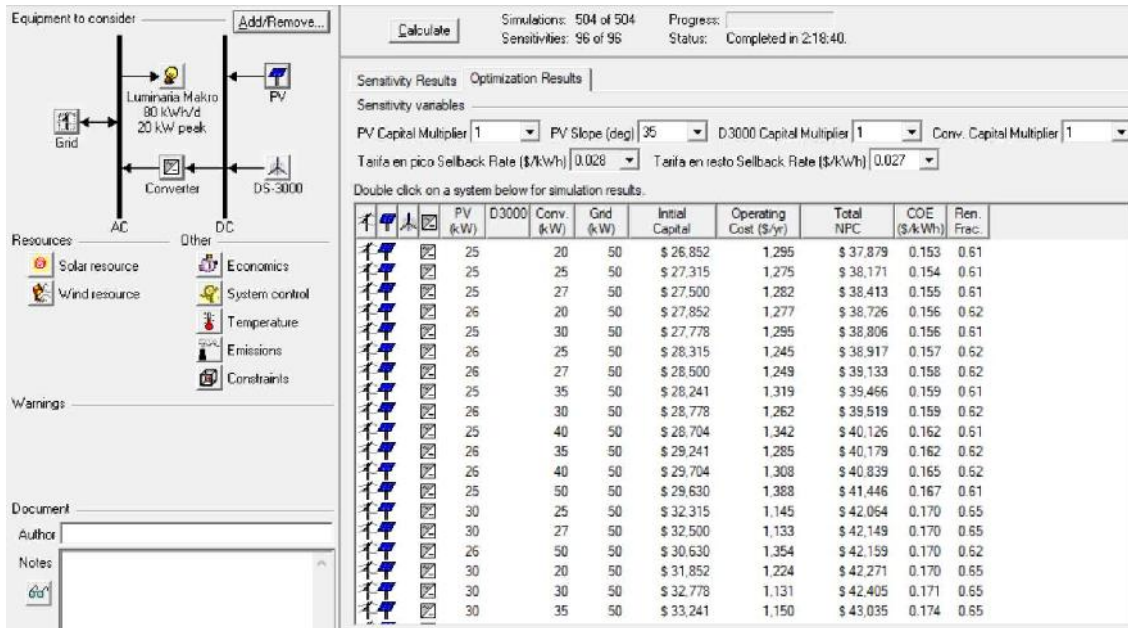


Figura 3.53 - Resultados arrojados por la simulación

El software proporcionó una cantidad de alternativas factibles, de las cuales se escogió un sistema compuesto por 72 paneles solares. En un primer análisis rápido de los resultados arrojados se pudo observar que el uso de aerogeneradores no representa una solución eficiente debido a las características del recurso eólico presente en la zona de estudio. De manera complementaria, se realizó un análisis de las alternativas que si poseen aerogeneradores en el ANEXO II.

En la Figura 3.54 se presentan los parámetros eléctricos de la alternativa elegida, dónde se puede observar el detalle de la generación y consumo de energía anual, el LCOE (costo nivelado de la energía), el porcentaje de exceso de electricidad y la fracción de energía renovable.

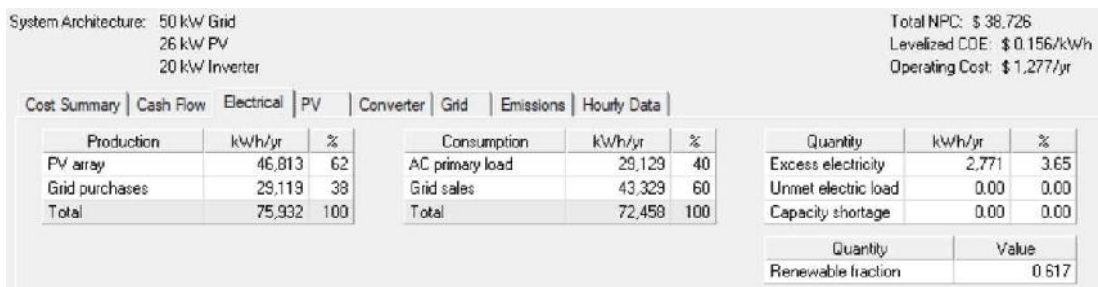


Figura 3.54 - Parámetros eléctricos del sistema

La generación de energía fotovoltaica es de 46,81 MWh/año, de la cual un 92,5% es inyectado a la red de energía y sólo un 2,5% se destina al autoconsumo.

El LCOE es el valor del costo total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil, de esta manera, mide los costos totales que la instalación tendrá a lo largo de toda su vida útil y los divide por la producción de energía que realizará también durante sus años de operación. Este

indicador sirve para comparar directamente los costos de diferentes fuentes de energía. [38]. En nuestro caso, el LCOE alcanza un valor de 0,156 dólares por kWh, superior al actual costo nivelado de la energía para plantas solares a gran escala, que es de 0,068 dólares por kWh, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [39].

Otra información relevante extraída de los resultados son los parámetros eléctricos de los paneles solares que conforman el sistema. En la Figura 3.55 puede observarse las horas de operación anuales (4393 hs/año), la penetración fotovoltaica (161%), el costo nivelado de los paneles (0,073 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

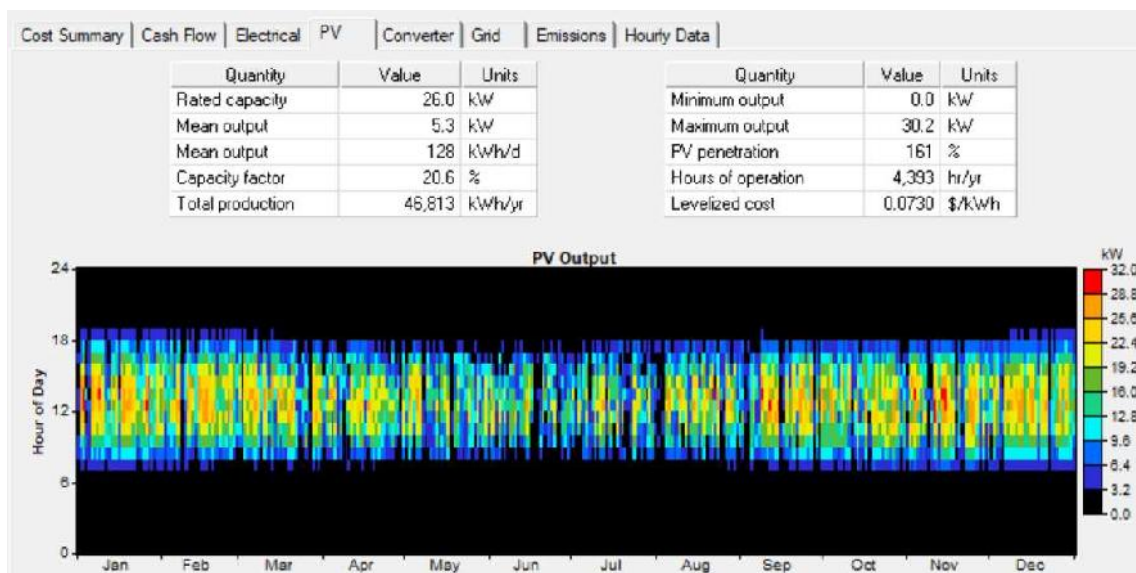


Figura 3.55 - Parámetros eléctricos de los paneles solares

Con los datos extraídos del software se confeccionaron dos gráficos donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía, para analizar si existe complementariedad entre las fuentes de generación y el consumo. La Figura 3.56 muestra la generación y el consumo mensual promedio, mientras que en la Figura 3.57 se presenta un análisis horario de estas variables (en el ANEXO III se detalla este análisis para cada mes del año).

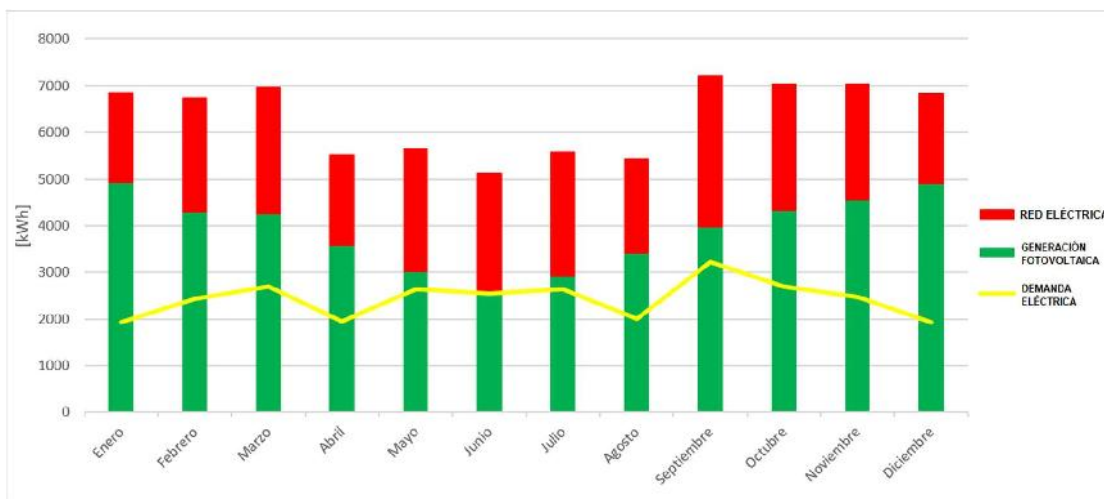


Figura 3.56 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio

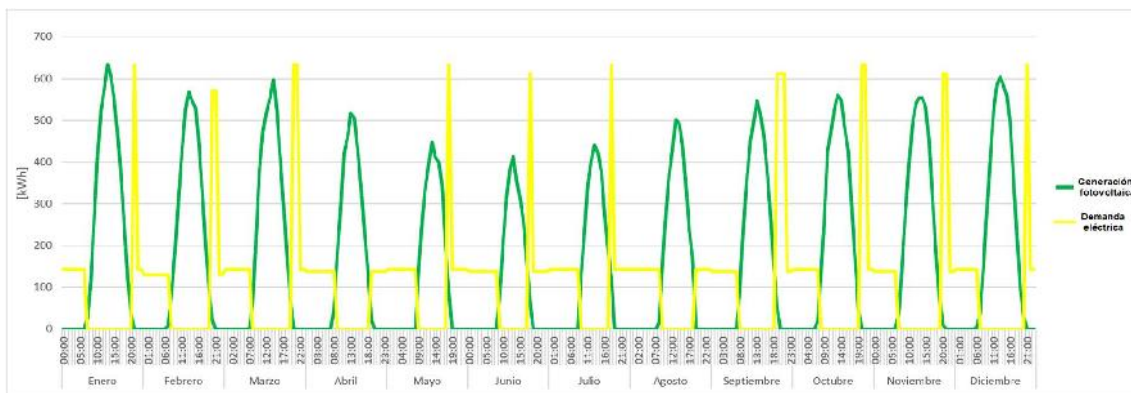


Figura 3.57 - Gráfico horario de generación y demanda eléctrica

Analizando las Figuras 3.54, 3.56 y 3.57 se pudo observar que, si bien la generación mediante energías limpias alcanza para suplir el consumo eléctrico durante todos los meses del año, la demanda de energía se satisface tomando energía de la red pública, esto se debe a que el consumo de energía se realiza en franjas horarias del día en los que no existe generación, aprovechando muy poca cantidad de la energía generada para autoconsumo.

Análisis de sensibilidad

Se analizaron tres variables que responden directamente a cuestiones abordadas en este proyecto, a saber:

- 1- Ángulo de inclinación de los paneles solares: teniendo en cuenta que en la ciudad de Mar del Plata el ángulo que maximiza la energía generada se encuentra en el intervalo entre 30° y 35°, se evaluó cómo varía la generación de energía fotovoltaica al montar los paneles a 30° y 33°.

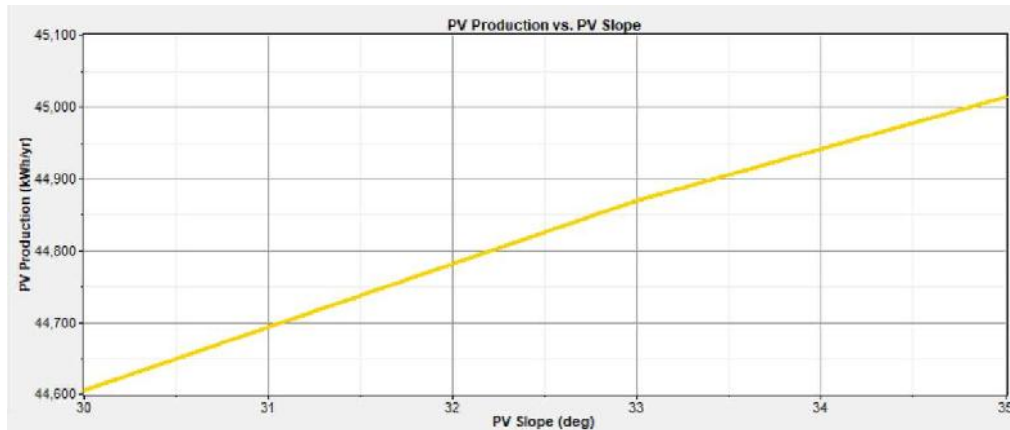


Figura 3.58 - Variación de la generación fotovoltaica anual en función del ángulo de inclinación

De la Figura 3.58 se puede observar que la generación fotovoltaica es aproximadamente un 1% mayor montando los paneles con un ángulo de 35° de inclinación, en relación a si se utilizara un ángulo de inclinación de 30°.

- Costo de los equipos de generación de energía: se evaluó el impacto de reducir los costos de la inversión inicial en equipos a la mitad, pensando esto cómo una alternativa que podría adoptar el Estado para fomentar la utilización de energías renovables.

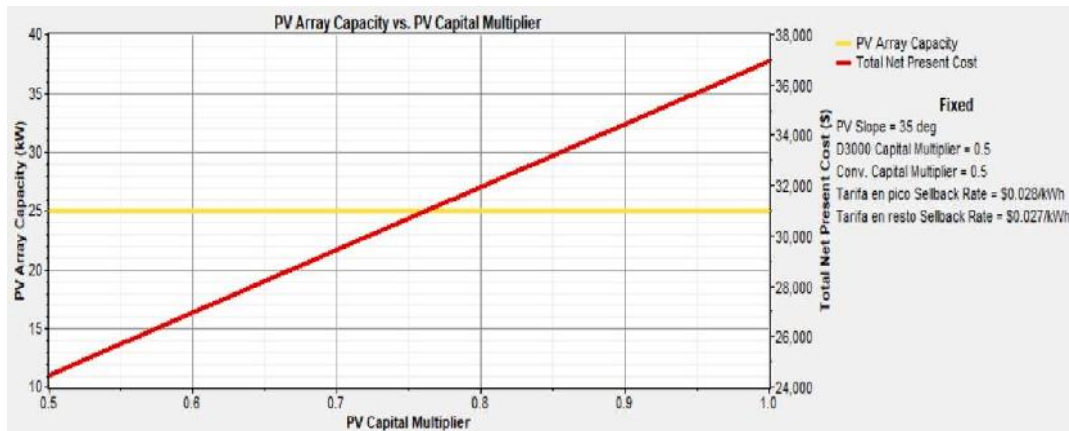


Figura 3.59 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del costo de los equipos

De la Figura 3.59 se puede observar que la cantidad de paneles solares propuesta por el software no varía con una modificación sustancial en su costo. El parámetro que sí evidencia un cambio es el NPC, con una disminución del 54% cuando los costos de equipos se reducen a la mitad.

- Precio de venta de la energía inyectada a la red: dado que actualmente el precio de venta energía a la red por parte de los usuarios-generadores es menor que el costo de la energía que estos consumen desde la red pública, sin importar en que tarifa esté encuadrado dicho consumo, se evaluó el impacto que representa en sistemas on grid un aumento del 100% en el precio de venta.

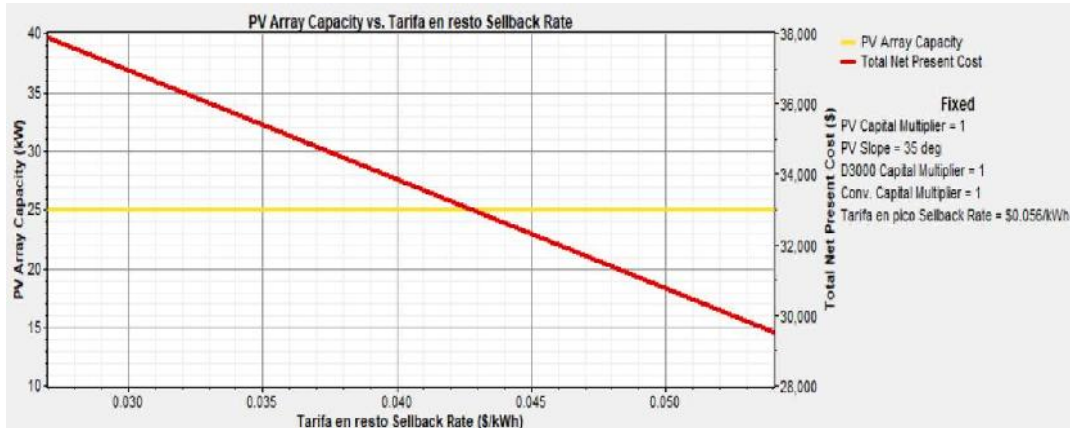


Figura 3.60 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del precio de venta de energía

De la Figura 3.60 se puede observar que un aumento en el precio de venta de la energía impacta directamente en el NPC, provocando una disminución del 30% de este. No así en la cantidad de paneles instalada, que no varía.

Se visualiza en la Figura 3.61 que el software plantea alternativas factibles con una mayor cantidad de paneles solares cuando simultáneamente se reducen los costos de los equipos a la mitad y se aumenta el precio de venta de la energía.

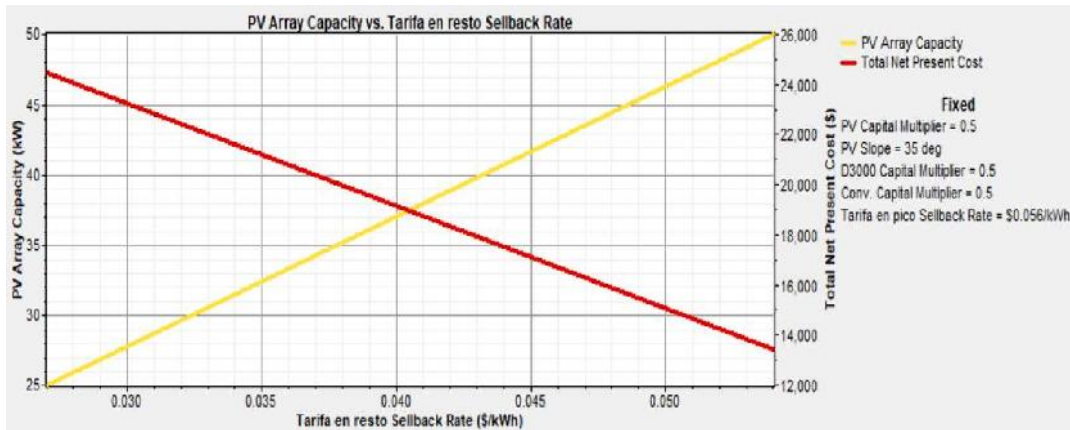


Figura 3.61 - Variación de la cantidad de paneles instalada y el NPC en función del costo de los equipos y el precio de venta de energía

B) SISTEMA AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA (OFF GRID)

En este caso, cómo se puede observar en la Figura 3.62, se optó por la incorporación de un banco de baterías, ya que la instalación no estará conectada a la red de energía eléctrica.

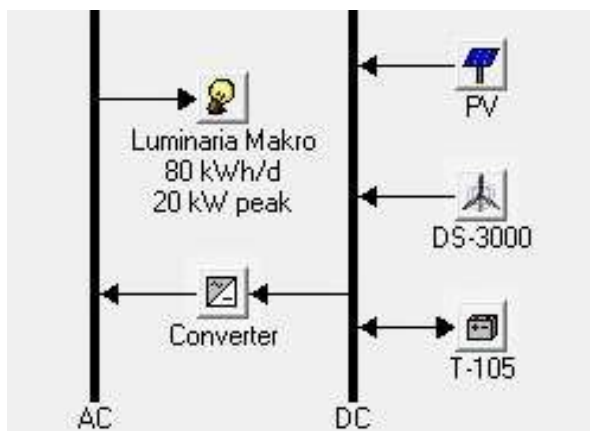


Figura 3.62 - Esquema del sistema off grid

Se escogieron baterías marca TROJAN de electrolito líquido (plomo-ácido) de ciclo profundo, modelo T-105 (6 V~225Ah). La capacidad de almacenar energía de una batería puede medirse en ciclos, pero los ciclos cambian de acuerdo a la profundidad de descarga, como se muestra en la Figura 3.63

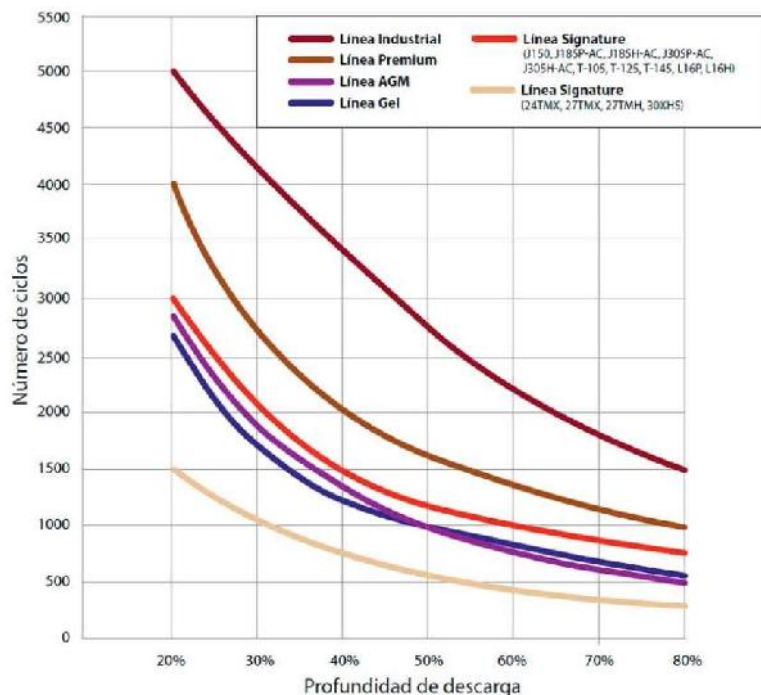


Figura 3.63 - Curvas de profundidad de descarga vs número de ciclos de baterías Trojan

El ciclo de vida útil es el factor más importante de las baterías en una instalación fotovoltaica. Para las baterías elegidas, el número de ciclos a un 50% de profundidad

de descarga es de 1200, por lo que, si todos los días se la descarga hasta un 50% de su carga y luego se la recarga, durarán 3,25 años en un buen estado. Esto no quiere decir que no duren más, pueden en esas condiciones seguir aportando energía, pero cada vez será menor. Tal vez a partir del tercer año empiece a brindar un 70% real de su potencia, lo que significa que también aumentará su porcentaje de descarga a más de un 50%, achicando la vida útil.

Otro dato importante es la temperatura de operación, pues por encima de los 27°C las baterías disminuyen su vida útil, esto sucede porque las baterías necesitan un poco de calor para su reacción química, pero un exceso prolongado de temperatura acelera su proceso de desgaste considerablemente.

Para que el software pueda realizar un número finito de iteraciones durante la simulación, fue necesario establecer un límite superior de cantidad de baterías, calculado según la Ecuación 3.18:

$$N_{bat} = \frac{E_{nec} \cdot D_o}{P_d \cdot E_{bat}} \quad (3.18)$$

Donde:

- E_{nec} : es la cantidad de energía que se deberá almacenar para suministrar a la instalación en su día de mayor demandada. En nuestro caso, durante el mes de septiembre es cuando se demanda la mayor cantidad de energía por día, a razón de 107,4 Wh/día.
- D_o : son los días de autonomía. El sistema de almacenamiento deberá asegurar 2 días de autonomía (dos días nublados completos).
- P_d : es la profundidad de descarga.
- E_{bat} : es la energía de la batería, se calcula cómo: $E_{bat} = 6V \cdot 225Ah = 1350 Wh$

Luego el número de baterías resultó:

$$N_{bat} = \frac{107400 \text{ Wh/día} \cdot 2 \text{ días}}{0,5 \cdot 1350 \text{ Wh}} \rightarrow N_{bat} \cong 320 \text{ baterías}$$

Una vez obtenido este valor, se trabajó de manera análoga al caso on grid, utilizando los mismos equipos, la única variante fue la incorporación de las baterías, especificando los siguientes datos:

- Tipo de batería: marca Trojan modelo T-105, de 6 V ~ 225Ah. La Figura 3.64 muestra la hoja de datos técnicos de este modelo, la cual se encuentra cargada en la base de datos del software.

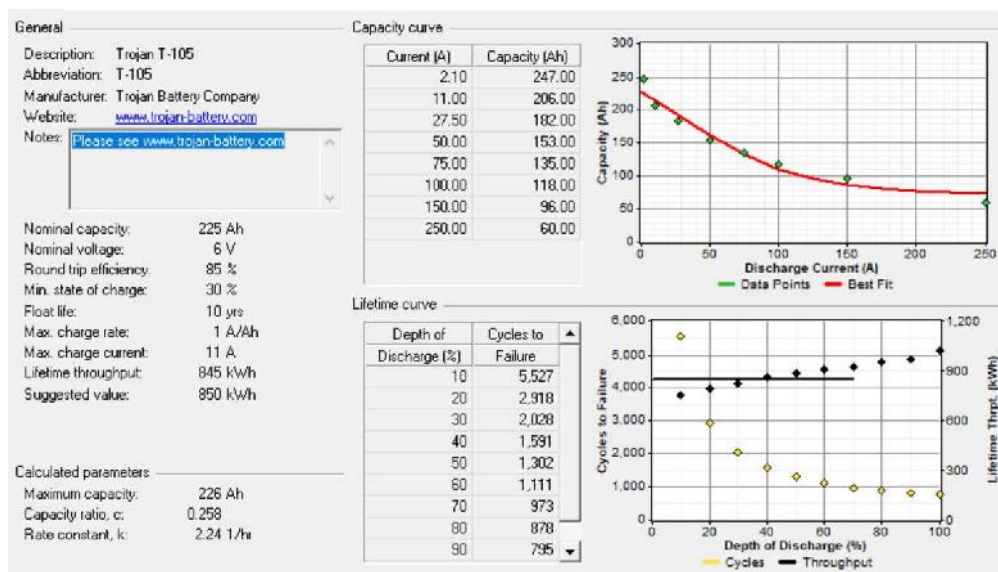


Figura 3.64 - Hoja de datos de las baterías Trojan T-105

- Precio = u\$s 300
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 300
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de equipos de almacenamiento de energía se estiman alrededor de un 5% anual del valor del equipo.
- Cantidad de baterías en serie: se pensó en un banco de 4 baterías en serie por string para lograr un bus de 24 V.
- Vida útil mínima de la batería. Trabajando a una profundidad de descarga del 50%, las baterías durarán más de 3 años en buen estado, pero se puede estimar que soporten unos 5 años hasta el recambio.
- Espacio de búsqueda = [50 - 60 - 65 - 70 - 75 - 80] cantidad de strings

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: Trojan T-105 [Details...] [New...] [Delete]

Battery properties

Manufacturer: Trojan Battery Company
 Website: www.trojan-battery.com

Nominal voltage: 6 V
 Nominal capacity: 225 Ah (1.35 kWh)
 Lifetime throughput: 845 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	300	300	15.00
{2}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider

Strings
50
60
65
70
75
80

Advanced

Batteries per string: 4 (24 V bus)
 Minimum battery life (yr): 5 {.}

Cost Curve

Quantity	Capital Cost (000 \$)	Replacement Cost (000 \$)
0	0	0
50	15	15
60	18	18
65	20	20
70	22	22
75	24	24
80	26	26

Figura 3.65 - Datos de entrada de las baterías

En cuanto a las restricciones, se especificó el valor de la mínima fracción de energía renovable que se deberá generar en 100%, dado que al tratarse de un sistema aislado de la red el total de la demanda deberá ser cubierta de esta manera.

Simulación y resultados

Para sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustibles, el software también decide para cada hora, cómo operar los generadores y cargar o descargar las baterías.

Los resultados arrojados se observan en la Figura 3.66:

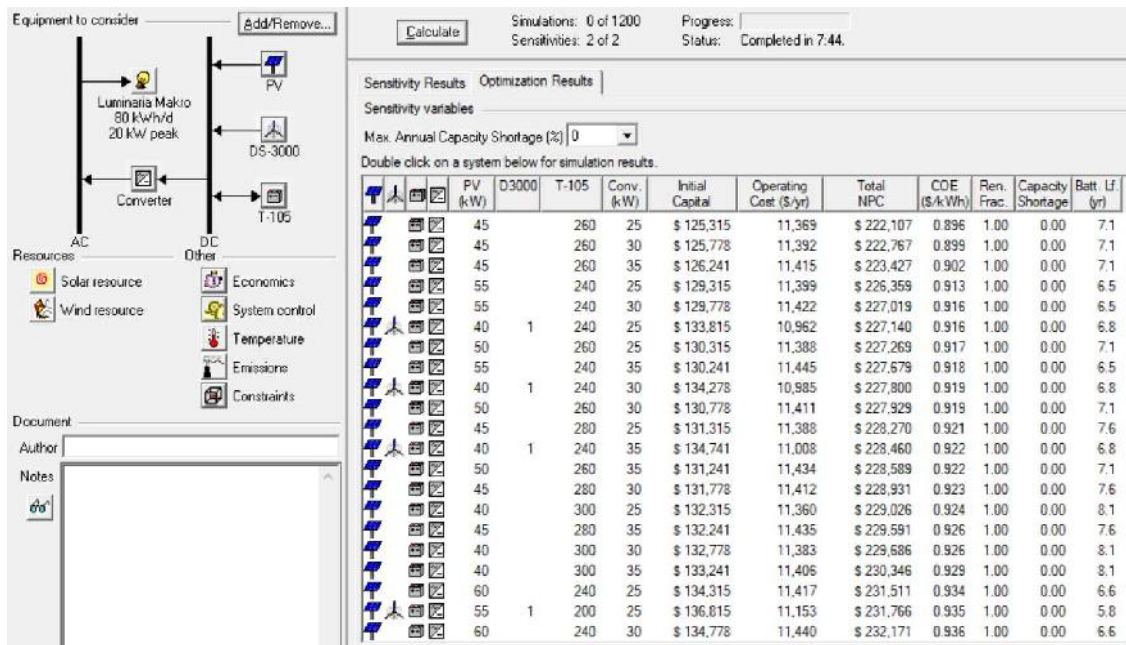


Figura 3.66 - Resultados arrojados por la simulación

El software proporcionó una cantidad de alternativas factibles, de las cuales se escogió un sistema compuesto por 125 paneles solares, provisto de 260 baterías para almacenamiento de energía. Estas se dispondrán en un banco de 4 baterías en serie (24V bus) y 65 filas en paralelo, para cumplir con los requisitos de tensión del sistema.

Luego se realizó la elección del regulador de tensión, basado en el cálculo de la máxima corriente que debe soportar este equipo a su entrada, según la Ecuación 3.19:

$$I_{entrada} = I_{sc} \cdot n_p \quad (3.19)$$

Donde:

- I_{sc} : es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.
- n_p : es la cantidad de strings en paralelo. Debido a la cantidad de paneles se suponen dos arreglos, uno de 8 strings en paralelo de 10 paneles, y el otro de 5 strings en paralelo de 9 paneles. Cada uno de estos arreglos contará con su propio regulador.

Reemplazando con los valores correspondientes en la Ecuación 3.19, resulta:

Arreglo 1 (8 strings en paralelo de 10 paneles): $I_{entrada} = 9,70 \text{ A} \cdot 8 = 77,6 \text{ A}$

Arreglo 2 (5 strings en paralelo de 9 paneles): $I_{entrada} = 9,70 \text{ A} \cdot 5 = 48,5 \text{ A}$

Con este dato se escogió el regulador MPPT 250V 85 A Victron Energy Smart Solar para el arreglo 1 y el regulador MPPT 250V 60 A Victron Energy Smart Solar para el arreglo 2.

En la Figura 3.67 se presentan los parámetros eléctricos de la alternativa elegida, dónde se puede observar el detalle de la generación y consumo de energía anual, el

LCOE (costo nivelado de la energía), el porcentaje de exceso de energía y la fracción de energía renovable.

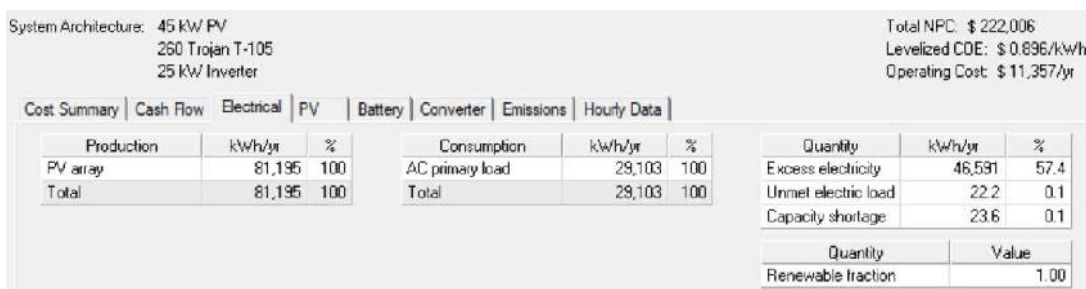


Figura 3.67 - Parámetros eléctricos del sistema

La generación de energía fotovoltaica es de 81,195 MWh/año, de la cual un 42,5% es utilizado para suplir la demanda de energía y el 57,5% restante es exceso de energía. En este caso, el LCOE alcanza un valor de 0,896 dólares por kWh, superior al actual costo nivelado de la energía para plantas solares a gran escala, que es de 0,068 dólares por kWh, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [39].

Otra información relevante extraída de los resultados son los parámetros eléctricos de los paneles solares que conforman el sistema. En la Figura 3.68 puede observarse las horas de operación anuales (4373 hs/año), la penetración fotovoltaica (279%), el costo nivelado de los paneles (0,0713 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

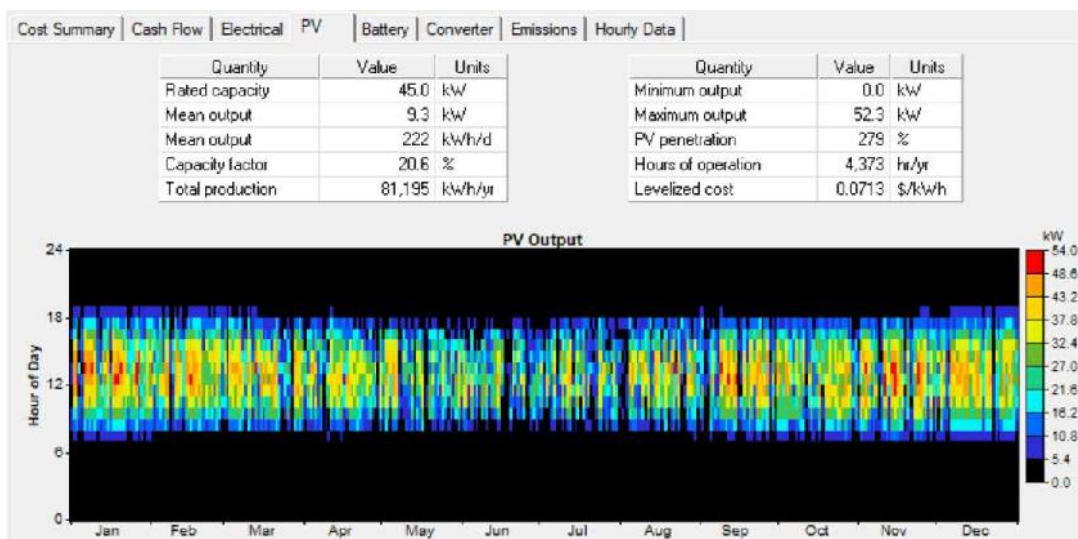


Figura 3.68 - Parámetros eléctricos de los paneles solares

También se extrajo información sobre los parámetros eléctricos de las baterías que conforman el sistema. En la Figura 3.69 puede observarse la vida útil esperada (7,1 años), la autonomía (73,9 hs), el agotamiento del almacenamiento (38 kWh por año), las pérdidas (4988 kWh por año), el rendimiento anual (31147 kWh por año) y un análisis gráfico del estado de carga del banco de baterías en función de la hora del día y el mes.

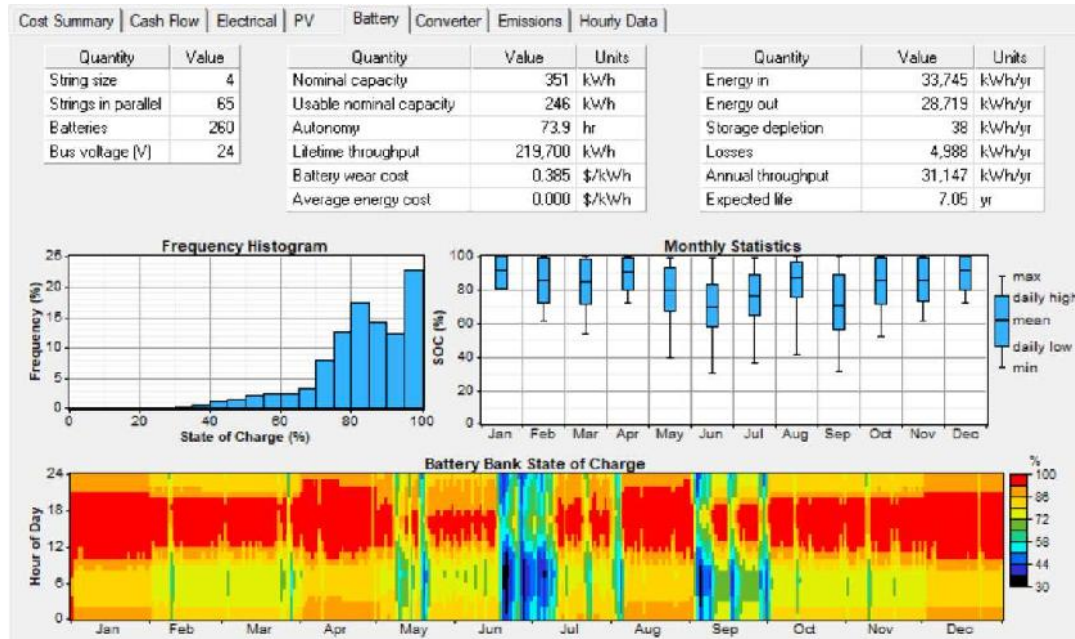


Figura 3.69 - Parámetros eléctricos de las baterías

Con los datos extraídos del software se confeccionó el gráfico donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía. La Figura 3.70 muestra la generación y el consumo mensual promedio.

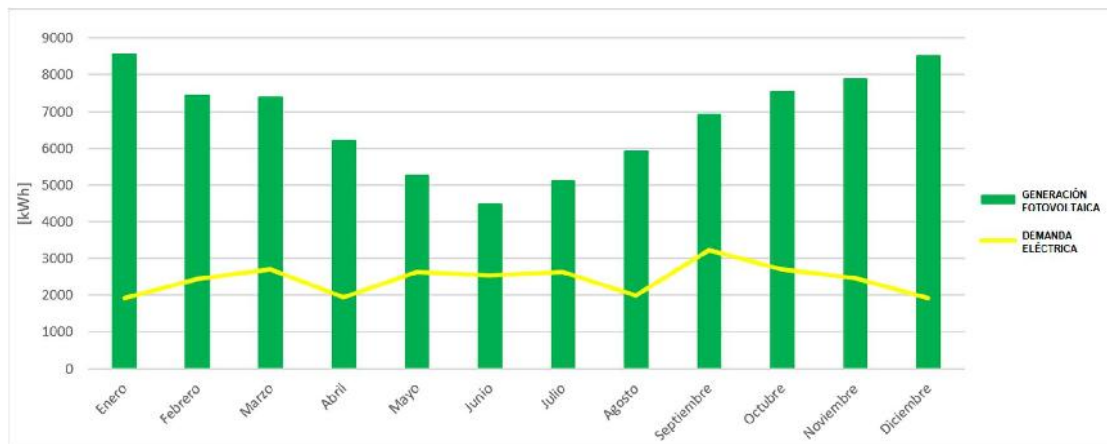


Figura 3.70 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio

Analizando las Figuras 3.67 y 3.70 se pudo observar que el sistema está sobredimensionado en cuanto a la generación de energía, esto se traduce en un elevado porcentaje de exceso de esta, que en nuestro caso es energía desperdiciada. Dado que HOMER optimiza respecto a los costos de la instalación, y las baterías son componentes más costosos y con menor vida útil que los paneles solares, es más conveniente aumentar la generación, de manera de suplir la carga directamente en los momentos que existe demanda, reduciendo el sistema de almacenamiento de energía. Una alternativa viable sería optar por alimentar otros consumos del hipermercado, y no sólo la iluminación del estacionamiento.

Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de encontrar una solución al problema de derroche de energía que se presenta en nuestro sistema aislado de la red pública, se evaluó el impacto de variar el porcentaje máximo de escasez de energía anual, teniendo en cuenta que dicho parámetro está directamente relacionado al porcentaje de exceso de energía.

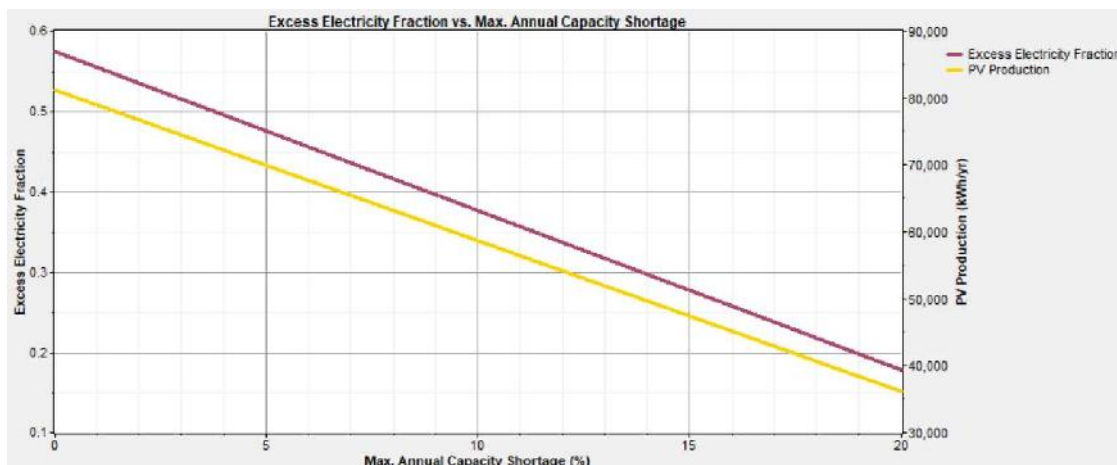


Figura 3.71 - Variación de la generación fotovoltaica anual y el porcentaje de exceso de energía en función del porcentaje máximo de escasez de energía anual

De la Figura 3.71 se puede observar que tanto la generación fotovoltaica, como el porcentaje de exceso de energía disminuyen de manera notable al aumentar el porcentaje máximo permitido de escasez de energía anual. En consecuencia, los costos de la instalación serán menores, como así también la energía desperdiciada.

A su vez, se analizaron los efectos de dicho aumento sobre los parámetros del banco de baterías. Del análisis gráfico del estado de carga del banco de baterías en función de la hora del día y el mes presente en la Figura 3.72, se puede observar que el banco estará más solicitado, presentando ciclos de carga más profundos, lo cual implica una menor autonomía (56,8 hs) y vida útil (6,27 años).

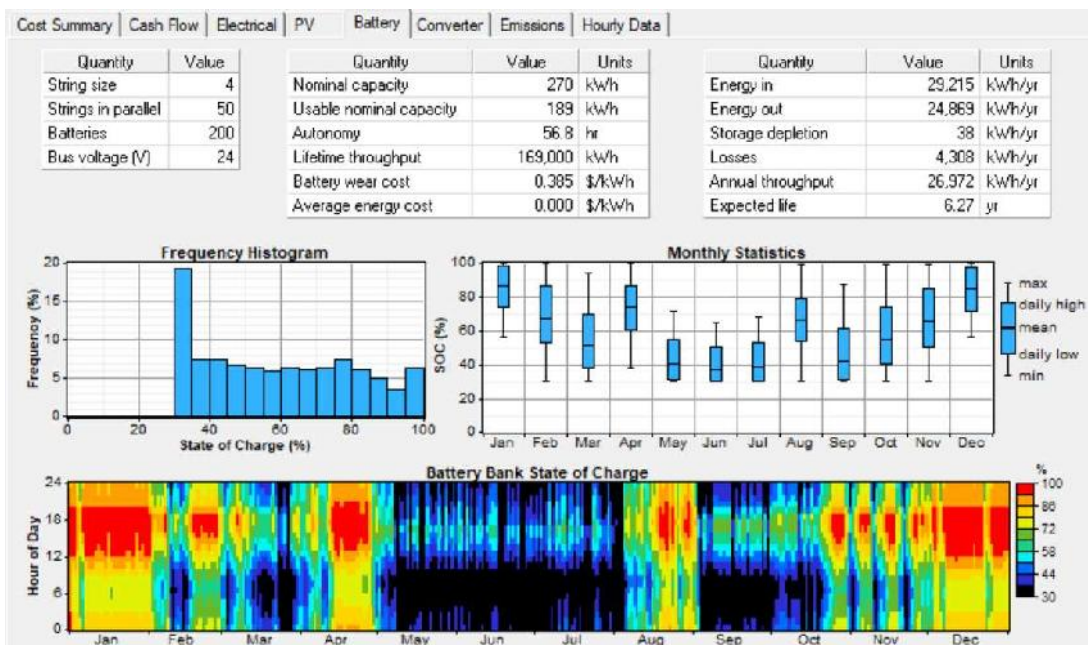


Figura 3.72 - Variación de los parámetros eléctricos de las baterías en función de un aumento en el porcentaje máximo de escasez de energía anual

3.1.2.1. CLUB NÁUTICO. CÁLCULO DE LAS SUPERFICIES DE TRABAJO

La segunda locación de estudio fue el Club Náutico Mar del Plata, un reconocido club social y deportivo de la ciudad de Mar del Plata, fundado el 23 de marzo de 1925, y ubicado en la Av. Altair Espigón C, en la zona del puerto de la ciudad. Esta zona se encuentra en la costa de la ciudad, por lo que el potencial eólico se supone mayor. Esta característica climática permitió plantear como hipótesis que se utilizará una mayor cantidad de aerogeneradores que en el primer caso.

Se utilizó el software Google Earth Pro para localizar espacialmente el emplazamiento, como se puede observar en la Figura 3.73.



Figura 3.73 - Vista aérea del Club Náutico de Mar del Plata

En este caso de estudio no fue necesario modelar en AutoCAD la superficie total a iluminar, las canchas de tenis que se muestran en la Figura 3.74, para luego realizar la simulación con el DIALux, gracias a una herramienta que posee este software. Esta consiste en una plantilla de centros deportivos, con dimensiones normalizadas y unificadas, dentro de las cuales se encontró la correspondiente a canchas de tenis.



Figura 3.74 - Vista aérea de las canchas de tenis del Club Náutico

En cuanto a la superficie disponible para la instalación de los equipos generadores de energía eléctrica se utilizará la mitad del techo del galpón que se observa en la

Figura 3.75, y cuyas dimensiones se presentan en el croquis modelado en AutoCAD de la Figura 3.76:



Figura 3.75 - Vista aérea de la superficie disponible para la instalación de equipos generadores

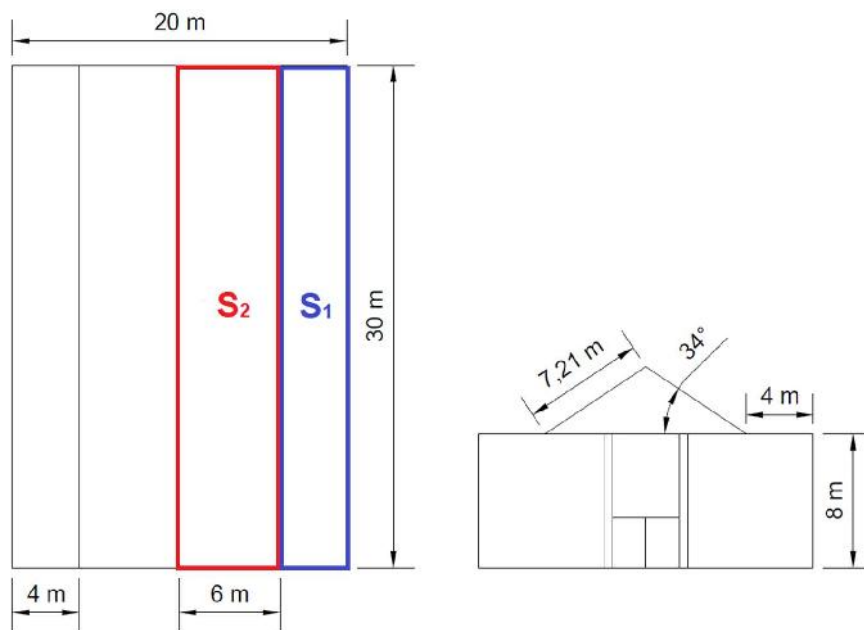


Figura 3.76 - Croquis a escala de la superficie disponible para la instalación de equipos

Resultando:

$$S_{disp\ total} = S_1 + S_2 \quad (3.20)$$

$$S_{disp\ total} = (4\ m \cdot 30\ m) + (7,21\ m \cdot 30\ m) \rightarrow S_{disp\ total} = 336,3\ m^2$$

Luego de efectuar los cálculos, se obtuvo que la superficie disponible para la instalación de los arreglos de celdas fotovoltaicas es de 336,3 m².

3.1.2.2. CÁLCULO LUMINOTÉCNICO

Al iluminar una cancha de tenis, el objetivo es garantizar una buena visibilidad que permita a los participantes y espectadores seguir el progreso de un juego. La pelota, independientemente de su ubicación y velocidad, siempre debe ser claramente visible. Crear una buena visibilidad requiere suficiente contraste entre los objetos y sus fondos, buenos niveles de iluminación e incluso distribución de la luz a través de la superficie de juego (uniformidad) [32].

Es importante tener en cuenta que el diseño e instalación de la iluminación requiere un conocimiento de ingeniería especializado y debe ser llevado a cabo por profesionales experimentados y competentes según las pautas requeridas por el gobierno o cualquier otra autoridad relevante.

Al planificar una instalación de iluminación, se deben considerar los siguientes aspectos generales de diseño:

- El nivel de juego previsto: esto regirá las dimensiones de las canchas, el nivel de iluminación, la uniformidad, etc.
- Requisitos gubernamentales relevantes y permisos vigentes a nivel local.
- Costos de instalación y funcionamiento, incluyendo mantenimiento, calefacción o refrigeración y reemplazo de la fuente de luz.
- Acceso y costo de una fuente de alimentación adecuada.
- Mantenimiento general diario, incluidas las unidades de iluminación de limpieza y reparación.

Algunas asociaciones nacionales y gobiernos han establecido diferentes requisitos para la iluminación interior o exterior y pueden usar diferentes unidades de medida. Sin embargo, a modo de guía, a continuación, se muestran los estándares mínimos según la norma europea para iluminación deportiva EN 12193:2008, dónde:

	Iluminancia Media Mínima	Uniformidad	Descripción
Clase I	Em=500 Lx	G1=0,7	Competiciones nacionales e internacionales de alto nivel (no televisadas) con requisitos para espectadores con distancias de visualización potencialmente largas.
Clase II	Em=300 Lx	G1=0,7	Competencias de nivel medio, como torneos de clubes regionales o locales. Esto generalmente involucra un número mediano de espectadores con distancias de visualización promedio. El entrenamiento de alto nivel también puede incluirse en esta clase.
Clase III	Em=200 Lx	G1=0,5	Competencia de bajo nivel, como torneos de clubes locales o pequeños. Esto usualmente no involucra espectadores. Entrenamiento general, deportes escolares y actividades recreativas también entran en esta clase.

Tabla 3.7 - Clasificación de canchas de tenis

Estas condiciones hacen que se deban cumplir taxativamente los valores de iluminancia media mínima admisible y uniformidad, a saber:

$$E_m = 300 \text{ Lx}$$

$$G_1 = \frac{E_{min}}{E_{med}} \geq 0,7$$

La metodología de trabajo con el software DIALux fue similar a la utilizada con la primera locación de estudio. Se diseñó un escenario base, de manera de cumplir con el valor mínimo requerido de iluminancia, a partir del cual se fueron modificando las variables disponibles, iterando hasta obtener los resultados deseados.

Este escenario base consistía en dos arreglos lineales de 5 reflectores (marca Lutron, línea Moss), de 210 W de haz amplio (100-X) cada uno, ubicados a ambos laterales de cada cancha a una altura de 6 metros, y con una separación de 5,25 metros entre sí. Se varió el ángulo de inclinación de las luminarias en el eje 'y' hasta encontrar el valor que permitiera cumplir con los requerimientos de uniformidad, siendo este de 57,5°.

El arreglo de luminarias definitivo para las canchas de tenis consistió entonces en 10 reflectores, dispuestos como se observa en las Figuras 3.77 y 3.78:

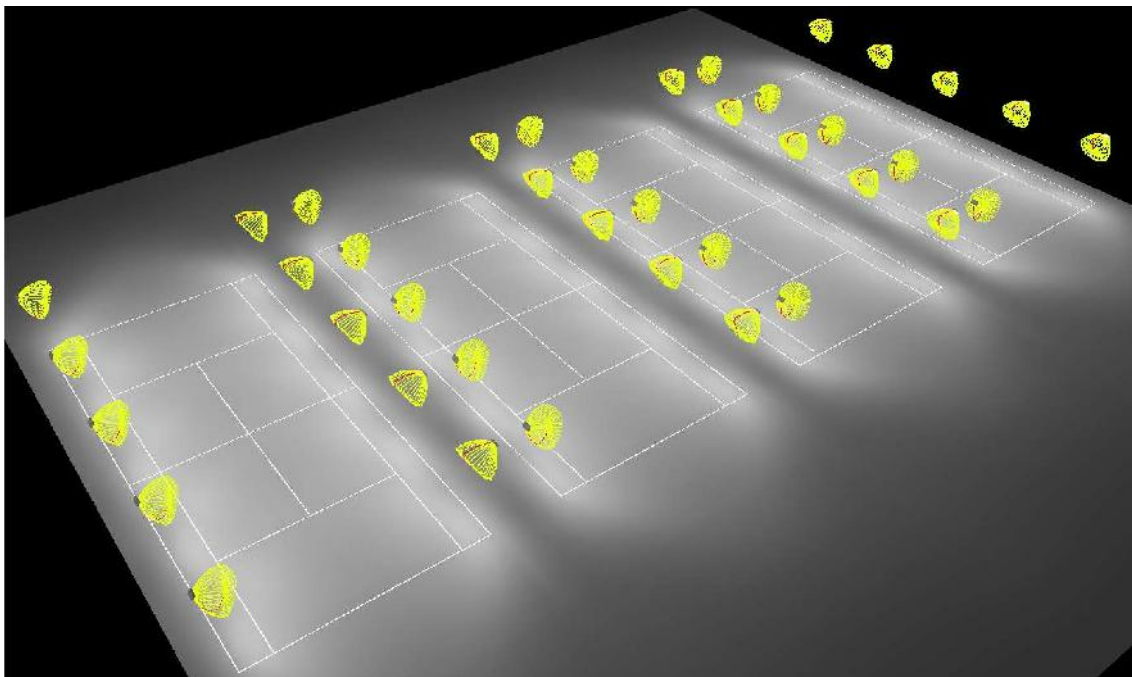


Figura 3.77 - Vista frontal-superior del arreglo de luminarias

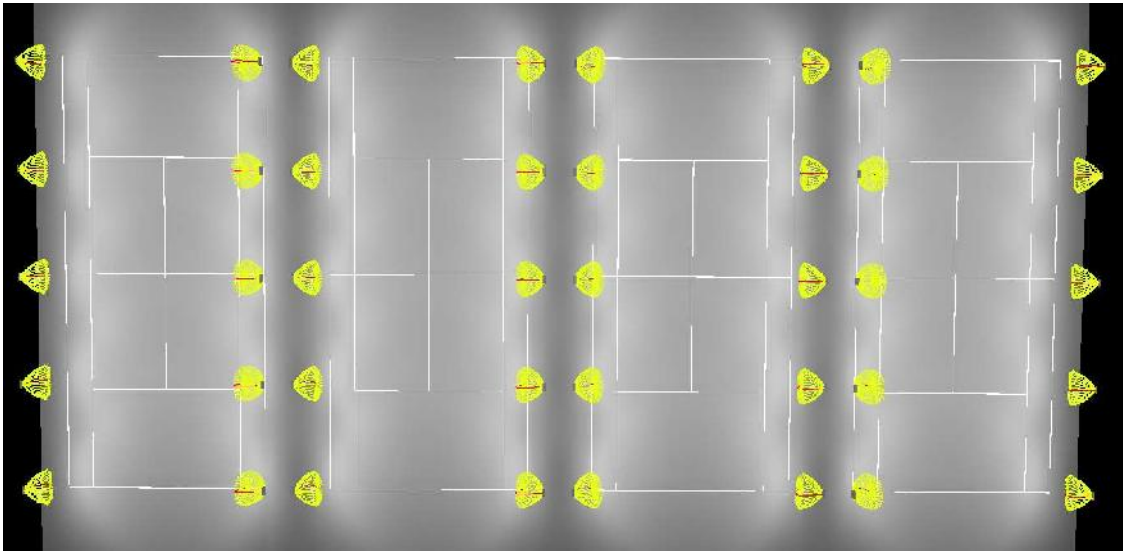


Figura 3.78 - Vista superior del arreglo de luminarias

Los valores de iluminancia media y uniformidad se obtuvieron mediante el análisis de una trama de 128x128 puntos luminosos aplicados sobre la superficie, como se puede observar en la Figura 3.79:

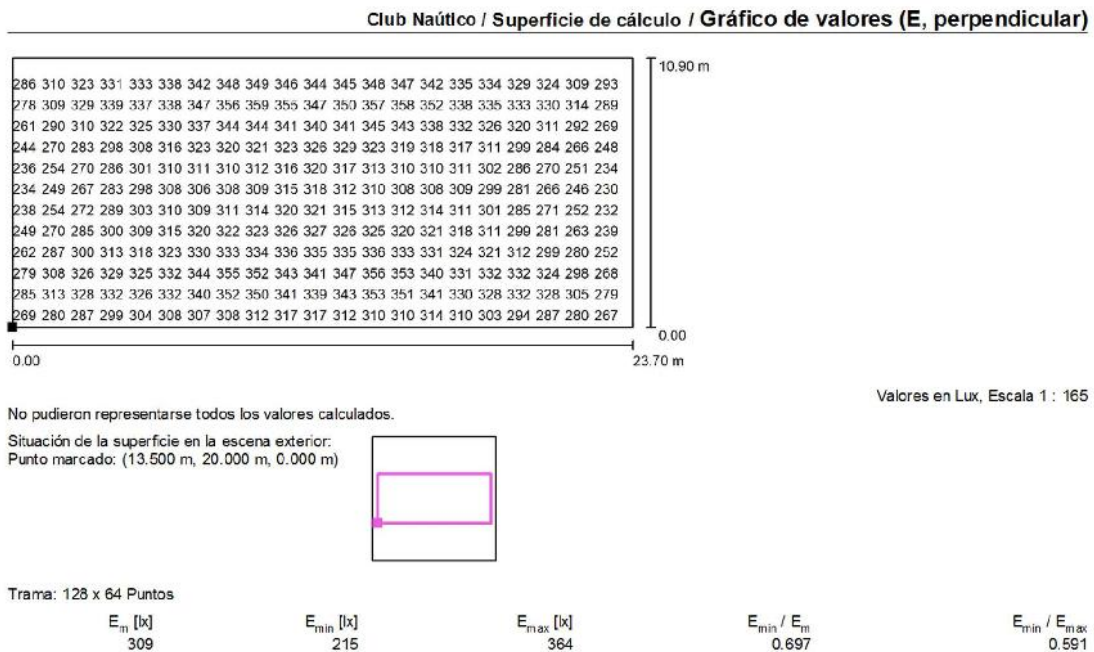


Figura 3.79 - Valores de iluminancia y uniformidad

De la Figura 3.78 se puede observar que se cumple con los requisitos de iluminancia mínima y uniformidad requeridos.

$$E_m \text{ simulación} = 309 \text{ Lx} > 300 \text{ Lx}$$

$$G_1 = 0,697 \cong 0,7$$

DIAGRAMA DE CONSUMO MENSUAL

Luego de obtener la cantidad y el tipo de luminarias necesarias para la correcta iluminación de las canchas de tenis, se procedió a la construcción del diagrama de consumo mensual, a partir de un análisis detallado de cada mes.

Para cada mes se analizaron las siguientes variables, para luego confeccionar el diagrama de carga de un día promedio del mes:

- Salida y puesta del sol: se obtuvo la información de la base de datos web “Sunrise and Sunset”, con el objetivo de conocer las horas de luz natural disponibles en cada día del año. [31]
- Horario de apertura y cierre del club.
- Cantidad de canchas en uso en cada intervalo horario.
- Consumos de energía eléctrica adicionales: como lo son el estacionamiento y los vestuarios del club. Para estas cargas se plantearon las siguientes condiciones:
 - Estacionamiento: dadas las dimensiones se planteó la utilización de 5 reflectores de 210 W de potencia, y cuyo intervalo de funcionamiento dependerá del horario de puesta del sol en cada mes.
 - Vestuarios: para cada uno de los dos vestuarios que posee el club se planteó un circuito de 4 luminarias led de 18 W de potencia, y una utilización neta de un tercio del tiempo en que el club está abierto. Esto resulta en un consumo promedio de 48 W por hora.

ENERO

Durante el mes de enero, el club Náutico trabaja en horario extendido, abriendo sus puertas para socios desde las 6hs hasta las 23hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de enero, en promedio, amanece a las 5:46 hs y anochece a las 20:11 hs, por lo tanto, entre las 6hs y las 20hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 20 hs y las 23 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dadas las condiciones climáticas agradables de la época estival y, consecuentemente, la proclividad de las personas a practicar deportes al aire libre durante dicha época, las canchas de tenis presentarán un 90% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos, alcanzando el máximo de ocupación en los turnos de las 22hs.

En la Figura 3.80 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de enero.



Figura 3.80 - Diagrama de consumo diario del mes de enero

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de enero será de 60,6 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.21:

$$E_{total\ enero} = E_{diaria\ enero} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.21)$$

$$E_{total\ enero} = 60,6\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ enero} = 1880\ kWh/mes$$

FEBRERO

Durante el mes de febrero, el club Náutico trabaja en el mismo horario extendido que en el mes de enero, es decir, desde las 6hs hasta las 23hs, todos los días de la semana. En los 29 días del mes de febrero, en promedio, amanece a las 6:19 hs y anochece a las 19:46 hs, por lo tanto, entre las 6hs y las 19hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 19 hs y las 23 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dadas las condiciones climáticas agradables de la época estival y, consecuentemente, la proclividad de las personas a practicar deportes al aire libre durante dicha época, las canchas de tenis presentarán un 80% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.81 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de febrero.

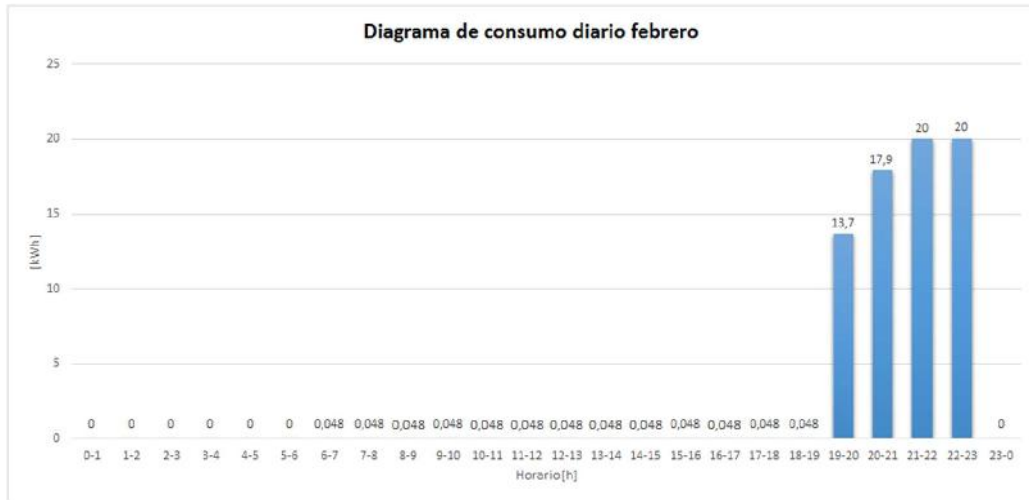


Figura 3.81 - Diagrama de consumo diario del mes de febrero

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de febrero será de 72,2 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.22:

$$E_{total\ febrero} = E_{diaria\ febrero} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.22)$$

$$E_{total\ febrero} = 72,2\ kWh/día \cdot 29\ días/mes \rightarrow E_{total\ febrero} = 2094\ kWh/mes$$

MARZO

Durante el mes de marzo, el club Náutico mantiene el horario extendido de verano, desde las 6hs hasta las 23hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de marzo, en promedio, amanece a las 6:50 hs y anochece a las 19:05 hs, por lo tanto, entre las 7hs y las 19hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que en los intervalos de las 6hs a las 7hs y las 20 hs a las 23 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima comienza a tornarse más frío al comenzar el otoño, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia como durante los meses anteriores, por lo que las canchas de tenis presentarán un 70% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos. A su vez, se tuvo en cuenta la utilización de una cancha en el horario de 6 am a 7 am

En la Figura 3.82 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de marzo.

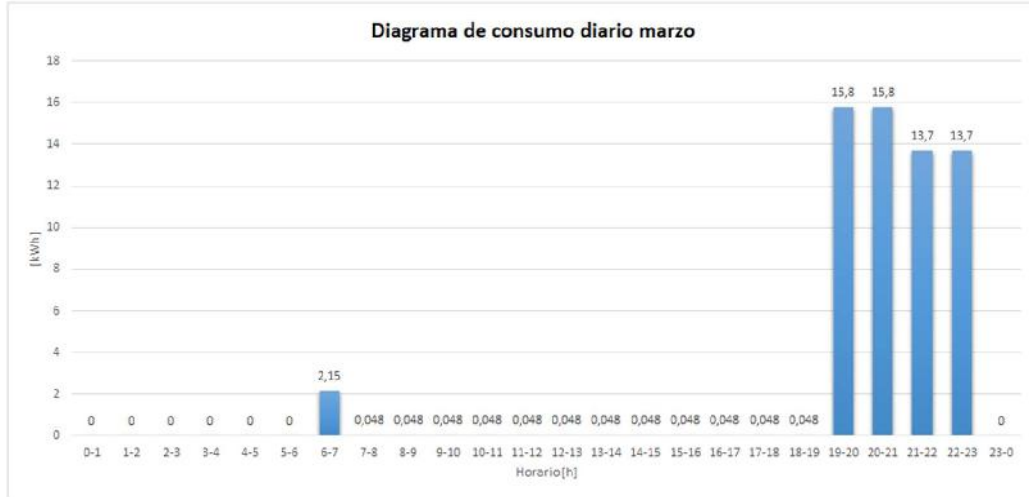


Figura 3.82 - Diagrama de consumo diario del mes de marzo

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de marzo será de 61,7 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.23:

$$E_{total\ marzo} = E_{diaria\ marzo} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.23)$$

$$E_{total\ marzo} = 61,7\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ marzo} = 1913\ kWh/mes$$

ABRIL

En el mes de abril, el club Náutico cambia su horario de trabajo, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de abril, en promedio, amanece a las 7:18 hs y anochece a las 18:20 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 18hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 18 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas cada vez más bajas durante el otoño, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 60% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.83 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de abril.



Figura 3.83 - Diagrama de consumo diario del mes de abril

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de abril será de 59,5 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.24:

$$E_{total\ abril} = E_{diaria\ abril} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.24)$$

$$E_{total\ abril} = 59,5\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ abril} = 1784\ kWh/mes$$

MAYO

Durante el mes de mayo, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de mayo, en promedio, amanece a las 7:45 hs y anochece a las 17:47 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 17hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 17 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas cada vez más bajas durante el otoño, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 50% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.84 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de mayo.

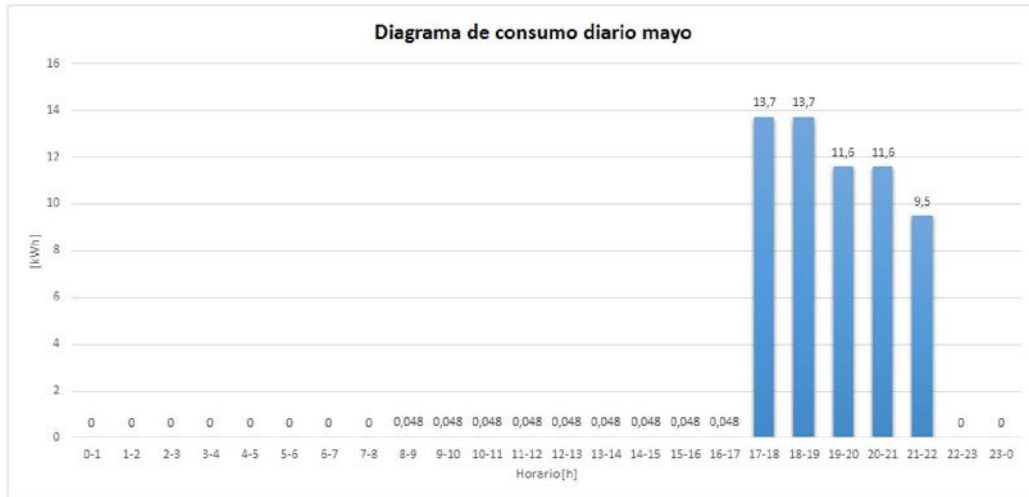


Figura 3.84 - Diagrama de consumo diario del mes de mayo

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de mayo será de 60,5 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.25:

$$E_{total\ mayo} = E_{diaria\ mayo} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.25)$$

$$E_{total\ mayo} = 60,5\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ mayo} = 1876\ kWh/mes$$

JUNIO

Durante el mes de junio, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de junio, en promedio, amanece a las 8:04 hs y anochece a las 17:36 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 17hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 17 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas cada vez más bajas durante el otoño, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 50% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.85 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de junio.

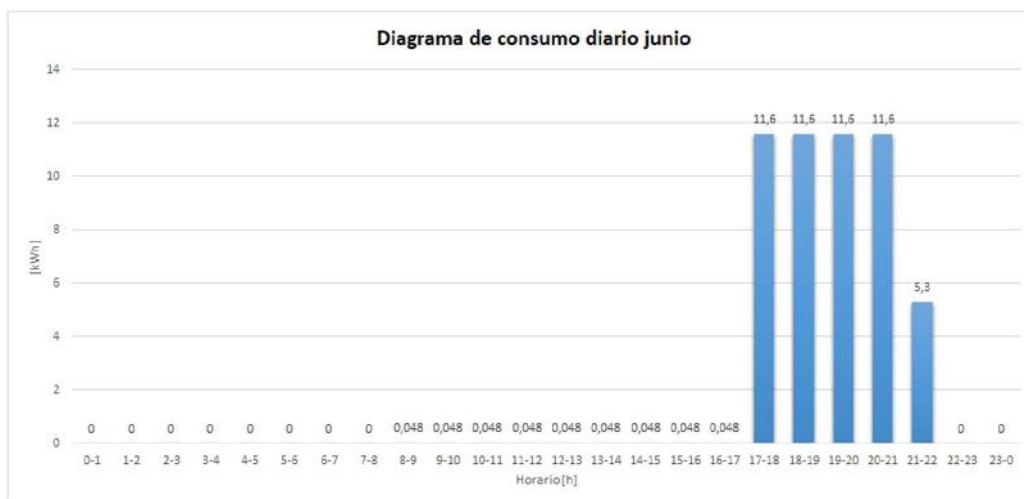


Figura 3.85 - Diagrama de consumo diario del mes de junio

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de junio será de 52,1 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.26:

$$E_{total\ junio} = E_{diaria\ junio} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.26)$$

$$E_{total\ junio} = 52,1\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ junio} = 1563\ kWh/mes$$

JULIO

Durante el mes de julio, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de julio, en promedio, amanece a las 8:01 hs y anochece a las 17:49 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 17hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 17 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas cada vez más bajas durante el invierno, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 50% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.86 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de julio.

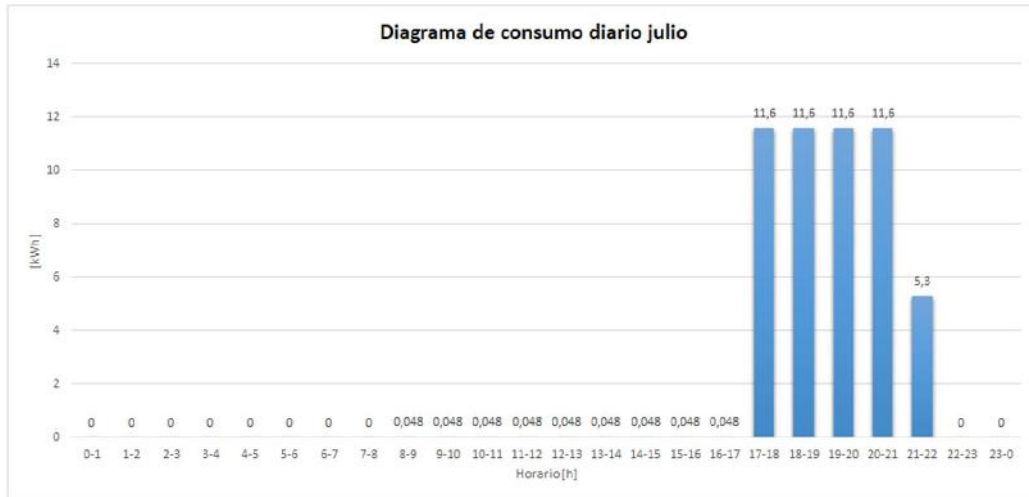


Figura 3.86 - Diagrama de consumo diario del mes de julio

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de julio será de 52,1 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.27:

$$E_{total\ julio} = E_{diaria\ julio} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.27)$$

$$E_{total\ julio} = 52,1\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ julio} = 1616\ kWh/mes$$

AGOSTO

Durante el mes de agosto, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de agosto, en promedio, amanece a las 7:32 hs y anochece a las 18:14 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 18hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 18 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas cada vez más bajas durante el invierno, las personas no practican deportes al aire libre con tanta frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 55% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.87 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de agosto.

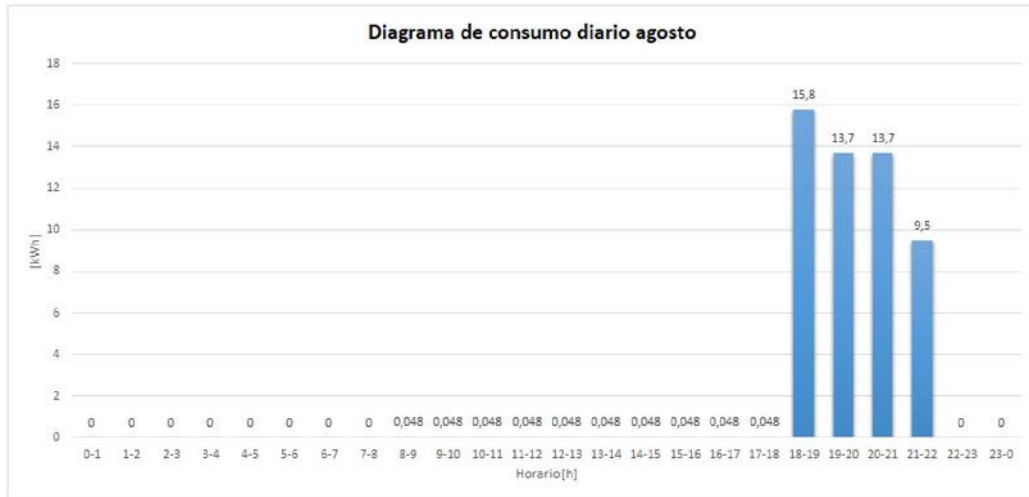


Figura 3.87 - Diagrama de consumo diario del mes de agosto

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de agosto será de 53,2 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.28:

$$E_{total\ agosto} = E_{diaria\ agosto} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.28)$$

$$E_{total\ agosto} = 53,2\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ agosto} = 1648\ kWh/mes$$

SEPTIEMBRE

Durante el mes de septiembre, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de septiembre, en promedio, amanece a las 06:49 hs y anochece a las 18:40 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 18hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 18 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima comienza a ser más cálido con la llegada de la primavera a fines de este mes, las personas comienzan paulatinamente a practicar deportes al aire libre con mayor frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 60% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.88 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de septiembre.

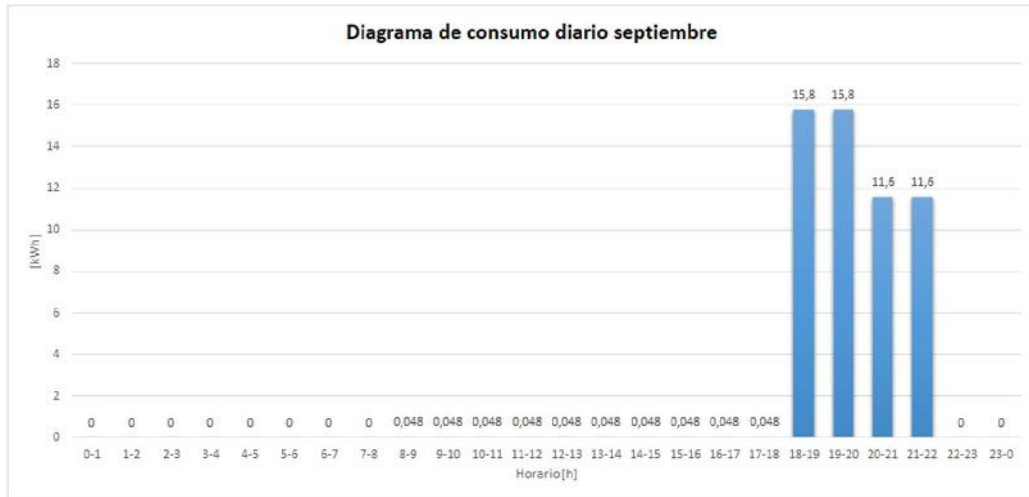


Figura 3.88 - Diagrama de consumo diario del mes de septiembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de septiembre será de 55,3 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.29:

$$E_{total\ septiembre} = E_{diaria\ septiembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.29)$$

$$E_{total\ septiembre} = 55,3\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ septiembre} = 1658\ kWh/mes$$

OCTUBRE

Durante el mes de octubre, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de octubre, en promedio, amanece a las 06:03 hs y anochece a las 19:08 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 19hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 19 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas más cálidas durante la primavera, las personas practican deportes al aire libre con mayor frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 80% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.89 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de octubre.

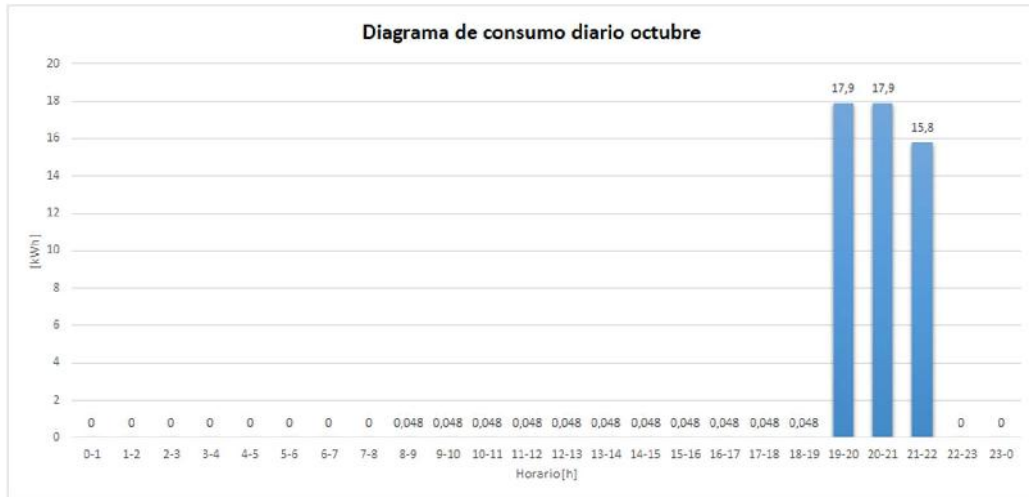


Figura 3.89 - Diagrama de consumo diario del mes de octubre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de octubre será de 52,1 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.30:

$$E_{total\ octubre} = E_{diaria\ octubre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.30)$$

$$E_{total\ octubre} = 52,1\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ octubre} = 1616\ kWh/mes$$

NOVIEMBRE

Durante el mes de noviembre, el club Náutico trabaja en horario normal, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 22hs, todos los días de la semana. En los 30 días del mes de noviembre, en promedio, amanece a las 05:30 hs y anochece a las 19:39 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 19hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 19 hs y las 22 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dado que el clima presenta temperaturas más cálidas durante la primavera, las personas practican deportes al aire libre con mayor frecuencia, por lo que las canchas de tenis presentarán un 90% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.90 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de noviembre.

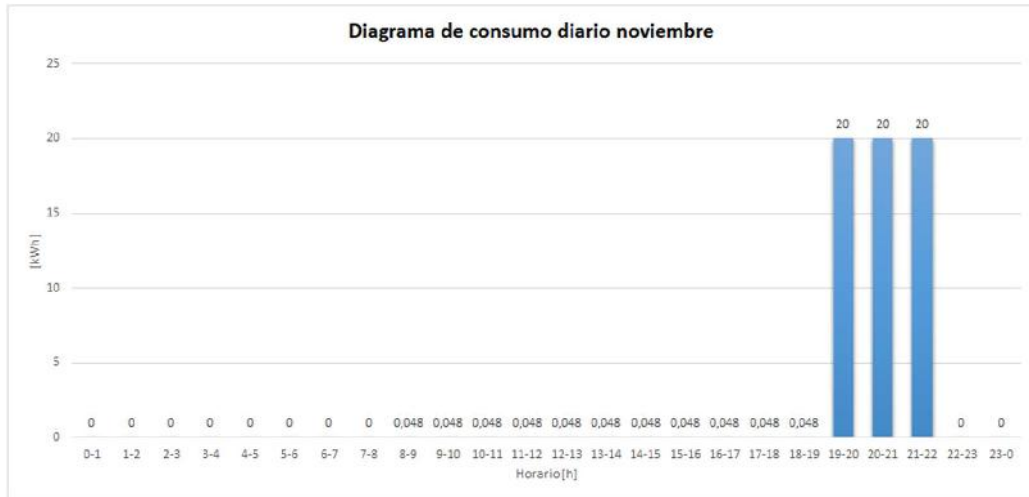


Figura 3.90 - Diagrama de consumo diario del mes de noviembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de noviembre será de 60,5 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.31:

$$E_{total\ noviembre} = E_{diaria\ noviembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.31)$$

$$E_{total\ noviembre} = 60,5\ kWh/día \cdot 30\ días/mes \rightarrow E_{total\ noviembre} = 1815\ kWh/mes$$

DICIEMBRE

Durante el mes de enero, el club Náutico trabaja en horario extendido, abriendo sus puertas para socios desde las 8hs hasta las 23hs, todos los días de la semana. En los 31 días del mes de diciembre, en promedio, amanece a las 5:24 hs y anochece a las 20:07 hs, por lo tanto, entre las 8hs y las 20hs sólo se computó el consumo de energía eléctrica que corresponde a la utilización de los vestuarios. Mientras que entre las 20 hs y las 23 hs el consumo total corresponde a la sumatoria del consumo en las canchas de tenis, los vestuarios y el estacionamiento.

Se planteó un escenario dónde, dadas las condiciones climáticas agradables de la época estival y, consecuentemente, la proclividad de las personas a practicar deportes al aire libre durante dicha época, las canchas de tenis presentarán un 90% de utilización durante los intervalos horarios nocturnos.

En la Figura 3.91 se puede observar con mayor claridad el diagrama de consumo de un día promedio del mes de diciembre.

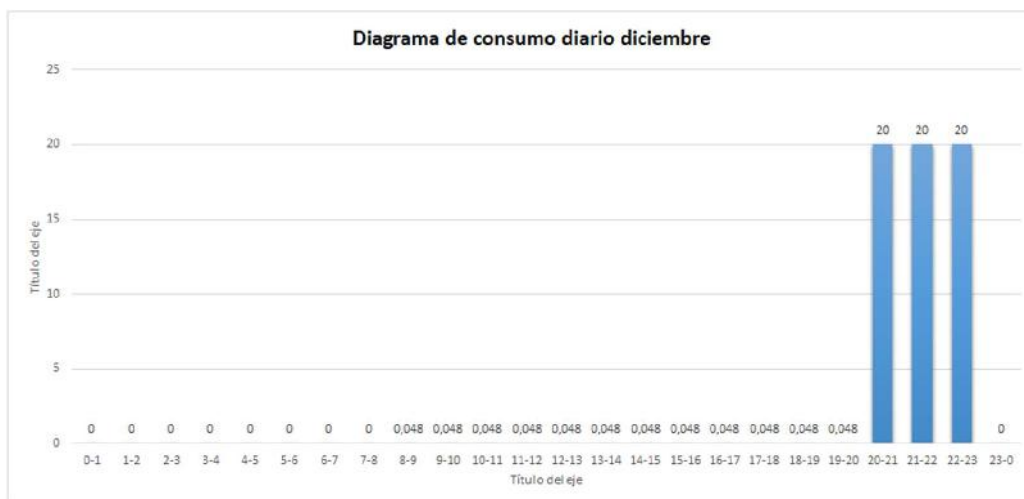


Figura 3.91 - Diagrama de consumo diario del mes de diciembre

Se puede concluir que la demanda de energía eléctrica para un día promedio del mes de diciembre será de 60,6 kWh/día. Luego, la energía promedio demandada en este mes se calcula según la Ecuación 3.32:

$$E_{total\ diciembre} = E_{diaria\ diciembre} \cdot Cantidad\ de\ días\ por\ mes \quad (3.32)$$

$$E_{total\ diciembre} = 60,6\ kWh/día \cdot 31\ días/mes \rightarrow E_{total\ diciembre} = 1877\ kWh/mes$$

Para un mejor análisis, y la posterior construcción del diagrama de consumo mensual (Figura 3.92), los datos obtenidos de consumo de energía eléctrica de cada mes se volcaron a la Tabla 3.8:

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
00:00 - 01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00 - 02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00 - 03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00 - 04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00 - 05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00 - 06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00 - 07:00	0,048	0,048	2,15	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07:00 - 08:00	0,048	0,048	0,048	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08:00 - 09:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
09:00 - 10:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
10:00 - 11:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
11:00 - 12:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
12:00 - 13:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
13:00 - 14:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
14:00 - 15:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
15:00 - 16:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
16:00 - 17:00	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
17:00 - 18:00	0,048	0,048	0,048	0,048	13,7	11,6	11,6	0,048	0,048	0,048	0,048	0,048
18:00 - 19:00	0,048	0,048	0,048	15,8	13,7	11,6	11,6	15,8	15,8	0,048	0,048	0,048
19:00 - 20:00	0,048	13,7	15,8	15,8	11,6	11,6	11,6	13,7	15,8	17,9	20	0,048
20:00 - 21:00	17,9	17,9	15,8	13,7	11,6	11,6	11,6	13,7	11,6	17,9	20	20
21:00 - 22:00	20	20	13,7	13,7	9,5	5,3	5,3	9,5	11,6	15,8	20	20
22:00 - 23:00	22,1	20	13,7	0	0	0	0	0	0	0	0	20
23:00 - 00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E_{diaria} [kWh/día]	60,7	72,2	61,7	59,5	60,5	52,1	52,1	53,2	55,3	52,1	60,5	60,6
$E_{mensual}$ [kWh/mes]	1880,8	2094,5	1913,5	1784,4	1876,5	1564,0	1616,1	1648,6	1658,4	1616,0	1815,8	1877,9

Tabla 3.8 - Detalle del consumo de energía eléctrica mensual Náutico

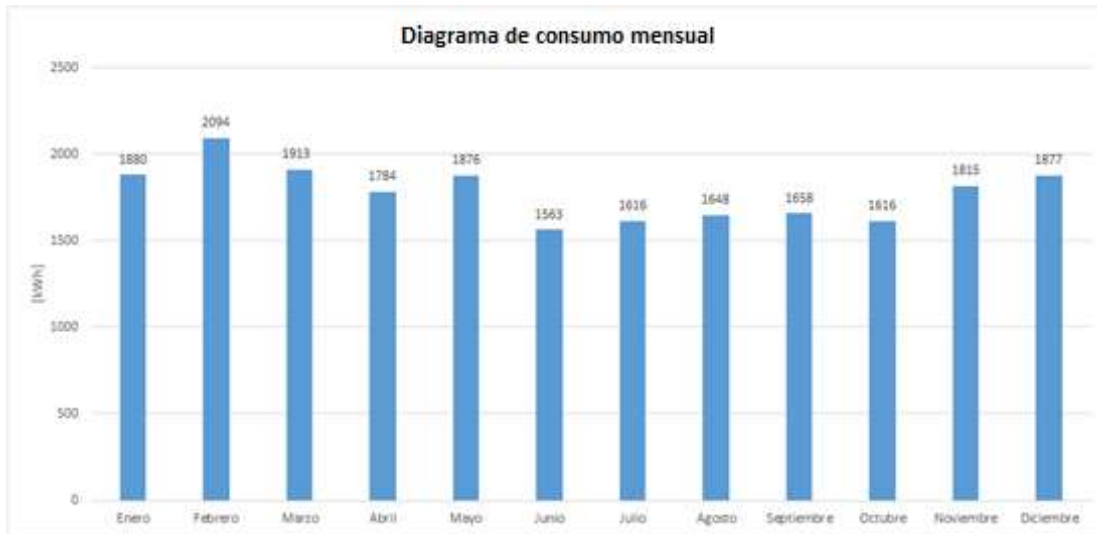


Figura 3.92 - Diagrama de consumo mensual

3.1.2.3. CÁLCULO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Análogamente a lo realizado con la primera locación de estudio, se utilizó el software HelioScope para simplificar el proceso de diseño y cálculo de la instalación fotovoltaica. Mediante la herramienta de geolocalización de este fue posible ubicar con exactitud la locación de estudio, Figura 3.93:

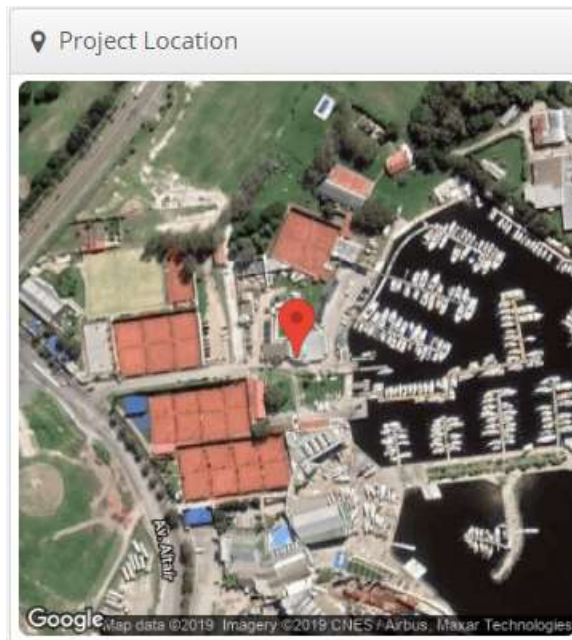


Figura 3.93 - Vista aérea Club Náutico

El cálculo previo de la cantidad máxima de paneles solares que se pueden disponer en el área disponible se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Área efectiva disponible para la disposición de los paneles: se hace referencia al área efectiva, ya que el software considera las sombras que producen las estructuras o árboles circundantes que podrían generar un efecto de sombreado sobre el panel. Esto se tuvo en cuenta al decidir utilizar solo una fracción del techo disponible para disponer estos equipos.
- Orientación e inclinación de los paneles solares: la disposición de los módulos fotovoltaicos, definido por su orientación e inclinación, repercute de manera decisiva en su rendimiento. En este caso, al disponer parte de los paneles sobre un techo inclinado, se decidió montar los paneles de forma fija, direccionados hacia el norte (ángulo acimutal = 0°) y un ángulo de inclinación de 34°.
- Distancia entre paneles solares: la distancia entre paneles se establece de tal forma que, al mediodía, la sombra de la arista superior del panel se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior del panel siguiente, tal y como se observa en la Figura 3.36, y se calculó según la ecuación 3.17:

$$d_{min} = 1,984 \text{ m} \cdot \cos 34^\circ + \frac{1,984 \text{ m} \cdot \sin 34^\circ}{\tan 56^\circ} \rightarrow d_{min} = 2,39 \text{ m}$$

- Modelo de panel solar e inversor de corriente escogidos:
 - Panel solar marca Solartec, modelo SOL-72PE-360M. Se optó por utilizar el mismo módulo que en el primer caso de estudio. Las características importantes que se tuvieron en cuenta a la hora de la elección fueron la potencia máxima (360W) y la máxima tensión del sistema (1000 V) y la eficiencia del módulo (18,6%).

Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos SOL-72PE-XXXM (XXX=350 a 370)					
Características eléctricas @ STC					
	350W	355W	360W	365W	370W
Potencia Máxima [Pmax]	350W	355W	360W	365W	370W
Tolerancia Positiva			5W		
Tensión Pmax [Vmp]	38.8	39.0	39.2	39.3	39.4
Corriente Pmax [pm]	9.03	9.10	9.18	9.29	9.39
Tensión Circuito Abierto [Voc]	47.5	47.7	47.9	48.0	48.3
Corriente Cortocircuito [Isc]	9.57	9.63	9.70	9.74	9.84
Eficiencia del Módulo [%]	18.1	18.3	18.6	18.8	19.1

Características mecánicas	
Dimensiones (L x A x E)	1956mm X 991mm X 45mm
Peso	26.5kg
Celdas	72 celdas monocristalinas PERC
Conexión	Caja de conexión IP67, con 3 diodos de bypass
Cable	4 mm² x 1.2 m con conectores MC4 o compatibles con MC4

Condiciones de operación	
Temperatura de operación	-40°C a 85°C
Máx. Tensión del sistema	1000V DC
Máx. Corriente inversa	20A
Máx. Carga	Presión por nieve : 5400 Pa / Presión por vientos: 2400 Pa

STC: 1000 W/m² irradiación, 25°C Temperatura módulo, AM1.3 distribución espectral según EN 60904-3. Las características indicadas pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.

Figura 3.94 - Características del panel solar escogido

- Inversor de corriente marca SMA, modelo Sunny Tripower 8.0. Se eligió este equipo por la potencia máxima que admite (15kWp), su elevado rendimiento (98,3 %), y la alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles que garantiza a través de su concepto de multistring (número de entradas de MPP independientes y strings por entrada de MPP) combinado con un amplio rango de tensión de entrada.

Detos técnicos	Sunny Tripower 8.0	Sunny Tripower 10.0
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	15000 W _p	15000 W _p
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión del MPP	260 V a 800 V	320 V a 800 V
Tensión asignada de entrada		580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio		125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B		20 A / 12 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B		30 A / 18 A
Número de entradas de MPP independientes / strings por entrada de MPP		2 / A:2; B:1
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	8000 W	10000 W
Potencia máx. aparato de CA	8000 VA	10000 VA
Tensión nominal de CA		3/N/PE; 230 V/380 V 3 / N / PE; 330 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V
Frecuencia de red de CA / rango		50 Hz / 43 Hz a 55 Hz 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz 50 Hz / 230 V
Frecuencia / tensión asignadas de red		
Corriente máx. de salida	3 x 12,1 A	3 x 14,5 A
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable		1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo
Fases de inyección / fases de conexión		3 / 3
Rendimiento		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,3 % / 97,7 %	98,3 % / 98,0 %

Figura 3.95 - Características del inversor de corriente escogido

- Altura del panel con el soporte: los módulos fotovoltaicos que se dispondrán sobre la parte del techo que no presenta inclinación se montarán sobre las mismas estructuras soporte utilizadas en el primer caso de estudio, la estructura modelo GS2T 992, que pueden soportar dos módulos de ancho 992 mm dispuestos de manera horizontal.

Mientras que los módulos fotovoltaicos que se dispondrán sobre la parte inclinada del techo se montarán en un sistema con rieles, marca ADN solar, de aluminio anodizado y acero inoxidable 304, donde cada panel queda sujeto con abrazaderas a dos rieles que, a su vez, se fijan en el techo con tornillos, cómo se observa en la Figura 3.96.



Figura 3.96 - Características de la estructura soporte escogida

El arreglo de paneles solares resultante se presenta en la Figura 3.97:

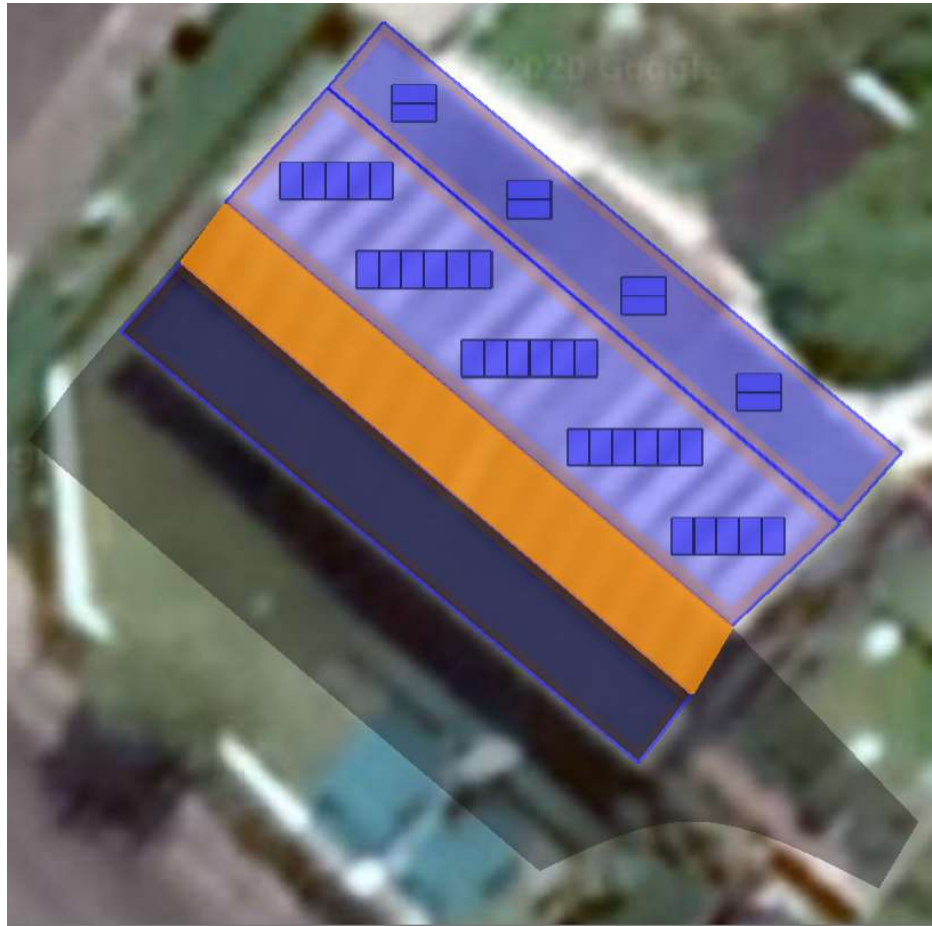


Figura 3.97 - Vista superior del arreglo de paneles

De esta forma, previamente a comenzar con las simulaciones y el cálculo definitivo con el HOMER, se pudo conocer que, como máximo, se pueden colocar 36 paneles en la superficie disponible, respetando las limitaciones de posicionamiento, orientación e inclinación de los módulos propuestas. Este dato permitió establecer un límite superior de cantidad de paneles, necesario para la realización de un número finito de iteraciones.

Se plantearon dos posibles escenarios:

- Un sistema conectado a la red de energía eléctrica.
- Un sistema aislado de la red de energía eléctrica.

A) SISTEMA CONECTADO A LA RED ELÉCTRICA (ON GRID)

En la Figura 3.98 se presenta el esquema de este caso, donde se independiza al sistema de la utilización de baterías, ya que la instalación entregará de manera constante la energía generada a la red, y se consumirá energía de esta, cuando sea necesario.

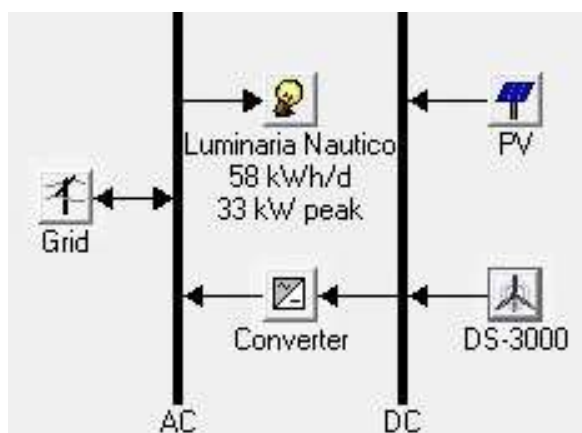


Figura 3.98 - Esquema del sistema conectado a la red

En primer lugar, se procedió a introducir los datos (carga eléctrica, recurso solar y eólico) que definirán nuestro espacio de trabajo, previo a la simulación de éste. Luego se cargaron las características de los equipos que constituyen nuestro sistema de generación y conversión de energía. Por último, se detallaron los parámetros económicos, de control, de temperatura y las restricciones.

Carga Eléctrica

La demanda energética que se quiere alimentar se verá reflejada en el software mediante una carga eléctrica. Se especificó la potencia consumida en función de la hora del día para un día de cada mes, según la Tabla 3.8 (Sección 3.1.2.2). Luego, el perfil de carga fue presentado de manera gráfica por el simulador en distintos tipos de gráficos.

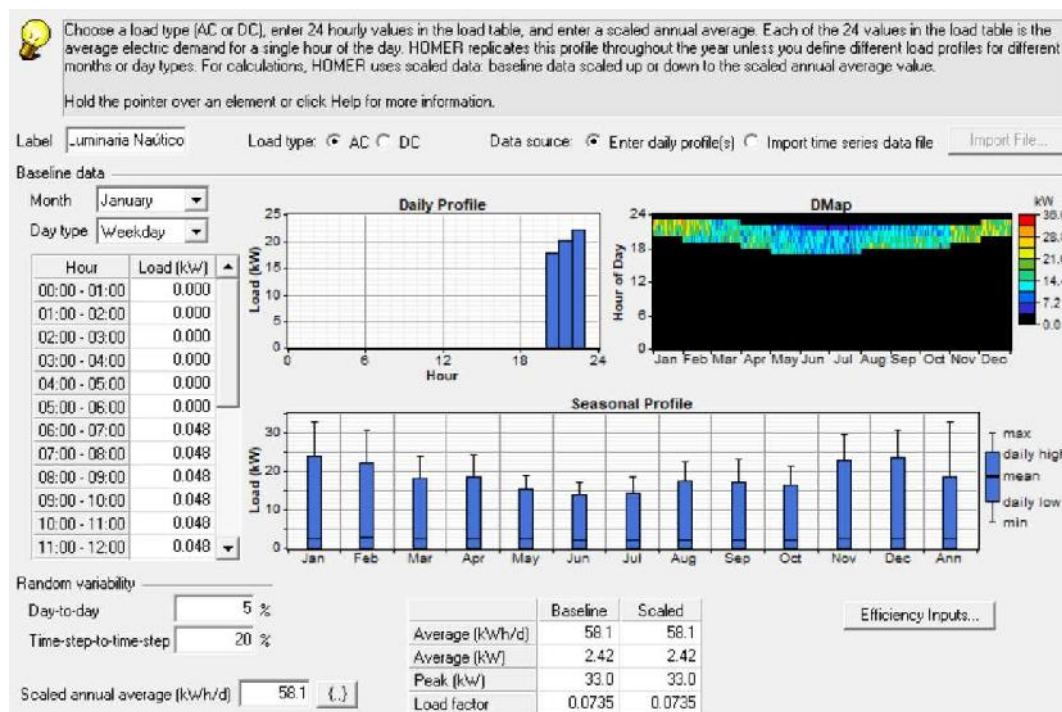


Figura 3.99 - Perfiles de carga diario por mes de la instalación

Recurso Solar

Se introdujeron los valores de radiación solar media diaria (kWh/m²/día) para cada mes, luego de consultar la base de datos de la NASA [36], que obtiene estos datos a partir de un promedio de la radiación incidente media para cualquier posición geográfica en los últimos 22 años. Además, fue necesario especificar la situación geográfica de nuestra zona para que el software calcule el índice de claridad desde la radiación solar media, con los valores de latitud y longitud, siendo en nuestro caso 38°2' Sur y 57°32' Oeste, respectivamente.

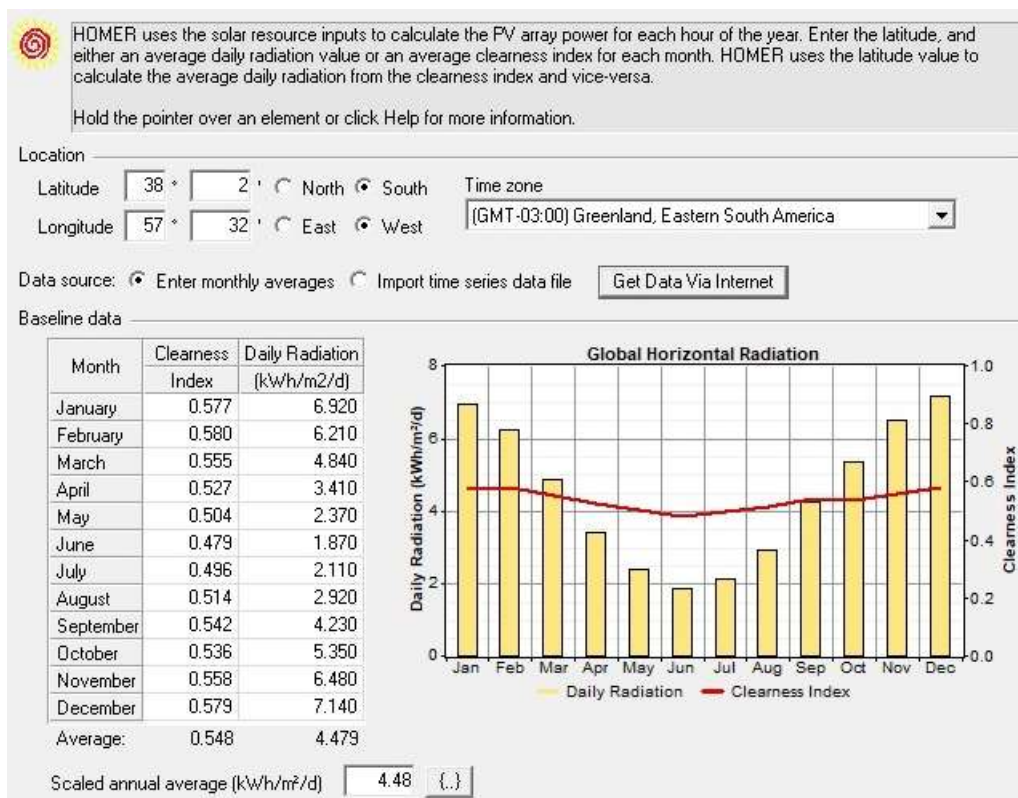


Figura 3.100 - Datos mensuales de radiación solar

Recurso Eólico

El software utiliza los datos del recurso eólico de la zona para calcular la potencia de la turbina eólica, por lo que se introdujeron los valores de velocidad media del viento (m/s) para cada mes para la ciudad de Mar del Plata, obtenidos de la base de datos de la NASA [36].

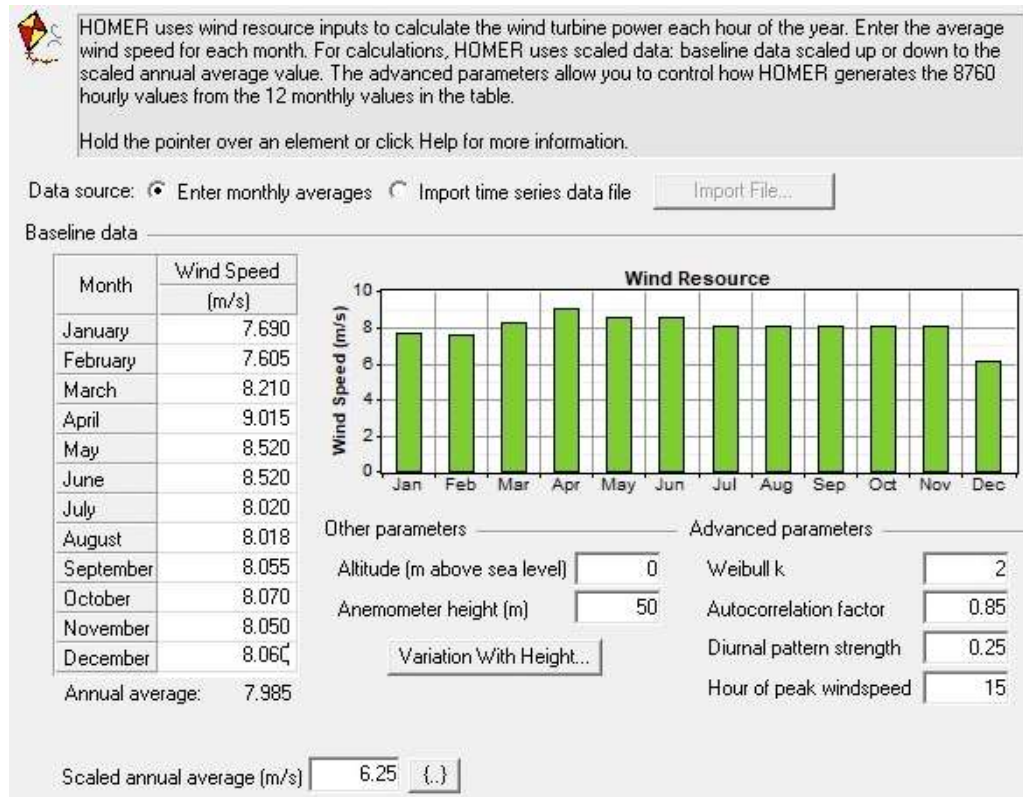


Figura 3.101 - Datos mensuales de la velocidad del viento

Red de energía

Se establecieron dos tarifas de compra y venta de energía (en u\$s), según el encuadre tarifario del local (T2) y la franja horaria del día en que se demande o se inyecte energía (la obtención de estos datos económicos se detalla en el Capítulo 4 del presente informe).

Tarifa en pico: - Compra: 2,7342 \$/kWh
 - Venta: 2,206 \$/kWh
 - Cargo por potencia en pico: 261,51 \$/kWmes

Tarifa en fuera de pico: - Compra: 2,6100 \$/kWh
 - Venta: 2,206 \$/kWh
 - Cargo por potencia fuera de pico: 181,08 \$/kWmes

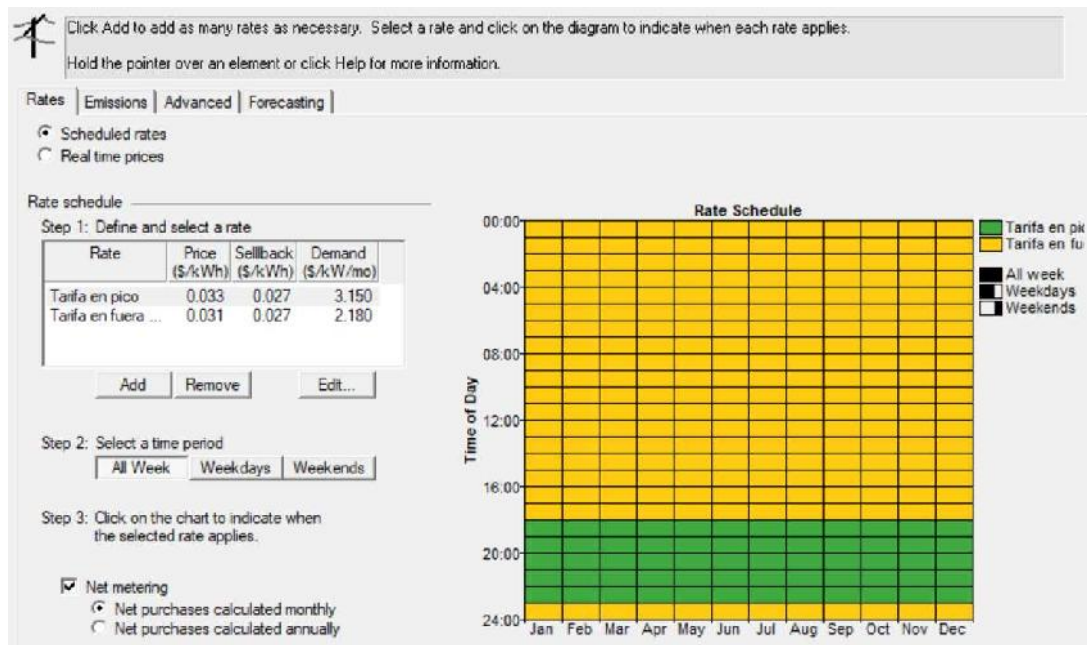


Figura 3.102 - Datos de entrada de la red de energía

Equipos

Los módulos fotovoltaicos elegidos para nuestro sistema son de la marca SOLARTEC, modelo SOL-72PE-360M. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos del catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Capacidad = 0,36 kW
- Precio = u\$s 360 (incluido el costo de la estructura soporte)
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 262 (sólo se reemplaza el panel, no la estructura soporte)
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de sistemas de generación fotovoltaica son bajos, se estima alrededor de un 1% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Factor de reducción de potencia fotovoltaica: tiene en cuenta factores como la suciedad de los paneles, las pérdidas de cableado, el sombreado, el envejecimiento. Se estima en un 5%.
- Montaje fijo, orientado hacia el norte (ángulo acimutal = 180° en el caso del software) y un ángulo de inclinación de 34°.
- Temperatura nominal de trabajo = 45°C ± 2°C
- Eficiencia = 18,6 %

- Coeficiente de temperatura = - 0,38 %/C°
- Espacio de búsqueda = [5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10 - 11 - 12] kW

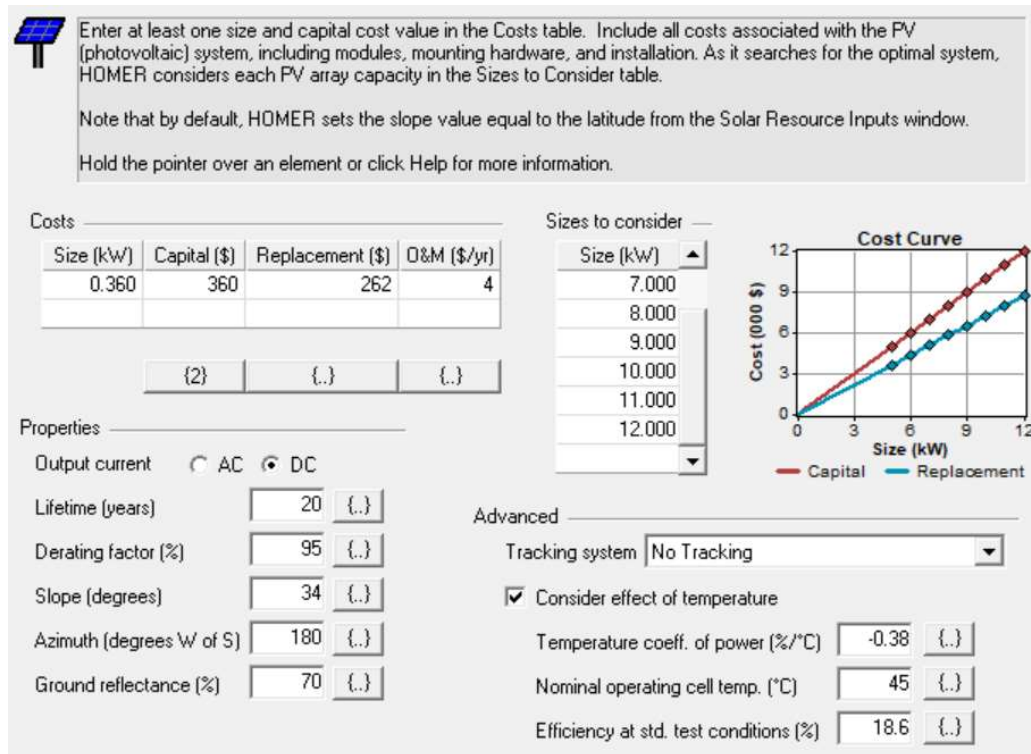


Figura 3.103 - Datos de entrada de los módulos fotovoltaicos

El aerogenerador de eje vertical escogido fue un DS-3000, de la marca Eteo. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos de catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Curva de potencia (Potencia entregada [kW] vs Velocidad del viento [m/s])
- Precio = u\$s 19500
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 19500
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de sistemas de generación eólica son bajos, se estima alrededor de un 1% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Altura: la turbina tiene una altura de 4 metros y se ubicarán en el piso, sobre una estructura soporte (torre) de 8 metros de altura.
- Espacio de búsqueda = [3 - 4 - 5 - 6 - 7 - 8 - 9 - 10] cantidad de aerogeneradores

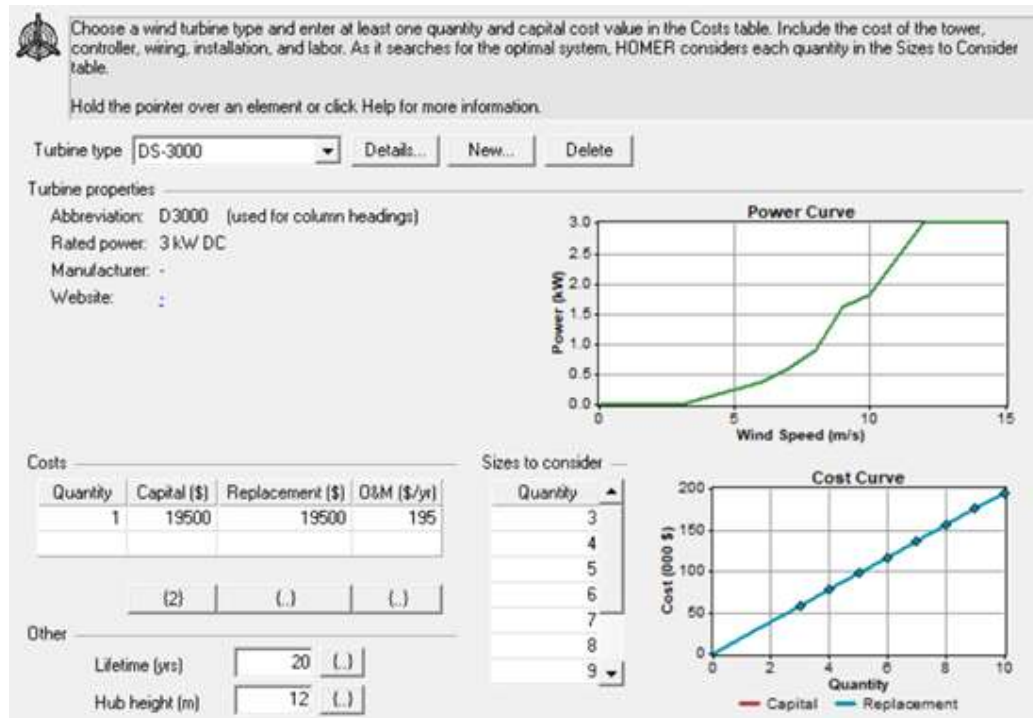


Figura 3.104 - Datos de entrada del aerogenerador

En cuanto al convertidor, se escogió un inversor de corriente marca SMA, modelo Sunny Tripower 8.0. Los datos necesarios para realizar la simulación fueron obtenidos de catálogo del producto, el cual se presenta en el ANEXO VI, a saber:

- Capacidad = 15 kWp
- Precio = u\$s 1800
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 1800
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de equipos de inversión de corriente se estiman alrededor de un 5% anual del valor del equipo.
- Vida útil = 20 años
- Eficiencia = 98,4 %
- Espacio de búsqueda = [10 - 15 - 20 - 25 - 30 - 35 - 40 - 45 - 50] kW

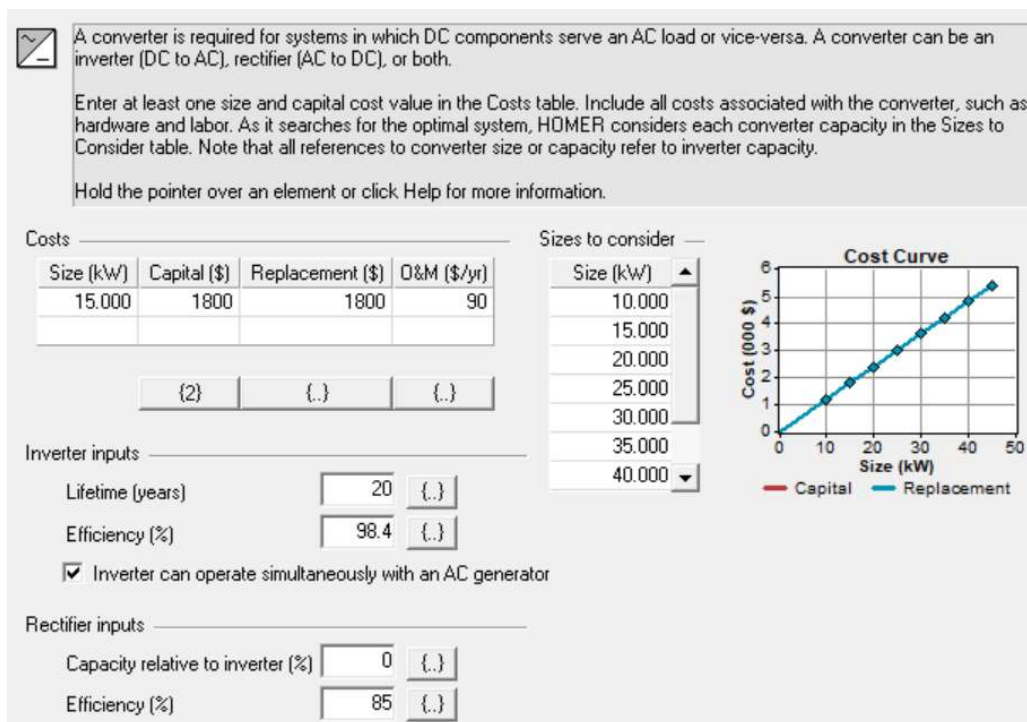


Figura 3.105 - Datos de entrada del convertidor

Parámetros económicos, de control, de temperatura y restricciones

Los principales parámetros económicos que se tuvieron en consideración fueron la tasa de inflación anual (10%) y la vida útil de proyecto (20 años), el software utiliza estos datos para calcular el costo total del proyecto referido al presente (NPC).

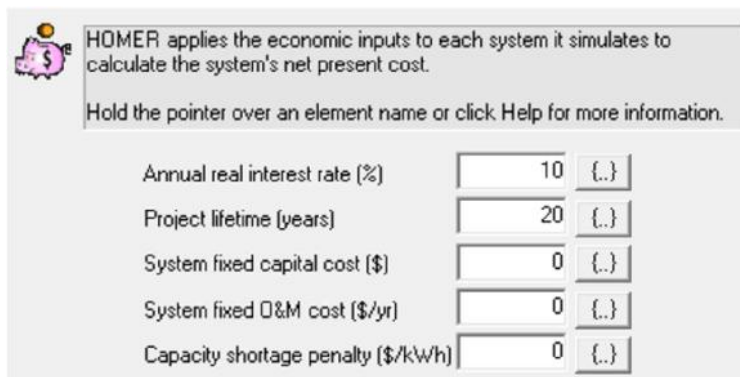


Figura 3.106 - Parámetros económicos

Las entradas de control del sistema definen cómo HOMER modela el funcionamiento del banco de baterías y la generación de energía. Se escogió la estrategia de control "Cycle Charging", donde si la carga principal requiere ser alimentada, los equipos de generación funcionan a máxima potencia, y el exceso de energía fluye a las cargas de menor prioridad, o en su defecto, a la red de energía eléctrica.

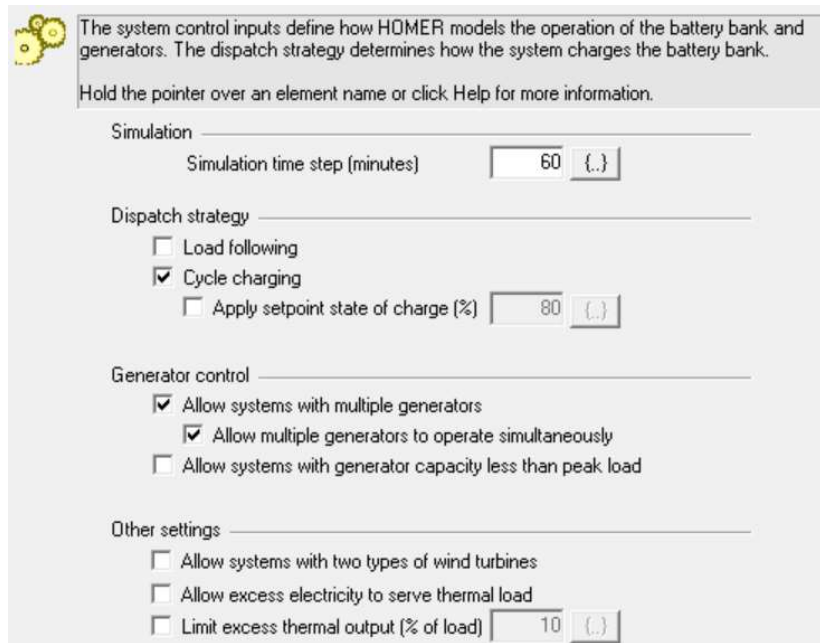


Figura 3.107 - Parámetros de control

Al considerar los efectos producidos por la temperatura, el software usa datos de esta variable para calcular la energía producida por la matriz fotovoltaica en cada paso de tiempo. Para ello se cargaron los valores de temperatura media promedio para cada mes del año en la ciudad de Mar del Plata, obtenidos de la base de datos de Weather Atlas [36].

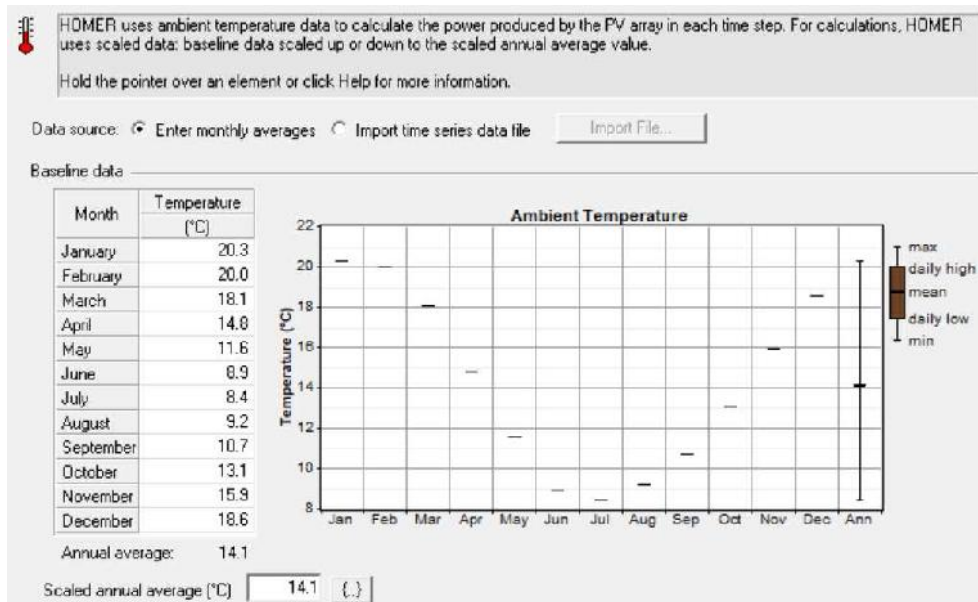


Figura 3.108 - Parámetros de temperatura

Las restricciones son condiciones que los sistemas deben cumplir para ser viables, se destacan los siguientes parámetros: la mínima fracción de energía renovable que se deberá generar (60%) y el porcentaje máximo de escasez de energía anual (0%).

Se especificó una reserva operativa igual al 5% de la carga horaria instantánea para este proyecto.

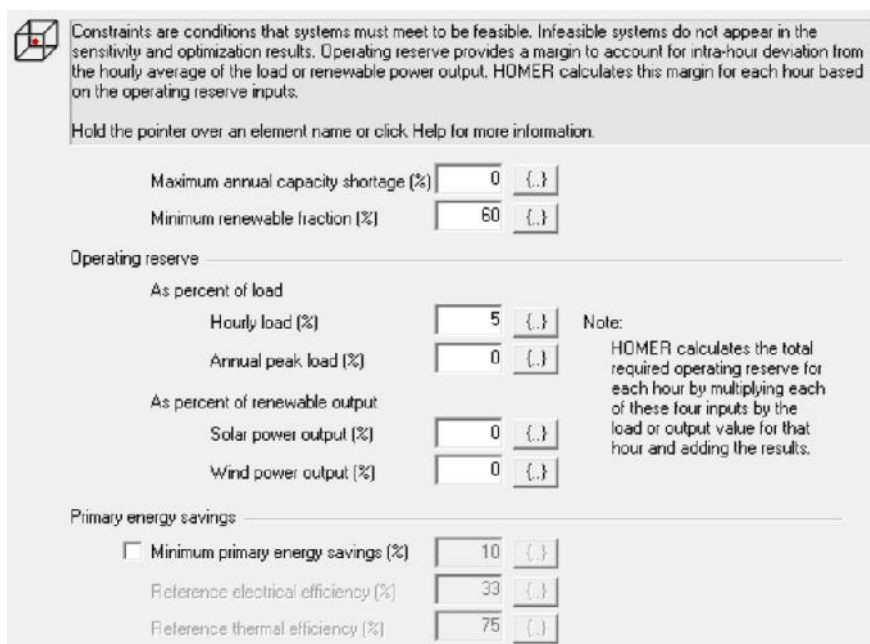


Figura 3.109 - Restricciones

Simulación y resultados

Una vez ingresados todos los datos necesarios se llevó a cabo la simulación. Los resultados arrojados se observan en la Figura 3.110:

Equipment to consider: Luminaria Náutico (59 kWh/d, 22 kW peak), PV, Converter, DS-3000, Grid.

Resources: Solar resource, Wind resource, AC, DC, Other (Economics, System control, Temperature, Emissions, Constraints).

Warnings: (empty)

Document: (empty)

Author: (empty)

Notes: (empty)

Calculate | Simulations: 576 of 576 | Progress: | Status: Completed in 16:04

Sensitivity Results | Optimization Results

Sensitivity variables

PV Capital Multiplier 1 | D3000 Capital Multiplier 1 | Conv. Capital Multiplier 1

Tarifa en fuera de pico Sellback Rate (\$/kWh) 0.027 | Tarifa en pico Sellback Rate (\$/kWh) 0.027

Double click on a system below for simulation results.

	PV (kW)	D3000 (kW)	Conv. (kW)	Grid (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.
	10	3	10	50	\$ 69,700	1,395	\$ 81,575	0.449	0.61
	10	3	15	50	\$ 70,300	1,391	\$ 82,144	0.452	0.61
	11	3	10	50	\$ 70,700	1,373	\$ 82,392	0.453	0.62
	11	3	15	50	\$ 71,300	1,356	\$ 82,843	0.456	0.62
	10	3	20	50	\$ 70,900	1,419	\$ 82,978	0.456	0.61
	12	3	10	50	\$ 71,700	1,356	\$ 83,243	0.458	0.63
	12	3	15	50	\$ 72,300	1,321	\$ 83,549	0.460	0.63
	11	3	20	50	\$ 71,900	1,382	\$ 83,663	0.460	0.62
	10	3	25	50	\$ 71,500	1,449	\$ 83,834	0.461	0.61
	12	3	20	50	\$ 72,900	1,345	\$ 84,348	0.464	0.63
	11	3	25	50	\$ 72,500	1,412	\$ 84,518	0.465	0.62
	10	3	30	50	\$ 72,100	1,479	\$ 84,689	0.466	0.61
	12	3	25	50	\$ 73,500	1,374	\$ 85,202	0.469	0.63
	11	3	30	50	\$ 73,100	1,442	\$ 85,373	0.470	0.62
	10	3	35	50	\$ 72,700	1,509	\$ 85,545	0.471	0.61
	12	3	30	50	\$ 74,100	1,404	\$ 86,057	0.473	0.63
	11	3	35	50	\$ 73,700	1,472	\$ 86,229	0.474	0.62
	10	3	40	50	\$ 73,300	1,539	\$ 86,400	0.475	0.61
	12	3	35	50	\$ 74,700	1,434	\$ 86,913	0.478	0.63

Figura 3.110 - Resultados arrojados por la simulación

El software proporcionó una cantidad de alternativas factibles, de las cuales se escogió un sistema compuesto por 28 paneles solares y 3 aerogeneradores de eje vertical.

En la Figura 3.111 se presentan los parámetros eléctricos de la alternativa elegida, dónde se puede observar el detalle de la generación y consumo de energía anual, el LCOE (costo nivelado de la energía), el porcentaje de exceso de electricidad y la fracción de energía renovable.

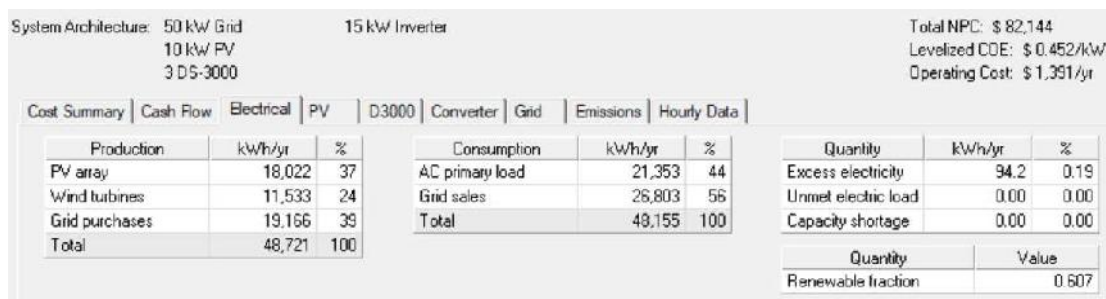


Figura 3.111 - Parámetros eléctricos del sistema

La generación de energías limpias es de 31,88 MWh/año, de la cual un 91,2% es inyectado a la red de energía y sólo un 8% se destina al autoconsumo. En este caso, el LCOE alcanza un valor de 0,452 dólares por kWh, superior al actual costo nivelado de la energía para plantas solares a gran escala, que es de 0,068 dólares por kWh, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [39].

Otra información relevante extraída de los resultados son los parámetros eléctricos de los paneles solares que conforman el sistema. En la Figura 3.112 puede observarse el total de generación anual (18,02 MWh/año), las horas de operación anuales (4407 hs/año), la penetración fotovoltaica (84,4%), el costo nivelado de los paneles (0,0713 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

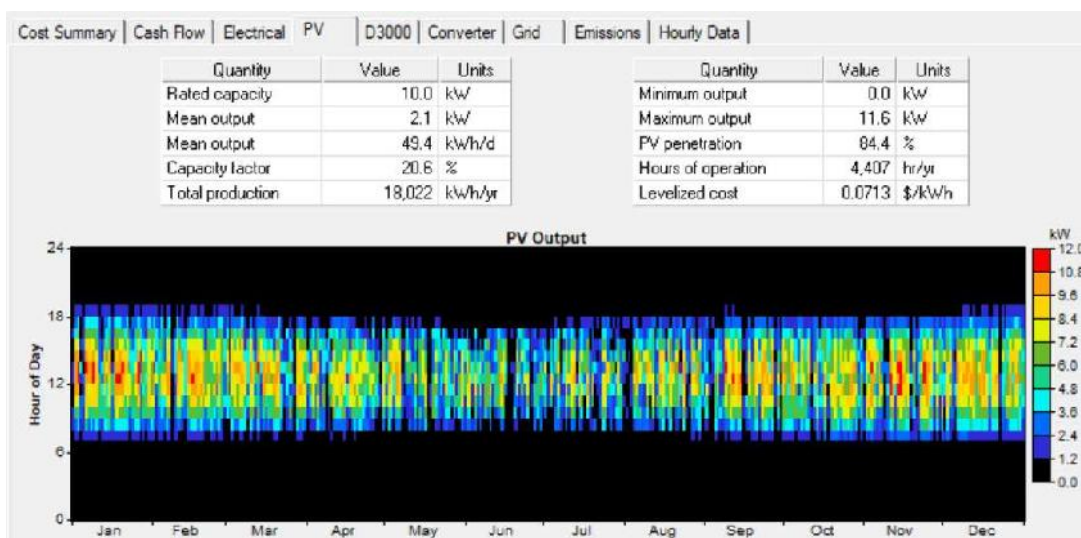


Figura 3.112 - Parámetros eléctricos de los paneles solares

También se extrajo información sobre los parámetros eléctricos de los aerogeneradores que conforman el sistema. En la Figura 3.113 puede observarse el total de generación anual (11,53 MWh/año), las horas de operación anuales (6635 hs/año), la penetración eólica (54%), el costo nivelado de los aerogeneradores (0,647 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

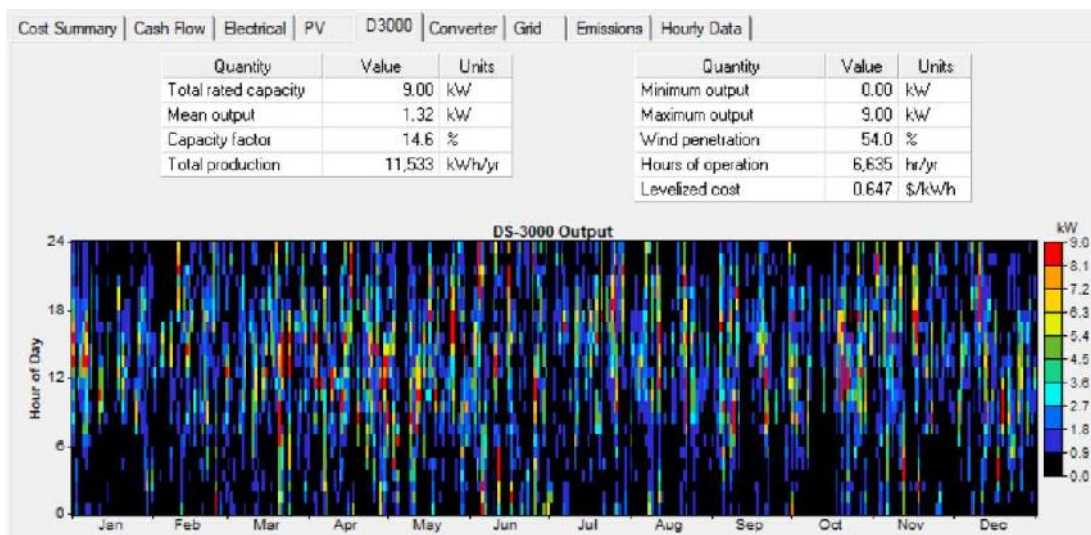


Figura 3.113 - Parámetros eléctricos de los aerogeneradores

Con los datos extraídos del software se confeccionaron dos gráficos donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía, para analizar si existe complementariedad entre las fuentes de generación y el consumo. La Figura 3.114 muestra la generación y el consumo mensual promedio, mientras que en la Figura 3.115 se presenta un análisis horario de estas variables (en el ANEXO III se detalla este análisis para cada mes del año).

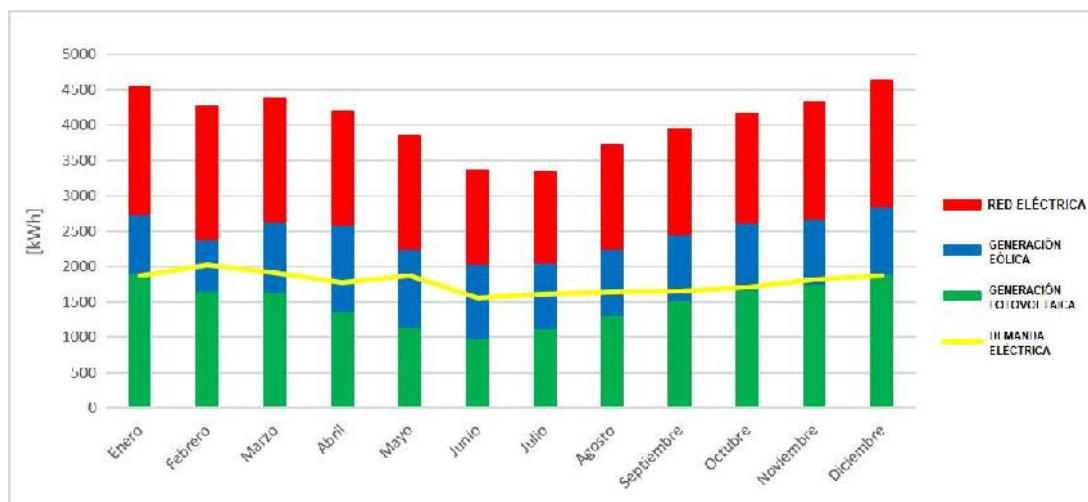


Figura 3.114 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio

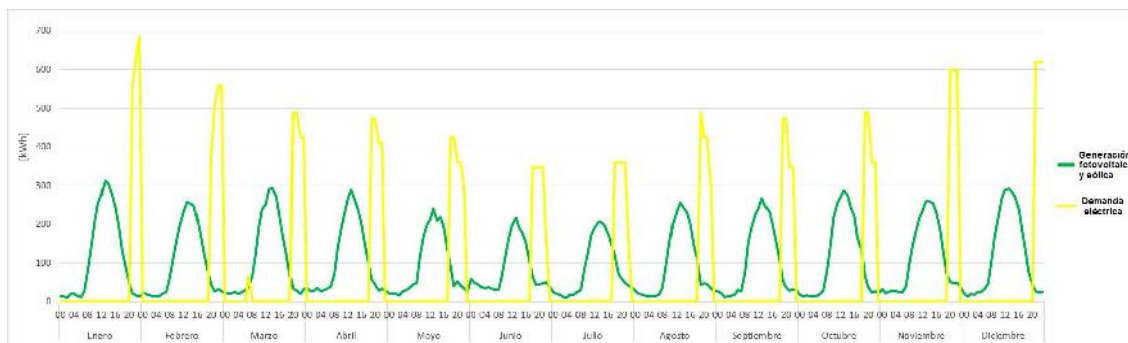


Figura 3.115 - Gráfico horario de generación y demanda eléctrica

Analizando las Figuras 3.111, 3.114 y 3.115 se pudo observar que, si bien la generación mediante energías limpias alcanza para suplir el consumo eléctrico durante todos los meses del año, la demanda de energía se satisface tomando energía de la red pública, esto se debe a que el consumo de energía se realiza en franjas horarias del día en los que no existe generación, aprovechando muy poca cantidad de la energía generada para autoconsumo.

Análisis de sensibilidad

Se analizaron dos variables que responden directamente a cuestiones abordadas en este proyecto, a saber:

1. Costo de los equipos de generación de energía: se evaluó el impacto de reducir los costos de la inversión inicial en equipos a la mitad, pensando esto como una alternativa que podría adoptar el Estado para fomentar la utilización de energías renovables.

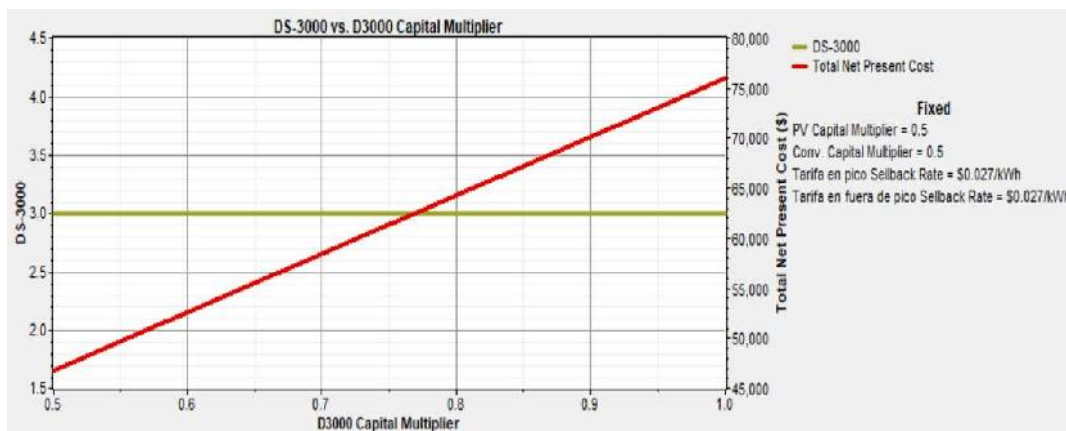


Figura 3.116 - Variación de la cantidad de aerogeneradores instalados y el NPC en función del costo de los equipos

De la Figura 3.116 se puede observar que la cantidad de aerogeneradores propuesta por el software no varía con una modificación sustancial en su costo. El parámetro que sí muestra cambio es el NPC, con una disminución del 65% cuando los costos de equipos se reducen a la mitad.

- Precio de venta de la energía inyectada a la red: dado que actualmente el precio de venta energía a la red por parte de los usuarios-generadores es menor que el costo de la energía que estos consumen desde la red pública, sin importar en que tarifa esté encuadrado dicho consumo, se evaluó el impacto que representa en sistemas on grid un aumento del 100% en el precio de venta.

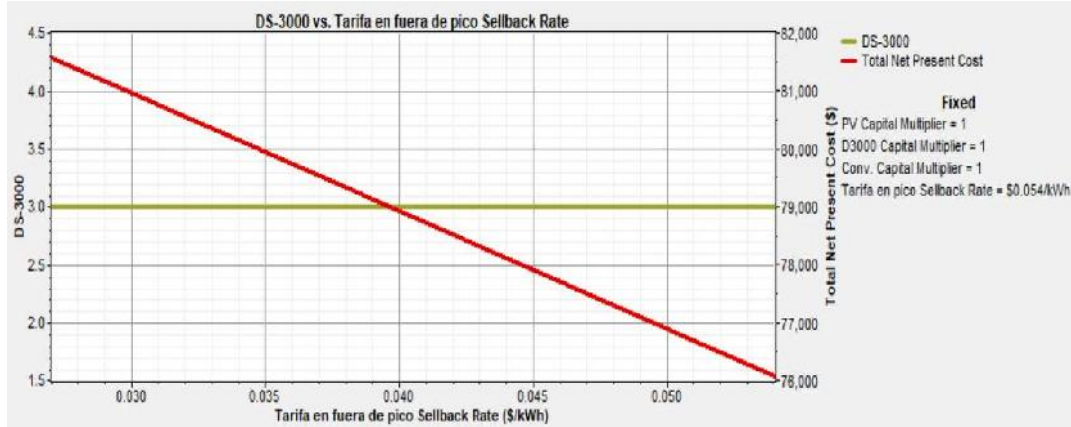


Figura 3.117 - Variación de la cantidad de aerogeneradores instalada y el NPC en función del precio de venta de energía

De la Figura 3.117 se puede observar que un aumento en el precio de venta de la energía impacta directamente en el NPC, provocando una disminución del 7% de este. No así en la cantidad de aerogeneradores instalada, que no varía.

Se observa en la Figura 3.118 que el software plantea alternativas factibles con una mayor cantidad de paneles solares cuando simultáneamente se reducen los costos de los equipos a la mitad y se aumenta el precio de venta de la energía. Por otra parte, la cantidad de aerogeneradores no varía.

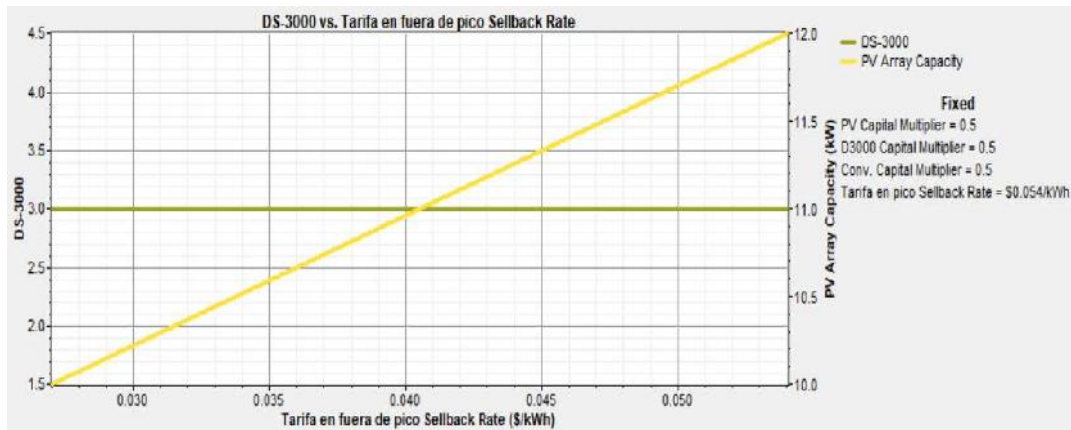


Figura 3.118 - Variación de la cantidad de paneles y aerogeneradores instalada en función del costo de los equipos y el precio de venta de energía

B) SISTEMA AISLADO DE LA RED ELÉCTRICA (OFF GRID)

En este caso, cómo se puede observar en la Figura 3.119, se optó por la incorporación de un banco de baterías, ya que la instalación no estará conectada a la red de energía eléctrica.

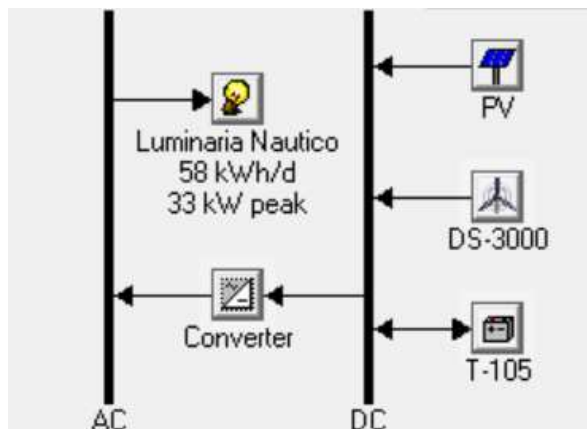


Figura 3.119 - Esquema del sistema off grid

Se escogieron baterías marca TROJAN de electrolito líquido (plomo-ácido) de ciclo profundo, modelo T-105 (6 V~225Ah). La capacidad de almacenar energía de una batería puede medirse en ciclos, pero los ciclos cambian de acuerdo a la profundidad de descarga, como se muestra en la Figura 3.120

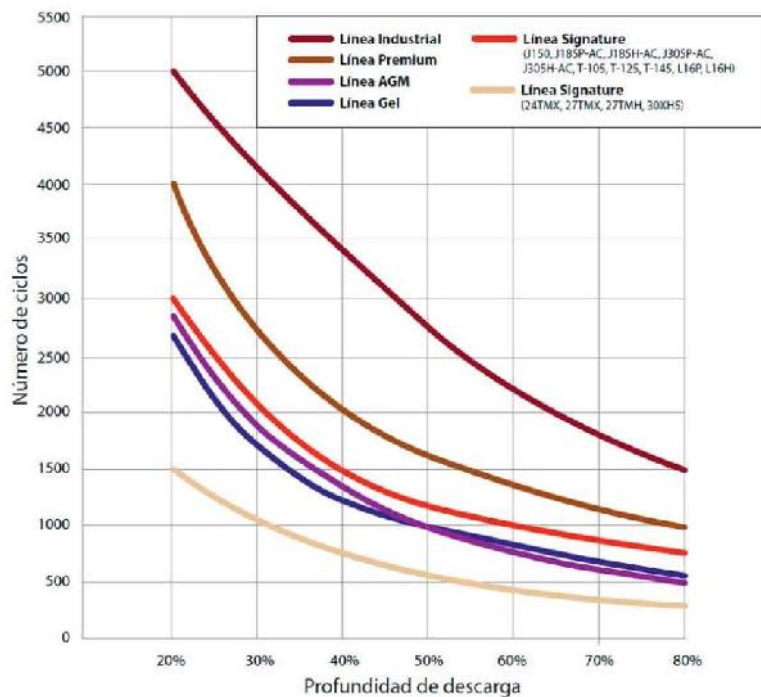


Figura 3.120 - Curvas de profundidad de descarga vs número de ciclos de baterías Trojan

Para las baterías elegidas, el número de ciclos a un 80% de profundidad de descarga es de 870, por lo que, si todos los días se la descarga hasta un 80% de su carga y luego se la recarga, durarán 2,4 años en un buen estado.

Para que el software pueda realizar un número finito de iteraciones durante la simulación, fue necesario establecer un límite superior de cantidad de baterías, calculado según la Ecuación 3.33:

$$N_{bat} = \frac{E_{nec} \cdot D_o}{P_d \cdot E_{bat}} \quad (3.33)$$

Donde:

- E_{nec} : es la cantidad de energía que se deberá almacenar para suministrar a la instalación en su día de mayor demandada. En nuestro caso, durante el mes de febrero es cuando se demanda la mayor cantidad de energía por día, a razón de 72,2 kWh/día.
- D_o : son los días de autonomía. El sistema de almacenamiento deberá asegurar 2 días de autonomía (dos días nublados completos).
- P_d : es la profundidad de descarga.
- E_{bat} : es la energía de la batería, se calcula cómo: $E_{bat} = 6V \cdot 225Ah = 1350 Wh$

Luego el número de baterías resultó:

$$N_{bat} = \frac{72200 Wh/día \cdot 2 días}{0,8 \cdot 1350 Wh} \rightarrow N_{bat} \cong 134 \text{ baterías}$$

Una vez obtenido este valor, se trabajó de manera análoga al caso on grid, utilizando los mismos equipos, la única variante fue la incorporación de las baterías, especificando los siguientes datos:

- Tipo de batería: marca Trojan modelo T-105, de 6 V ~ 225Ah.
- Precio = u\$s 300
- Precio de reemplazo del equipo = u\$s 300
- Costo de operación y mantenimiento: Los costos de O&M de equipos de almacenamiento de energía se estiman alrededor de un 5% anual del valor del equipo.
- Cantidad de baterías en serie: se pensó en un banco de 4 baterías en serie por string para lograr un bus de 24 V.
- Vida útil mínima de la batería. Trabajando a una profundidad de descarga del 80%, las baterías durarán más de 2,5 años en buen estado, pero se puede estimar que soporten unos 3 años hasta el recambio.

- Espacio de búsqueda = [10 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60] cantidad de strings

Choose a battery type and enter at least one quantity and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the battery bank, such as mounting hardware, installation, and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each quantity in the Sizes to Consider table.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Battery type: Trojan T-105 [Details...] [New...] [Delete]

Battery properties:

Manufacturer: Trojan Battery Company
 Website: www.trojan-battery.com

Nominal voltage: 6 V
 Nominal capacity: 225 Ah (1.35 kWh)
 Lifetime throughput: 845 kWh

Costs

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1	300	300	15.00
{.}	{.}	{.}	{.}

Advanced

Batteries per string: 4 (24 V bus)
 Minimum battery life (yr): 3 {..}

Sizes to consider

Strings
10
20
30
40
50
60

Cost Curve

Figura 3.121 - Datos de entrada de las baterías

En cuanto a las restricciones, se especificó el valor de la mínima fracción de energía renovable que se deberá generar en 100%, dado que al tratarse de un sistema aislado de la red el total de la demanda deberá ser cubierta de esta manera.

Simulación y resultados

Para sistemas que incluyen baterías o generadores a base de combustibles, el software también decide para cada hora, cómo operar los generadores y cargar o descargar las baterías.

Los resultados arrojados se observan en la Figura 3.122:

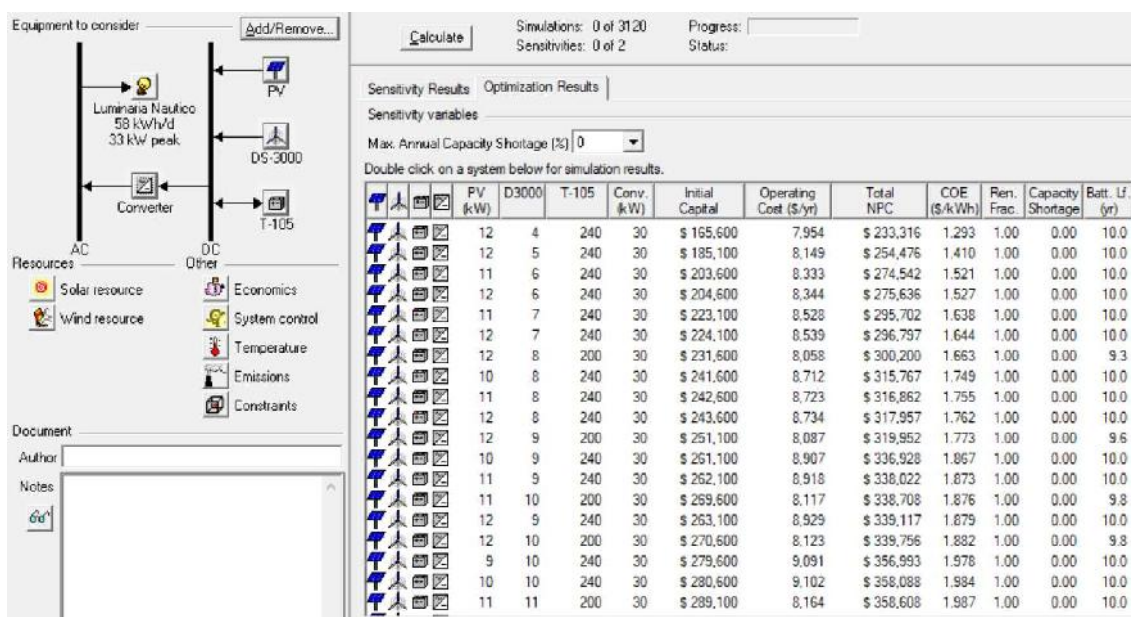


Figura 3.122 - Resultados arrojados por la simulación

El software proporcionó una cantidad de alternativas factibles, de las cuales se escogió un sistema compuesto por 34 paneles solares y 4 aerogeneradores de eje vertical, provisto de 240 baterías para almacenamiento de energía. Estas se dispondrán en un banco de 4 baterías en serie (24V bus) y 60 filas en paralelo, para cumplir con los requisitos de tensión del sistema.

Luego se realizó la elección del regulador de tensión, basado en el cálculo de la máxima corriente que debe soportar este equipo a su entrada. Para los paneles solares, según la Ecuación 3.34:

$$I_{entrada} = I_{sc} \cdot n_p \quad (3.34)$$

Donde:

- I_{sc} : es la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico.
- n_p : es la cantidad de strings en paralelo. Se suponen dos arreglos, uno de 1 string de 8 paneles (los que se ubican en el techo sin inclinación), y el otro de 2 strings en paralelo de 13 paneles (los que se ubican en el techo inclinado). Cada uno de estos arreglos contará con su propio regulador.

Reemplazando con los valores correspondientes en la Ecuación 3.34, resulta:

$$\text{Arreglo 1 (1 string de 8 paneles):} \quad I_{entrada} = 9,70 \text{ A} \cdot 1 = 9,70 \text{ A}$$

$$\text{Arreglo 2 (2 strings en paralelo de 13 paneles):} \quad I_{entrada} = 9,70 \text{ A} \cdot 2 = 19,4 \text{ A}$$

Con este dato se escogieron dos reguladores Enertik C-20-12/24.

En el caso de los aerogeneradores, la elección se realizó según la potencia nominal de estos equipos (3kW), por lo que se escogió un regulador Bornay MPPT Wind 13+ por aerogenerador.

En la Figura 3.123 se presentan los parámetros eléctricos de la alternativa elegida, donde se puede observar el detalle de la generación y consumo de energía anual, el LCOE (costo nivelado de la energía), el porcentaje de exceso de energía y la fracción de energía renovable.

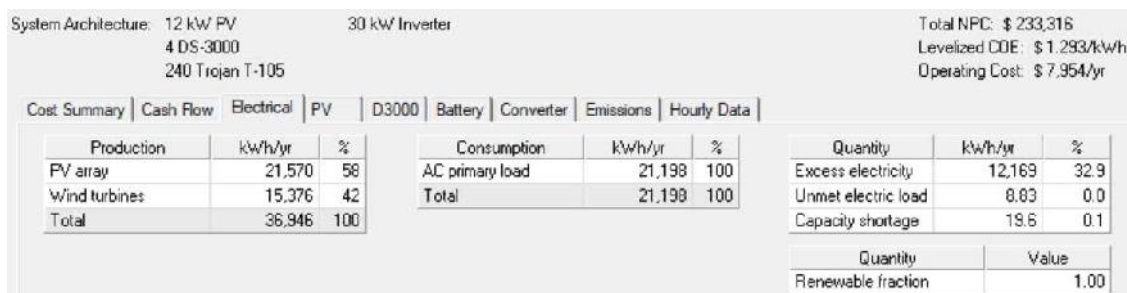


Figura 3.123 - Parámetros eléctricos del sistema

La generación de energías limpias es de 36,95 MWh/año, de la cual un 42,5% es utilizado para suplir la demanda de energía y el 57,5% restante es exceso de energía. En este caso, el LCOE alcanza un valor de 1,293 dólares por kWh, superior al actual costo nivelado de la energía para plantas solares a gran escala, que es de 0,068 dólares por kWh, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) [39].

Otra información relevante extraída de los resultados son los parámetros eléctricos de los paneles solares que conforman el sistema. En la Figura 3.124 puede observarse el total de generación anual (21,57 MWh/año), las horas de operación anuales (4393 hs/año), la penetración fotovoltaica (102%), el costo nivelado de los paneles (0,0715 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

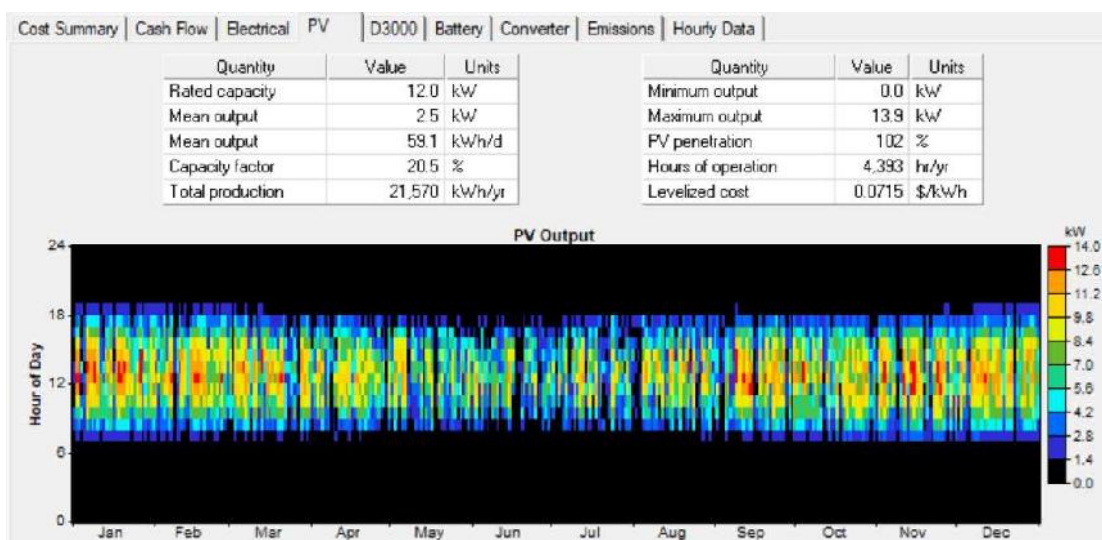


Figura 3.124 - Parámetros eléctricos de los paneles solares

Se obtuvo también información sobre los parámetros eléctricos de los aerogeneradores que conforman el sistema. En la Figura 3.125 puede observarse el total de generación anual (15,367 MWh/año), las horas de operación anuales (6621

hs/año), la penetración eólica (72,5%), el costo nivelado de los aerogeneradores (0,647 dólares por kWh) y un análisis gráfico de la potencia que entregan los equipos en función de la hora del día y el mes.

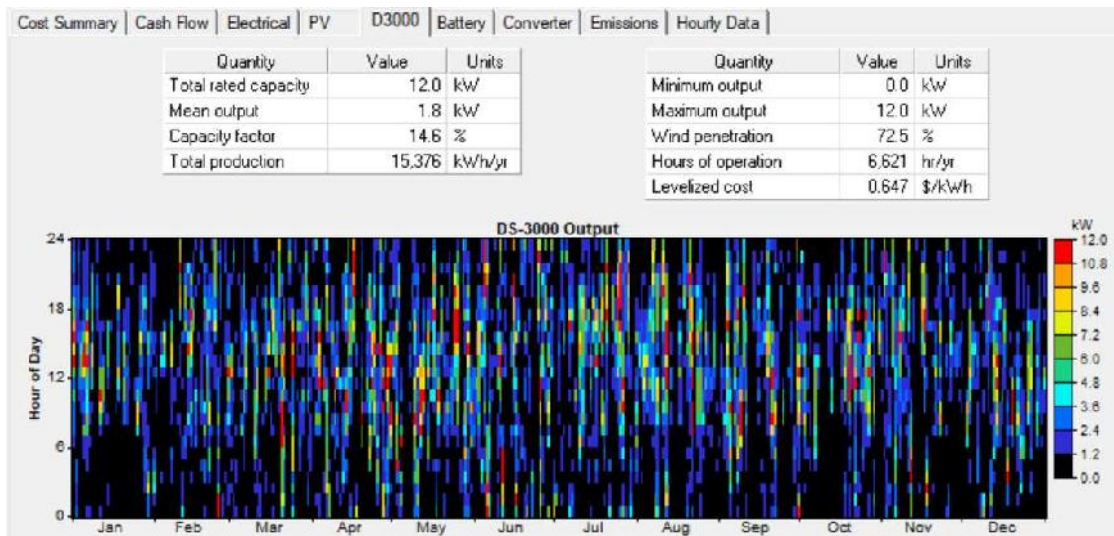


Figura 3.125 - Parámetros eléctricos de los aerogeneradores

Asimismo, se extrajo información sobre los parámetros eléctricos de las baterías que conforman el sistema. En la Figura 3.126 puede observarse la vida útil esperada (10 años), la autonomía (93,7 hs), el agotamiento del almacenamiento (74 kWh por año), las pérdidas (3139 kWh por año), el rendimiento anual (20246 kWh por año) y un análisis gráfico del estado de carga del banco de baterías en función de la hora del día y el mes.

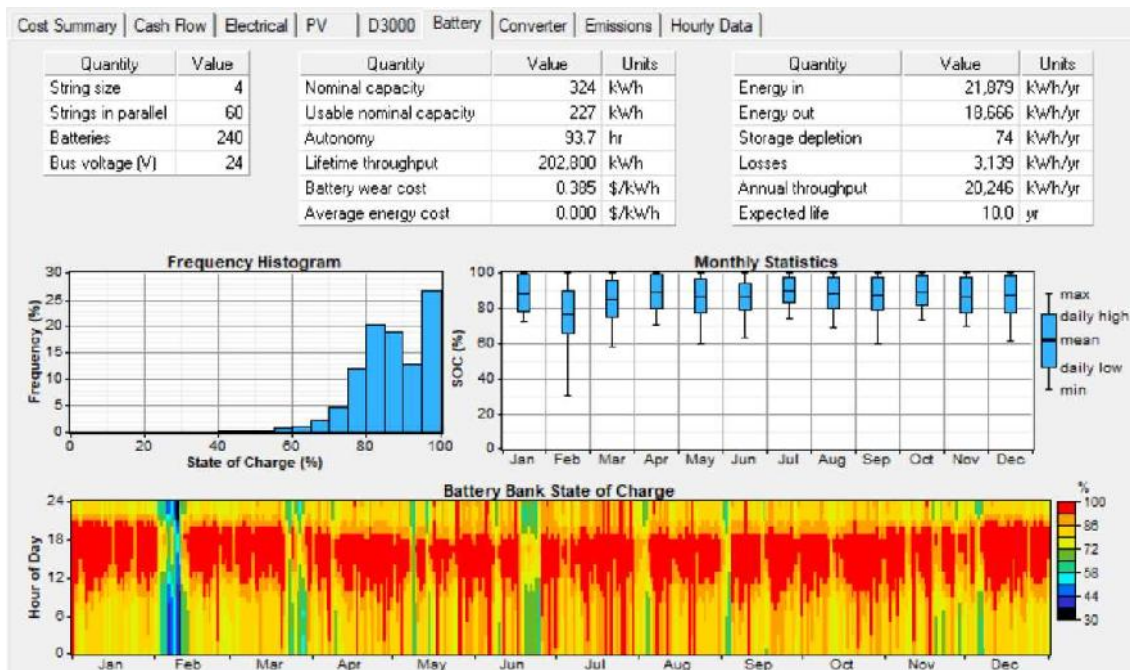


Figura 3.126 - Parámetros eléctricos de las baterías

Con los datos extraídos del software se confeccionó el gráfico donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía. La Figura 3.127 muestra la generación y el consumo mensual promedio.

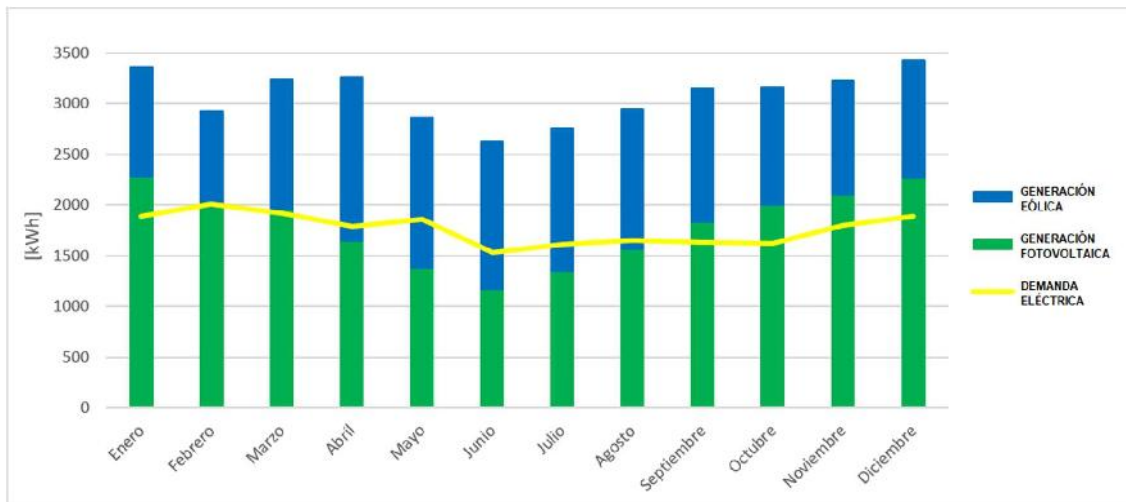


Figura 3.127 - Histograma de generación eléctrica y consumo mensual promedio

Analizando las Figuras 3.123 y 3.127 se pudo observar que el sistema está sobredimensionado en cuanto a la generación de energía, esto se traduce en un elevado porcentaje de exceso de esta, que en nuestro caso es energía desperdiciada. Dado que HOMER optimiza respecto a los costos de la instalación, y las baterías son componentes más costosos y con menor vida útil que los paneles solares y los aerogeneradores, es más conveniente aumentar la generación, de manera de suplir la carga directamente en los momentos que existe demanda, reduciendo el sistema de almacenamiento de energía.

Análisis de sensibilidad

Con el objetivo de encontrar una solución al problema de derroche de energía que se presenta en nuestro sistema aislado de la red pública, se evaluó el impacto de variar el porcentaje máximo de escasez de energía anual, teniendo en cuenta que dicho parámetro está directamente relacionado al porcentaje de exceso de energía.

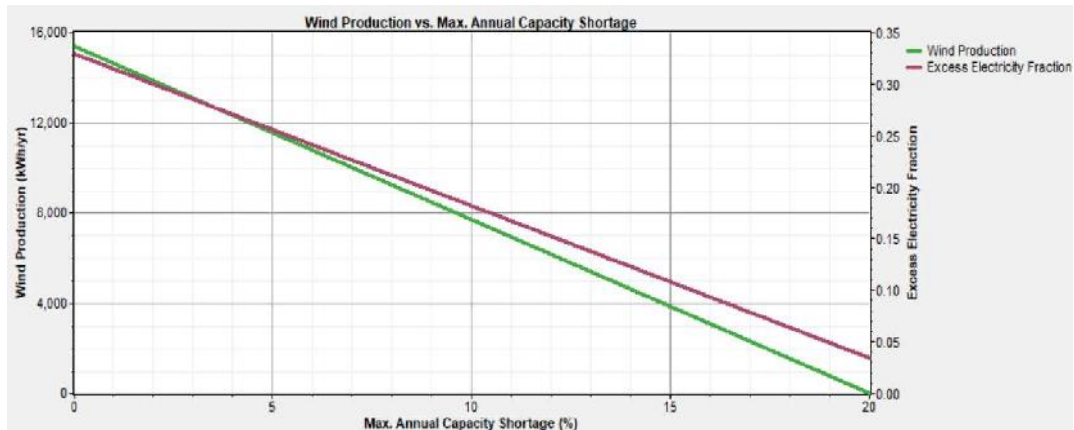


Figura 3.128 - Variación de la generación eólica anual y el porcentaje de exceso de energía en función del porcentaje máximo de escasez de energía anual

De la Figura 3.128 se puede observar que tanto la generación eólica, como el porcentaje de exceso de energía disminuyen de manera notable al aumentar el porcentaje máximo permitido de escasez de energía anual. En consecuencia, los costos de la instalación serán menores, como así también la energía desperdiciada.

A su vez, se analizaron los efectos de dicho aumento sobre los parámetros del banco de baterías. Del análisis gráfico del estado de carga del banco de baterías en función de la hora del día y el mes, presente en la Figura 3.129, se puede observar que el banco estará más solicitado, presentando ciclos de carga más profundos, lo cual implica una menor autonomía (62,5 hs) y vida útil (7,1 años).

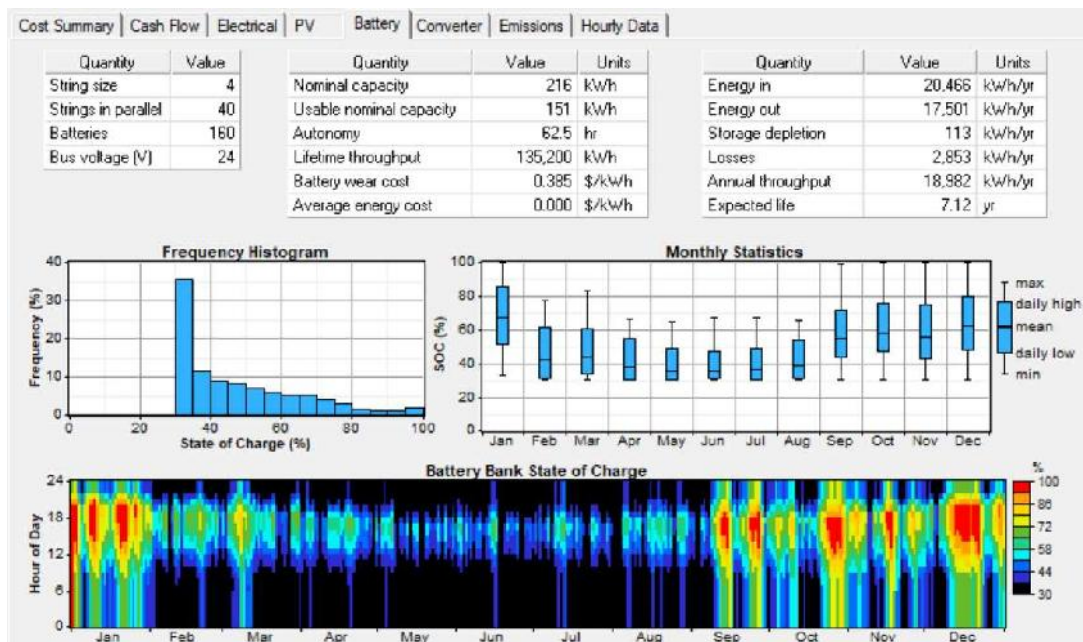


Figura 3.129 - Variación de los parámetros eléctricos de las baterías en función de un aumento en el porcentaje máximo de escasez de energía anual

3.2. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Analizando los resultados obtenidos, de manera rápida, y previamente a la realización de un análisis económico más profundo y detallado, se puede inferir que un sistema aislado de la red eléctrica y, por ende, provisto de un importante número de baterías, será mucho más costoso, y necesitará de una mayor superficie óptima, que un sistema conectado a la red.

Partiendo de este razonamiento, se decidió, para continuar con la investigación, trabajar con los sistemas conectados a la red de energía, dado que parecen las opciones con mayores posibilidades de ser implementadas. A continuación, se presentan en detalle las alternativas seleccionadas para seguir adelante con el análisis económico y de impacto ambiental.

MAKRO

Teniendo en cuenta los elementos seleccionados en los apartados anteriores se confeccionó la tabla 3.9, detallando los componentes de la instalación y la inversión a realizar. Luego, en la Figura 3.130 se presenta el esquema de conexión de dicha instalación.

Componente	Marca y modelo	Cantidad	Precio [U\$S/u]	Costo [U\$S]
Paneles fotovoltaicos	Solartec SOL-72PE-360M	72	360	25920
Inversor fotovoltaico	SMA Sunny Tripower 15000TL	1	2500	2500
Caja combinadora fotovoltaica	CPS CB08	2	300	600
Materiales eléctricos	-	-	-	300
MOA Instalación	-	-	-	300
Subtotal [U\$S]				29620

Tabla 3.9 - Componentes del sistema escogido para el hipermercado Makro

Tomando la cotización del dólar en \$86, según el Banco de la Nación Argentina (BNA) del día 22/11/2020, el valor de la inversión inicial asciende a un total de \$2.547.320.

Esquema de conexión

El conexionado de los elementos de la instalación presenta una serie de limitaciones a tener en cuenta, tales como que no se pueden conectar en serie paneles con diferente número de células solares, las cadenas de paneles deben ser de igual longitud y no se puede exceder la máxima tensión de circuito abierto FV bajo ninguna circunstancia.

Cuando se determina el largo del string es necesario que la tensión del circuito abierto no supere nunca la tensión máxima admisible del inversor, pero tampoco que sea inferior al valor mínimo, como se plantea en las ecuaciones 3.35 y 3.36. Utilizando

los datos de catálogo del inversor y de los paneles solares se obtienen la cantidad de paneles máxima y mínima por string:

$$\text{Tensión máxima MPPT [V]} = \text{Cantidad máxima de paneles} \cdot V_{oc} \quad (3.35)$$

$$800 \text{ V} = \text{Cantidad máxima de paneles} \cdot 47,9 \text{ V}$$

$$\text{Cantidad máxima de paneles} = 16,7$$

$$\text{Tensión mínima MPPT [V]} = \text{Cantidad mínima de paneles} \cdot V_{mp} \quad (3.36)$$

$$320 \text{ V} = \text{Cantidad mínima de paneles} \cdot 39,2 \text{ V}$$

$$\text{Cantidad mínima de paneles} = 8,2$$

Del análisis anterior se concluye que cada inversor soporta 16 paneles por entrada como máximo y 8 como mínimo. Por lo tanto, se dispondrán los 72 paneles en 6 strings de 12 módulos cada uno, como se puede observar en la Figura 3.130. Cada string se conectará a una caja combinadora fotovoltaica, la cual permite optimizar el cableado, además de facilitar el mantenimiento y mejorar la fiabilidad de la instalación.

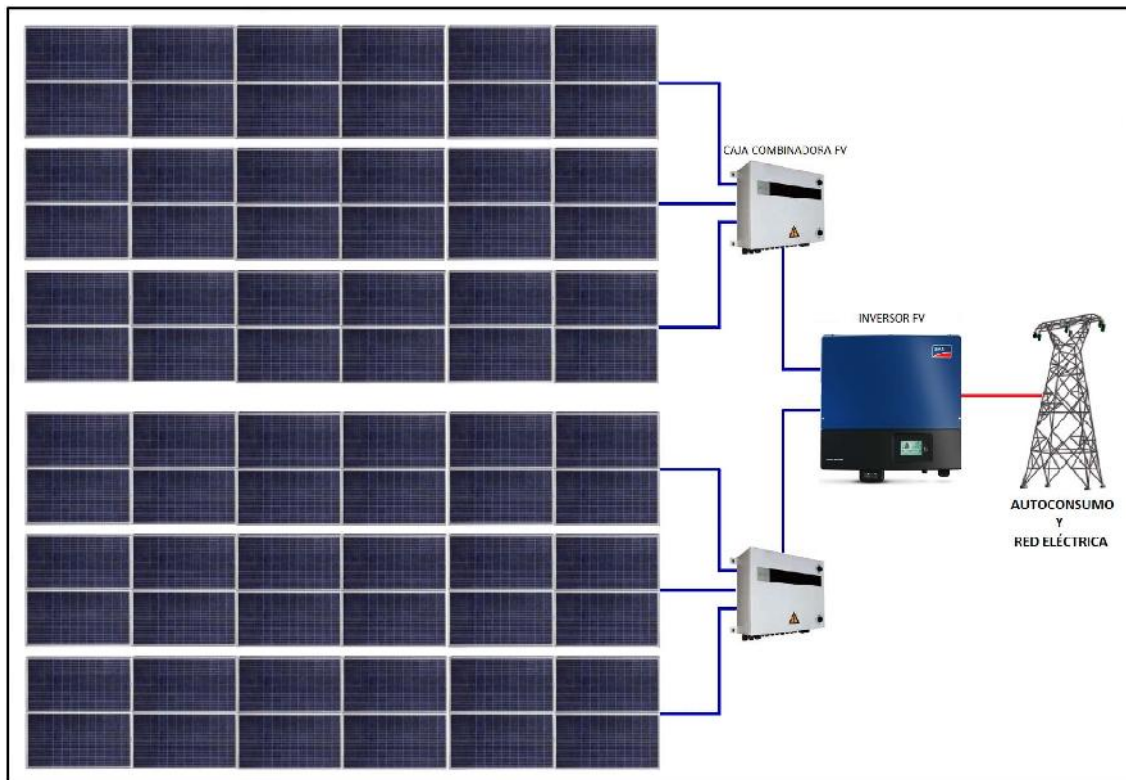


Figura 3.130 - Esquema de conexión del sistema escogido para Makro

CLUB NÁUTICO

De manera análoga se confeccionó la tabla 3.10, detallando los componentes de la instalación y la inversión a realizar. Luego, en la Figura 3.131 se presenta el esquema de conexión de la instalación.

Componente	Marca y modelo	Cantidad	Precio [U\$S/u]	Costo [U\$S]
Paneles fotovoltaicos	Solartec SOL-72PE-360M	28	360	10080
Aerogeneradores de eje vertical	Etneo DS-3000	3	19500	58500
Inversor fotovoltaico	SMA Sunny Tripower 8.0	1	1800	1800
Inversor eólico	Ingecon Wind 3,3	3	1000	3000
Caja combinadora fotovoltaica	CPS CB08	2	300	600
Materiales eléctricos	-	-	-	300
MOA Instalación	-	-	-	300
Subtotal [U\$S]				74580

Tabla 3.10 - Componentes del sistema escogido para el Club Náutico

Tomando la cotización del dólar en \$86, según el Banco de la Nación Argentina (BNA) del día 22/11/2020, el valor de la inversión inicial asciende a un total de \$6.413.880.

Esquema de conexión

Análogamente con el caso anterior, se calculó la cantidad de paneles máxima y mínima por string utilizando los datos de catálogo del inversor y de los paneles solares, según las ecuaciones 3.37 y 3.38:

$$\text{Tensión máxima MPPT [V]} = \text{Cantidad máxima de paneles} \cdot V_{oc} \quad (3.37)$$

$$800 \text{ V} = \text{Cantidad máxima de paneles} \cdot 47,9 \text{ V}$$

$$\text{Cantidad máxima de paneles} = 16,7$$

$$\text{Tensión mínima MPPT [V]} = \text{Cantidad mínima de paneles} \cdot V_{mp} \quad (3.38)$$

$$260 \text{ V} = \text{Cantidad mínima de paneles} \cdot 39,2 \text{ V}$$

$$\text{Cantidad mínima de paneles} = 7,9$$

Del análisis anterior se concluye que cada inversor soporta 16 paneles por entrada como máximo y 7 como mínimo. Por lo tanto, se dispondrán los 28 paneles en 3 strings, uno de 8 módulos conectado a una caja combinadora fotovoltaica y los dos

restantes de 10 módulos cada uno, conectados a una caja combinadora fotovoltaica, como se puede observar en la Figura 3.131.

Respecto a los aerogeneradores de eje vertical, cada uno se conectará a su propio inversor eólico de la marca Ingecon modelo μ Wind 3,3 (el catálogo del equipo se presenta en el ANEXO VI), escogido según la potencia nominal del equipo (3kW). La interfase dispuesta entre el aerogenerador y el inversor convierte la corriente alterna variable generada por el equipo a corriente continua y protege al inversor ante variaciones bruscas de tensión. La interfase puede descargar el exceso de energía producida en una resistencia de descarga, protegiendo así la instalación. El conjunto formado por el inversor eólico y la interfase adecuan la energía eólica a los requerimientos de conexión de la red pública. La posibilidad de parametrizar la curva de la turbina empleada y medir su velocidad de giro permite asegurar la extracción de la máxima energía en cada punto de trabajo, admitiendo un amplio rango de velocidades de giro.

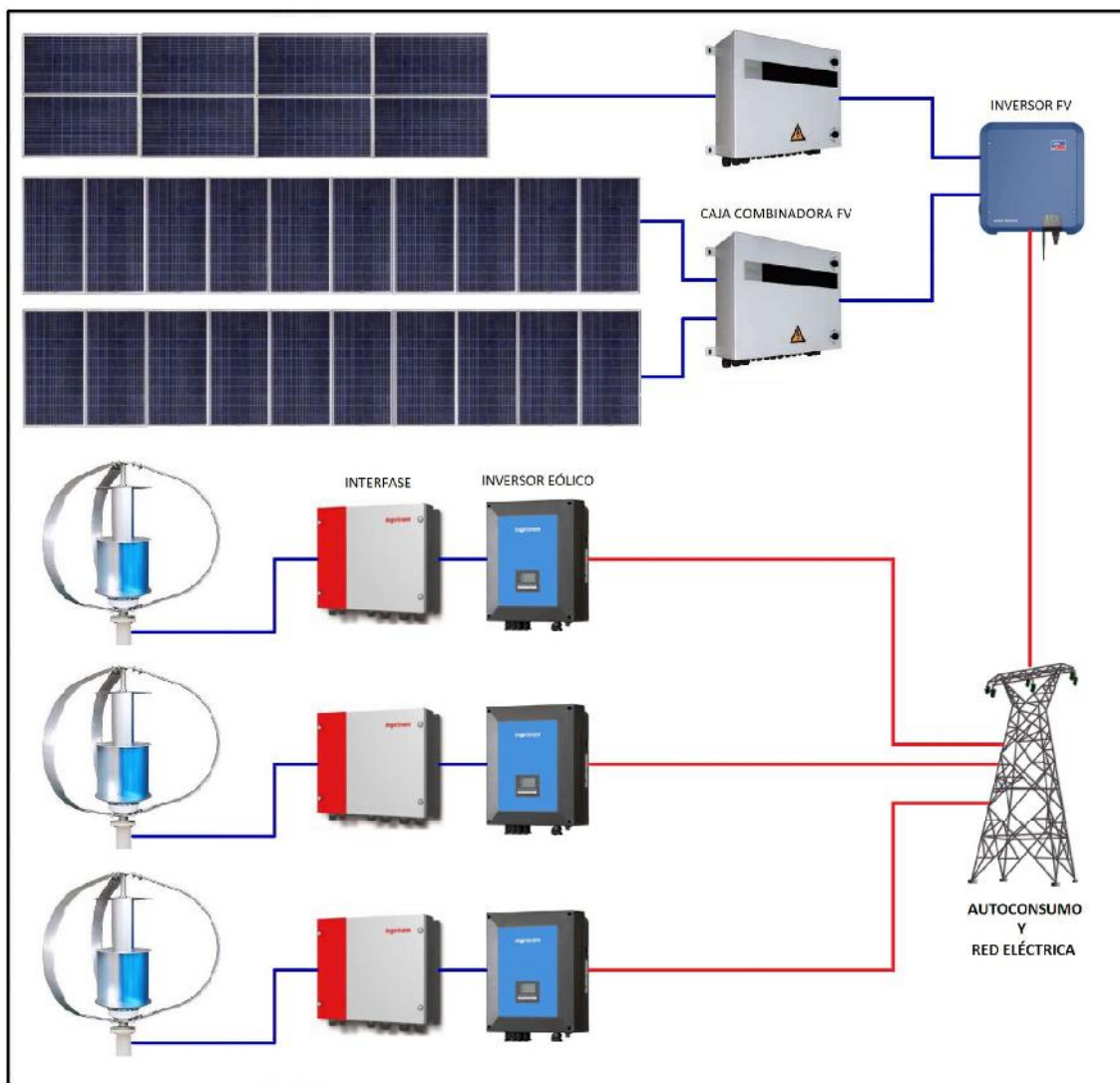


Figura 3.131 - Esquema de conexión del sistema escogido para el club Náutico

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

Al trabajar conectado a la red de energía eléctrica la tarifa de compra y venta de energía queda establecida por la compañía proveedora, en la ciudad de Mar del Plata se trata de EDEA (Empresa Distribuidora de Energía Atlántica), según el encuadre tarifario en el cual esté enmarcado el local.

El Organismo de Control de Energía Eléctrica de la Provincia de Buenos Aires (OCEBA), cuenta en su página web con los anexos correspondientes a los Cuadros Tarifarios vigentes a partir del 1 de agosto del 2019 anunciados en el Boletín Oficial del 1 de febrero del mismo año. El cuadro tarifario de EDEA a partir del 1 de agosto de 2019 se observa en la Figura 4.1: [33]

T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS (menos de 10 KW de potencia)			T4 - PEQUEÑAS DEMANDAS RURALES (menos de 10 KW de potencia)			- RECARGOS POR BAJO COSENO DE FI		
CARGO	TARIFA	FLUJO PLENA	CARGO	TARIFA	FLUJO PLENA	SUMINISTROS EN BAJA TENSION	0,399	\$/KW/h
T4R - RESIDENCIAL			T4R - RESIDENCIAL			SUMINISTROS EN MEDIA TENSION		
CARGO VARIABLE 1 (consumo en kWh-Mes ≤ 100)	\$/mes	\$/KW/h	CARGO VARIABLE 1 (consumo en kWh-Mes ≤ 500)	\$/mes	\$/KW/h	SUMINISTROS EN ALTA TENSION	0,389	\$/KW/h
CARGO VARIABLE 2 (100 < consumo en kWh-Mes ≤ 200)	81,20	3,859	CARGO VARIABLE 2 (500 < consumo en kWh-Mes ≤ 700)	393,30	3,489		0,389	\$/KW/h
CARGO VARIABLE 3 (200 < consumo en kWh-Mes ≤ 400)	124,28	3,779	CARGO VARIABLE 3 (700 < consumo en kWh-Mes ≤ 1400)	462,39	3,670		0,389	\$/KW/h
CARGO VARIABLE 4 (400 < consumo en kWh-Mes ≤ 500)	168,47	3,939	CARGO VARIABLE 4 (consumo en kWh-Mes > 1400)	565,17	3,143			
CARGO VARIABLE 5 (500 < consumo en kWh-Mes ≤ 700)	216,37	4,013		664,14	3,392			
CARGO VARIABLE 6 (700 < consumo en kWh-Mes ≤ 1400)	377,38	4,258						
CARGO VARIABLE 7 (consumo en kWh-Mes > 1400)	566,19	4,475						
	865,74	4,925						
T4RE - RESIDENCIAL ESTACIONAL			T4NR - NO RESIDENCIAL			- SERVICIO DE REHABILITACION		
CARGO VARIABLE 1 (consumo en kWh-Mes ≤ 200)	\$/mes	\$/KW/h	CARGO VARIABLE 1 (consumo en kWh-Mes ≤ 500)	\$/mes	\$/KW/h	PARA SERVICIO INTERRUPTO POR FALTA DE PAGO		
CARGO VARIABLE 2 (200 < consumo en kWh-Mes ≤ 700)	262,38	3,913	CARGO VARIABLE 2 (500 < consumo en kWh-Mes ≤ 700)	393,30	3,923	TARIFA T1R	\$	1,98,77
CARGO VARIABLE 3 (700 < consumo en kWh-Mes ≤ 1400)	351,42	3,924	CARGO VARIABLE 3 (700 < consumo en kWh-Mes ≤ 1400)	462,39	4,173	TARIFA T1RE	\$	1,98,85
CARGO VARIABLE 4 (consumo en kWh-Mes > 1400)	576,52	4,889	CARGO VARIABLE 4 (consumo en kWh-Mes > 1400)	565,17	4,314	TARIFA T1GE	\$	641,87
	871,52	4,977		664,14	4,572	TARIFA T1AP	\$	641,87
						TARIFA 2	\$	1,97,73
						TARIFA 3	\$	1,97,63
						TARIFA 4	\$	641,87
T4G - SERVICIO GENERAL BAJOS CONSUMOS			TABLA DE PERDIDAS DE TRANSFORMACION USUARIOS RURALES			- CARGO POR SERVICIO DE CONEXION		
CARGO VARIABLE (consumo en kWh-Mes ≤ 1000)	\$/mes	\$/KW/h	3 KVA monofásico	27	KWh/mes	CONEXIONES AEREAS		
CARGO VARIABLE (consumo en kWh-Mes > 1000)	285,41	5,3737	10 KVA monofásico	40	KWh/mes	MONOFASICAS TRIFASICAS		
			15 KVA monofásico	60	KWh/mes	TARIFA T1R	\$	899,93
			18 KVA monofásico	57	KWh/mes	TARIFA T1RE	\$	1,02,84
			18 KVA trifásico	75	KWh/mes	TARIFA T1GBC	\$	1,041,27
			15 KVA trifásico	88	KWh/mes	TARIFA T1GAC	\$	1,041,27
			18 KVA trifásico	99	KWh/mes	TARIFA T1GBC	\$	1,041,27
			20 KVA trifásico	108	KWh/mes	TARIFA T1GAC	\$	1,041,27
			25 KVA trifásico	134	KWh/mes	TARIFA T1GE	\$	1,478,13
			30 KVA trifásico	138	KWh/mes	TARIFA T1AP	\$	1,041,27
			40 KVA trifásico	168	KWh/mes	TARIFA 2	-	1,478,13
			50 KVA trifásico	198	KWh/mes	TARIFA 3	-	1,7142,39
			60 KVA trifásico	216	KWh/mes	TARIFA 4	\$	1,119,73
			80 KVA trifásico	231	KWh/mes			
						CONEXIONES SUBTERRANEAS		
						MONOFASICAS TRIFASICAS		
						TARIFA T1R	\$	1,979,16
						TARIFA T1RE	\$	2,499,39
						TARIFA T1GBC	\$	3,119,74
						TARIFA T1GAC	\$	3,119,74
						TARIFA T1GE	\$	3,119,74
						TARIFA T1AP	\$	3,119,74
						TARIFA 2	-	5,478,42
						TARIFA 3	-	1,107,58,35
						TARIFA 4	\$	3,119,73
						- CARGO POR CONTRASTE DE MEDIDORES DE ENERGIA		
						MONOFASICAS TRIFASICAS		
						PEQUEÑAS in vitro	\$	1,02,85
						PEQUEÑAS EN LABORATORIO	\$	1,06,89
						MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS in vitro	-	1,736,36
						MEDIANAS Y GRANDES DEMANDAS EN LABORATORIO	-	1,994,10

Figura 4.1 - Cuadro tarifario según EDEA para el año 2020

Para los cálculos se considera un cuadro tarifario diferente para cada locación de estudio:

- Hiper-mercado Makro: corresponde la categoría T3 - Grandes Demandas, dado que, si bien el consumo calculado para iluminar el estacionamiento no supera los 50 kW, no se lo puede independizar del consumo propio del hipermercado, superando así este valor límite. En la Figura 4.2 se observa el valor de la tarifa correspondiente a esta categoría.

- T3 - GRANDES DEMANDAS			
Suministros \geq 50 KW de demanda- (usuarios finales)			
	T3BT	T3MT	
CARGO FIJO	837,41	1219,99	\$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	352,21	279,03	\$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	219,98	188,66	\$/KW mes
USUARIOS FINALES Suministros entre 50 y 300KW de Demanda			
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	2,6514	2,5892	\$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	2,5476	2,4877	\$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	2,4438	2,3865	\$/KWh
USUARIOS FINALES Suministros Mayor o Igual a 300 KW de Demanda			
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN PICO	3,4397	3,3532	\$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN RESTO	3,2907	3,2176	\$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA DEMANDADA EN VALLE	3,1495	3,0798	\$/KWh

Figura 4.2 - Tarifa para usuarios categoría T3, según EDEA para el año 2020

- Club Náutico: corresponde la categoría T2 - Medianas Demandas, dado que el consumo se encuentra entre 10kW y 50 kW. En la Figura 4.3 se observa el valor de la tarifa correspondiente a esta categoría.

- T2 - MEDIANAS DEMANDAS			
(de 10 KW a menos de 50 KW de demanda)			
	T2BT	T2MT	
CARGO FIJO	863,37	1308,14	\$/mes
CARGO POR POTENCIA EN PICO	261,51	197,84	\$/KW mes
CARGO POR POTENCIA FUERA PICO	181,08	153,83	\$/KW mes
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA EN PICO	2,7342	2,6748	\$/KWh
CARGO VARIABLE POR ENERGÍA FUERA DE PICO	2,6100	2,5828	\$/KWh

Figura 4.3 - Tarifa para usuarios categoría T2, según EDEA para el año 2020

La tarifa de venta de energía a la red eléctrica se publicó en el Boletín Oficial del 24 de julio del 2019, y estipula los valores que se observan en la Figura 4.4:

<i>Residencial</i>	2.062
<i>General</i>	2.206
<i>T2</i>	2.206
Tarifa 3 - BT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.311
Cargo Variable Resto	2.206
Cargo Variable Valle	2.103
Tarifa 3 - MT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.197
Cargo Variable Resto	2.097
Cargo Variable Valle	1.998
Tarifa 3 - AT < 300 kW potencia contratada	
Cargo Variable Pico	2.106
Cargo Variable Resto	2.011
Cargo Variable Valle	1.916

Figura 4.4 - Tarifa de inyección de energía a la red eléctrica

Existen dos modelos a la hora de compensar la energía consumida y generada en la tarifa:

- Balance Neto (BN): permite a los clientes usar su generación de energía para compensar el consumo de electricidad tomada de la red, sin diferenciar las tarifas por la energía consumida y generada (Relación 1:1). Si se diferencian las tarifas, se conoce como Net Billing.
- Feed in Tariff (FIT): este método de compensación también permite a los clientes usar su propia generación de energía, pero utiliza tarifas “Especiales” o “Diferenciales” para la energía entregada a la red, las mismas suelen ser superiores a las de la energía consumida de la distribuidora. Esta metodología puede ser permanente o durante determinados períodos de tiempo.

El día 30 de noviembre de 2017, fue publicada en el boletín oficial, la Ley Nacional 27.424 de “RÉGIMEN DE FOMENTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ENERGÍA RENOVABLE INTEGRADA A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA”. La ley tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para 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, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias. Según dicha ley, el esquema de facturación se realizará mediante el modelo de balance neto de facturación en base a los siguientes lineamientos: [34]

- El usuario-generador recibirá una tarifa de inyección por cada kWh que entregue a la red de distribución. El precio de inyección será establecido por la reglamentación de manera acorde al precio estacional correspondiente a cada tipo de usuario que deben pagar los distribuidores en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- El distribuidor reflejará en la facturación que usualmente emite por el servicio de energía eléctrica prestado al usuario-generador, tanto el volumen de la energía demandada como el de la energía inyectada a la red, y los precios correspondientes a cada uno por kWh. El valor a pagar por el usuario-generador será el resultante del cálculo neto entre el valor monetario de la energía demandada y el de la energía inyectada antes de impuestos. No podrán efectuarse cargos impositivos adicionales sobre la energía aportada al sistema por parte del usuario-generador.
- Si existiera un excedente monetario por los kWh inyectados a favor del usuario-generador, el mismo configurará un crédito para la facturación de los períodos siguientes. De persistir dicho crédito, el usuario-generador podrá solicitar la retribución del saldo favorable que pudiera haberse acumulado en un plazo que no será superior a 6 meses.

Además, la autoridad de aplicación que será designada por el Poder Ejecutivo

nacional es la que establecerá el valor de la tarifa de inyección y deberá instrumentar un precio adicional de incentivo respecto de la energía generada a partir de fuentes renovables, por tiempo limitado, y corresponderá a los entes reguladores jurisdiccionales fiscalizar en sus áreas de competencia el cumplimiento de las disposiciones establecidas por la ley.

Utilizando el método de Balance Neto propuesto por la legislación vigente, el precio que debería pagar el usuario-generador por mes, se calcula según la Ecuación 4.1:

$$BN = \text{Costo fijo} + E_d \cdot \text{precio compra} - E_i \cdot \text{precio venta} \quad (4.1)$$

Donde:

- BN: es el balance neto mensual entre la energía demandada y la inyectada
- Costo fijo: es el cargo fijo mensual que aplica según el tipo de tarifa.
- E_d : es la energía demandada de la red por el usuario.
- E_i : es la energía inyectada a la red por el usuario.

El cálculo de los costos fijos y variables mensuales realizado para cada proyecto se presenta en el ANEXO IV del documento. Los resultados se volcaron en las Tabla 4.1 y 4.2 para un mejor análisis:

MAKRO

Mes	Energía Consumida [kWh/mes]	Energía Generada [kWh/mes]	Energía Demandada [kWh/mes]	Costo de la Energía Demandada [US\$/mes]	Energía Inyectada [kWh/mes]	Ganancia por Energía Inyectada [US\$/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Balance Neto [US\$/mes]
Enero	1922	4934	1922	67,04	4934	149,33	0	89,35
Febrero	2523	4105	2495	88,79	4077	123,39	28	136,07
Marzo	2697	4095	2697	94,91	4095	123,93	0	142,60
Abril	1941	3435	1877	67,18	3371	102,02	64	134,61
Mayo	2638	2886	2552	90,94	2800	84,74	86	174,90
Junio	2553	2457	2496	88,00	2400	72,64	57	185,06
Julio	2636	2817	2513	90,94	2694	81,53	123	176,85
Agosto	2006	3282	1990	69,42	3266	98,84	16	141,66
Septiembre	3222	3822	3175	114,10	3775	114,25	47	169,88
Octubre	2697	4157	2679	94,91	4139	125,27	18	140,66
Noviembre	2472	4355	2462	87,13	4345	131,50	10	126,92
Diciembre	1922	4698	1922	67,04	4698	142,18	0	96,49

Tabla 4.1 - Costo mensual para Makro según el Balance Neto

Se puede concluir que el monto total anual a pagar por el hipermercado Makro será de U\$S 1715,04.

Teniendo en cuenta que en el caso analizado el usuario no recibe incentivo alguno más que el ahorro y el costo anual a pagar sin inyectar energía a la red es de U\$S 3079,95, se obtendría un ahorro anual de U\$S 1364,90. Este análisis corresponde a un escenario hipotético donde la energía excedente generada, que no es consumida por los equipos instalados para iluminar el estacionamiento, es inyectada a la red pública y no se utiliza para cubrir otros consumos del usuario que se encuentran bajo la misma medición.

CLUB NÁUTICO

Mes	Energía Consumida [kWh/mes]	Energía Generada [kWh/mes]	Energía Demandada [kWh/mes]	Costo de la Energía Demandada [U\$S/mes]	Energía Inyectada [kWh/mes]	Ganancia por Energía Inyectada [U\$S/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Balance Neto [U\$S/mes]
Enero	1881	2739	1813	70,41	2671	80,84	68	118,01
Febrero	2094	2387	1949	78,42	2242	67,85	145	138,99
Marzo	1913	2632	1749	71,53	2468	74,69	164	125,27
Abril	1784	2587	1605	66,81	2408	72,88	179	122,36
Mayo	1876	2244	1606	69,56	1974	59,74	270	138,25
Junio	1563	2050	1301	57,98	1788	54,11	262	132,30
Julio	1616	2058	1268	59,91	1710	51,75	348	136,59
Agosto	1648	2254	1467	61,72	2073	62,74	181	127,41
Septiembre	1658	2451	1496	62,09	2289	69,28	162	121,24
Octubre	1616	2620	1452	60,50	2456	74,33	164	114,60
Noviembre	1815	2680	1657	67,99	2522	76,33	158	120,09
Diciembre	1877	2851	1787	70,31	2761	83,56	90	115,18

Tabla 4.2 - Costo mensual para el club Náutico según el Balance Neto

Se puede concluir que el monto total anual a pagar por el Club Náutico será de U\$S 1510,27.

Teniendo en cuenta que en el caso analizado el usuario no recibe incentivo alguno más que el ahorro y el costo anual a pagar sin inyectar energía a la red es de U\$S 2338,37, se obtendría un ahorro anual de U\$S 828,10.

Para analizar la rentabilidad de los proyectos planteados se utilizaron dos métodos:

- Tasa interna de retorno (TIR): tasa que indica la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en el proyecto. Representa la tasa máxima que el inversionista podría pagar por el capital invertido. Se calcula mediante la Ecuación 5.2:

$$0 = -I_{inicial} + \sum_{i=1}^n \frac{Ahorro_i + Ganancia_i}{(1 + TIR)^i} \quad (5.2)$$

- Tiempo de repago: mínimo período de tiempo necesario para recuperar la inversión original. Se obtiene gráficamente.

Para poder realizar los cálculos de la TIR y del tiempo de repago, se debió conocer el ahorro anual para los proyectos planteados, además de la inversión inicial. Con estos datos se configuró el flujo de caja a través de los años.

La vida útil del proyecto se consideró igual a 20 años.

En la Figura 4.5 se presenta el análisis gráfico de la evolución del flujo de caja de ambos proyectos con el paso del tiempo.

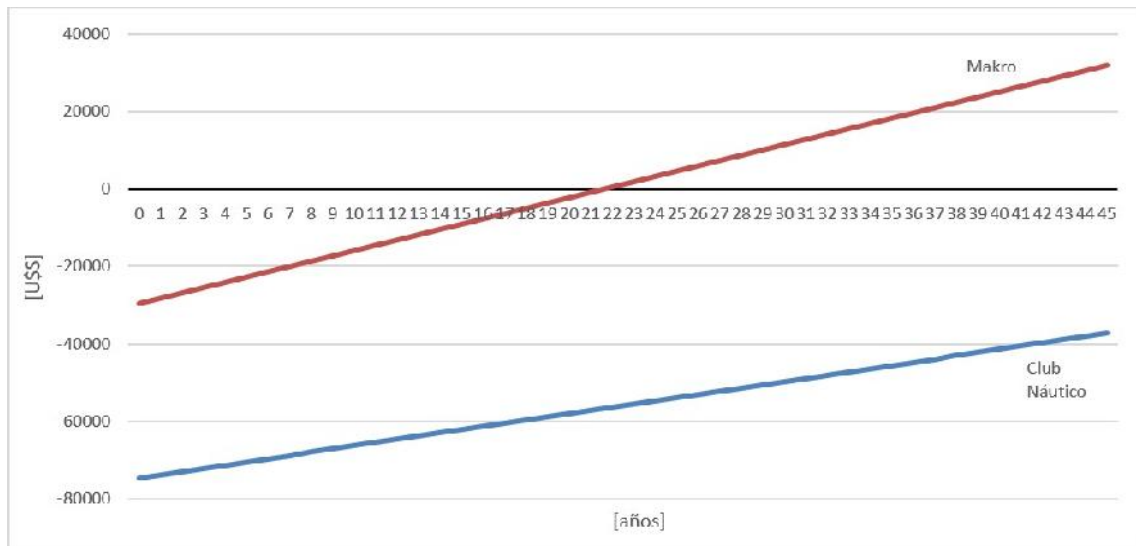


Figura 4.5 - Análisis gráfico del tiempo de amortización para cada proyecto

El análisis económico definitivo realizado para cada uno de los proyectos planteados se detalla en la Tabla 4.3:

	Makro	Club Náutico
Inversión inicial [US\$]	29620	74580
Ganancia [US\$/año]	-	-
Ahorro [US\$/año]	1364,9	828,1
TIR	-1%	-9%
Tiempo de amortización	21 años	91 años

Tabla 4.3 - Resultados del análisis económico para ambos proyectos

5. IMPACTO AMBIENTAL

La preocupación por el cambio climático ha llevado, en los últimos años, a desarrollar nuevos criterios para evaluar el impacto de la actividad humana sobre el medio ambiente. Este es el caso de la huella de carbono, un indicador ambiental que es la suma absoluta de todas las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) causadas directa o indirectamente por todas las actividades de producción o consumo de bienes y servicios. Los GEI forman una capa permanente en la parte media de la atmósfera que impide que toda la radiación solar que es devuelta por la tierra pueda salir, provocando con ello que la temperatura bajo la capa aumente. [35]

5.1. LA HUELLA DE CARBONO

La huella de carbono se expresa en unidades de carbono equivalente medidas, por lo general, en toneladas de dióxido de carbono (tnCO_2). En la Figura 6.1 se observan las huellas de carbono de un individuo promedio en diferentes partes del mundo, cuya escala es, así misma, representativa de su peso. Un habitante promedio del mundo tiene una huella de carbono de 4 [$\text{tnCO}_2/\text{año}$], mientras que en Argentina esta huella es un tanto mayor, de 5,72 [$\text{tnCO}_2/\text{año}$]. [36]

La diferencia notoria en las huellas de la Figura 5.1 de los diferentes países se puede deber, tanto al nivel de emisiones de los sectores productivos de cada uno, así como, al estilo de vida de sus ciudadanos. Para el argentino promedio, su huella de carbono se compone como lo muestra la Figura 6.2, donde se puede observar que la huella creada por el uso directo de energía representa un 19% del total, es decir 1,14 [$\text{tCO}_2/\text{año}$], lo que incluye gas y electricidad.

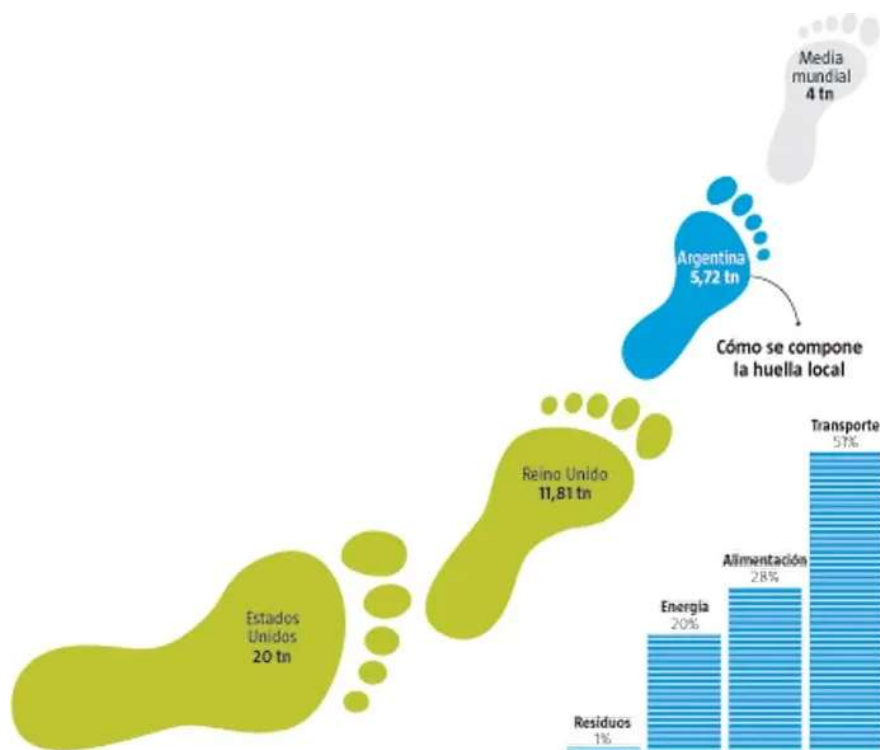


Figura 5.1 - Huellas de carbono en diferentes lugares del mundo
(Fuente: "https://www.lanacion.com.ar/lifestyle/mi-huella-de-carbono-nid1488499")

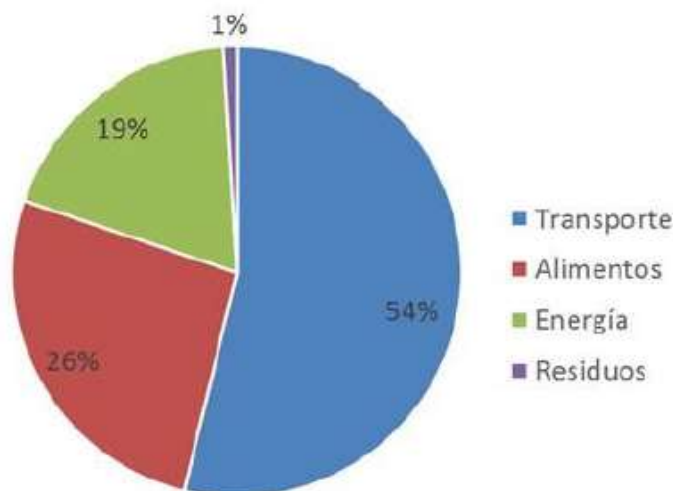


Figura 5.2 - Composición de la huella de carbono en Argentina
(Fuente: "https://www.lanacion.com.ar/lifestyle/mi-huella-de-carbono-nid1488499")

A nivel internacional, el cálculo de la huella de carbono se rige por diferentes directrices y protocolos. En Argentina, la Secretaría de Energía y la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable han realizados los cálculos correspondientes a la huella de carbono que existe en el consumo de energía eléctrica de la red local. 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.

Una planta fotovoltaica de silicio cristalino debe operar unos dos años aproximadamente para producir la energía que se empleó en su fabricación, a partir de dicho momento, la energía que genere será prácticamente limpia y con una huella de carbono negativa. En la Ecuación 5.1 se muestra una fórmula de cálculo para las emisiones evitadas por la inyección de 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 razón conocida como factor de emisión que para la red argentina puede ser estimado en 0,5 [tnCO₂/MWh]. [37]

$$Emisiones\ evitadas = PL \cdot FE_{red} \left[\frac{tnCO_2}{año} \right] \quad (5.1)$$

Donde:

- PL: Producción de energía limpia [MWh/año].
- FE_{red}: Factor de emisión a la red [tnCO₂/MWh].

5.2. IMPACTO AMBIENTAL DE LAS INSTALACIONES PROPUESTAS

Con lo tratado los capítulos anteriores, es posible estimar el impacto ambiental que proponen las distintas instalaciones fotovoltaicas - eólicas planteadas en el presente trabajo. Usando la producción energética anual obtenida de las simulaciones que optimizan cada instalación, se pueden calcular sendas emisiones evitadas de CO₂, como se muestra en la Tabla 5.1.

Instalación	Producción [MWh/año]	Emisiones evitadas [tnCO ₂ /año]
Hipermercado Makro	46,8	-20,53
Club Náutico	29,5	-8,33

Tabla 5.1 - Impacto ambiental anual de los casos de estudio

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. En la Tabla 5.2 se muestra el mismo índice para diferentes tipos de hidrocarburos:

Índices de equivalencia fósil	
Gasoil [lt/tnCO ₂]	404,69
Gas natural [m ³ /tnCO ₂]	462,42
Fueloil [kg/tnCO ₂]	327,44
Carbón [kg/tnCO ₂]	395,26

Tabla 5.2 - Índices de equivalencia en las emisiones

Luego, para hacer más representativo el ahorro en las emisiones, la Tabla 5.3 traduce la cantidad de CO₂ que se ahorraría en cada instalación a su equivalencia con el uso de diferentes recursos fósiles.

Instalación	Gasoil [lt]	Gas natural [m ³]	Fueloil [tn]	Carbón [tn]
Hipermercado Makro	8308,29	9493,48	6,72	8,11
Club Náutico	3371,07	3851,96	2,73	3,29

Tabla 5.3 - Ahorro equivalente en el uso de recursos fósiles

6. CONCLUSIONES

Se alcanzó el objetivo de diseñar un sistema de iluminación robusto y eficiente, abordando esta última característica a la hora de la elección de las fuentes de iluminación led, y en la utilización de los recursos naturales presentes en el área geográfica de la ciudad de Mar del Plata para generar energía limpia, ya sea para autoconsumo cómo para inyectar a la red eléctrica pública.

Se ahondó sobre la importancia de encontrar el posicionamiento más adecuado de un arreglo de paneles solares para la generación energía fotovoltaica, aprovechando de forma más eficiente el recurso solar y el lugar de emplazamiento. Se trató de obtener el máximo aprovechamiento de la superficie disponible donde se montarán los módulos, y que los mismos no se vean afectados por las sombras, tanto de las construcciones aledañas como de los mismos paneles.

Mediante la utilización de software de cálculo, se logró determinar que la inclinación óptima de los paneles solares para las zonas en estudio varía dependiendo la época del año. A su vez, se observó que con una separación de 2,5 metros entre paneles se puede maximizar la producción energética por metro cuadrado de superficie y panel.

Se diseñaron las instalaciones para generación de energía, que aprovechan de manera más eficiente las superficies, sin utilidad aparente, en las dos locaciones de estudio. Siendo una instalación constituida por 72 paneles solares en el caso de Makro; y una instalación de 28 paneles solares y 3 aerogeneradores de eje vertical en el caso del Club Náutico.

En busca de la mayor optimización del sistema fotovoltaico se diseñó un plan de mantenimiento, que se cimienta en la limpieza programada de los paneles solares (mantenimiento preventivo), en el monitoreo centralizado y descentralizado (mantenimiento predictivo) y en la adecuada reparación de los paneles que puedan presentar fallas (mantenimiento correctivo). En base a lo mencionado se detalla el plan de mantenimiento en el ANEXO V.

Luego de llevar a cabo el análisis económico, se demostró la inviabilidad para afrontar la inversión de ambas instalaciones en estudio con capital propio, ya que dadas las condiciones tarifarias vigentes en la provincia de Buenos Aires éstas no serían rentables.

	Makro	Club Náutico
Inversión inicial [U\$S]	29620	74580
TIR	-1%	-9%
Tiempo de amortización	21 años	91 años

Tabla 6.1 - Resultados del análisis económico

Hoy en día se aplican una variedad de instrumentos regulatorios para promover las energías renovables. El más eficiente respecto a la divulgación rápida de estas

energías, por reducción de costos y los incentivos que ofrece a los inversionistas, es el instrumento de la tarifa diferencial del modelo alemán (feed in tariff). Teniendo esto en cuenta, se analizó cual debería ser el valor de venta de energía por parte de los usuarios-generadores para que los proyectos sean rentables, si se adoptara un modelo FIT, dando como resultado una tarifa de venta de energía igual a 6,618 \$/kWh (3 veces mayor a valor actual) para el Hipermercado Makro, mientras que para el Club Náutico la tarifa debería ser igual a 22,06 \$/kWh (10 veces mayor al valor actual).

Uno de los aspectos que cobra mayor preponderancia es el impacto ambiental que generaría una migración a energías limpias, al calcular que se estarían evitando emitir a la atmósfera 20,53 [tnCO₂/año] con la instalación optimizada del Hipermercado Makro, y 8,33 [tnCO₂/año] con la del Club Náutico. Esto representa un total de 28,86 toneladas de dióxido de carbono anuales que serían emitidas si la fuente de energía fuera un combustible fósil.

Para poder llevar a cabo el cambio radical que representa modificar la distribución de la matriz energética nacional se necesita una política fuerte del Estado que reduzca los subsidios energéticos gradualmente para los sectores de clase media y alta, pero también que acompañe y estimule a los usuarios-generadores, ya sea con una disminución de los impuestos para estos usuarios, aumentando el valor de compra del kWh o con préstamos bajos en interés para la adquisición de equipos de generación de energía renovable.

Sin políticas de estado que equilibren las inequidades del mercado es imposible generar un cambio profundo que permita establecer la transición del sistema energético hacia las energías renovables, de manera de alcanzar una mayor eficiencia en la utilización de la energía y disminuir la generación de gases de efecto invernadero de la República Argentina.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Introducción a las energías renovables.
<http://www.cader.org.ar/global/img/Escenarios-Energeticos-Argentina-2030.pdf>.
- [2] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century “Reporte del estatus mundial de energías renovables en 2018” (Renewables 2018 Global Status Report)
- [3] Estado del arte. Atlas de Energía Solar de la República Argentina, Hugo Grossi Gallegos- Raúl Righini.
<http://www.gersol.unlu.edu.ar/index.htm>.
- [4] Potencial eólico en Argentina.
http://www.argentinaeolica.org.ar/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=341&Itemid=49
- [5] Gas Research Institute. “The role of distributed generation in competitive energy markets”. 1999
- [6] Segura Heras, I. “Evaluación del impacto de la generación distribuida en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica”. Valencia. 2005
- [7] Jones, T. &. “Expansión de la Red, generación distribuida y compañía eléctrica virtual”. ABB N° 3. 2000
- [8] Ackermann, T. A. “Distributed generation: a definition”. ELSEVIER. 2000
- [9] IEA. “Distributed generation in liberalized electricity markets”. Paris: p. 128. 2002.
- [10] Pepermans, G. D. “Distributed generation: definition, benefits and issues”. ELSEVIER. 2005.
- [11] Deloitte. “The future of the global power sector - Preparing for emerging opportunities and threats”. London: Deloitte Global Services Limited. 2015.
- [12] Energía Estratégica. “Normativas, distribuidoras y precios: análisis técnico sobre las condiciones de la generación distribuida con energías renovables en Argentina”. Disponible de: <http://www.energiaestrategica.com/normativas-distribuidoras-y-precios-analisis-tecnico-sobre-las-condiciones-de-la-generacion-distribuida-con-energias-renovables-en-argentina>
- [13] Dobakhshari, A. S. “Control of microgrids: Aspects and prospects”. International Conference on Networking, Sensing and Control. 2011.
- [14] CACME. “Propuesta para la regulación federal del mercado argentino de generación renovable distribuida”. 2016.
- [15] ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas N°10: Plantas fotovoltaicas”. 2011.

- [16] Efecto fotovoltaico.
<https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica/efecto-fotovoltaico>
- [17] Energías Renovables. “Tipos de paneles fotovoltaicos”
<http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/tipos-paneles-fotovoltaicos/>
- [18] Efectos del sombreado en paneles solares
<https://www.greenenergy-latinamerica.com/efectos-del-sombrado-en-paneles-solares/>
- [19] Relaciones astronómicas sol-tierra.
http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-1_new.pdf.
- [20] Radiación solar terrestre. Radiación solar en una superficie horizontal.
<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-2>.
- [21] Ángulos sol - tierra.
<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/angulos-sol-tierra>.
- [22] Modelos para estimar la radiación solar.
<http://ocw.unia.es/ciencias-de-la-ingenieria/caracterizacion-y-evaluacion-de-la-radiacion-solar/materiales-de-estudio/tema-3>.
- [23] Energía Eólica. “¿Qué es la energía eólica?”
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>
- [24] Energía Eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones. D. Le: Gouriéres.
- [25] Distribución de Weibull (Parámetros)
<http://www.portalciencia.net/meteovie.html>. <http://confiabilidad.net/articulos/calculo-de-los-parametros-de-la-distribucion-de-weibull/>.
- [26] La ley de Betz
<http://xn-drmsttre64ad.dk/wpcontent/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/betz.htm>
- [27] Aerogeneradores. “¿Qué es un aerogenerador?”
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>
- [28] Centrales Eléctricas. Centrales Eólicas
<https://centralelectricasara.weebly.com/eoacutelica.html#:~:text=El%20rotor%20est%C3%A1%20formado%20por,forma%20de%20un%20perfil%20aerodin%C3%A1mico.&text=Los%20%C3%A1labes%20son%20biconvexos%20y,%2C%20parab%C3%B3lica%2C%20cilindrica%2C%20etc>.

[29] ¿Qué es un aerogenerador y cómo funciona?

<https://www.accion.com/es/energias-renovables/energia-eolica/aerogeneradores/>

[30] Jacob S. B., Tedoldi S. S, Murcia G., Branda J. C, Fisher J, Strack J. L, Carrica D. "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.

[31] DIALux

<https://www.dial.de/en/dialux/>

[32] Sunrise and Sunset. Amanecer y atardecer en Mar del Plata 2020.

<https://www.sunrise-and-sunset.com/es/sun/argentina/mar-del-plata/2020>

[33] MATLAB

<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>

[34] HOMER - Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources

www.homerenergy.com/

[35] HelioScope

<https://www.helioscope.com/>

[36] NASA

<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

[37] Previsión meteorológica y clima mensual Mar del Plata, Argentina

<https://www.weather-arg.com/es/argentina/mar-del-plata-clima>

[38] ¿Qué es el Levelized Cost of Energy (LCOE)?

<https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/#:~:text=El%20LCOE%20es%20el%20valor,de%20toda%20su%20vida%20%3%BAtil.>

[39] PV magazine - " Los costes solares han caído un 82% desde 2010"

<https://www.pv-magazine-latam.com/2020/06/03/los-costes-solares-han-caido-un-82-desde-2010/#:~:text=El%20actual%20costo%20nivelado%20de,seg%3%BA%20el%20informe%20de%20Irena>

[40] "Nota técnica | Guía para iluminar canchas de tenis"

https://www.editores-srl.com.ar/revistas/lu/141/deco_guia_para_iluminar

[41] Cuadro Tarifario E.D.E.A.

<https://www.edeaweb.com.ar/data/pdf/Edea%20-%20Cuadro%20Tarifario%2005-17%20Hoja%201.pdf>

[42] Ley 27.424. "Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable integrada a la Red Eléctrica Pública".

Senado y Cámara de Diputados de la Nación Argentina. Buenos Aires.

<https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-1075-2017-305180/texto>

[43] “Huella del Carbono. Parte 1: Conceptos, Métodos de Estimación y Complejidades Metodológicas”

https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000100017

[44] 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

[45] Ministerio de Energía y Minería. “Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina de Energía Eléctrica”. Disponible en:
<http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2311>

ANEXO I

ANEXO I: Cálculo del ángulo óptimo para posicionamiento de los paneles solares mediante scripts de Matlab.

SCRIPT ANG

Se cargan las ecuaciones de los ángulos. (lo que esta con “%” son comentarios)

```
function [ azh , alt , znh , decl ] = ANG( w , n , lat )  
%CÁLCULO DE POSICIÓN SOLAR Se calculan los angulos del sol con respecto a  
%una superficie horizontal en la Tierra.
```

```
% Las ENTRADAS de la función son las siguientes:
```

```
% -w: ángulo horario
```

```
% -n: numero de dias (1 a 365)
```

```
% -lat: latitud en grados
```

```
% Las SALIDAS de la función son las siguientes:
```

```
% -azh - Solar azimuth angl: the angular displacement from the south  
% of the projection of beam radiation on the horizontal plane.
```

```
% -alt - Solar altitude angle: the angle between the horizontal and  
% the line to the sun, that is, the complement of the zenith angle.
```

```
% -znh - Solar zenith angle: the angle between the vertical and the  
% line to the sun, that is the angle of incidence of beam radiation  
% on a horizontal surface.
```

```
% -decl - Solar declination.
```

```
%Se calculan para los puntos medios de un intervalo horario determinado.
```

```
%Por ejemplo: para las 10:00AM (w=-30°) el programa tiene en cuenta el  
%intervalo entre las 10:00AM y las 11:00AM.
```

```
%Esto tiene que ser así, ya que los límites de integración de la función  
%IRRADIATION, están establecidos asi (Ver función IRRADIATION).
```

```
%-----B-----%
```

```
%En algunos libros lo calculan distinto. Cualquier cosa, consultar  
%bibliografía.
```

```
B=(n-1).*360./365; % OK (Libro pág 13 eq 1.6.1a)
```

```
%-----Declinación-----%
```

```
%Se cargaron las dos ecuaciones para obtener la declinación declB es menos  
%precisa que decl, pero en todos los ejemplos utiliza decl. Resultados en  
%grados [°].
```

```
declB=(180/pi).*(0.006918-0.399912.*cosd(B)+0.070257.*sind(B)...  
-0.006758.*cosd(2*B)+0.000907.*sind(2.*B)-0.002697.*cosd(3*B)...  
+0.00148.*sind(3*B)); % (Libro pág 14 eq 1.6.1b)
```

```
decl=23.45.*sind(360.*((284+n)./365)); %OK (Libro pág 13 eq 1.6.1a)
```

```
%-----Zenith-----%
```

```
%Con respecto a una superficie horizontal
```

```
znh=(acosd(cosd(lat).*cosd(decl).*cosd(w)+sind(lat).*sind(decl))); %OK (Libro  
pág 15 eq 1.6.5)  
alt=90-znh; %OK
```

```
%-----Azimuth-----%  
i=1;  
for i=1:1:length(znh)  
if (w(i)>0)  
a(i)=1;  
elseif(w(i)<=0)  
a(i)=-1;  
end  
end  
azh=a.*acosd((cosd(znh).*sind(lat)-sind(decl))./(sind(znh).*cosd(lat)));  
end
```

SCRIPT IRRADIATION

```
function [ I, Ib , Id ] = IRADIATION( w, n, lat , decl )  
%IRRADIACIÓN Determinación de las componentes de la irradiación en las  
%condiciones del proyecto.
```

```
% Las ENTRADAS de la función son:  
% -w: ángulo horario  
% -n: numero de dias (1 a 365)  
% -lat: latitud en grados  
% -decl: declinación
```

```
% Las SALIDAS de la función son:  
% -I: Total hourly insolation on a horizontal surface  
% -Ib: Beam hourly insolation on a horizontal surface  
% -Id: Diffuse hourly insolation on a horizontal surface
```

```
%-----Intervalos horarios-----%  
%Se establecen los limites de integración. El libro da la ecuación ya  
%integrada. Se realizan integraciones cada una hs. Una hora son 15°.  
w1=w;  
w2=w+1;  
%Podria haberse tomado w1=w-7.5 y w2=w+7.5, pero se eligió la forma  
%anterior.
```

```
%-----Constante solar-----%  
Gsc=1367; %en W/m2 Pág. 6 del libro %OK
```

```
%-----I0-----%  
%Solar radiation on a horizontal surface in the absence of the atmosphere,  
%between two hours (w1, w2), en MJ/m2. (Pag 40 1.10.4)  
%Es la integración de la irradiación en un intervalo de una hora. Da la  
%energía para cada intervalo horario.
```

```
Io=((12.*3600/pi).*Gsc.*(1+0.033.*cosd(360.*n/365)).*(cosd(lat).*cosd(decl).*(sind(w2)-sind(w1))...  
+(pi.*(w2-w1)/180).*sind(lat).*sind(decl)))/1000000; %MJ/m2 (Pág. 40 - Ecuación 1.10.4)
```

```
%OK: probado con Ejemplo 1.10.2
```

```
%-----Hourly Clearness Index kT-----%
```

```
kT=0.80; %Solo aparecen en la Pág. 72 - ( Ecuación 2.9.3)
```

```
%-----Erbs Correlation-----%
```

```
%A partir de la correlacion de Erbs, se determina el valor del factor Id,  
%que sirve para determinar la fracción de la radiación que llega al plano
```

```
%que es difusa. (pág 76, eq 2.10.1) %OK
```

```
%Erbs usa el kT, no el KT.
```

```
if (kT<=0.22)
```

```
    FId=1.0-0.09.*kT;
```

```
elseif (0.22<kT) && (kT<=0.8)
```

```
    FId=0.9511 - 0.1604.*kT + 4.388.*(kT^2) - 16.638.*(kT^3) + 12.336.*(kT^4);
```

```
else
```

```
    FId=0.165;
```

```
End
```

```
%-----Radiación directa y difusa-----%
```

```
%Finalmente, se determinan las componentes directa y difusa de la radiación  
%sobre el plano horizontal.
```

```
I=Io.*kT; %OK (Ecuación 2.9.3)
```

```
Id=FId.*I; %OK (Ecuación 2.10.1)
```

```
Ib=(1-FId).*I; %OK Por deducción de la ecuación anterior
```

```
End
```

SCRIPT RADIATIONISOTROPIC

```
function [ It ] = RADIATIONISOTROPIC( Bc, w , n , gamma)
```

```
%RADIATION ON SLOPED SURFACES: ISOTROPIC SKY
```

```
% Con este metodo se calcula la irradiación total en un plano inclinado
```

```
% para una hora como la suma de tres terminos.
```

```
%-----Inicialización-----%
```

```
%Coordenadas de la Facultad de Ingeniería - Mar del Plata
```

```
lat=-38.0122;
```

```
long=-57.5818;
```

```
%-----Reflectividades-----%
```

```
rhор=0.8; %Reflectividad del reflector. No se utiliza en este script.
```

```
rhog=0.67; %Reflectividad del suelo. Dato del scrip de Sergio.
```

```
%-----Posicion solar-----%
```

```
%Se llama a la función ANG, que carga los ángulos correspondientes a la
%posicion solar en funcion de el ángulo horario, el numero de día y la
%latitud.
w ); %OK
```

```
%-----Ratios of cosine of...-----%
[ Rb ] = calc_Rb( w , lat, decl, Bc, gamma ); %
```

```
%-----IRRADIACIÓN-----%
%Se llama a la función IRRADIATION, que carga todas las componentes de la
%Irradiacion (globa, directa y difusa), con los parámetros establecidos por
%el problema.
[ I, Ib , Id ] = IRADIATION( w, n, lat , decl ); %
```

```
%-----SOLAR HOURLY RADIATION ON A SLOPED SURFACE-----%
%Se utiliza el metodo de Isotropic Sky. Página 89 del libro.
It= Ib.*Rb+Id.*(0.5.*(1+cosd(Bc)))+I.*rhog*(0.5.*(1-cosd(Bc))); %Ecuación 2.15.1 %
```

End

SCRIPT CALC RB

```
function [ Rb ] = calc_Rb( wm , lat, decl, Bc, gamma)
%calc_Rb Se determina la relacion entre el cos del Zenith para una
%superficie horizontal y el cos del zenith para una superficie inclinada un
%ángulo Bc.

%Se calculan para los puntos medios de un intervalo horario determinado.
%Por ejemplo: para las 10:00AM (w=-30°) el programa tiene en cuenta el
%intervalo entre las 10:00AM y las 11:00AM.
% w1=w;
% w2=w+15;
% wm=(w2+w1)/2;

cosd_tetha_z = cosd(lat).*cosd(decl).*cosd(wm)+sind(lat).*sind(decl); %OK (Libro pág
15 eq 1.6.5)

%-----Ratios-----%
% -Rb: Ratio of the cosine of the incidence angle on the tilted collector
% surface to the cosine of the incidence angle oon the horiontal (zenith
% angle). Los cálculos se realizan para el hemisferio SUR. (Pag 24 1.8.3
if lat > 0
    gamma = 0 - gamma;
else
    gamma = 180 - gamma;
end

cosd_tetha = sind(decl).*sind(lat).*cosd(Bc) - sind(decl).*cosd(lat).*sind(Bc)*...
    cosd(gamma) + cosd(decl).*cosd(lat).*cosd(Bc).*cosd(wm) +...
```

```
cosd(decl).*sind(lat).*cosd(gamma).*sind(Bc).*cosd(wm)+cosd(decl)*sind(Bc).*...  
sind(gamma).*sind(wm);
```

```
% Rb cociente de radiación directa:  
Rb = cosd_tetha ./ cosd_tetha_z;  
End
```

SCRIPT GRAFICO MESES

```
%GRAFICOS MESES  
clear all  
clc  
gamma=0; (es el ángulo que se encuentra corrido el panel desde la dirección NORTE-  
SUR)
```

```
%%%%%%%%%%-----ENERO-----%%%%%%%%%%  
n=17; %día medio del mes. libro (tabla 1.6.1)  
WtENERO1=0;  
%---Matriz energia por mes en función del ángulo---%  
for n=1:1:31 %ENERO  
i=1;  
    for Bc=0:1:90  
        i=i+1;  
        W=[-75: 15: 75];  
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );  
    End  
WM1=sum(W1);  
WtENERO1=WtENERO1+WM1;  
end  
EtENERO1=WtENERO1;
```

```
%%%%%%%%%%-----FEBRERO-----%%%%%%%%%%  
n=47; %día medio del mes  
WtFEBRERO1=0;  
  
%---Matriz energia por mes en función del ángulo---%  
for n=32:1:59 %FEBRERO  
i=1;  
    for Bc=0:1:90  
        i=i+1;  
        W=[-75: 15: 75];  
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );  
    end  
  
WM1=sum(W1);  
WtFEBRERO1=WtFEBRERO1+WM1;  
end
```

```
EtFEBRERO1=WtFEBRERO1;

%%%%%%%%%%%%-----MARZO-----%%%%%%%%%%%%
n=75; %día medio del mes
WtMARZO1=0;

%---Matriz energía por mes en función del ángulo---%
for n=60:1:91 %MARZO
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end

WM1=sum(W1);
WtMARZO1=WtMARZO1+WM1;
end
EtMARZO1=WtMARZO1;

%%%%%%%%%%%%-----ABRIL-----%%%%%%%%%%%%
n=105; %día medio del mes
WtABRIL1=0;

%---Matriz energía por mes en función del ángulo---%
for n=92:1:121 %ABRIL
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end

WM1=sum(W1);
WtABRIL1=WtABRIL1+WM1;
end
EtABRIL1=WtABRIL1;

%%%%%%%%%%%%-----MAYO-----%%%%%%%%%%%%
n=135; %día medio del mes
WtMAYO1=0;
% %---Matriz energía por mes en función del ángulo---&
for n=122:1:152 %MAYO
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
WM1=sum(W1);
```

```

WtMAYO1=WtMAYO1+WM1;
end
EtMAYO1=WtMAYO1;

% %%%%%%%%%%-----JUNIO-----%%%%%%%%%%
n=162; %día medio del mes
WtJUNIO1=0;
% %---Matriz energia por mes en función del ángulo---%
for n=153:1:182 %JUNIO
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
    WM1=sum(W1);
    WtJUNIO1=WtJUNIO1+WM1;
end
EtJUNIO1=WtJUNIO1;

% %%%%%%%%%%-----JULIO-----%%%%%%%%%%
n=198; %día medio del mes
WtJULIO1=0;
% %---Matriz energia por mes en función del ángulo---%
for n=183:1:213 %JULIO
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
    WM1=sum(W1);
    WtJULIO1=WtJULIO1+WM1;
end
EtJULIO1=WtJULIO1;

% %%%%%%%%%%-----AGOSTO-----%%%%%%%%%%
n=228; %día medio del mes
[ wsunrise, wsunset, Nd ] = SUNSETANDSUNRISE( n );
wsunrise1= round(wsunrise/15)*15; %Para redondear el w a un multiplo de 15°
wsunset1= round(wsunset/15)*15; %Para redondear el w a un multiplo de 15°
WtAGOSTO1=0;
% %---Matriz energia por mes en función del ángulo---%
for n=214:1:243 %AGOSTO
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
    WM1=sum(W1);
    WtAGOSTO1=WtAGOSTO1+WM1;
end
EtAGOSTO1=WtAGOSTO1;

```



```

end
WM1=sum(W1);
WtAGOSTO1=WtAGOSTO1+WM1;
end
EtAGOSTO1=WtAGOSTO1;

% %%%%%%%%%%-----SEPTIEMBRE-----%%%%%%%%%%%%%
n=258; %día medio del mes
WtSEPTIEMBRE1=0;
%
% %---Matriz energia por mes en función del ángulo---%
for n=244:1:274 %SEPTIEMBRE
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
WM1=sum(W1);
WtSEPTIEMBRE1=WtSEPTIEMBRE1+WM1;
end
EtSEPTIEMBRE1=WtSEPTIEMBRE1;

% %%%%%%%%%%-----OCTUBRE-----%%%%%%%%%%%%%
n=288; %día medio del mes

WtOCTUBRE1=0;
for n=275:1:304 %OCTUBRE
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
    end
WM1=sum(W1);
WtOCTUBRE1=WtOCTUBRE1+WM1;
end
EtOCTUBRE1=WtOCTUBRE1;

% %%%%%%%%%%-----NOVIEMBRE-----%%%%%%%%%%%%%
n=318; %día medio del mes
WtNOVIEMBRE1=0;
% %---Matriz energia por mes en función del ángulo---%
for n=305:1:335 %NOVIEMBRE
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;

```

```
W=[-75: 15: 75];
W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
end
WM1=sum(W1);
WtNOVIEMBRE1=WtNOVIEMBRE1+WM1;
end
EtNOVIEMBRE1=WtNOVIEMBRE1;

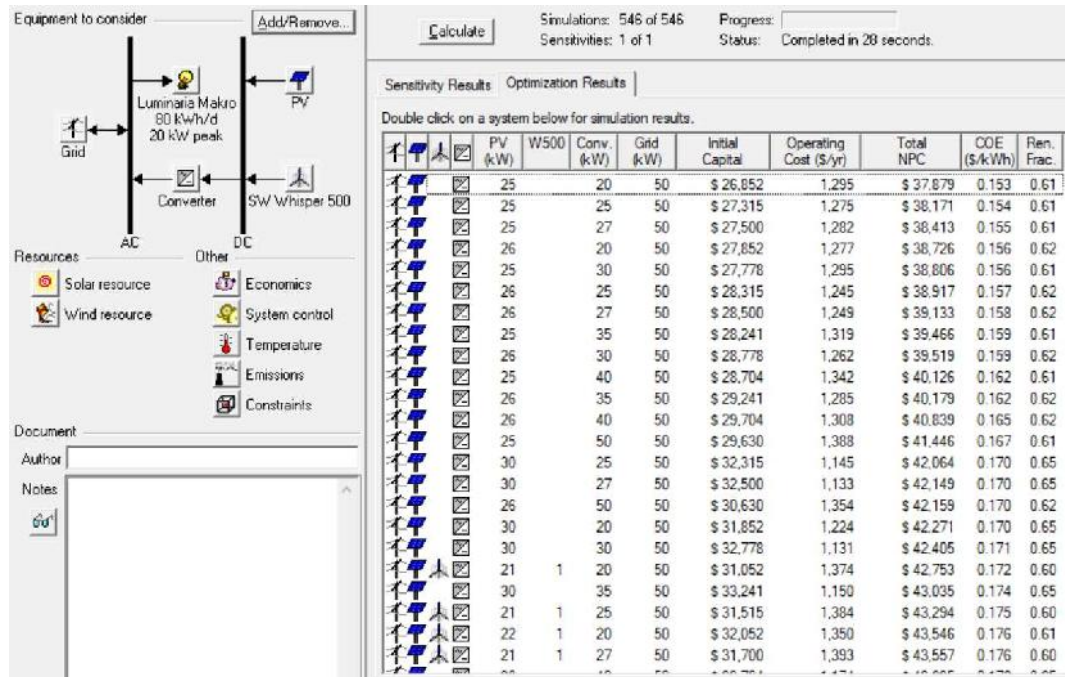
% %%%%%%%%%-----DICIEMBRE-----%%%%%%%%
n=344; %día medio del mes
WtDICIEMBRE1=0;
for n=336:1:365 %DICIEMBRE
i=1;
    for Bc=0:1:90
        i=i+1;
        W=[-75: 15: 75];
        W1(:,i) = RADIATIONISOTROPIC( Bc, W , n, gamma_s );
        end
        WM1=sum(W1);
        WtDICIEMBRE1=WtDICIEMBRE1+WM1;
    end
    EtDICIEMBRE1=WtDICIEMBRE1;
```

ANEXO II

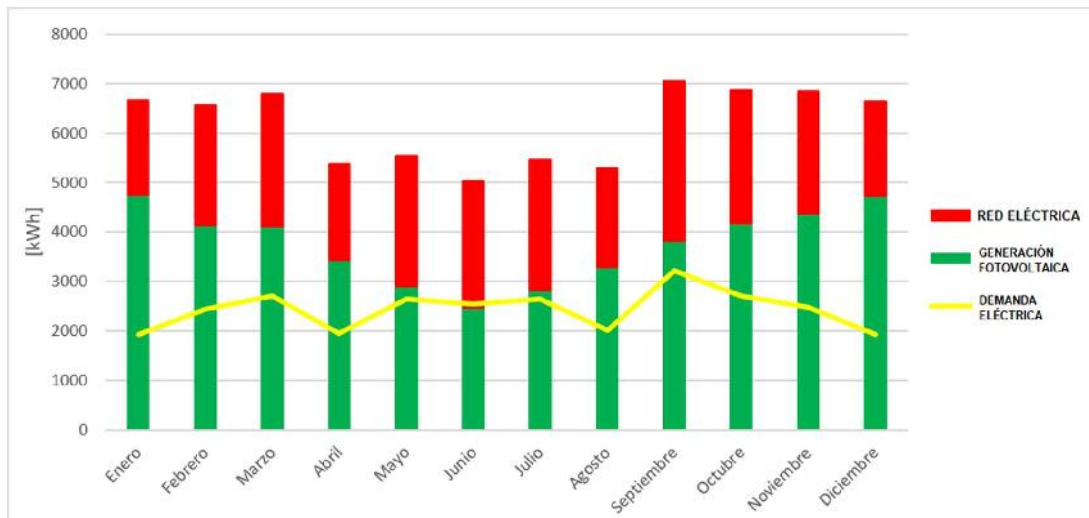
ANEXO II: Presentación de resultados de las simulaciones complementarias realizadas

- MAKRO ON-GRID

Se planteó realizar una simulación cambiando el aerogenerador de eje vertical utilizado por un aerogenerador de eje horizontal de la marca Southwest Windpower, modelo Whisper 500 de 3kW, para evaluar las diferencias. A continuación, se presentan los resultados de la simulación:

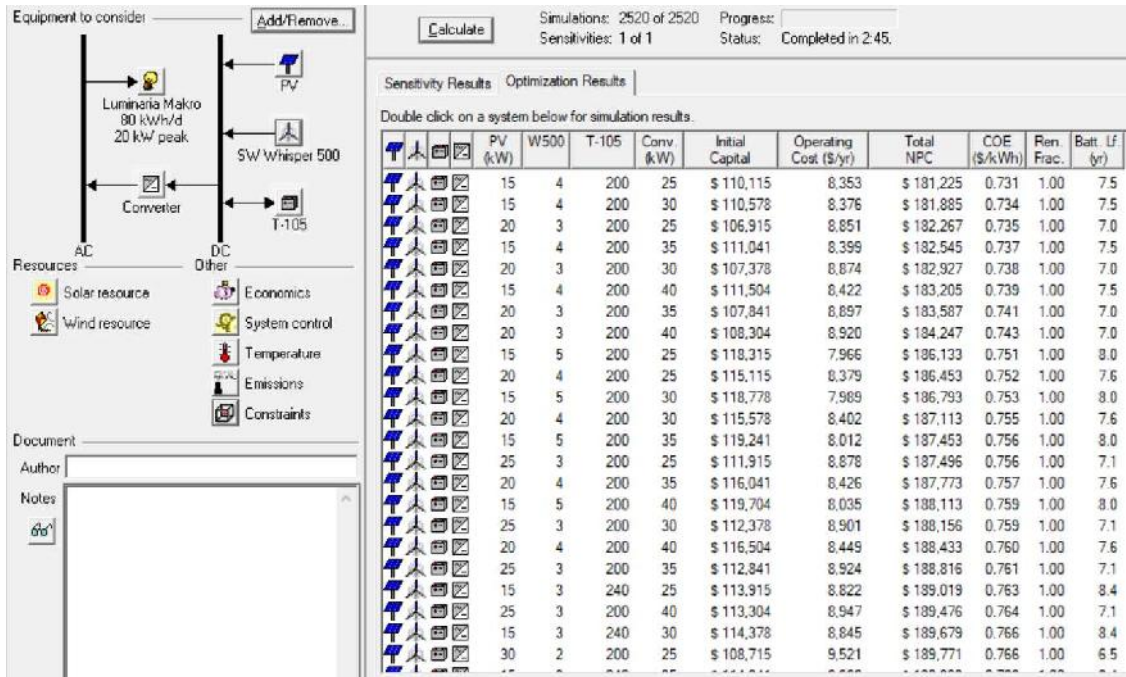


Se puede observar que de las alternativas factibles que presenta el software, la más viable, desde el punto de vista de los costos, continúa siendo un sistema sin la presencia de aerogeneradores. A continuación, se presenta el gráfico donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía

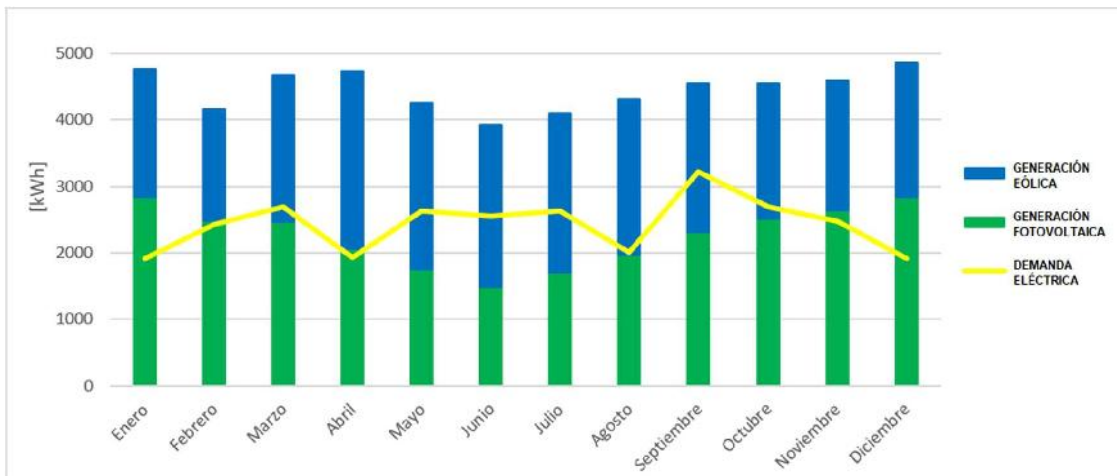


MAKRO OFF GRID

Se planteó realizar una simulación cambiando el aerogenerador de eje vertical por un aerogenerador de eje horizontal de la marca Southwest Windpower, modelo Whisper 500 de 3000W, para evaluar las diferencias. A continuación, se presentan los resultados:

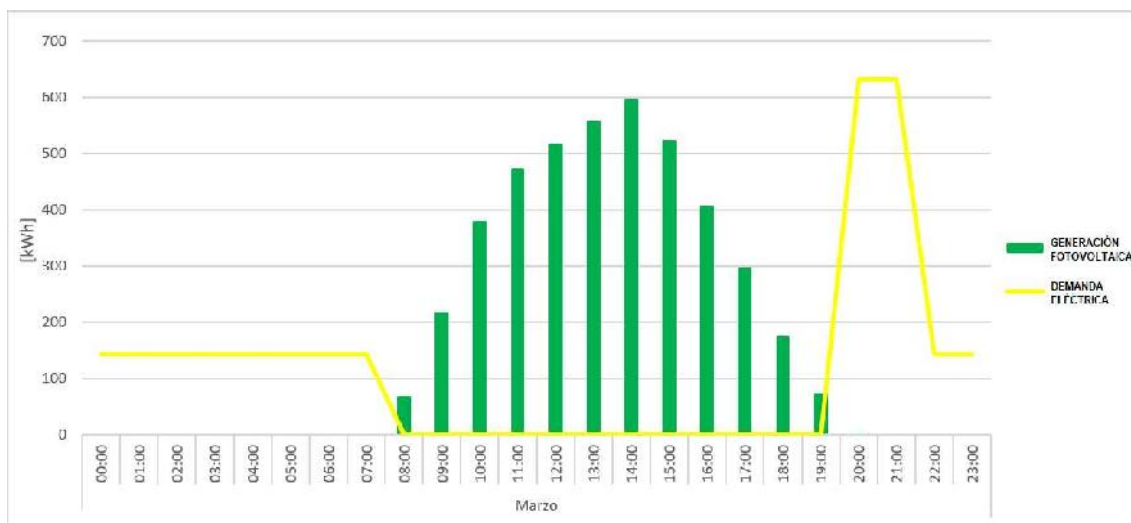
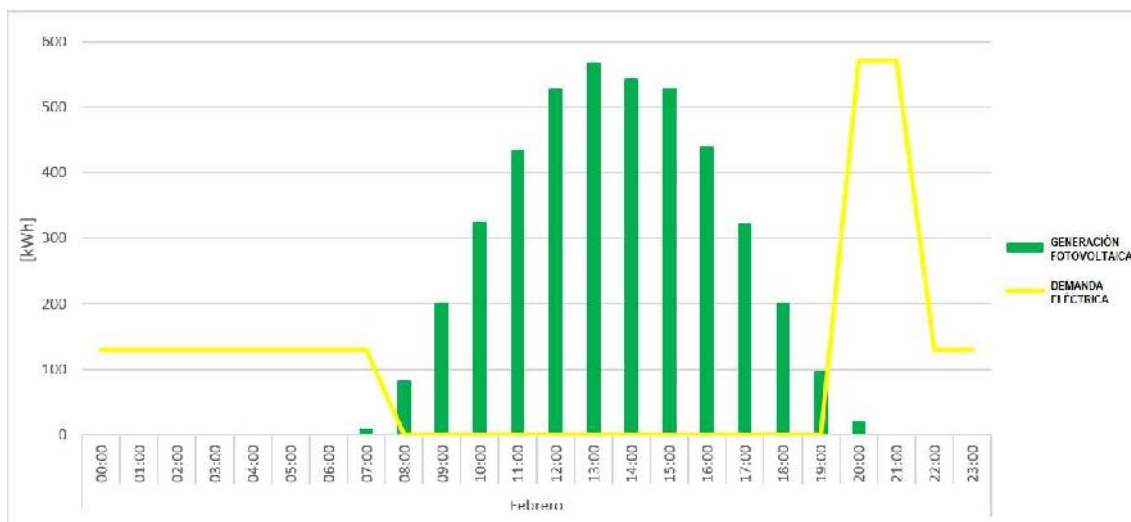
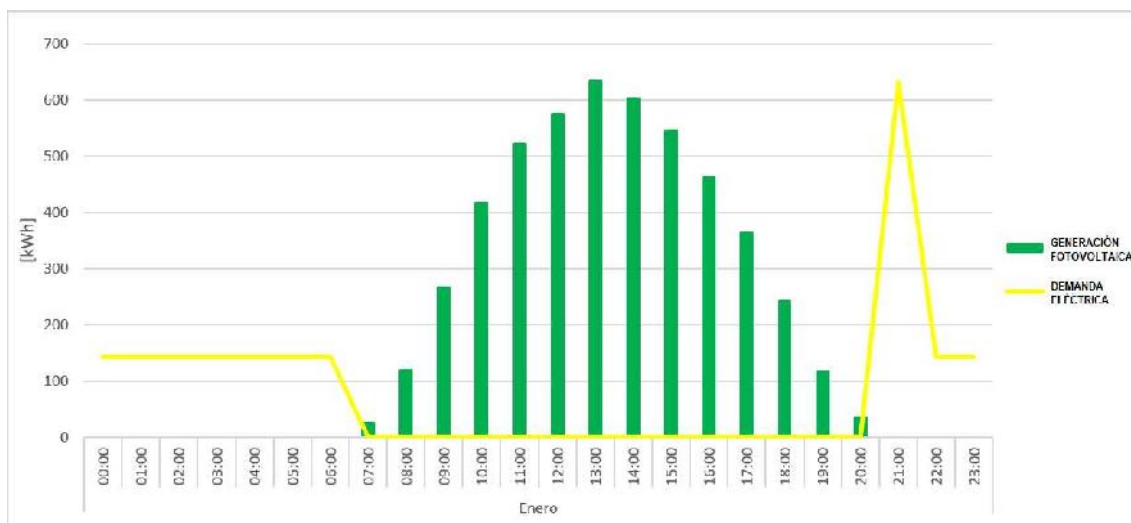


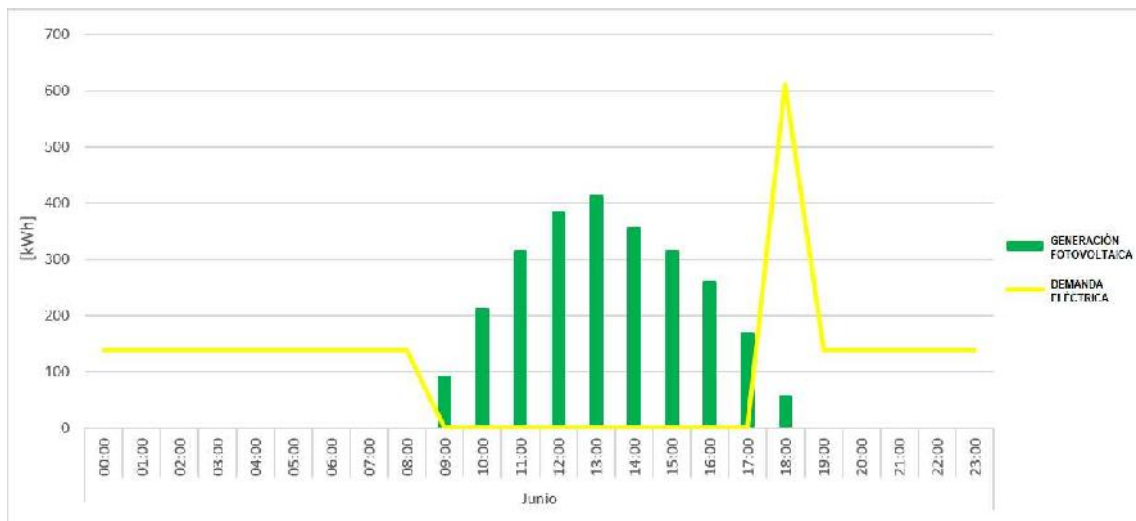
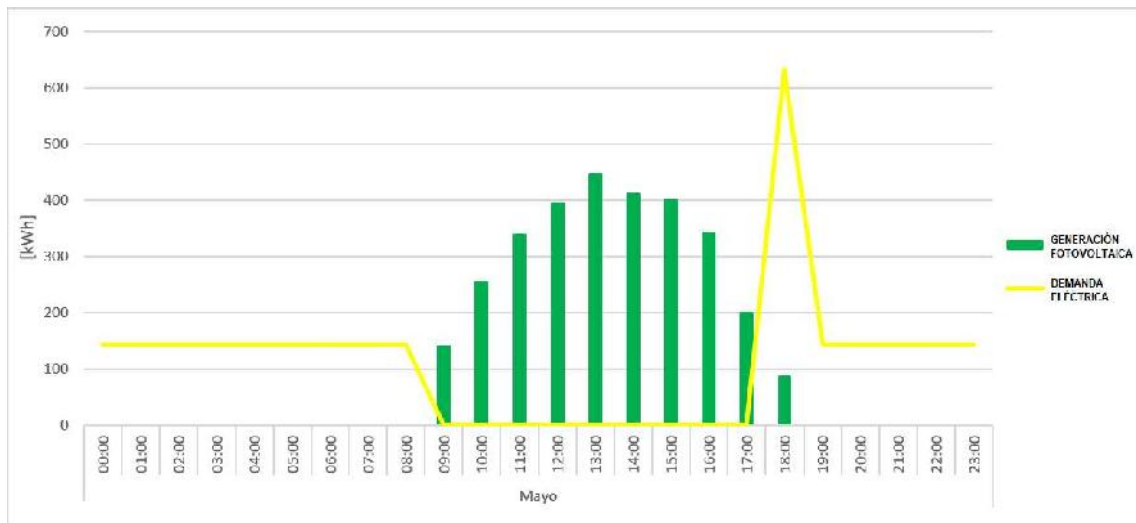
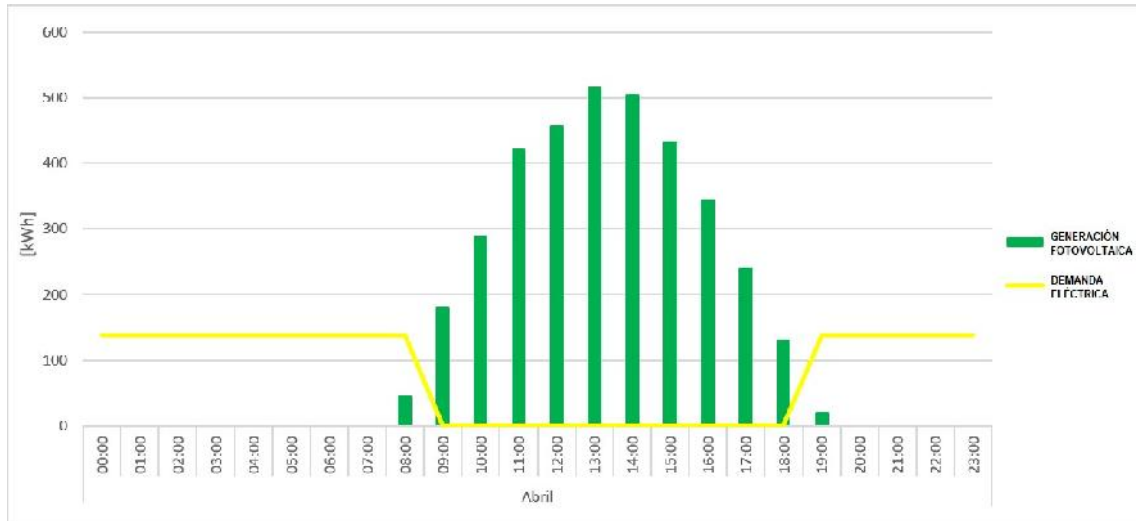
Se puede observar que de las alternativas factibles que presenta el software, la más viable, desde el punto de vista de los costos, difiere completamente de la escogida, siendo este un sistema compuesto por 42 paneles solares y 4 aerogeneradores de eje horizontal. A continuación, se presenta el gráfico donde se superpusieron la generación eléctrica y el consumo de energía

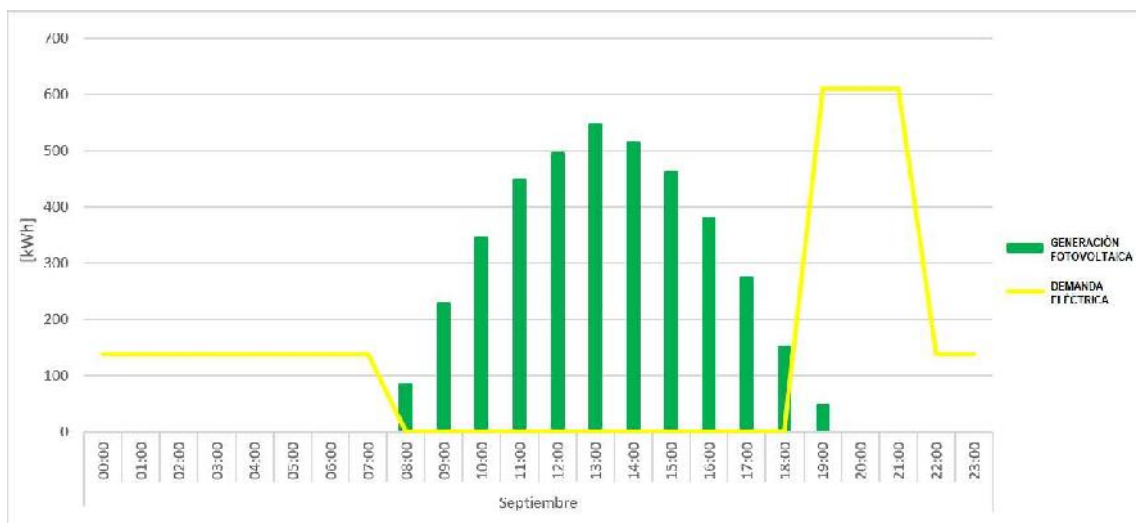
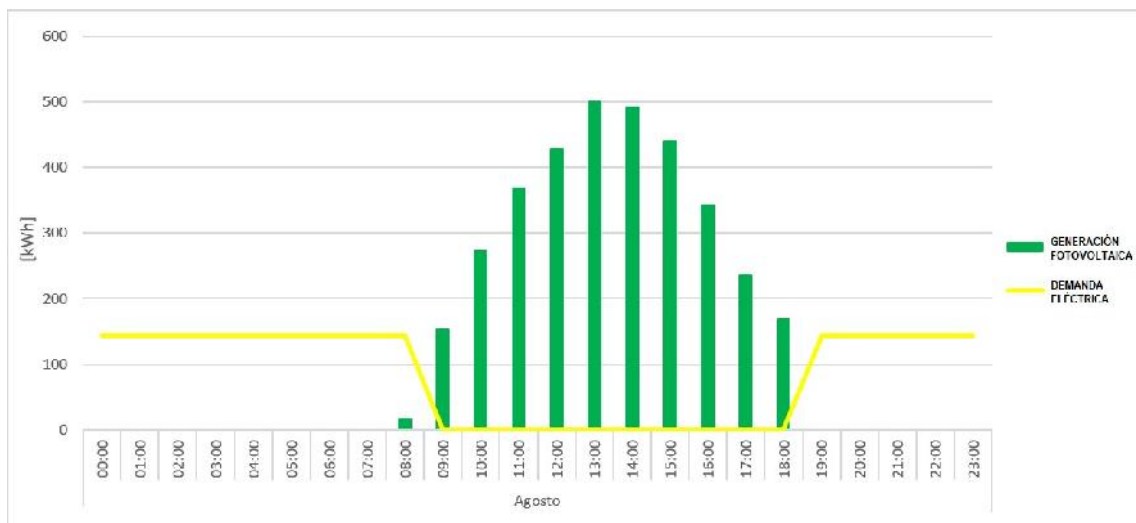
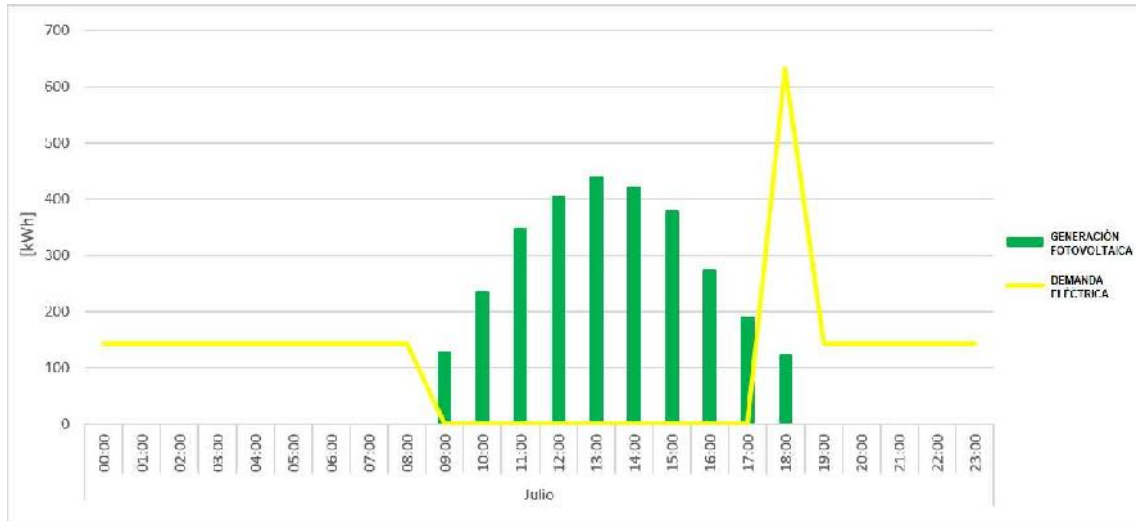


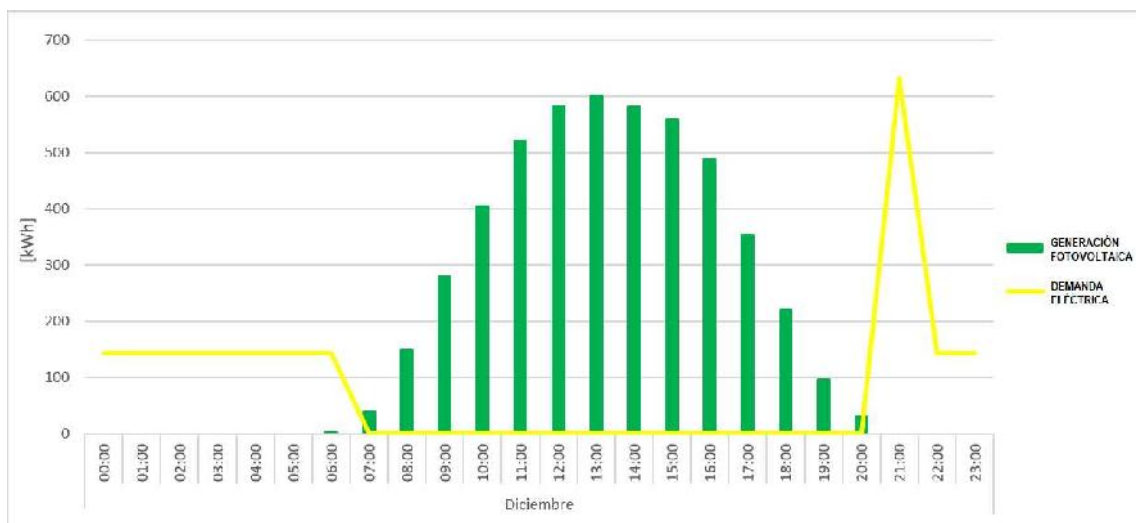
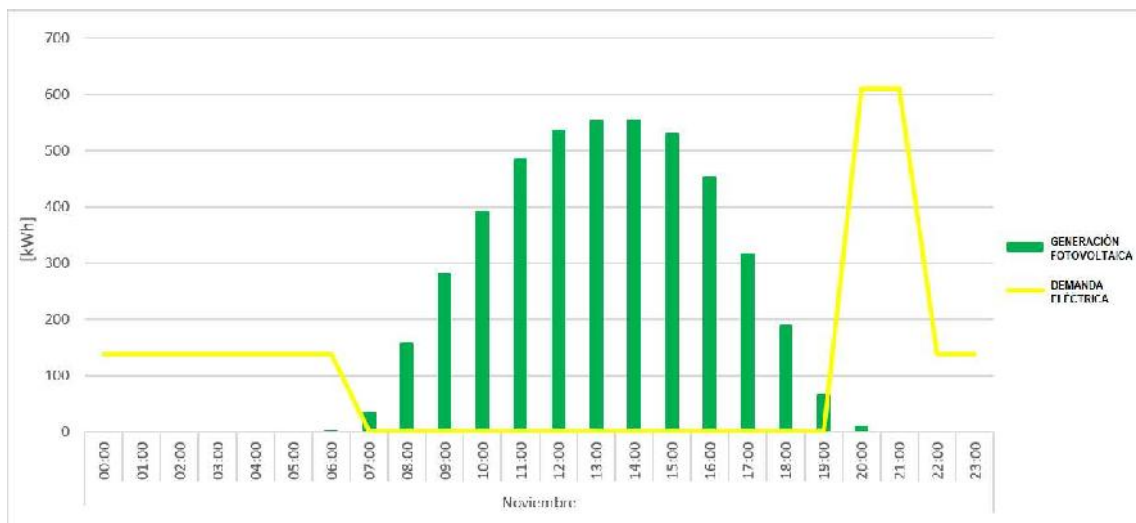
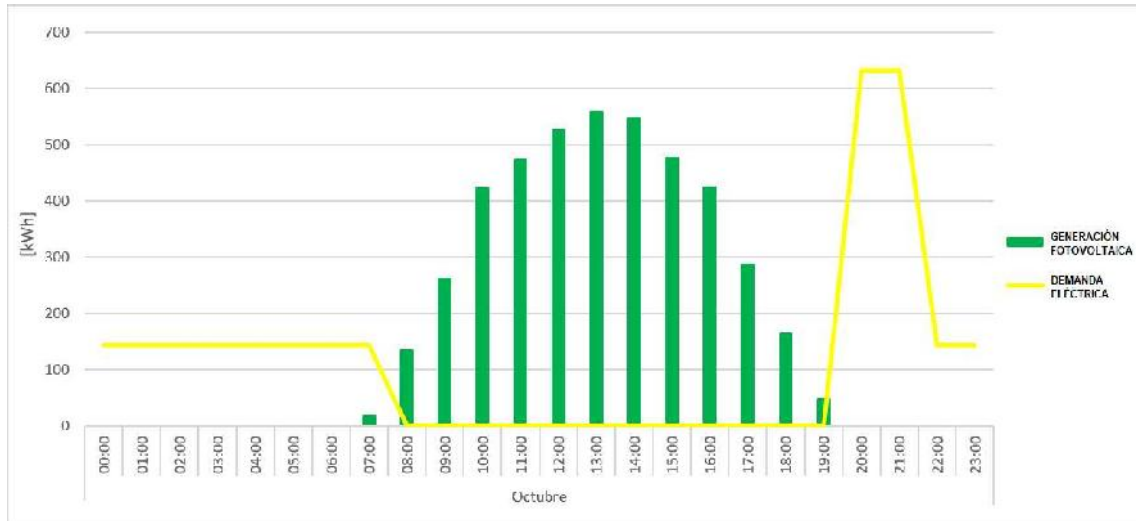
ANEXO III

ANEXO III - a: Gráficos horarios de generación y consumo eléctrico para cada mes del año en Makro

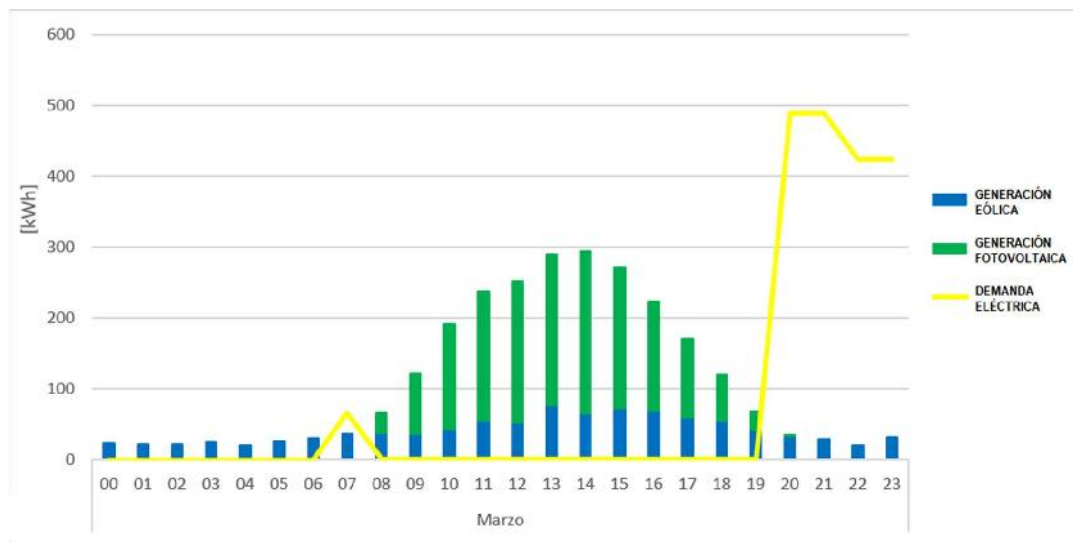
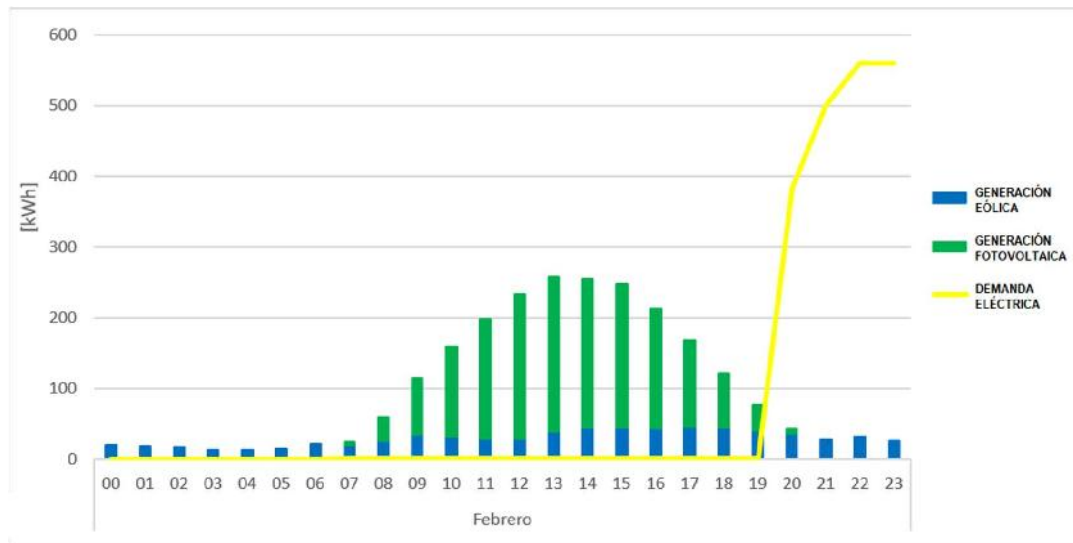
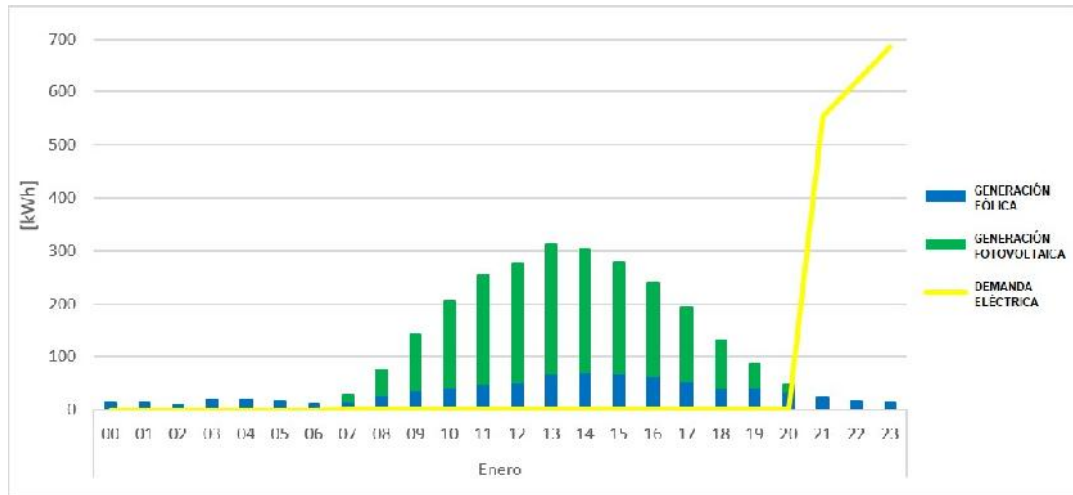


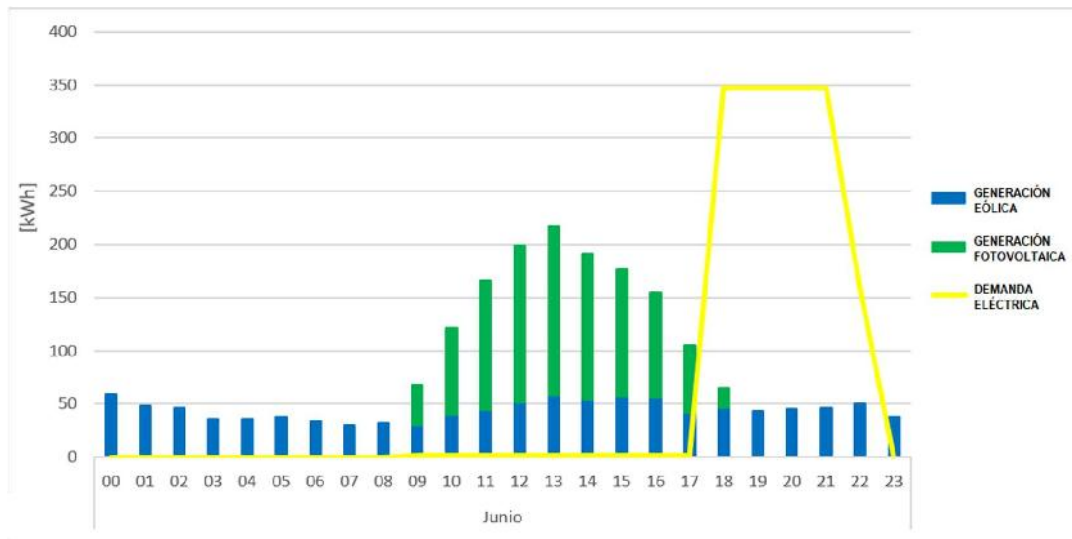
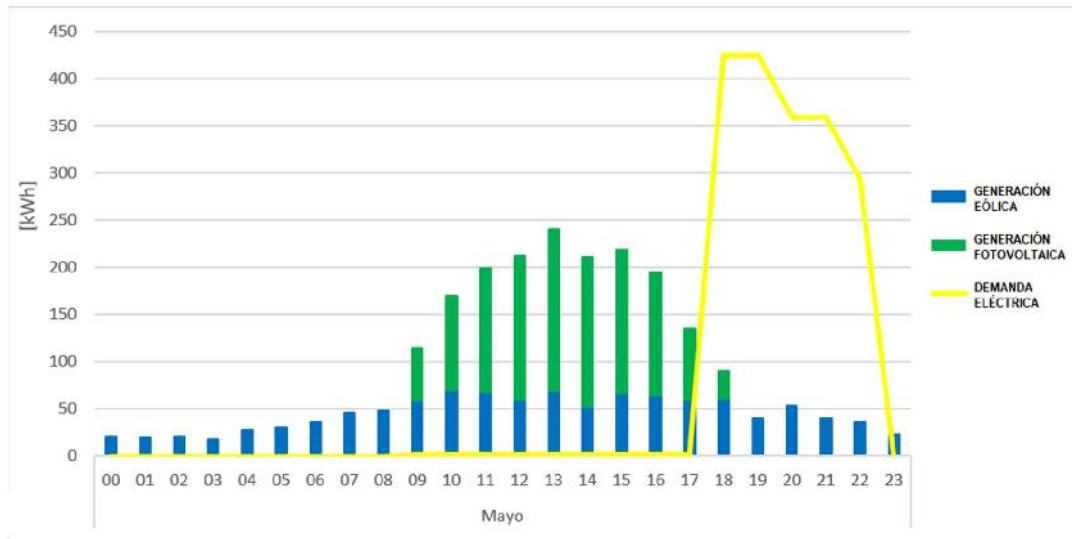
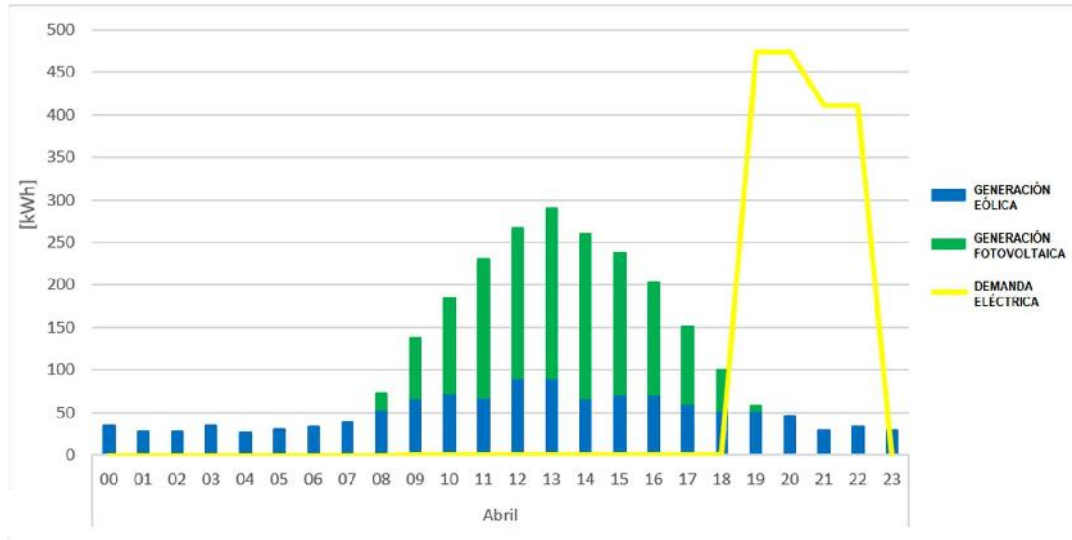


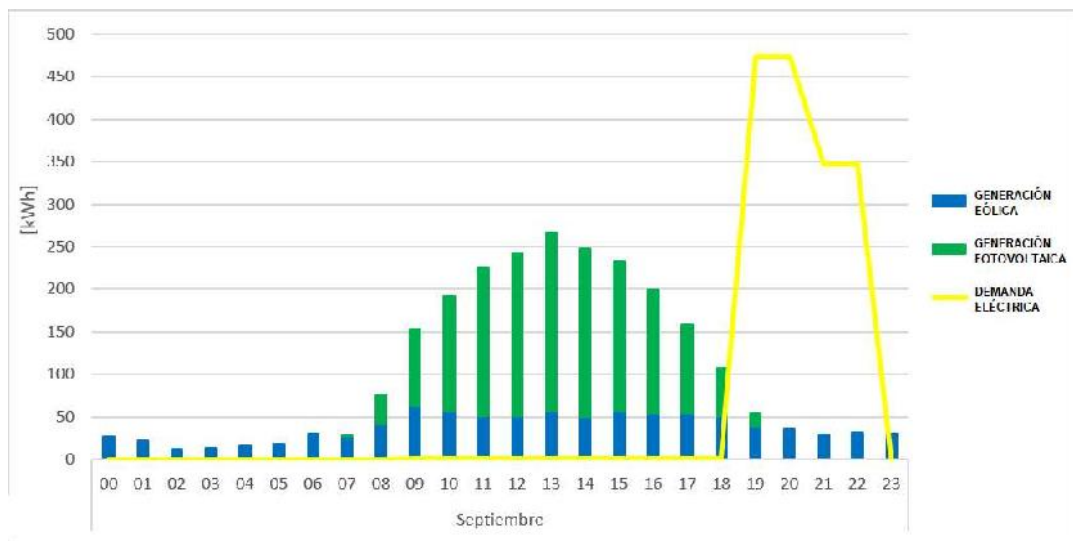
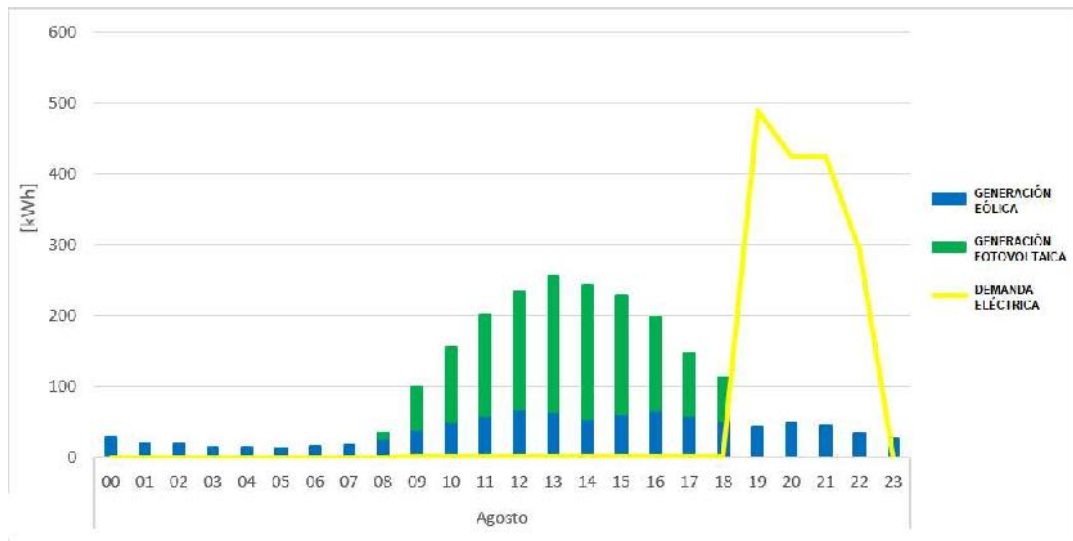
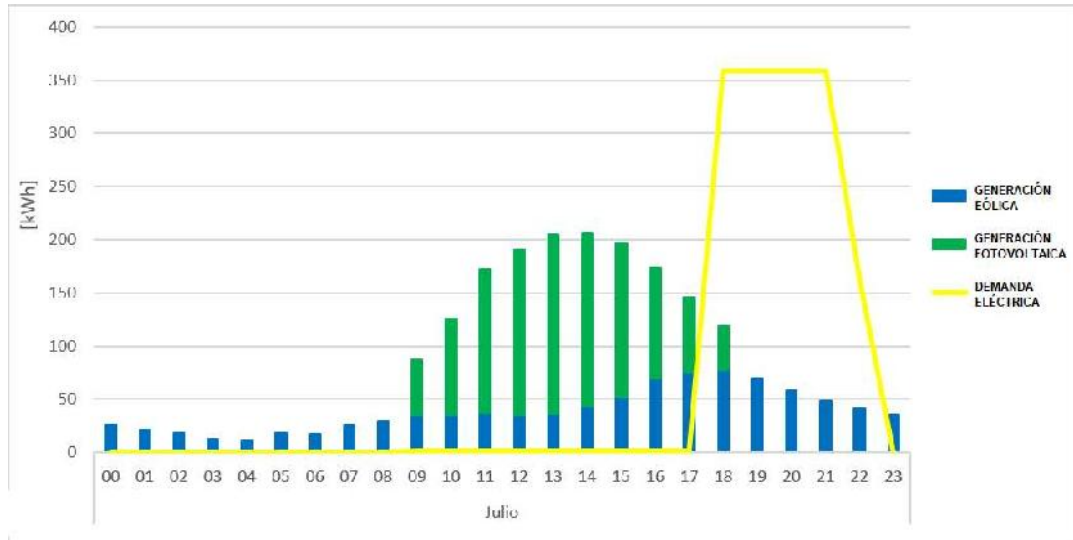


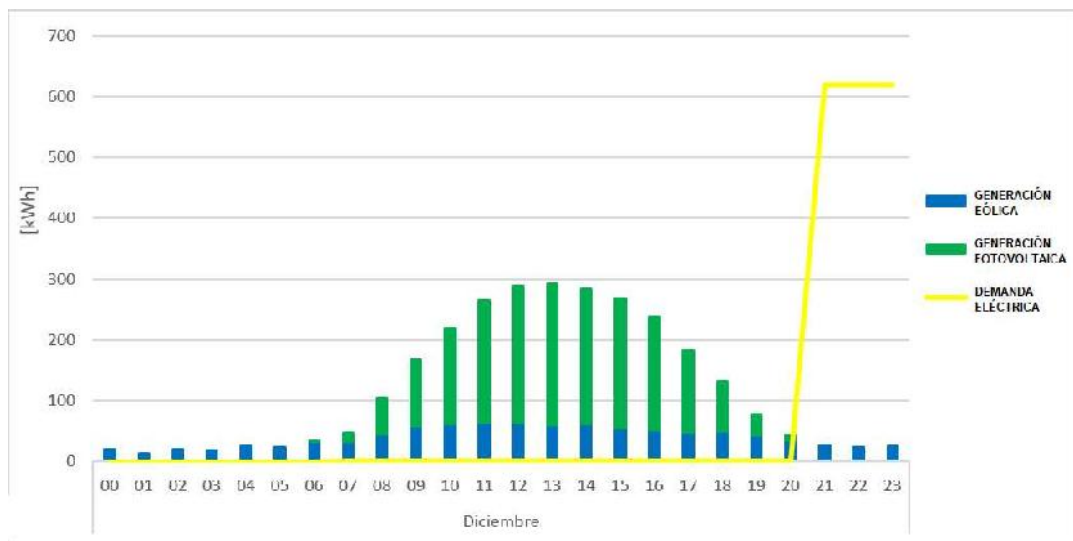
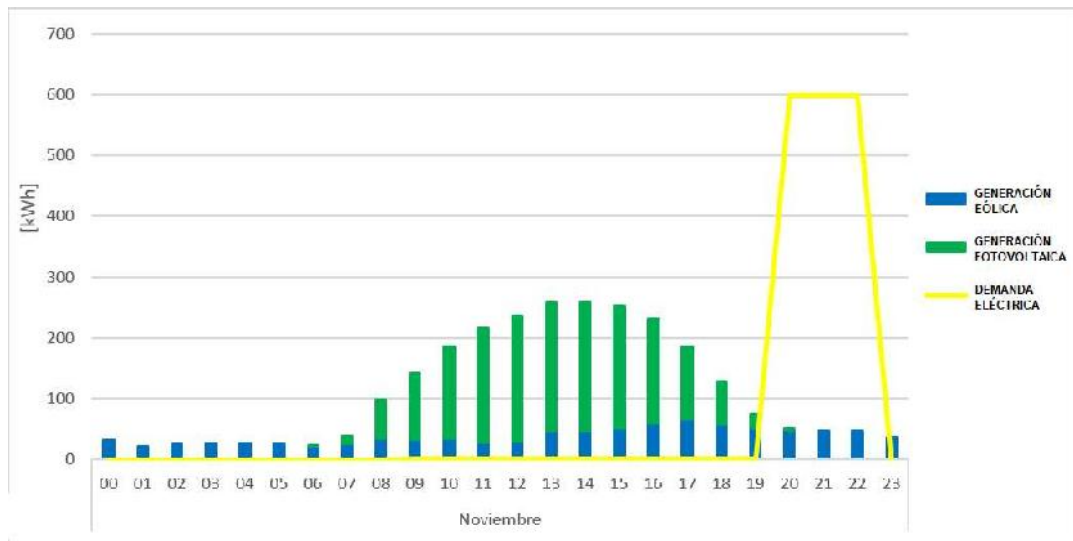
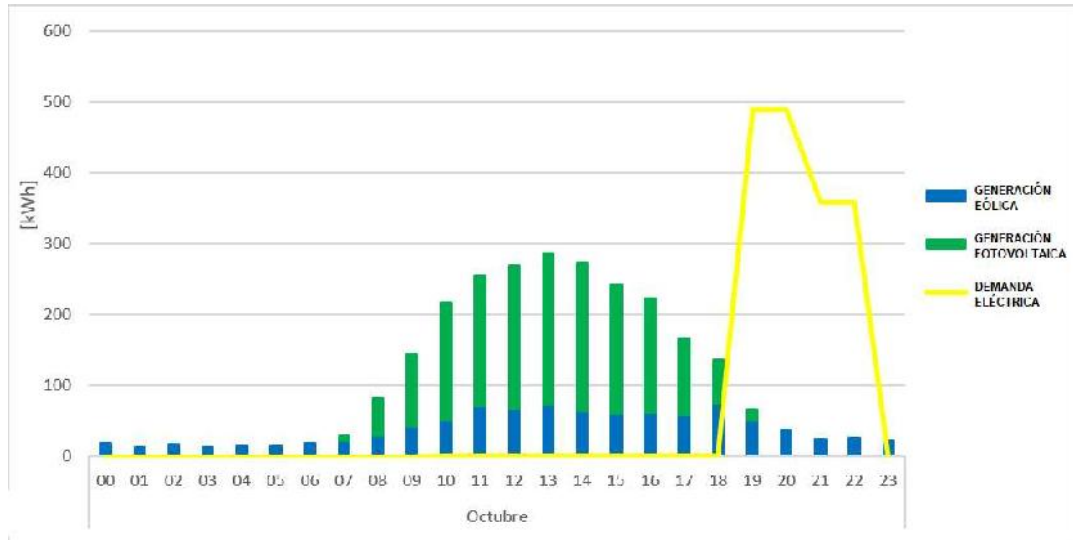


ANEXO III - b: Gráficos horarios de generación y consumo eléctrico para cada mes del año en Club Náutico









ANEXO IV

ANEXO IV - a: Cálculo económico mensual para el hipermercado Makro

ENERO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	PICO
18:00 - 19:00	0	
19:00 - 20:00	0	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	918.84	2.65	2434.93
Energía Resto [kWh]	143.22	2.48	355.19
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		67.04	
GASTO TOTAL [U\$S]		238.67	

FEBRERO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	PICO
18:00 - 19:00	0	
19:00 - 20:00	20.4	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	1451.16	2.65	3845.57
Energía Resto [kWh]	267.96	2.48	664.54
Energía Valle [kWh]	803.88	2.44	1961.47
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		88.79	
GASTO TOTAL [U\$S]		260.42	

MARZO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	0	PICO
19:00 - 20:00	20.4	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	VALLE
23:00 - 00:00	4.62	

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	1551.24	2.65	4110.79
Energía Resto [kWh]	286.44	2.48	710.37
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		94.91	
GASTO TOTAL [U\$S]		266.54	

ABRIL		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	4.62	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	4.62	PICO
19:00 - 20:00	4.62	
20:00 - 21:00	4.62	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	693	2.65	1836.45
Energía Resto [kWh]	415.8	2.48	1031.18
Energía Valle [kWh]	831.6	2.44	2029.10
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		67.18	
GASTO TOTAL [U\$S]		238.81	

MAYO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	4.62	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	20.4	
18:00 - 19:00	4.62	PICO
19:00 - 20:00	4.62	
20:00 - 21:00	4.62	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	716.1	2.65	1897.67
Energía Resto [kWh]	1062.06	2.48	2633.91
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		90.94	
GASTO TOTAL [U\$S]		262.57	

JUNIO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	4.62	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	20.4	
18:00 - 19:00	4.62	PICO
19:00 - 20:00	4.62	
20:00 - 21:00	4.62	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	693	2.65	1836.45
Energía Resto [kWh]	1027.8	2.48	2548.94
Energía Valle [kWh]	831.6	2.44	2029.10
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		88.00	
GASTO TOTAL [U\$S]		259.63	

JULIO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	4.62	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	20.4	
18:00 - 19:00	4.62	PICO
19:00 - 20:00	4.62	
20:00 - 21:00	4.62	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	716.1	2.65	1897.67
Energía Resto [kWh]	1062.06	2.48	2633.91
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		90.94	
GASTO TOTAL [U\$S]		262.57	

AGOSTO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	4.62	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	4.62	PICO
19:00 - 20:00	4.62	
20:00 - 21:00	4.62	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	716.1	2.65	1897.67
Energía Resto [kWh]	429.66	2.48	1065.56
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		69.42	
GASTO TOTAL [U\$S]		241.05	

SEPTIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	20.4	PICO
19:00 - 20:00	20.4	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	2113.2	2.65	5599.98
Energía Resto [kWh]	277.2	2.48	687.46
Energía Valle [kWh]	831.6	2.44	2029.10
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		114.10	
GASTO TOTAL [U\$S]		285.73	

OCTUBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	4.62	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	0	PICO
19:00 - 20:00	20.4	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	1551.24	2.65	4110.79
Energía Resto [kWh]	286.44	2.48	710.37
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		94.91	
GASTO TOTAL [U\$S]		266.54	

NOVIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	0	PICO
19:00 - 20:00	20.4	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	1501.2	2.65	3978.18
Energía Resto [kWh]	138.6	2.48	343.73
Energía Valle [kWh]	831.6	2.44	2029.10
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		87.13	
GASTO TOTAL [U\$S]		258.76	

DICIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	4.62	VALLE
01:00 - 02:00	4.62	
02:00 - 03:00	4.62	
03:00 - 04:00	4.62	
04:00 - 05:00	4.62	
05:00 - 06:00	4.62	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0	
09:00 - 10:00	0	
10:00 - 11:00	0	
11:00 - 12:00	0	
12:00 - 13:00	0	
13:00 - 14:00	0	
14:00 - 15:00	0	
15:00 - 16:00	0	
16:00 - 17:00	0	
17:00 - 18:00	0	
18:00 - 19:00	0	PICO
19:00 - 20:00	0	
20:00 - 21:00	20.4	
21:00 - 22:00	4.62	
22:00 - 23:00	4.62	
23:00 - 00:00	4.62	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	837.41	837.41
Potencia Pico [Kw]	20.4	352.21	7185.08
Potencia Fuera de Pico [kW]	20.4	219.98	4487.59
Energía Pico [kWh]	918.84	2.65	2434.93
Energía Resto [kWh]	143.22	2.48	355.19
Energía Valle [kWh]	859.32	2.44	2096.74
GASTO FIJO [U\$S]		171.63	
GASTO VARIABLE [U\$S]		67.04	
GASTO TOTAL [U\$S]		238.67	

Mes	Energía Consumida [kWh/mes]	Energía Generada [kWh/mes]	Energía Demandada [kWh/mes]	Costo de la Energía Demandada [U\$S/mes]	Energía Inyectada [kWh/mes]	Ganancia por Energía Inyectada [U\$S/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Balance Neto [U\$S/mes]
Enero	1922	4934	1922	67,04	4934	149,33	0	89,35
Febrero	2523	4105	2495	88,79	4077	123,39	28	136,07
Marzo	2697	4095	2697	94,91	4095	123,93	0	142,60
Abril	1941	3435	1877	67,18	3371	102,02	64	134,61
Mayo	2638	2886	2552	90,94	2800	84,74	86	174,90
Junio	2553	2457	2496	88,00	2400	72,64	57	185,06
Julio	2636	2817	2513	90,94	2694	81,53	123	176,85
Agosto	2006	3282	1990	69,42	3266	98,84	16	141,66
Septiembre	3222	3822	3175	114,10	3775	114,25	47	169,88
Octubre	2697	4157	2679	94,91	4139	125,27	18	140,66
Noviembre	2472	4355	2462	87,13	4345	131,50	10	126,92
Diciembre	1922	4698	1922	67,04	4698	142,18	0	96,49

ANEXO IV - b: Cálculo económico mensual para el club Náutico

ENERO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0.048	
07:00 - 08:00	0.048	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	0.048	
20:00 - 21:00	17.9	
21:00 - 22:00	20	
22:00 - 23:00	22.1	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1862.976	2.73	5085.92
Energía Resto [kWh]	17.856	2.61	46.60
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		70.41	
GASTO TOTAL [U\$S]		198.84	

FEBRERO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0.048	
07:00 - 08:00	0.048	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	13.7	
20:00 - 21:00	17.9	
21:00 - 22:00	20	
22:00 - 23:00	20	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	2077.792	2.73	5672.37
Energía Resto [kWh]	16.704	2.61	43.60
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		78.42	
GASTO TOTAL [U\$S]		206.85	

MARZO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	2.15	
07:00 - 08:00	0.048	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	15.8	
20:00 - 21:00	15.8	
21:00 - 22:00	13.7	
22:00 - 23:00	13.7	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1830.488	2.73	4997.23
Energía Resto [kWh]	83.018	2.61	216.68
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		71.53	
GASTO TOTAL [U\$S]		199.96	

ABRIL		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	15.8	PICO
19:00 - 20:00	15.8	
20:00 - 21:00	13.7	
21:00 - 22:00	13.7	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1770	2.73	4832.10
Energía Resto [kWh]	14.4	2.61	37.58
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		66.81	
GASTO TOTAL [U\$S]		195.24	

MAYO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	13.7	
18:00 - 19:00	13.7	PICO
19:00 - 20:00	11.6	
20:00 - 21:00	11.6	
21:00 - 22:00	9.5	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1438.4	2.73	3926.83
Energía Resto [kWh]	438.092	2.61	1143.42
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		69.56	
GASTO TOTAL [U\$S]		197.99	

JUNIO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	11.6	
18:00 - 19:00	11.6	PICO
19:00 - 20:00	11.6	
20:00 - 21:00	11.6	
21:00 - 22:00	5.3	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1203	2.73	3284.19
Energía Resto [kWh]	360.96	2.61	942.11
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		57.98	
GASTO TOTAL [U\$S]		186.41	

JULIO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	11.6	
18:00 - 19:00	11.6	PICO
19:00 - 20:00	11.6	
20:00 - 21:00	11.6	
21:00 - 22:00	5.3	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1243.1	2.73	3393.66
Energía Resto [kWh]	372.992	2.61	973.51
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		59.91	
GASTO TOTAL [U\$S]		188.34	

AGOSTO		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	15.8	PICO
19:00 - 20:00	13.7	
20:00 - 21:00	13.7	
21:00 - 22:00	9.5	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1633.7	2.73	4460.00
Energía Resto [kWh]	14.88	2.61	38.84
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		61.72	
GASTO TOTAL [U\$S]		190.15	

SEPTIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	15.8	PICO
19:00 - 20:00	15.8	
20:00 - 21:00	11.6	
21:00 - 22:00	11.6	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1644	2.73	4488.12
Energía Resto [kWh]	14.4	2.61	37.58
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		62.09	
GASTO TOTAL [U\$S]		190.52	

OCTUBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	17.9	
20:00 - 21:00	17.9	
21:00 - 22:00	15.8	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1601.088	2.73	4370.97
Energía Resto [kWh]	14.88	2.61	38.84
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		60.50	
GASTO TOTAL [U\$S]		188.93	

NOVIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	20	
20:00 - 21:00	20	
21:00 - 22:00	20	
22:00 - 23:00	0	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1801.44	2.73	4917.93
Energía Resto [kWh]	14.4	2.61	37.58
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		67.99	
GASTO TOTAL [U\$S]		196.41	

DICIEMBRE		
Horario	P [kW]	
00:00 - 01:00	0	VALLE
01:00 - 02:00	0	
02:00 - 03:00	0	
03:00 - 04:00	0	
04:00 - 05:00	0	
05:00 - 06:00	0	RESTO
06:00 - 07:00	0	
07:00 - 08:00	0	
08:00 - 09:00	0.048	
09:00 - 10:00	0.048	
10:00 - 11:00	0.048	
11:00 - 12:00	0.048	
12:00 - 13:00	0.048	
13:00 - 14:00	0.048	
14:00 - 15:00	0.048	
15:00 - 16:00	0.048	
16:00 - 17:00	0.048	
17:00 - 18:00	0.048	
18:00 - 19:00	0.048	PICO
19:00 - 20:00	0.048	
20:00 - 21:00	20	
21:00 - 22:00	20	
22:00 - 23:00	20	
23:00 - 00:00	0	VALLE

	Cantidad	Costo	Total
Cargo Fijo [\$/mes]	1	863.37	863.37
Potencia Pico [Kw]	22.1	261.61	5781.58
Potencia Fuera de Pico [kW]	15	181.08	2716.20
Energía Pico [kWh]	1862.976	2.73	5085.92
Energía Resto [kWh]	14.88	2.61	38.84
Energía Valle [kWh]	0	2.61	0.00
GASTO FIJO [U\$S]		128.43	
GASTO VARIABLE [U\$S]		70.31	
GASTO TOTAL [U\$S]		198.74	

Mes	Energía Consumida [kWh/mes]	Energía Generada [kWh/mes]	Energía Demandada [kWh/mes]	Costo de la Energía Demandada [U\$S/mes]	Energía Inyectada [kWh/mes]	Ganancia por Energía Inyectada [U\$S/mes]	Autoconsumo [kWh/mes]	Balance Neto [U\$S/mes]
Enero	1881	2739	1813	70,41	2671	80,84	68	118,01
Febrero	2094	2387	1949	78,42	2242	67,85	145	138,99
Marzo	1913	2632	1749	71,53	2468	74,69	164	125,27
Abril	1784	2587	1605	66,81	2408	72,88	179	122,36
Mayo	1876	2244	1606	69,56	1974	59,74	270	138,25
Junio	1563	2050	1301	57,98	1788	54,11	262	132,30
Julio	1616	2058	1268	59,91	1710	51,75	348	136,59
Agosto	1648	2254	1467	61,72	2073	62,74	181	127,41
Septiembre	1658	2451	1496	62,09	2289	69,28	162	121,24
Octubre	1616	2620	1452	60,50	2456	74,33	164	114,60
Noviembre	1815	2680	1657	67,99	2522	76,33	158	120,09
Diciembre	1877	2851	1787	70,31	2761	83,56	90	115,18

ANEXO V

ANEXO V: Plan de mantenimiento para instalaciones fotovoltaicas

En busca de la mayor optimización del sistema fotovoltaico se diseñó un plan de mantenimiento. Para ello se debe tener en cuenta los tipos de mantenimiento existentes:

- Mantenimiento Preventivo.
- Mantenimiento Predictivo.
- Mantenimiento Correctivo

Mantenimiento Preventivo

Tiene como objetivo evitar las fallas en los equipos, logrando prevenir incidencias antes de que ocurran mediante la realización de las correspondientes actividades las cuales presentan cierta periodicidad. Los pasos a seguir para realizar la limpieza de los módulos fotovoltaicos son:

- Leer las instrucciones de limpieza del fabricante del módulo (SOLARTEC)
- Tomar todas las medidas de seguridad necesarias (EPP)
- Asegurar que el circuito está desconectado del inversor antes de comenzar la limpieza.
- No caminar sobre los módulos FV. No sólo daña a los módulos, además se corre el riesgo de resbalar. Se recomienda usar bastones telescópicos no conductores y mangueras para alcanzar los módulos FV.
- Confirmar que no hay módulos rotos. Nunca rociar agua sobre módulos dañados.
- Identificar zonas de riesgo que podrían ser muy resbaladizas al caerles agua.
- Planificar hacia dónde va a escurrir el agua (presencia de drenajes) y en caso de usar productos químicos recoger el agua usada.
- Verificar la temperatura del módulo. Evitar diferencias de temperaturas entre el agua y el módulo.
- No usar limpiador de alta presión.
- No usar agua destilada.
- Usar agua pobre en cal.

Mantenimiento Predictivo

Basado en las condiciones de un sistema en operación, busca determinar los síntomas que pueden dar inicio a futuros fallos mediante la realización de ensayos. Se realizarán:

- Monitoreo centralizado.
- Monitoreo Descentralizado.

- Dataloggers.

Mantenimiento Correctivo

Una vez ocurrida la falla se procede a la reparación o remoción, mediante la decoloración del módulo, y reemplazo del equipo, delaminación.

- Decoloración del módulo
- Delaminación del módulo

En base a lo mencionado se detalla el siguiente plan de mantenimiento para cada componente de una instalación fotovoltaica:

Nro	Acción	Descripción	Frecuencia
Módulo fotovoltaico			
1	Limpieza periódica del panel	Se debe limpiar la superficie del panel. La limpieza se realiza con agua y un trapo, evitando utilizar elementos que puedan rallar la superficie.	Semestral
2	Análisis de información registrada	Analizar la información mensual, anual registrada y transmitida por el inversor para hacer un seguimiento del rendimiento de los strings. Esto permitirá detectar fallas en las células fotovoltaicas, en caso de que las hubiere, en una etapa temprana, previa a la inspección semestral.	Semestral / Mensual / Anual
3	Inspección Visual Sombras	Durante la inspección visual detectar factores que generen sombras. Garantizar que no existan árboles que en el corto plazo puedan generar sombra a los paneles. En caso de ser así, indicar al cliente que debe tomar <u>acciones preventivas</u> .	Semestral
4	Inspección Visual: Degradación de la celda fotovoltaica	Controlar que no existan degradaciones en las células como roturas producto de agentes externos, verificar el estado del marco del panel.	Semestral
5	Toma de imágenes termográficas	Se deberán tomar imágenes termográficas del panel, con la finalidad de verificar que ningún punto del panel se encuentre fuera de rango de temperatura indicada por el fabricante. Verificar que no existan puntos <u>calientes o celdas "muertas"</u> .	Semestral
6	Control de las características eléctricas de los paneles	Revisar el estado de las conexiones, asegurar la ausencia de sulfatación, óxido, etc. Verificar la estanqueidad de las cajas de conexiones y el estado de los cables. Verificar la temperatura de las conexiones mediante termografía infrarroja. No se deben superar los 60 grados, en caso de ser así <u>rehacer la conexión</u> .	Semestral
7	Test de degradación	Se evalúa la degradación en la producción del módulo, para comprobar que este sea variable se encuentre dentro de los rangos establecidos por la <u>garantía</u> .	Anual

Nro	Acción	Descripción	Frecuencia
Estructura del soporte			
1	Chequeo de estructuras	Se debe revisar detalladamente la estructura, asegurar el ajuste de la tornillería y la ausencia de óxido, en caso de requerir, colocar anticorrosivo.	Semestral
2	Chequeo de sujeciones y fijaciones	Revisar posibles degradaciones y oxidaciones de las sujeciones de la estructura, comprobar la fijación de los módulos a la estructura y realizar medición de la toma a tierra. Chequear la bulonería.	Semestral

Nro	Acción	Descripción	Frecuencia
Inversor de corriente			
1	Lectura de datos archivados en la memoria de fallos	Revisar los datos guardados en la memoria del inversor y guardarlos para el historial	Mensual
2	Análisis de información registrada	Analizar la información mensual, anual registrada y transmitida por el inversor para hacer un seguimiento del rendimiento de los strings. Esto permitirá detectar fallas en las células fotovoltaicas, en caso de que las hubiere, en una etapa temprana, previa a la inspección semestral.	Semestral / Mensual / Anual
3	Limpieza o recambio de los filtros de aire (si posee)	En algunos casos, el inversor de corriente cuenta con filtros de aire intercambiables para proteger al interior del equipo del polvo u otros agentes externos, en ese caso, se debe verificar el estado y reemplazar de ser necesario.	Semestral
4	Limpieza del disipador y aletas de enfriamiento	Limpiar todas las aletas con un trapo seco, con la finalidad de remover la suciedad de la superficie y mejorar la transferencia de calor para garantizar el enfriamiento del equipo.	Semestral
5	Limpieza del inversor	Verificar las cubiertas, remover el polvo y la suciedad tanto en el inversor como en los alrededores. Limpiar con un trapo seco o picel la superficie del inversor de corriente y los alrededores.	Semestral
6	Toma de imágenes termográficas	Se deberán tomar imágenes termográficas del inversor, con la finalidad de encontrar puntos calientes o sobre temperaturas. Configurar la emisividad según el material del inversor para garantizar una buena medición. Se deben archivar todos los datos.	Semestral
7	Verificación del aislamiento de los bornes	Comprobar que no existe sulfatación en los bornes del inversor, además se debe revisar el ajuste de todos los tornillos.	Semestral
8	Revisión del sistema de ventilación	Revisar el funcionamiento del sistema de ventilación del inversor, ponerlo en carga y descarga, apagarlo y encenderlo para verificar su funcionamiento.	Semestral
9	Inspección visual de la interfaz del inversor	Verificar que la interfaz del inversor funcione correctamente y responda a los comandos, también limpiar la pantalla y verificar la correcta configuración del equipo.	Semestral
10	Toma de medición de los datos de entrada y salida	Medir valores de tensión e intensidad de entrada y salida del inversor, se debe comprobar que son correctos y registrar.	Semestral

Nro	Acción	Descripción	Frecuencia
Instalación Eléctrica			
1	Verificar el estado de la bandeja, cubierta y aislamiento de los cables	Observar el estado de la bandeja y su tapa, del aislamiento de los cables, verificar que ninguno de estos componentes estén en mal estado, cambiar de ser necesario.	Semestral
2	Comprobar el estado de los bornes y terminales de la instalación	Verificar que los bornes y terminales de toda la instalación eléctrica se encuentren en buen estado, sin corrosión y sin estar flojos.	Semestral
3	Chequear el estado de los empalmes	Verificar que los empalmes que puedan existir en la instalación se encuentren en buen estado, sin presencia de humedad y con el aislamiento en correcto estado.	Semestral
4	Asegurar el correcto funcionamiento de todas las protecciones eléctricas	Medir tensiones de entrada y salida en todas las protecciones eléctricas y verificar su funcionamiento tanto eléctrico como mecánico.	Semestral
5	Tomar imágenes termográficas	Tomar imágenes termográficas al tablero eléctrico y los puntos críticos de la instalación eléctrica en busca de puntos calientes.	Semestral
6	Inspeccionar la puesta a tierra	Inspeccionar la puesta a tierra, verificar su estado.	Semestral

ANEXO VI

ANEXO VI: Catálogos

LUMINARIAS LUCTRON MOSS

LUCTRON
LED LIGHTING

Serie
MOSS

Las luminarias de la línea MOSS ofrecen un excelente reemplazo para proyectores tradicionales de exterior de alta potencia de mercurio halogenado y sodio (250W/400W) así como proyectores de cuarzo. Su diseño minimalista y muy cuidado, lo convierte en una solución ideal para la iluminación en fachadas de edificios y locales comerciales. A su vez, ofrece la posibilidad de combinar ópticas de diferentes aperturas, que la convierten en un producto óptimo para iluminación de depósitos a gran altura y grandes superficies cubiertas.



FACHADAS | CAMPOS DE DEPORTES INDUSTRIAS | DEPÓSITOS | JARDINES



Ahorro energético del 50% al 80% reemplazando las luminarias existentes.



Instalación rápida y simple.



Led **CREE** vida útil estimada 100.000 hs (L70).

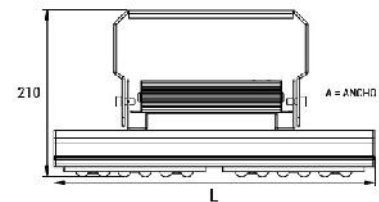


Encendido / apagado instantáneos e ilimitados.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

MODELO	MOSS - 52	MOSS - 105	MOSS - 154	MOSS - 210	MOSS - 310
LÚMENES	7.102 lm	14.204 lm	21.306 lm	28.408 lm	42.612 lm
POTENCIA/ CONSUMO	52 W	105 W	154 W	210 W	310 W
DIMENSIONES (LxAxH)	210x95x210 mm	390x95x210 mm	584x96x210 mm	390x222x210 mm	584x222x210 mm
CRI	70+ / 80+				
CCT	3.000 K; 3.500 K; 4.750 K				
VIDA ÚTIL ESTIMADA	100.000 hs (L70)				
HAZ	20°, 60°, 100°, 31° x 119°				
ALIMENTACIÓN	220-240 V; 50-60 Hz				
MONTAJE	Soporte brazo móvil con regulación				

DIMENSIONES



MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SOPORTES SOLARTEC

SOLARTEC®

Módulos Fotovoltaicos
Monocristalinos
LDI - PERC

350W-370W

SOL-72PE-XXXM
(XXX=350 a 370)



Módulos monocristalinos con celdas de tecnología PERC. Diseñados para aplicaciones industriales y residenciales, para montar sobre techo o suelo.



Resistencia a Degradación por Potencia Inducida



Diseñado para aplicaciones IEC 1000 V CC



Materiales y caja de conexionado diseñados para asegurar la mayor protección en las condiciones climáticas más severas



Vidrio templado transparente y marco de aluminio anodizado aptos para presiones de nieve de 5400 Pa y presiones vientos traseros de hasta 2400 Pa



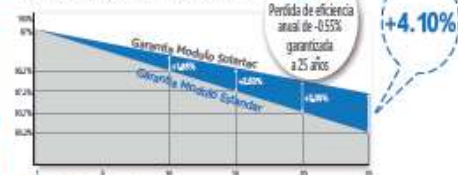
Resistencia en ambientes severos:
Rigurosamente ensayado ante niebla salina, amoníaco y humedad.

Calidad confiable

Tolerancia Potencia Positiva: 5 W Garantizada

Garantía

Garantía de producto limitada a 10 años,
Garantía de potencia limitada de 25 años



Certificados

IEC 61215, IEC 61730
ISO 9001: 2008: Sistema de gestión de calidad
TS62941: Guía para el diseño y la calificación de módulos

Módulos Fotovoltaicos Monocristalinos SOL-72PE-XXXM (XXX=350 a 370)

Características eléctricas @ STC

Potencia Máxima [Pmax]	350W	355W	360W	365W	370W
Tolerancia Positiva			5W		
Tensión Pmax [Vmp]	38.8	39.0	39.2	39.3	39.4
Corriente Pmax [Ipmp]	9.03	9.10	9.18	9.29	9.39
Tensión Circuito Abierto [Voc]	47.5	47.7	47.9	48.0	48.3
Corriente Cortocircuito [Isc]	9.57	9.63	9.70	9.74	9.84
Eficiencia del Módulo [%]	18.1	18.3	18.6	18.8	19.1

STC : 1000 W/m² Irradiación, 25°C Temperatura módulo, AM1.5 distribución espectral según EN 60904-1.
 Las características indicadas pueden estar sujetas a cambios sin previo aviso.

Características mecánicas

Dimensiones (L x A x E)	1956mm X 991mm X 45mm
Peso	26.5kg
Celdas	72 celdas monocristalinas PERC
Conexionado	Caja de conexionado IP67, con 3 diodos de bypass
Cable	4 mm ² x 1.2 m con conectores MC4 o compatibles con MC4

Condiciones de operación

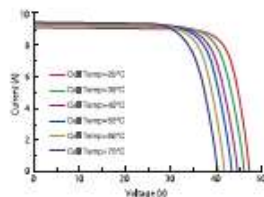
Temperatura de operación	-40°C a 85°C
Máx. Tensión del sistema	1000V DC
Máx. Corriente inversa	20A
Máx. Carga	Presión por nieve : 5400 .Pa / Presión por vientos: 2400 Pa

Características térmicas

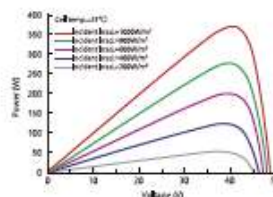
NOCT	45°C ± 2°C
Coef. Temp. para Pmax	-0.380 % / °C
Coef. Temp. para Voc	-0.286 % / °C
Coef. Temp. para Isc	0.057 % / °C

NOCT: Temperatura Nominal de trabajo de la celda a 800 W/m² de irradiación, AM 1.5, 20°C de temperatura ambiente y 1 m/s de velocidad de viento.

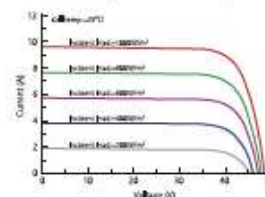
Curva I-V (SOL-72PE-XXXM) (Temperatura)



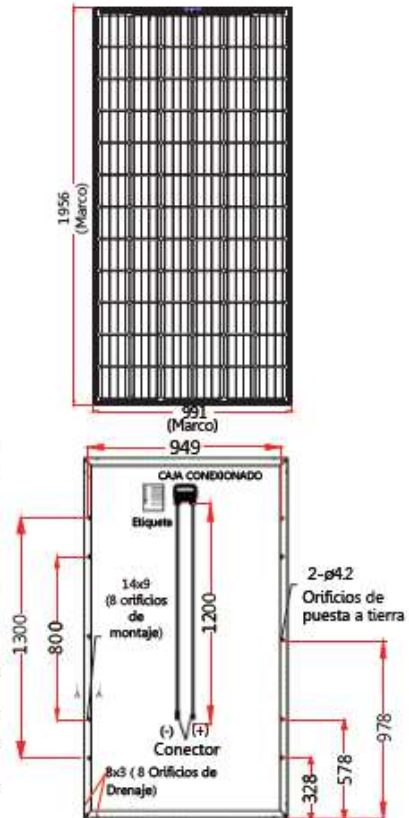
Curva P-V (SOL-72PE-XXXM)



Curva I-V (SOL-72PE-XXXM) (Irradiación)



SOLARTEC®



SOLARTEC®

Estructura Soporte GST



Liviana. Práctica. Resistente.

- Soporta las más variadas condiciones climáticas
- Simple de colocar
- Amplia variedad de ángulos

Especialmente diseñada para sistemas solares



La estructura SOLARTEC GST (telescópica) está especialmente diseñada para poder modificar la inclinación de un generador solar dependiendo de la latitud del sitio. Los materiales utilizados en su diseño y fabricación permiten que el generador solar soporte las más variadas condiciones meteorológicas: viento, lluvia, granizo y nieve.

La estructura se encuentra fabricada en aluminio, al cual se le aplica un proceso de anodizado.

La fijación de la estructura se realiza utilizando bulones de anclaje insertos en fundaciones o plateas de hormigón armado.

Las fundaciones o plateas deben dimensionarse de acuerdo a la superficie total de los módulos fotovoltaicos y teniendo en cuenta las características meteorológicas del lugar de instalación, fundamentalmente la velocidad del viento.

Cantidad de módulos soportados

- 4 módulos de 668 mm de ancho
- 8 módulos de 343 mm de ancho

Componentes

- 2 perfiles delanteros + 2 perfiles traseros (telescópica)
- 4 zapatas de fijación
- Bulonería general

Materiales

- Perfiles de aluminio anodizado
- Bulonería de acero inoxidable

Ángulo de inclinación

- 35° | 40° | 45° | 50° | 55° | 60°

Distancia entre zapatas

- Entre delanteras = 0.6 m aprox.
- Entre delanteras y traseras = 1,9 m aprox.

Ejemplos de Aplicaciones

- Telecomunicaciones
- Sistemas de Bombeo
- Generadores Autónomos
- Sistemas conectados a la RED



SOLARTEC



Catálogo de Productos Precios al Público en Pesos

SOLARTEC S.A.
 México 2145 - (1540) Martínez - Buenos Aires
 Tel: 011-4836-1040 - Fax: 011-4836-1381
 mail: info@solartec.com.ar
 www.solartec.com.ar

Página 1 de 8

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

	largo x ancho x espesor	Corriente*	Tensión*	Potencia*	Precio sin IVA- con IVA 10,5%	
MODULO FOTOVOLTAICO KS3T-6V	243 x 176 x 22 mm	0,34 A	8,70 V	3 W	\$ 435,00	\$ 480,68
MODULO FOTOVOLTAICO KS3T	243 x 176 x 22 mm	0,18 A	16,50 V	3 W	\$ 435,00	\$ 480,68
MODULO FOTOVOLTAICO KS5T	189 x 352 x 22 mm	0,29 A	17,40 V	5 W	\$ 644,00	\$ 711,62
MODULO FOTOVOLTAICO KS7T	189 x 352 x 22 mm	0,40 A	17,40 V	7 W	\$ 732,00	\$ 808,86
MODULO FOTOVOLTAICO KS10T	287 x 352 x 22 mm	0,58 A	17,40 V	10 W	\$ 1.025,00	\$ 1.132,63
MODULO FOTOVOLTAICO KS10T-24V	303 x 352 x 22 mm	0,29 A	34,80 V	10 W	\$ 1.025,00	\$ 1.132,63
MODULO FOTOVOLTAICO KS12T	287 x 352 x 22 mm	0,68 A	17,60 V	12 W	\$ 1.207,00	\$ 1.333,74
MODULO FOTOVOLTAICO KS20T	520 x 352 x 22 mm	1,16 A	17,40 V	20 W	\$ 1.795,00	\$ 1.983,48
MODULO FOTOVOLTAICO KS20T-24V	520 x 352 x 22 mm	0,58 A	34,80 V	20 W	\$ 1.795,00	\$ 1.983,48
MODULO FOTOVOLTAICO KS25T	520 x 352 x 22 mm	1,36 A	18,3 V	25 W	\$ 1.974,00	\$ 2.181,27
MODULO FOTOVOLTAICO KS45TA - ex KS40TA -	868 x 343 x 36 mm	2,84 A	15,88 V	45 W	\$ 2.643,00	\$ 2.920,52
MODULO FOTOVOLTAICO KS54T-24V - ex KS50T-24V-	1028 x 343 x 36 mm	1,42 A	38,10 V	54 W	\$ 3.312,00	\$ 3.659,76
MODULO FOTOVOLTAICO KS54T - ex KS50T -	1028 x 343 x 36 mm	2,84 A	19,05 V	54 W	\$ 3.312,00	\$ 3.659,76
MODULO FOTOVOLTAICO KS66TA - ex KS64TA -	1278 x 343 x 36 mm	4,10 A	19,05 V	66 W	\$ 3.699,00	\$ 4.087,40
MODULO FOTOVOLTAICO KS80T - ex KS75T -	1478 x 343 x 36 mm	4,20 A	19,05 V	80 W	\$ 4.720,00	\$ 5.215,60
MODULO FOTOVOLTAICO KS105T - ex KS100T -	1028 x 668 x 36 mm	5,52 A	19,05 V	105 W	\$ 5.929,00	\$ 6.551,55
MODULO FOTOVOLTAICO KS110T-24V - ex KS100T-24V-	1028 x 668 x 36 mm	2,89 A	38,10 V	110 W	\$ 6.212,00	\$ 6.864,26
MODULO FOTOVOLTAICO KS155T - ex KS150T -	1478 x 668 x 36 mm	8,14 A	19,05 V	155 W	\$ 8.012,00	\$ 8.853,26
MODULO FOTOVOLTAICO KS160T-24V - ex KS150T-24V	1478 x 668 x 36 mm	4,20 A	38,10 V	160 W	\$ 8.270,00	\$ 9.138,35
					Precio sin IVA- con IVA 21%	
MODULO FOTOVOLTAICO SOL-6M-60-285-5BB	1560 x 991 x 40 mm	9,05 A	31,50 V	285 W	\$ 10.260,00	\$ 12.414,60
MODULO FOTOVOLTAICO SOL-72PE-360M	1956 x 991 x 40 mm	9,70 A	47,90 V	360 W	\$ 12.960,00	\$ 15.681,60

* Potencia Nominal (PN) en Vatios, Corriente a PN en Amperios y Tensión a PN en Voltios.

SERIE GS

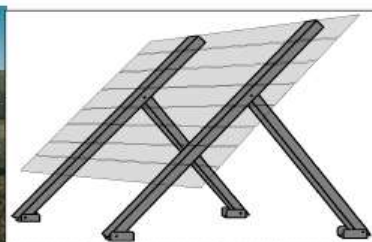
Las estructuras SOLARTEC Línea GST y GSH están especialmente diseñadas para mantener en forma fija la orientación e inclinación de un generador solar formado por varios módulos fotovoltaicos.

Las estructuras están diseñadas para ángulos de inclinación que varían entre 25° y 65°. La distancia lateral entre patas depende del largo de los módulos fotovoltaicos que tenga que soportar.

Los materiales utilizados en su fabricación y su diseño les permiten que el generador solar soporte las mas variadas condiciones meteorológicas: viento, lluvia, granizo y nieve.

Las estructuras Serie GS están fabricadas de aluminio anodizado, mientras que las estructuras Serie GSH están fabricadas en hierro galvanizado en caliente.

Para la fijación al suelo se utilizan 4 zapatas que forman parte de la estructura, una para cada pata.



ESTRUCT. SOPORTE GS0H 343 - GS4H 668 (hierro galvaniz.)	para superficie horizontal	\$ 30.648,00	\$ 37.084,08
ESTRUCT. SOPORTE GS4T 343 - GS2T 668 (aluminio anodiz.)	para superficie horizontal	\$ 10.800,00	\$ 13.068,00
ESTRUCT. SOPORTE GS8T 343 - GS4T 668 - GS2T 992 (al-anodiz.)	para superficie horizontal	\$ 12.250,00	\$ 14.822,50
ESTRUCT. SOPORTE GS8TR 343 - GS4TR 668 - GS3TR 992 (al anodiz.)	para superficie horizontal	\$ 15.840,00	\$ 19.166,40
BULON DE ANCLAJE		\$ 242,00	\$ 292,82

SOPORTES PARA TECHO INCLINADO DE CHAPA



Kit de Montaje para Techo de Chapa 7 Paneles
 60/72 celdas
 \$21.130

- 7 × Riel de Fijación 2100 MM
- 10 × Fijación a Techo de Chapa
- 6 × Unión de Riel
- 4 × Grampa Final 35mm
- 12 × Grampa Media 35 mm

Lugar de instalación:	Techo inclinado de chapa
Velocidad máxima del viento:	< 60 m / s
Carga de nieve:	< 1.4KN / m2
Material:	Aleación de aluminio Al6005-T5 y acero inoxidable 304
Anticorrosivo:	Aluminio anodizado y acero inoxidable 304
Color:	Anodizado natural

CAJA COMBINADORA FV CPS



For a large-scale grid-tied PV system, it is general to install a DC combining device between the PV arrays and inverters to minimize the cable distance, reduce maintenance and improve reliability. China Power PV combiner box is a highly reliable and practical product to meet IEC61730 industry standard and power factor regulation. A number of PV modules with same polarity connected in series to the first in combiner box, then total amount of MPPT strings connected in parallel with each protected by SPD through positive and negative bus to the main breaker to separate safety of the system.

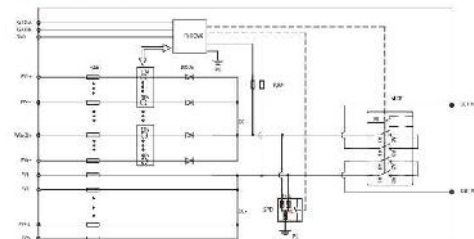
China Power PV combiner box configure with IEC 61730 fire, anti-arcing disconnector breaker, the sensor detection module in the PV combiner box can monitor PV string current, BUS voltage, device status and failure, etc. The fault alarm and communication functions help users to accurately monitor the PV arrays and maximize PV system efficiency and avoid shoot failures.

- DC 4-wire, 4-wire (4-wire)
- I, T5 battery type (optional)
- Max 100V DC Bus voltage (safe and reliable)
- Max 100V DC Bus voltage (safe and reliable)
- Special fire-retardant DC line protection
- SPD protection on both positive and negative poles
- Optional detection module for alarm, current, and bus voltage with remote monitoring and status display functions. Fault alarm will be given through communication system when a failure is detected.
- The high-performance CPU of detection module features with high performance, wide measuring range, sensitive and accurate parameter measurement components.
- LED user interface for real-time operation status and parameter display, precise and concise conversion for operation and debugging.
- Anti-arcing, fault-free wire and bus panel, fire protection device for outdoor use.
- Optional reinforced diode for reverse polarity protection.
- Comprehensive fire protection and maintenance.



System & Monitoring Product	
Model Name	CP15 (CP15)
Electrical Property	
Max. Input Strings	8
Max. DC Voltage	51.8V
Rated Current for each string (Ampere-hour)	10A
DC 11	Yes
DC Circuit Breaker	Yes
Environmental Property	
Protection Degree	IP65
Operating Temperature Range	-25°C to +55°C
Operating Humidity	0-95% non-condensing
Operating Humidity	0-95% non-condensing
Operating Humidity	4000m
Coating	Natural
Installation	Wall mounting
Optional Function	
Anti-reverse diode	Yes
String Current Measurement	Yes
SPD Failure Detection	Yes
Switch Status Detection	Yes
Communication	Standard: RS-485/Optional: ZigBee
Working Current Supply	1V
Mechanical Data	
Dimensions (W*H*D) (mm)	100*100*150/100*150*150 (with diode)
Weight (kg)	2.2/2.5

Schematic Diagram



System & Monitoring

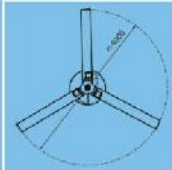
AEROGENERADOR ETNEO DS3000

Turbina DS3000 la única con tecnología híbrida

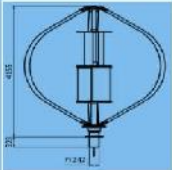
La turbina DS3000 es un aerogenerador con 3 palas de 5,10m de longitud que gracias a su sistema dual con palas Savonius inferiores y 3 palas Darrieus superiores genera energía eléctrica de forma constante y continua. Además, gracias a su tecnología híbrida, puede funcionar en modo Savonius o en modo Darrieus, lo que le permite adaptarse a cualquier tipo de viento y generar energía de forma constante y continua.

Este sistema está diseñado para generar un total de 31W de potencia nominal, lo que le permite funcionar en modo Savonius o en modo Darrieus, lo que le permite adaptarse a cualquier tipo de viento y generar energía de forma constante y continua.

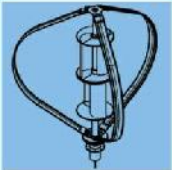




4m DIÁMETRO



4,11m ALTURA

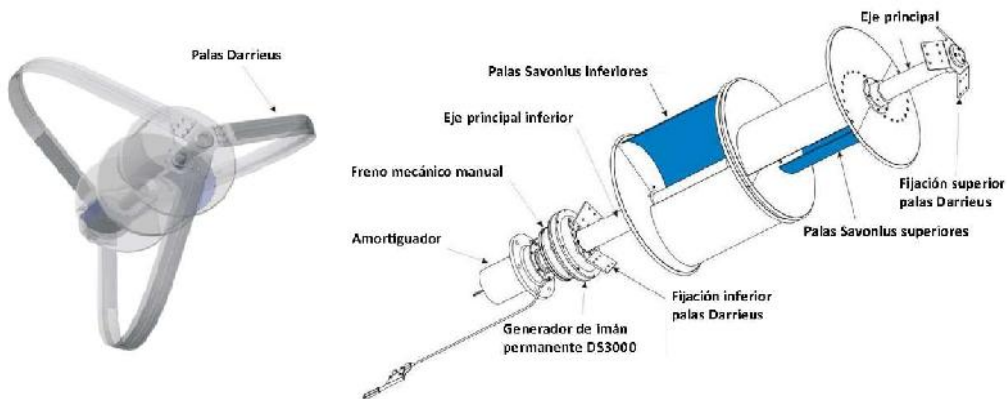


680Kg PESO

DETALLES TECNICOS

Turbina DS3000 detalles técnicos

Número de palas	3
Tipo de palas	4 Savonius y 3 Darrieus
Generador	Tifésico con imanes permanentes
Potencia nominal	31W
Voltaje	48V / 220V
Clase de viento	CLASS II IEC 61400-2
Área barrida	10,5 m ²
Medida	680kg
Velocidad de corte in	2,2m/s
Velocidad nominal	12m/s
Velocidad de corte out	18m/s
Transmisión	Direct Drive
Control de potencia	Curva M/P/T del generador
Control de frenado y protección	Dump-load automático y freno short-circuit
Controler	48V per carga batterie
Inverter	Tipa ABB Infrinca: 97%
Ruido	Max 54dB(A)
Tipo de palo	Conico poligonal, 7-8m



INVERSORES SMA

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL



SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

SMA

SMA ShadeFix
STRING-LEVEL OPTIMIZATION

Servicio inteligente con
SMA Smart Connected

Rentable	Seguro	Flexible	Innovador
<ul style="list-style-type: none">• Rendimiento máximo del 98,4 %• Aumento del rendimiento sin trabajo de montaje gracias a la gestión de sombras integrada SMA ShadeFix	<ul style="list-style-type: none">• Descargador de sobretensión de CC integrable (DPS tipo II)	<ul style="list-style-type: none">• Tensión de entrada de CC hasta 1000 V• Diseño de plantas perfecto gracias al concepto de multistring• Pantalla opcional	<ul style="list-style-type: none">• Innovadoras funciones de gestión de red gracias a Integrated Plant Control• Suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

El especialista flexible para plantas comerciales y centrales fotovoltaicas de gran tamaño

El Sunny Tripower es el inversor ideal para plantas de gran tamaño en el sector comercial e industrial. Gracias a su rendimiento del 98,4 %, no solo garantiza unas ganancias excepcionalmente elevadas, sino que a través de su concepto de multistring combinado con un amplio rango de tensión de entrada también ofrece una alta flexibilidad de diseño y compatibilidad con muchos módulos fotovoltaicos disponibles.

La integración de nuevas funciones de gestión de energía como, por ejemplo, Integrated Plant Control, que permite regular la potencia reactiva en el punto de conexión a la red tan solo por medio del inversor, es una firme apuesta de futuro. Esto permite prescindir de unidades de control de orden superior y reducir los costes del sistema. El suministro de potencia reactiva las 24 horas del día (Q on Demand 24/7) es otra de las novedades que ofrece.

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



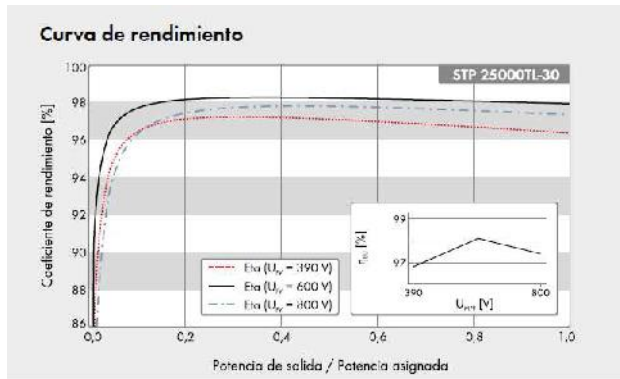
SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.



SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.



Accesorios

-  Interfaz RS485 DM-485C3-10
-  Power Control Module PWCMOD-10
-  Descargador de sobretensión de CC tipo II, entradas A y B DCSPD KIT3-10
-  Relé multifunción MFR01 10

● De serie ○ Opcional — No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Actualizado: 03/2020

Datos técnicos	Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Entrada (CC)			
Potencia máx. del generador fotovoltaico	27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
Potencia asignada de CC	15330 W	20440 W	25550 W
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión MPP/tensión asignada de entrada	240 V a 800 V/600 V	320 V a 800 V/600 V	390 V a 800 V/600 V
Tensión de entrada mín./de inicio	150 V/188 V	150 V/188 V	150 V/188 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A/B	33 A/33 A	33 A/33 A	33 A/33 A
Número de entradas de MPP independientes/strings por entrada de MPP	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3	2/A;3; B:3
Salida (CA)			
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	15000 W	20000 W	25000 W
Potencia máx. aparente de CA	15000 VA	20000 VA	25000 VA
Tensión nominal de CA		3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
Rango de tensión de CA		180 V a 280 V	
Frecuencia de red de CA/rango		50 Hz/44 Hz a 55 Hz 60 Hz/54 Hz a 65 Hz	
Frecuencia asignada de red/tensión asignada de red		50 Hz/230 V	
Corriente máx. de salida/corriente asignada de salida	29 A/21,7 A	29 A/29 A	36,2 A/36,2 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable		1/0 inductivo a 0 capacitivo	
THD		≤ 3%	
Fases de inyección/conexión		3/3	
Rendimiento			
Rendimiento máx./europeo	98,4%/98,0%	98,4%/98,0%	98,3%/98,1%
Dispositivos de protección			
Punto de desconexión en el lado de entrada		●	
Monitorización de toma a tierra/de red		● / ●	
Descargador de sobretensión de CC: DPS tipo II		○	
Protección contra polarización inversa de CC/resistencia al cortocircuito de CA/con separación galvánica		● / ● / -	
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●	
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)		I / AC; III; DC; II	
Datos generales			
Dimensiones (ancho/alto/fondo)		661/682/264 mm [26,0/26,9/10,4 in]	
Peso		61 kg [134,18 lb]	
Rango de temperatura de servicio		-25 °C a +60 °C [-13 °F a +140 °F]	
Emisión sonora, típica		51 dB(A)	
Autoconsumo nocturno		1 W	
Topología/principio de refrigeración		Sin transformador/OptiCool	
Tipo de protección (según IEC 60529)		IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-4)		4K4H	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)		100%	
Equipamiento / función / accesorios			
Conexión de CC/CA		SUNCLUX/Borne de conexión por resorte	
Pantalla		○	
Interfaz: RS485, Speedwire/Webconnect		○ / ●	
Interfaz de datos: SMA Modbus / SunSpec Modbus		● / ●	
Relé multifunción/Power Control Module		○ / ○	
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/Q on Demand 24/7		● / ● / ●	
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller		● / ●	
Garantía: 5/10/15/20 años		● / ○ / ○ / ○	
Certificados y autorizaciones (otras a petición)			ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11.2012, CE, CBI 0-16, CBI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438 2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 0972-1, PEA 2013, FPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n.º 7.2013, RIG compliant, S14777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15712-1, VDE 0126-1-1, VDEAR-N 4103, VFR 2014
Modelo comercial	SIP 15000TL30	SIP 20000TL30	SIP 25000TL30

* No es válida para todas las ediciones nacionales de la norma I N 50438

SUNNY TRIPOWER 8.0 / 10.0 con SMA SMART CONNECTED



Compacto

- Montaje por parte de una sola persona gracias al bajo peso de 20,5 kg
- Mínima necesidad de espacio gracias al diseño compacto

Cómodo

- Instalación 100 % plug & play
- Monitorización en línea gratuita a través de Sunny Portal
- Servicio automatizado mediante SMA Smart Connected

De gran rendimiento

- Aprovechamiento de la energía sobrante por la limitación dinámica de la potencia activa
- Aumento del rendimiento sin trabajo de montaje gracias a la gestión de sombras integrada SMA ShadeFix

Combinable

- Ampliable en cualquier momento con gestión inteligente de la energía y soluciones de almacenamiento
- Combinable con componentes TS4-R para la optimización de módulos

SUNNY TRIPOWER 8.0 / 10.0

Mayor rendimiento para los hogares particulares: generación inteligente de la energía solar

El nuevo Sunny Tripower 8.0-10.0 garantiza máximos rendimientos energéticos para hogares particulares. Este inversor combina el servicio integrado SMA Smart Connected y una tecnología inteligente para cualquier requisito del entorno. El equipo es fácil de instalar gracias a su diseño extremadamente sencillo. El Sunny Tripower puede ponerse en marcha rápidamente con un smartphone o con una tablet a través de la interfaz de usuario integrada. Para requisitos especiales en el techo, como por ejemplo, las sombras, pueden añadirse fácilmente y de forma precisa los optimizadores de módulos TS4-R. Los estándares de comunicación actuales hacen que el inversor pueda adaptarse con seguridad en el futuro, es decir, que soluciones de gestión inteligente de la energía, así como las soluciones de almacenamiento de SMA pueden ser añadidas de manera flexible en cualquier momento.

SMA SMART CONNECTED

Servicio técnico integrado para un confort absoluto

SMA Smart Connected* es la monitorización gratuita del inversor a través de Sunny Portal de SMA. Si se produce un error en un inversor, SMA informa de manera proactiva al operador de la planta y al instalador. Esto ahorrará valiosas horas de trabajo y costes.

Con SMA Smart Connected el instalador se beneficia del diagnóstico rápido de SMA, lo que le permite solucionar los errores con rapidez y ganarse la simpatía del cliente con atractivas prestaciones adicionales.



ACTIVACIÓN DE SMA SMART CONNECTED

El instalador activa SMA Smart Connected durante el registro de la planta en Sunny Portal y de este modo se beneficia de la monitorización automática de inversores por parte de SMA.



MONITORIZACIÓN AUTOMÁTICA DE INVERSORES

Con SMA Smart Connected, SMA se hace cargo de la monitorización de los inversores. SMA supervisa cada uno de los inversores de forma automática y permanente para detectar anomalías en el funcionamiento. De este modo, los clientes se benefician de la vasta experiencia de SMA.



COMUNICACIÓN PROACTIVA EN CASO DE ERRORES

Tras el diagnóstico y el análisis de un error, SMA informa de inmediato al instalador y al cliente final por correo electrónico. Así todas las partes están perfectamente preparadas para corregir el error. Esto minimiza el tiempo de parada y, en consecuencia, ahorra tiempo y dinero. Gracias a los informes regulares sobre el rendimiento se obtienen valiosas conclusiones adicionales acerca del sistema completo.



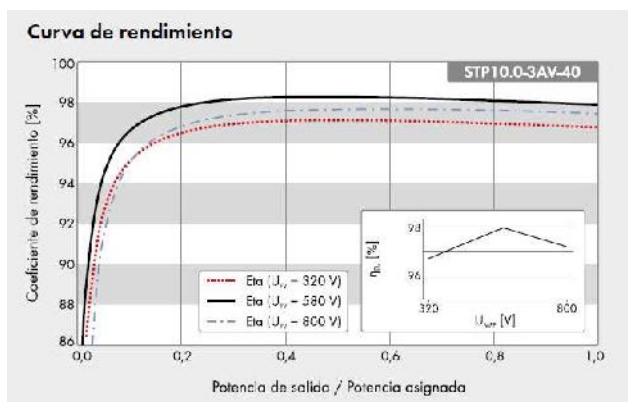
SERVICIO DE RECAMBIO

En caso de requerirse un equipo de recambio, SMA suministra automáticamente un nuevo inversor en el plazo de 1 a 3 días tras diagnosticarse el error. El instalador puede dirigirse de forma activa al operador de la planta para la sustitución del inversor.



SERVICIO DE RENDIMIENTO

El operador de la planta puede exigir un pago compensatorio de parte de SMA si el inversor de recambio no se entrega dentro del plazo de 3 días.



Accesorios (opcional)

IS4-R-X

M: Monitorización
 S: Desconexión
 O: Optimización

Gateway (GIWY)

SMA Energy Meter

De serie Opcional No disponible
 Datos en condiciones nominales
 Versión: 11/2019

Datos técnicos	Sunny Tripower 8.0	Sunny Tripower 10.0
Entrada (CC)		
Potencia máx. del generador fotovoltaico	15000 Wp	15000 Wp
Tensión de entrada máx.	1000 V	1000 V
Rango de tensión del MPP	260 V a 800 V	320 V a 800 V
Tensión asignada de entrada		580 V
Tensión de entrada mín. / de inicio		125 V / 150 V
Corriente máx. de entrada, entradas: A / B		20 A / 12 A
Corriente de cortocircuito máx. por entrada A/B		30 A / 18 A
Número de entradas de MPP independientes / strings por entrada de MPP		2 / A:2; B:1
Salida (CA)		
Potencia asignada (a 230 V, 50 Hz)	8000 W	10000 W
Potencia máx. aparente de CA	8000 VA	10000 VA
Tensión nominal de CA		3 / N / PF; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PF; 240 V / 415 V 180 V a 280 V
Rango de tensión de CA		50 Hz / 45 Hz a 55 Hz 60 Hz / 55 Hz a 65 Hz 50 Hz / 230 V
Frecuencia de red de CA / rango		3 x 12,1 A
Frecuencia / tensión asignadas de red		3 x 14,5 A
Corriente máx. de salida		1 / 0,8 inductivo a 0,8 capacitivo 3 / 3
Factor de potencia a potencia asignada / factor de desfase ajustable		
Fases de inyección / fases de conexión		
Rendimiento		
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,3 % / 97,7 %	98,3 % / 98,0 %
Dispositivos de protección		
Punto de desconexión en el lado de entrada		●
Monitorización de toma a tierra / monitorización de red		● / ●
Protección contra polarización inversa de CC / resistencia al cortocircuito de CA / con separación galvánica		● / ● / -
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal		●
Clase de protección (según IEC 61140) / categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)		I / III
Datos generales		
Dimensiones (ancho / alto / fondo)	460 mm / 497 mm / 176 mm (18,1 pulg. / 19,6 pulg. / 6,9 pulg.)	
Peso	20,5 kg (45,2 lb)	
Rango de temperatura de funcionamiento	-25 °C a +60 °C [-13 °F a +140 °F]	
Emisión sonora, típica	30 dB(A)	
Autoconsumo (nocturno)	5,0 W	
Topología / sistema de refrigeración	Sin transformador / convección	
Tipo de protección (según IEC 60529)	IP65	
Clase climática (según IEC 60721-3-1)	4K/11	
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	100 %	
Equipamiento		
Conexión de CC/CA		SUNCLIX / conector de enchufe de CA
Visualización a través de teléfono inteligente, tablet o portátil		●
Interfaces: WLAN / ethernet / RS485		● / ● / ●
Protocolos de comunicación		Modbus (SMA, Sunspec, Wobconnect, SMA Data, TS4 R
Gestión de las sombras: SMA ShadeFix / IS4-R		● / ●
Garantía: 5 / 10 / 15 años		● / ● / ●
Gestión de sombras SMA ShadeFix/Integrated Plant Control/ON Demand 24/7		● / ● / ●
Compatible con redes aisladas/con SMA Fuel Save Controller		● / ●
Garantía: 5/10/15/20 años		● / ● / ● / ●
Certificados y autorizaciones (otros a petición)		AS 4777.2, C10/11, CL, CL1-021, L1N 50438, G59/34, G83/2-1, DIN EN 62109 / IEC 62109, IEN-EN 50438, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712 & TDR D4, PNC, PFD5, RD1699, S14777, TR3.2.1, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126 11, VFR 2014, RFG compliant DEWA, IEC 61727, IEC 62116, IEN-EN 50438, MEA, NSR16149, NI Ley20.5/1, RLA, IR3.2.2 AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, LU, NL, UK
Certificados y autorizaciones (en planificación)		
Disponibilidad de SMA Smart Connected en los países		
Modelo comercial	STP8.0 3AV 40	STP10.0 3AV 40

INVERSOR EÓLICO INGECON μ WIND

μ Wind

Ingecon μ Wind

CON TRANSFORMADOR
2,5 / 3,3 / 5



Inversor para pequeñas instalaciones eólicas hasta 5 kW

La familia de inversores **Ingecon μ Wind** con transformador de conexión a red adecuan la energía producida por un aerogenerador inyectándola a la red eléctrica cumpliendo la normativa vigente. La nueva gama de inversores **Ingecon μ Wind** con transformador puede adaptarse a una amplia gama de aerogeneradores para pequeñas instalaciones mini-eólicas de entre 2.500 W y 5.000 W.

La variedad de turbinas eólicas existentes en el mercado requiere que el inversor de conexión a red sea capaz de adecuarse a las curvas características -específicas de cada turbina- para poder extraer la máxima energía en cada momento e inyectarla a la red.

Además de conseguir la máxima extracción de energía en todo momento, el **Ingecon μ Wind** con transformador garantiza la seguridad de la instalación mini-eólica.

Al igual que los inversores fotovoltaicos, la familia inversores **Ingecon μ Wind** con transformador cuenta con los interfaces de comunicación y monitorización para el seguimiento de la instalación tanto de forma local como de forma remota.

La instalación es sencilla y cumple con los requisitos exigidos por la normativa vigente en los principales países del mundo.

Ingecon μ Wind Interface

El uso de un inversor de conexión a red con turbinas mini-eólicas requiere de una conversión de la energía. Una turbina eólica genera tensión de corriente alterna (AC) variable, en función de su velocidad de giro, en términos de tensión y frecuencia. El **Ingecon μ Wind Interface (IW)** convierte esta tensión AC a corriente continua (DC) y protege al **Ingecon μ Wind** con transformador ante variaciones bruscas de tensión. El IW puede descargar el exceso de energía producida en una resistencia de descarga, protegiendo así la instalación. El conjunto formado por el **Ingecon μ Wind** con transformador y el IW adecuan la energía eólica a los requerimientos de conexión de la red pública. La posibilidad de parametrizar la curva de la turbina empleada y medir su velocidad de giro permite asegurar la extracción de la máxima energía en cada punto de trabajo, admitiendo un amplio rango de velocidades de giro.

Protecciones

Los inversores **Ingecon μ Wind** con transformador llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Sobretensiones en la entrada y la salida.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Anti- isla con desconexión automática.
- Seccionador DC opcional.

Accesorios opcionales

- Comunicación entre inversores mediante RS-485, fibra óptica, inalámbrica o Ethernet.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Software **Ingecon μ Sun Manager** para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. **IngeRASTM**.
- Tarjeta de entradas analógicas para la medición de variables meteorológicas.
- Relé de salida libre de potencial para la señalización de alarmas.

Ingeteam

Ingecon[®]uWind
 CON TRANSFORMADOR

Características técnicas

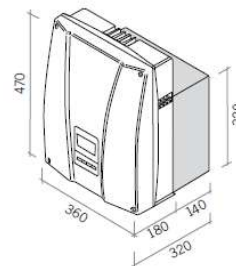
Modelo	Ingecon [®] uWind 2,5	Ingecon [®] uWind 3,3	Ingecon [®] uWind 5
Valores de Entrada (DC)			
Rango de tensión del generador para pot. nominal	160 - 450 V	155 - 450 V	100 - 450 V
Tensión máxima DC ⁽¹⁾	550 V	550 V	550 V
Corriente máxima DC	16 A	22 A	33 A
Valores de Salida (AC)			
Potencia nominal AC modo HT ⁽²⁾	2,5 kW	3,3 kW	5 kW
Potencia nominal AC modo HP ⁽³⁾	2,7 kW	3,7 kW	5,5 kW
Corriente máxima AC	12 A	16 A	22 A
Tensión nominal AC	230 V	230 V	230 V
Frecuencia nominal AC	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Coseno Φ ⁽⁴⁾	1	1	1
THD ⁽⁵⁾	3%	3%	3%
Rendimiento			
Eficiencia máxima	94,7%	95%	95,1%
Euroeficiencia	93,8%	94%	94,3%
Datos Generales			
Consumo en standby	<10 W	<10 W	<10 W
Temperatura de funcionamiento	20°C a 170°C	20°C a 170°C	20°C a 170°C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP65	IP65	IP65
Referencias normativas	EN 50178, VDE 0126-1-1, C83/1, CFI 11-20, CFI 11-20 V1, CFI 0-16, RD 661/2007, RTD allo rote BT di Enel Distribuzione, Marcado CE		



Dimensiones y peso
 (mm)

Ingecon [®] uWind 2,5	43,3 kg.
Ingecon [®] uWind 3,3	44,7 kg.
Ingecon [®] uWind 5	65 kg.

Transformador



BATERÍAS TROJAN



The image shows the cover of a Trojan Battery product specification guide. The background is a blue sky with white clouds. In the center, several Trojan batteries of various sizes and models are displayed. The text on the cover reads: "GUIA DE ESPECIFICACION DE PRODUCTO" in large white letters, followed by "Una Guía Completa de Selección de Baterías" in a smaller, italicized font. Below the batteries, there are six colored squares containing the letters: AW (orange), EV (red), FM (brown), MR (blue), RE (green), and TR (purple). At the bottom, the Trojan Battery Company logo is shown, featuring a horse head and the text "Trojan BATTERY COMPANY" and "Clean energy for life.". Below the logo, it says "Hecho en EE. UU."

**GUIA DE ESPECIFICACION
DE PRODUCTO**
Una Guía Completa de Selección de Baterías

AW EV FM MR RE TR

Trojan
BATTERY COMPANY
Clean energy for life.

Hecho en EE. UU.

Las especificaciones de baterías a continuación proporcionan detalles sobre el tipo, la capacidad, la capacidad a energía, el tipo de borne / poste, las dimensiones y el peso de las baterías a fin de garantizar la selección del modelo de batería adecuado. Para obtener más información sobre cómo elegir la batería adecuada para su tipo de sistema, visite www.trojanbattery.com/tech-support/battery-maintenance/

TAMAÑO DEL GRUPO (G)	TIPO	CAPACIDAD* Minutos			CAPACIDAD* Amp-Hora (AH)				ENERGIA (Wh) Capacidad a 100 hr.	VOLTAJE	TIPO DE BORNE / POSTE	DIMENSIONES* Decimales (mm)			PESO lbs. (kg)	HydroLink® or Single-Point Watering Kit*
		a 25 minutos	a 56 minutos	a 75 minutos	a 5 hr.	a 10 hr.	a 20 hr.	a 100 hr.				Longitud	Ancho	Altura		
BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO DE 6 VOLTIOS CON T2 TECHNOLOGY™																
GC2	T-60S	383	-	105	175	193	270	232	1.39	6 VOLT	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	58 (26)	HydroLink
GC2	T-10S	447	-	115	185	207	225	250	1.50	6 VOLT	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	62 (28)	HydroLink
GC2	T-10S Plus	447	-	115	185	207	225	250	1.50	6 VOLT	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	62 (28)	Single-Point
GC2	T-12S	488	-	132	195	221	240	266	1.60	6 VOLT	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	66 (30)	HydroLink
GC2	T-12S Plus	488	-	132	195	221	240	266	1.60	6 VOLT	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.07 (281)	66 (30)	Single-Point
GC2H	T-14S	530	-	145	215	239	260	287	1.72	6 VOLT	1, 2, 3, 4	10.30 (262)	7.11 (181)	11.90 (302)	72 (33)	HydroLink
GC2H	T-14S Plus	530	-	145	215	239	260	287	1.72	6 VOLT	1, 2, 3	10.30 (262)	7.11 (181)	11.90 (302)	72 (33)	Single-Point
DIN	TE3S	500	-	135	201	225	245	270	1.63	6 VOLT	8	9.60 (244)	7.50 (191)	10.60 (269)	68 (31)	N/A
901	J250G	475	-	130	195	216	235	261	1.57	6 VOLT	7	12.17 (309)	6.85 (174)	11.43 (290)	67 (30)	HydroLink
901	J250P*	540	-	135	215	230	250	278	1.67	6 VOLT	6	11.66 (296)	6.94 (176)	11.54 (293)	72 (33)	Single-Point
902	J305E-AC	645	-	160	250	280	305	339	2.03	6 VOLT	7	12.17 (309)	6.85 (174)	14.41 (366)	83 (38)	HydroLink
902	J305G-AC	678	-	175	258	290	315	350	2.10	6 VOLT	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	88 (40)	HydroLink
902	J305P-AC*	711	-	195	271	304	330	367	2.20	6 VOLT	6	11.66 (296)	6.94 (176)	14.42 (366)	96 (44)	Single-Point
902	J305PG-AC	711	-	195	271	304	330	367	2.20	6 VOLT	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	96 (44)	HydroLink
902	J305H-AC*	781	-	215	295	331	360	400	2.40	6 VOLT	6	11.66 (296)	6.94 (176)	14.42 (366)	98 (45)	Single-Point
902	J305HG-AC	781	-	215	295	331	360	400	2.40	6 VOLT	7	12.27 (312)	6.85 (174)	14.41 (366)	98 (45)	HydroLink
903	L16E-AC	766	-	185	303	340	370	411	2.47	6 VOLT	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	99 (45)	HydroLink
903	L16G-AC	789	-	200	320	359	390	433	2.60	6 VOLT	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	101 (46)	HydroLink
903	L16P-AC*	850	-	220	344	386	420	467	2.80	6 VOLT	6	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	114 (52)	Single-Point
903	L16P*	850	-	220	344	386	420	467	2.80	6 VOLT	5	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	114 (52)	Single-Point
903	L16PG-AC	850	-	220	344	386	420	467	2.80	6 VOLT	7	12.14 (308)	6.85 (174)	16.41 (417)	114 (52)	HydroLink
903	L16H-AC*	935	-	245	357	400	435	483	2.89	6 VOLT	6	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	125 (57)	Single-Point
903	L16HG-AC	935	-	245	357	400	435	483	2.89	6 VOLT	7	12.25 (311)	6.85 (174)	16.41 (417)	125 (57)	HydroLink
903	L16H*	935	-	245	357	400	435	483	2.89	6 VOLT	5	11.66 (296)	6.94 (176)	16.74 (425)	125 (57)	Single-Point
BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO DE 8 VOLTIOS CON T2 TECHNOLOGY™																
GC8	DC-8V	277	110	-	135	147	160	176	1.42	8 VOLT	2	10.21 (259)	7.06 (179)	11.14 (283)	61 (28)	HydroLink
GC8	T-87S	295	117	-	145	155	170	189	1.51	8 VOLT	1, 2, 3	10.21 (259)	7.06 (179)	11.14 (283)	63 (29)	HydroLink
GC8H	Traveler 8V	295	117	-	145	155	170	189	1.51	8 VOLT	2	10.21 (259)	7.10 (180)	11.90 (302)	70 (32)	HydroLink
GC8	T-890	340	132	-	155	175	190	211	1.69	8 VOLT	1, 2, 3	10.21 (259)	7.06 (179)	11.14 (283)	69 (31)	HydroLink
GC8H	Ranger 160	430	160	-	169	186	204	225	1.80	8 VOLT	2	10.21 (259)	7.10 (180)	11.90 (302)	76 (34)	HydroLink

Configuraciones de los Bornes / Postes



TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	CAPACIDAD* Minutos			CAPACIDAD* Amp-Hora (Ah)				ENERGIA (kWh) Capacidad a 100h	VOLTAJE	TIPO DE BORNES / POSTE*	DIMENSIONES* Polgadas (mm)			PESO lbs. (kg)	HydraLink® or Single-Point Watering Kit*
		a 25 amperios	a 56 amperios	a 75 amperios	a 5 h	a 10 h	a 20 h	a 100 h				Longitud	Ancho	Altura		
BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO DE 12 VOLTIOS CON T2 TECHNOLOGY™																
24	24TMX	140	-	36	70	78	85	94	1.13	12 VOLT	5, 7, 8, 9	10.92 (277)	6.62 (168)	9.25 (235)	47 (21)	N/A
27	27TMX	175	-	45	85	97	105	117	1.40	12 VOLT	5, 9	12.72 (323)	6.60 (168)	9.24 (235)	55 (25)	N/A
27	27TMH	200	-	51	95	106	115	128	1.54	12 VOLT	5, 7, 8, 9	12.72 (323)	6.60 (168)	9.24 (235)	61 (28)	N/A
30H	30XHS	225	-	57	105	120	130	144	1.73	12 VOLT	5, 7, 8, 9	13.94 (354)	6.75 (171)	10.09 (256)	66 (30)	N/A
30H	31XHS	225	-	57	105	120	130	144	1.73	12 VOLT	11	12.97 (329)	6.75 (171)	9.58 (243)	67 (30)	N/A
N/A	T-1260 Plus	260	90	60	113	126	140	155	1.86	12 VOLT	7	12.96 (329)	7.13 (181)	10.71 (272)	78 (35)	Single-Point
N/A	T-1275	280	102	70	120	134	150	166	1.99	12 VOLT	1, 2	12.96 (329)	7.13 (181)	11.13 (283)	82 (37)	HydraLink
N/A	T-1275 Plus	280	102	70	120	134	150	166	1.99	12 VOLT	7	12.96 (329)	7.13 (181)	10.71 (272)	82 (37)	Single-Point
N/A	J150	280	102	70	120	134	150	166	1.99	12 VOLT	1, 2	13.70 (348)	7.13 (181)	11.13 (283)	84 (38)	HydraLink
N/A	J150 Plus	280	102	70	120	134	150	166	1.99	12 VOLT	1, 2, 3	13.70 (348)	7.13 (181)	11.13 (283)	84 (38)	Single-Point
921	J185E-AC	312	-	82	144	160	175	194	2.33	12 VOLT	7, 9	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	102 (46)	HydraLink
921	J185E-AC	324	-	93	152	170	185	205	2.46	12 VOLT	7, 9	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	106 (48)	HydraLink
921	J185P-AC*	380	-	104	168	189	205	226	2.71	12 VOLT	6	14.97 (380)	6.91 (176)	14.71 (374)	114 (52)	Single-Point
921	J185P-AC	380	-	104	168	189	205	226	2.71	12 VOLT	7	15.41 (391)	6.90 (175)	15.20 (386)	114 (52)	HydraLink
921	J185H-AC*	440	-	121	185	207	225	249	2.99	12 VOLT	6	14.97 (380)	6.91 (176)	14.71 (374)	123 (56)	Single-Point
921	J185H-AC	440	-	121	185	207	225	249	2.99	12 VOLT	7	15.52 (394)	6.90 (175)	14.65 (372)	123 (56)	HydraLink
N/A	DC-500ML**	1050	-	272	361	410	450	500	6.00	12 VOLT	5, 8	19.25 (489)	10.62 (270)	16.73 (425)	332 (151)	Single-Point
BATERÍAS MARINAS/RV DE CICLO PROFUNDO CON T2 TECHNOLOGY™																
24	SCS150	150	-	36	80	92	100	111	1.33	12 VOLT	10	11.30 (286)	6.73 (171)	9.80 (248)	50 (23)	N/A
27	SCS200	200	-	52	95	105	115	128	1.54	12 VOLT	10	12.80 (324)	6.73 (171)	9.80 (248)	60 (27)	N/A
30H	SCS225	225	-	57	105	118	130	144	1.73	12 VOLT	10	13.94 (354)	6.75 (171)	9.96 (253)	66 (30)	N/A
BATERÍA DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO DE 36 VOLTIOS																
N/A	18DC-500ML**	1050	-	272	361	410	450	500	18.00	36 VOLT	12	35.20*** (895)	19.10 (486)	16.73 (425)	986 (447)	Single-Point
LINEA PREMIUM – BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO CON SMART CARBON™																
GC2H	T-105 RE	447	-	115	185	207	225	250	1.50	6 VOLT	5	10.30 (262)	7.11 (181)	11.67 (296)	67 (30)	Single-Point
903	L16RE-A*	695	-	155	267	299	325	360	2.16	6 VOLT	5	11.67 (296)	6.95 (177)	17.56 (446)	135 (52)	Single-Point
903	L16RE-B*	766	-	180	303	340	370	410	2.46	6 VOLT	5	11.67 (296)	6.95 (177)	17.56 (446)	138 (54)	Single-Point
903	L16RE-2V*	-	-	-	909	1021	1110	1235	2.47	2 VOLT	5	11.67 (296)	6.95 (177)	17.56 (446)	139 (54)	Single-Point
LINEA INDUSTRIAL – BATERÍAS DE ELECTROLITO LÍQUIDO DE CICLO PROFUNDO CON SMART CARBON™																
N/A	IND9-6V	-	-	-	365	414	464	601	3.61	6 VOLT	14	15.32 (389)	10.24 (260)	23.54 (598)	220 (100)	Single-Point
N/A	IND13-6V	-	-	-	545	616	695	902	5.41	6 VOLT	14	22.36 (568)	10.34 (263)	23.92 (608)	315 (143)	Single-Point
N/A	IND17-6V	-	-	-	727	820	925	1202	7.21	6 VOLT	14	27.21 (691)	10.38 (264)	23.73 (603)	415 (188)	Single-Point
N/A	IND23-4V	-	-	-	1000	1129	1270	1654	6.62	4 VOLT	14	22.38 (568)	10.34 (263)	23.56 (598)	370 (168)	Single-Point
N/A	IND27-2V	-	-	-	1215	1368	1520	1954	3.91	2 VOLT	14	15.28 (388)	10.38 (264)	24.00 (610)	228 (104)	Single-Point
N/A	IND29-4V	-	-	-	1274	1448	1618	2105	8.42	4 VOLT	14	27.10 (688)	10.35 (263)	23.81 (605)	465 (211)	Single-Point
N/A	IND33-2V	-	-	-	1455	1682	1889	2485	4.81	2 VOLT	14	17.33 (440)	10.22 (260)	24.01 (610)	278 (125)	Single-Point

TAMAÑO DEL GRUPO BCI	TIPO	CAPACIDAD* Minutos		CAPACIDAD* Amp-Hora (Ah)				ENERGIA (kWh) Capacidad a 100h	VOLTAJE	TIPO DE BORNES / POSTE*	DIMENSIONES* Decimales (mm)			PESO lbs. (kg)	HydraLink® or Single-Point Watering Kit*
		a 25 amperios	a 75 amperios	a 5 h	a 10 h	a 20 h	a 100 h				Longitud	Ancho	Altura		
BATERÍAS DE GEL DE CICLO PROFUNDO															
GC2	6V-GEL	394	-	154	167	189	198	1.19	6 VOLT	6	10.25 (260)	7.08 (180)	10.82 (275)	68 (31)	N/A
DIN	TE35-GEL	479	-	180	193	210	220	1.32	6 VOLT	8	9.64 (245)	7.57 (191)	10.65 (271)	69 (31)	N/A
8D	8D-GEL	500	-	188	207	225	265	3.18	12 VOLT	5	20.69 (526)	10.95 (278)	10.82 (275)	168 (76)	N/A
24	24-GEL	147	-	66	72	77	85	1.02	12 VOLT	6	10.92 (277)	6.67 (168)	9.26 (235)	52 (24)	N/A
27	27-GEL	179	-	76	84	91	100	1.20	12 VOLT	7	12.73 (323)	6.38 (162)	9.26 (235)	62 (28)	N/A
31	31-GEL	200	-	85	94	102	108	1.30	12 VOLT	7	12.94 (329)	6.82 (173)	9.64 (245)	70 (32)	N/A
DIN	SSHP-GEL	250	-	110	115	125	137	1.64	12 VOLT	8	13.58 (345)	6.75 (172)	11.01 (280)	85 (39)	N/A

* Caja Polimar™ (vea la página Item # Posterior)
 ** No disponible con T2 Technology
 *** números disponibles en 30-1-11

Clean energy for life.

REGULADOR DE TENSIÓN VICTRON ENERGY



SmartSolar Charge Controller
 MPPT 250/100-Tr VE.Can
 with optional pluggable display



SmartSolar Charge Controller
 MPPT 250/100-Tr VE.Can
 without display



Bluetooth sensing:
 Smart Battery Sense



Bluetooth sensing:
 BMV-712 Smart Battery Monitor

Ultra-fast Maximum Power Point Tracking (MPPT)

Especially in case of a cloudy sky, when light intensity is changing continuously, an ultra-fast MPPT controller will improve energy harvest by up to 30% compared to PWM charge controllers and by up to 10% compared to slower MPPT controllers.

Advanced Maximum Power Point Detection in case of partial shading conditions

If partial shading occurs, two or more maximum power (MPP) points may be present on the power-voltage curve. Conventional MPPTs tend to lock to a local MPP, which may not be the optimum MPP. The innovative SmartSolar algorithm will always maximize energy harvest by locking to the optimum MPP.

Outstanding conversion efficiency

No cooling fan. Maximum efficiency exceeds 99%.

Flexible charge algorithm

Fully programmable charge algorithm, and eight pre-programmed algorithms, selectable with a rotary switch (see manual for details).

Extensive electronic protection

Over-temperature protection and power derating when temperature is high. PV short circuit and PV reverse polarity protection. PV reverse current protection.

Bluetooth Smart built-in

The wireless solution to set-up, monitor, update and synchronise SmartSolar Charge Controllers.

Internal temperature sensor and optional external battery voltage and temperature sensing via Bluetooth

A Smart Battery Sense or a BMV-712 Smart Battery Monitor can be used to communicate battery voltage and temperature to one or more SmartSolar Charge Controllers.

VE.Can: the multiple controller solution

Up to 25 units can be synchronised with VE.Can

VE.Direct or VE.Can

For a wired data connection to a Color Control GX, other GX products, PC or other devices

Remote on-off

To connect for example to a VE.BUS BMS.

Programmable relay

Can be programmed to trip on an alarm, or other events.

Optional: SmartSolar pluggable LCD display

Simply remove the rubber seal that protects the plug on the front of the controller, and plug-in the display.



SmartSolar pluggable display



SmartSolar Charge Controller with VE.Can interface	250/70	250/85	250/100
Battery voltage	12/24/48V Auto Select (36V: manual)		
Rated charge current	70A	85A	100A
Nominal PV power, 12V 1a,b)	1000W	1200W	1450W
Nominal PV power, 24V 1a,b)	2000W	2400W	2900W
Nominal PV power, 36V 1a,b)	3000W	3600W	4350W
Nominal PV power, 48V 1a,b)	4000W	4900W	5800W
Max. PV short circuit current ²⁾	35A (max 30A per MC4 conn.)	70A (max 30A per MC4 conn.)	
Maximum PV open circuit voltage	250V absolute maximum coldest conditions 245V start-up and operating maximum		
Maximum efficiency	99%		
Self-consumption	Less than 35mA @ 12V / 20mA @ 48V		
Charge voltage 'absorption'	Default setting: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V (adjustable with: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)		
Charge voltage 'float'	Default setting: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2V (adjustable: rotary switch, display, VE.Direct or Bluetooth)		
Charge voltage 'equalization'	Default setting: 16,2V / 32,4V / 48,6V / 64,8V (adjustable)		
Charge algorithm	multi-stage adaptive (eight preprogrammed algorithms) or user defined algorithm		
Temperature compensation	-16 mV / -32 mV / -64 mV / °C		
Protection	PV reverse polarity / Output short circuit / Over temperature		
Operating temperature	-30 to +60°C (full rated output up to 40°C)		
Humidity	95%, non-condensing		
Maximum altitude	5000m (full rated output up to 2000m)		
Environmental condition	Indoor, unconditioned		
Pollution degree	PD3		
Data communication	VE.Can, VE.Direct and Bluetooth		
Remote on/off	Yes (2 pole connector)		
Programmable relay	DPST AC rating: 240VAC / 4A DC rating: 4A up to 35VDC, 1A up to 60VDC		
Parallel operation	Yes, parallel synchronised operation with VE.Can or Bluetooth		
ENCLOSURE			
Colour	Blue (RAL 5012)		
PV terminals 3)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Two pairs of MC4 connectors (MC4 models)	35 mm ² / AWG2 (Tr models) Three pairs of MC4 connectors (MC4 models)	
Battery terminals	35mm ² / AWG2		
Protection category	IP43 (electronic components), IP22 (connection area)		
Weight	3 kg	4,5kg	
Dimensions (h x w x d) in mm	Tr models: 185 x 250 x 95 mm MC4 models: 215 x 250 x 95 mm	Tr models: 216 x 295 x 103 MC4 models: 246 x 295 x 103	
STANDARDS			
Safety	EN/IEC 62109-1, UL 1741, CSA C22.2		
1a) If more PV power is connected, the controller will limit input power. 1b) The PV voltage must exceed Vbat + 5V for the controller to start. Thereafter the minimum PV voltage is Vbat + 1V. 2) A PV array with a higher short circuit current may damage the controller. 3) MC4 models: several splitter pairs may be needed to parallel the strings of solar panels. Maximum current per MC4 connector: 30A (the MC4 connectors are parallel connected to one MPPT tracker)			



With VE.Can up to 25 Charge Controllers can be daisy-chained and connected to a Color Control GX or other GX device
 Each Controller can be monitored individually, for example on a Color Control GX and on the VRM website

REGULADOR DE TENSIÓN ENERTIK

MANUAL DE USO

**REGULADOR
DE CARGA SOLAR**

LÍNEA C

C-10-12/24 | C-20-12/24 | C-30-12/24



1. ESPECIFICACIONES

- + Cuatro LEDs indicadores de estado
- + Funcionamiento fácil de interpretar
- + Protección contra cortocircuito y sobrecarga
- + Desconexión por baja tensión, regulada por la tensión de control
- + Reseteo automático
- + Compensación de temperatura automática
- + Detección automática del voltaje de la batería (12/24V)
- + Apto para baterías de gel y de ácido
- + Seguridad contra bajo voltaje de la batería
- + Fácil de montar en pared o riel DIN

2. DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO

El regulador solar **LÍNEA C** protege a la batería contra sobrecarga proveniente del panel solar. Las características de carga comprenden varias etapas que incluyen la adaptación automática a la temperatura ambiente.

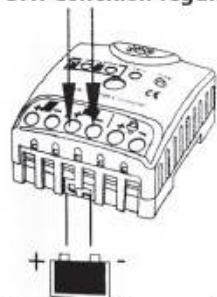
3. INSTALACIÓN Y CONEXIÓN

El regulador solar **LÍNEA C** está pensado para ser usado **SOLO EN INTERIORES**. Se lo debe proteger de la luz solar directa y colocarlo en un ambiente seco.

El regulador mide la temperatura ambiente para determinar la tensión de carga. El regulador y la batería deben estar instalados en la misma habitación.

Además, este equipo suele subir su temperatura durante la operación normal, por lo cual su instalación debe ser realizada en una superficie no inflamable.

3.1. Conexión regulador y batería

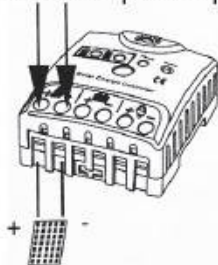


Conecte los cables que van a la batería con la polaridad correcta. Para evitar cualquier tensión en los cables, primero conectar el regulador, y luego la batería.

ATENCIÓN: si la batería es conectada con polaridad inversa, los terminales de carga tendrán también la polaridad incorrecta. Nunca conecte cargas durante esta condición.

3.2. Conexión regulador y paneles

Tener cuidado que la corriente máxima otorgada por todos los paneles no supere la corriente máxima soportada por el regulador.



Conecte los cables que van a los paneles con la polaridad correcta. Para evitar cualquier tensión en los cables, primero conectar el regulador, y luego los paneles.

4. PUESTA EN MARCHA

4.1. Prueba automática

El regulador de carga inicia una prueba automática cuando está conectado correctamente a la batería y al panel solar. Una vez finalizada la prueba, el equipo se resetea para comenzar su funcionamiento normal.

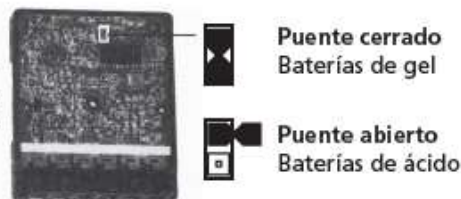
4.2. Tensión del sistema

El equipo ajusta automáticamente la tensión del sistema, entre 12 y 24V.

Si el voltaje de la batería no está dentro del rango de funcionamiento normal (12~15.5V / 24~31V) en el arranque, se indicará un estado de error.

4.3. Tipo de batería

Por defecto el equipo viene configurado para operar con baterías de gel. Si usted planea utilizarlo con baterías de ácido debe quitar el puente (jumper) en el interior del equipo.



5. RECOMENDACIONES

- Este regulador de carga está previsto para ser usado solo con paneles solares fotovoltaicos, con voltajes de 12 o 24V.
- El equipo se calentará durante su operación normal, pero no requiere ningún tipo de mantenimiento a raíz de esto.
- Limpieza:** utilice un paño seco para limpiar el polvo cuando sea necesario.
- Es necesario que con frecuencia, las baterías sean cargadas completamente, al menos una vez al mes. De otro modo, podría generarse un daño permanente en las mismas.
- Al manipular las conexiones con la batería, este seguro de tener sus manos secas y utilice herramientas aisladas.
- Mantener el regulador y las baterías fuera del alcance de los niños.

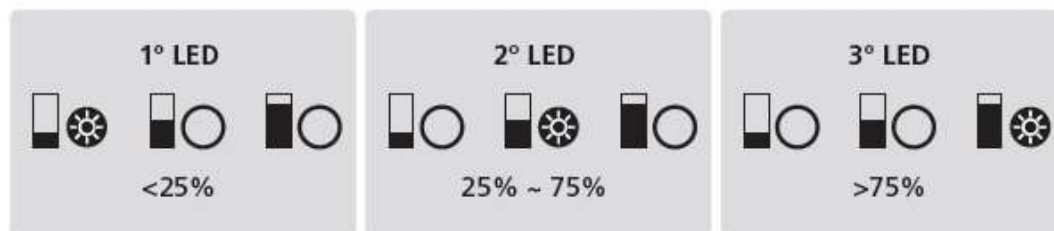
6. INDICADORES DE ESTADO

Tres luces LED muestran el estado de carga de las baterías.

1° LED encendido: batería con menos del 25% de capacidad

2° LED encendido: batería entre el 25% y el 75% de capacidad

3° LED encendido: batería con más del 75% de capacidad



7. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS			
Modelo	C-10-12/24	C-20-12/24	C-30-12/24
Funcionamiento			
Tensión del sistema	12V / 24V; reconocimiento automático		
Consumo propio	< 4mA		
Potencia máxima de paneles	150W [12V] / 300W [24V]	300W [12V] / 600W [24V]	450W [12V] / 900W [24V]
Datos de entrada CC			
Corriente del módulo	10A	20A	30A
Datos de salida CC			
Tipo de batería	Ácido / Gel		
Tensión de fondo	14.5V / 29V		
Tensión de absorción	14.8V / 29.6V		
Tensión de flote	13.7V / 27.4V		
Condiciones de uso			
Temperatura ambiente	-40°C ~ +50°C		
Equipamiento y diseño			
Sección mínima	2,5 mm ²	4 mm ²	6 mm ²
Sección máxima	16mm ²		
Grado de protección	IP 30		
Dimensiones (LxAxA) en mm	86 x 68 x 36	115 x 92 x 48	
Peso Neto (Kg)	0.145	0.243	

8. GARANTÍA

OFRECEMOS 6 MESES DE GARANTÍA A PARTIR DE LA FECHA DE COMPRA DE NUESTRO PRODUCTO. LA GARANTÍA SE LIMITA ÚNICAMENTE A LA REPARACIÓN (MATERIAL Y MANO DE OBRA) DE LOS EQUIPOS, EN NINGÚN CASO INCLUYE GASTOS DE ENVÍO O EVENTUALES DAÑOS CAUSADOS POR EL USO O IMPOSIBILIDAD DE USO DEL EQUIPO. QUEDA ESPECÍFICAMENTE PROHIBIDO EL USO DE NUESTROS PRODUCTOS EN EQUIPOS DE SOPORTE VITAL. EL USO O POSESIÓN CONTINUADA DE LOS PRODUCTOS DESPUÉS DEL PERIODO DE VENCIMIENTO DE LA GARANTÍA, SE CONSIDERARÁ EVIDENCIA CONCLUYENTE DE QUE LA MISMA HA SIDO CUMPLIDA A COMPLETA SATISFACCIÓN DEL COMPRADOR. LA GARANTÍA ARRIBA ESTIPULADA NO SE APLICARÁ A LOS FALLOS O DEFICIENCIAS CAUSADAS POR EL USO INADECUADO, ANORMAL O ABUSIVO DE LOS PRODUCTOS, O POR NEGLIGENCIA, ALTERACIÓN, INSTALACIÓN INCORRECTA, APERTURA, MODIFICACIÓN NO AUTORIZADA, ENTRADA DE CUERPOS EXTRAÑOS, ACCIDENTES O CAUSAS EXTERNAS AL PRODUCTO, INCLUIDAS LAS DE FUERZA MAYOR. EN CASO DE NO ESTAR CONFORME CON LOS TÉRMINOS DE LA GARANTÍA SE DEBERÁ DEVOLVER EL EQUIPO EN UN PLAZO NO SUPERIOR A 15 DÍAS CON SU EMBALAJE Y ACCESORIOS ORIGINALES.

REGULADOR DE TENSIÓN BORNAY

Regulador MPPT *WIND+*

El Regulador MPPT Wind + rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador entregando energía apta para la carga, optimizando y generando el máximo de energía posible desde el Aerogenerador, gracias al seguimiento del punto de máxima eficiencia MPPT.

El Aerogenerador proporciona energía en CA trifásica a una tensión nominal de 220 vac.

El regulador MPPT Wind + realiza todas las funciones de rectificación y extracción de la mayor cantidad, disponible, de energía, entregando la energía en CC a 12, 24 ó 48 voltios a la batería.

El regulador dispone de todos los sistemas de seguridad y control, con configuración programable y sistemas de control aptos para todo tipo de condiciones de viento.

Consulte con su instalador de confianza para una mayor información sobre todas las nuevas funcionalidades de el Regulador MPPT Wind +.



Datos Técnicos

Entrada Aerogenerador	
Tipo de entrada	Trifásica CA
Conectores	MCA
Rango de voltaje operativo	80 - 490 Vac
Voltaje máximo admisible	510 Vac
Potencia máxima	3000 W (Wind 13+) / 6000 W (Wind 25+)
Resistencia de frenado	5000 W (Wind 13+) / 10000 W (Wind 25+)
Protección entrada	Varistores

Salida	
Tipo de salida	CC
Conectores	2 x M10
Tensión de salida	12 / 24 / 48 Vcc
Protección	Salida protegida mediante fusible 125 Amp.

Operacionales	
Consumo en reposo	< 3 W
Consumo a máxima potencia	< 30 W

Conexiones	
Anemómetro	Si, opcional.
Comunicaciones	2 x RS485 / 1 x RS232
USB	1 x mini USB Tipo B hembra
Bluetooth	Opcional con Bornay Bluetooth dongle
Parada de emergencia	Si, Seta de emergencia
Parada de emergencia remota	Si, con interruptor externo
Relé	Libre de potencial, COM, NA, NC
Entradas auxiliares digitales	2

Físicas	
Grado de protección	IP20
Material	Aluminio
Color	RAL7035
Ventilación	Forzada
Montaje	Sobre pared
Dimensiones	508 x 597 x 190 mm
Dimensiones embalaje	585 x 660 x 275 mm - 0,10 m ³
Peso	30 Kg (Wind 13+) / 35 Kg (Wind 25+)
Peso embalaje	31,5 Kg (Wind 13+) / 36,5 Kg (Wind 25+)

Bornay 

P.I. Riu, Camino del Riu, S/N - 03420 Castalla (Alicante) ESPAÑA. Telf: +34 965 560 025 - Fax: +34 965 560 752 - bornay@bornay.com