

“Diseño de tablero didáctico de Energías Renovables”

Autor

Nombre y Apellido: Andrés Viglioglia

DNI: 41333086 Nro. Legajo Alumno: 13309

Mail de contacto: andresviglioglia@hotmail.com

Carrera: Ingeniería Electromecánica

Director/es del Proyecto

Director: Ing. Ricardo Zucal

Codirector: Ing. Isaías Vidal

Mar del Plata, 7 de Marzo de 2025



RINFI es desarrollado por 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/).

“Diseño de tablero didáctico de Energías Renovables”

Autor

Nombre y Apellido: Andrés Viglioglia

DNI: 41333086 Nro. Legajo Alumno: 13309

Mail de contacto: andresviglioglia@hotmail.com

Carrera: Ingeniería Electromecánica

Director/es del Proyecto

Director: Ing. Ricardo Zucal

Codirector: Ing. Isaías Vidal

Mar del Plata, 7 de Marzo de 2025

Índice

1. Introducción	3
1.2. Propósito de la investigación	3
1.3. Delimitación espacial	3
1.4. Objetivos	4
1.5. Exposición sintética de la labor a desarrollar	4
1.6. Estado del arte	4
2. Marco teórico	8
2.1. El sol como fuente de energía renovable	8
2.2. Energía Solar	8
2.3. Energía solar fotovoltaica	8
2.4. HSP (horas solares pico)	9
2.5. Orientación de los paneles solares	10
2.6. Sistema fotovoltaico	11
2.6.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos	12
2.6.2. Módulos fotovoltaicos	14
2.6.3. Medios de almacenamiento (Baterías)	15
2.6.4. Regulador o controlador de carga	17
2.6.5. Inversor	17
2.7. Sistemas solares térmicos	18
2.7.1. Colectores solares térmicos	18
2.7.2. Fluido caloportador (fluido de transferencia de calor)	19
2.7.3. Intercambiador de calor	20
2.7.4. Sistema de almacenamiento de energía térmica	20
2.7.5. Bomba de circulación	20
2.7.6. Válvulas y controles	20
2.8. Energía eólica	22
2.8.1. Aerogeneradores	22
2.8.2. Rotor	23
2.8.3. Eje (principal y de alta velocidad)	23
2.8.4. Generador	23
2.8.5. Sistema de control	23
2.8.6. Caja de engranajes (multiplicadora)	24
3. Diseño del sistema solar fotovoltaico	25
3.1. Diseño de caso domiciliario	25
3.1.1. Consumo medio diario de una vivienda típica	25
3.1.2. Rendimiento global de la instalación	25
3.1.3. Paneles solares	27
3.1.4. Inversor	30
3.1.5. Baterías	31
3.1.6. Cables	32
3.1.7. Conclusiones para el diseño del kit	35
3.2. Diseño del banco de trabajo de energía solar fotovoltaica	36
3.2.1. Normas de seguridad en el tablero didáctico	36

3.2.2. Selección comercial de materiales y equipos a utilizar	37
3.2.2.1. Paneles solares	37
3.2.2.2. Inversor	42
3.2.2.3. Batería	47
3.2.2.4. Cálculo de cables	48
3.2.2.5. Cálculo de protecciones	51
3.2.2.6. Protecciones eléctricas contra sobrecarga y cortocircuito en el sistema	52
3.2.2.7. Coordinación y verificación de protecciones	59
3.2.3. Diagrama unifilar del sistema solar fotovoltaico	63
3.2.4. Disposición final del tablero y elementos adicionales agregados	64
3.2.5. Diseño de la puesta a Tierra	70
4. Diseño del sistema termosolar	72
4.1. Acumulador	72
4.2. Colector solar	73
4.3. Fluido caloportador	76
4.4. Diseño del circuito hidráulico	77
4.5. Esquema del tablero de pruebas didáctico termosolar	89
4.6. Sensores de temperatura	92
5. Simulador de energía eólica	94
5.1. Componentes del kit	94
5.2. Selección comercial de componentes	95
5.3. Conexión de Hardware	98
5.4. Código para Arduino y vinculación con Excel	99
5.5. Esquema de conexiones	101
6. Estructura de costos	104
7. Conclusión y propuestas de trabajos futuros	107
ANEXO	110
I. Coeficientes de rendimiento	110
II. Parámetros normalizados para el cálculo de protecciones	110
III. Curvas características de las protecciones	113
IV. Códigos para Arduino IDE	115
V. Mantenimiento	121
VI. Actividades realizables con el equipo	128
BIBLIOGRAFÍA	143

1. Introducción

1.2. Propósito de la investigación

Actualmente en Argentina, debido a la creciente demanda energética y a que la implementación de centrales hidroeléctricas que suplan dicha demanda conlleva mucho tiempo en su construcción, se ha incrementado la dependencia de la quema de combustibles fósiles. Es por esto que las fuentes de energía renovable han adquirido una gran importancia en el ámbito de la generación energética. La siguiente investigación está encaminada a la obtención de energías renovables de una forma que tenga un impacto ambiental insignificante comparado con el que costaría generar esa misma cantidad de energía utilizando combustibles fósiles.

La energía solar, en particular, destaca por su capacidad para generar energía térmica y eléctrica a partir de la radiación solar, lo que la convierte en una opción viable y accesible en diversas aplicaciones. En este contexto, la formación académica en energías renovables juega un papel fundamental al brindar conocimientos prácticos y teóricos a los estudiantes sobre el uso de estas tecnologías.

Este proyecto de investigación está enfocado en el diseño y desarrollo de un kit didáctico orientado a la enseñanza de los principios básicos de las energías renovables. Dicho kit permitirá la realización de experimentos prácticos que abordarán la captación y conversión de la energía solar, tanto en su forma térmica como fotovoltaica, y la simulación de un generador eólico. El objetivo principal es proporcionar una herramienta educativa que facilite la comprensión de estos sistemas y sus aplicaciones mediante simulaciones y mediciones experimentales. El kit también incluirá componentes relacionados con la energía eólica, promoviendo un enfoque integral hacia las energías renovables.

La investigación busca optimizar la enseñanza de estos sistemas energéticos, brindando una metodología experimental que favorezca el aprendizaje activo. De este modo, se espera que los usuarios adquieran habilidades técnicas necesarias para el diseño y análisis de sistemas energéticos sostenibles, con el fin de implementar soluciones eficientes en el ámbito doméstico e industrial. Asimismo, los resultados obtenidos contribuirán al desarrollo de materiales didácticos aplicables en distintas instituciones educativas y programas de formación técnica.

Al analizar la relevancia de la innovación para el desarrollo y la competitividad de las universidades que ofrecen materias relacionadas a las energías renovables, el modelo propuesto permitirá identificar las necesidades actuales del mercado de producción de energías alternativas y la innovación necesaria para la planificación a futuro.

1.3. Delimitación espacial

La investigación se desarrolló para el partido de General Pueyrredón, provincia de Buenos Aires, Argentina. El kit se utilizará para hacer prácticas en laboratorios de instituciones tales como la Facultad de Ingeniería perteneciente a la Universidad Nacional de Mar del Plata.

1.4. Objetivos

- Analizar los requerimientos para la instalación previa del kit didáctico.
- Diseñar un equipo de entrenamiento en energía solar, tanto fotovoltaica como térmica, y energía eólica.
- Consultar las normas necesarias para asegurar un adecuado funcionamiento de los equipos a diseñar.
- Hacer la selección correspondiente de cables para el conexionado adecuado, soportes, módulos de protección termomagnética, instrumental de control, voltímetros, amperímetros, sensores de temperatura, etc.
- Investigar sobre el mantenimiento requerido por el equipo, implementando un manual.
- Realizar una evaluación económica preliminar de los costos de materiales y fabricación del equipo completo.

1.5. Exposición sintética de la labor a desarrollar

Investigación: Se recopilará información sobre el tema, con el fin de adquirir el conocimiento necesario para llevar a cabo un diseño adecuado.

- Visitas y charlas con partes interesadas.
- Búsqueda de tesis anteriores sobre temas similares.
- Búsqueda de desarrollos actuales similares en el mundo.
- Búsqueda de información específica sobre partes principales del banco.

Diseño: Se definirá un tipo y/o disposición adecuada del aparataje de medición así como las distintas conexiones que conformarán el banco. Se realizará un pre diseño esquemático de la estructura en software. También, se definirán y ubicarán elementos constitutivos.

Selección comercial de elementos: En función de las necesidades de funcionamiento, se obtendrá información de los distintos fabricantes que permita hacer una estimación de costos y seleccionar las opciones más rentables.

1.6. Estado del arte

Mediante el conocimiento acumulado en torno al tema de kits didácticos de entrenamiento en energías renovables, se obtendrá noción sobre los tipos de kits desarrollados hasta la actualidad y sus características. De esta manera, se busca obtener información útil, y encontrar mejoras para aplicar en el proyecto actual.

Algunos ejemplos de empresas dedicadas al diseño de estos kits son la empresa argentina Insur y la empresa colombiana E tech Solutions.

En cuanto a fuentes de habla inglesa, se investigarán publicaciones de revistas que resuman diferentes proyectos llevados a cabo por grupos investigadores.

En la actualidad, hay varios equipos de laboratorio disponibles para que los estudiantes realicen mediciones experimentales directas. A continuación, se mencionan algunos

ejemplos. Estos equipos tienen funciones similares, con un enfoque en el análisis de una instalación fotovoltaica, la determinación de las características de los paneles solares y el estudio de su comportamiento bajo diferentes condiciones de operación.

Insur

La empresa argentina Insur dispone de diversos módulos en su catálogo enfocados en muchas áreas de investigación. Para la realización de este proyecto, son de interés las relacionadas a energías renovables, entre las cuales hay tableros capaces de realizar experiencias utilizando energía solar fotovoltaica, térmica y eólica.



Figura 1. Banco didáctico de Insur para energía solar fotovoltaica.

E Tech Solutions SAS

E-Tech Solutions S.A.S es un concepto de empresa que representa diferentes líderes en recursos académicos en la industria de educación, integra tecnologías enfocadas a la enseñanza y aprendizaje por medio de Internet y promociona soluciones para el mercado académico, corporativo y bibliotecas públicas.

El equipo que comercializa es un sistema de formación integrado de red inteligente (solar/eólica/hidrógeno) con fines educativos, diseñado y fabricado para ayudar a aplicar los principios de la generación de energía con energías renovables en interiores.



Figura 2. Banco didáctico de E Tech Solutions para energía solar fotovoltaica y eólica.

Micro Capacitación

MICRO Capacitación es una empresa argentina enfocada en potenciar competencias y habilidades ofreciendo contenido teórico basado en soluciones aplicadas en diversas industrias de nivel internacional. Cada uno de sus materiales integran conocimientos para proporcionar una formación práctica. Comercializan paneles didácticos diseñados para poner en práctica conocimientos y consolidar el aprendizaje.

Su producto más relacionado con este proyecto es el banco didáctico de energías renovables, el cual es un sistema de formación diseñado para la generación de energía solar y eólica. Este equipo se instala y produce energía solar y eólica, utilizando equipos eléctricos estándar de la industria y dispositivos de generación de energía del banco didáctico que emplean equipos reales de generación de energía. Presenta los principios básicos de la generación de energía eólica y solar en una mesa de formación.



Figura 3. Banco didáctico de MICRO Capacitación para energía solar fotovoltaica y eólica.

2. Marco teórico

En este apartado se hará una recopilación de los conceptos necesarios para comprender el funcionamiento de los sistemas a desarrollar durante el proyecto consultando las fuentes [1], [2], [3], [4] y [5].

2.1. El sol como fuente de energía renovable

La energía del Sol se origina a partir de la constante combustión de hidrógeno en su núcleo, lo que genera una gran cantidad de energía radiante. La Tierra recibe solo una pequeña fracción de esta energía. Al entrar en la atmósfera, la energía solar es influenciada por varios factores, como la densidad atmosférica, la ubicación geográfica y la orientación de la superficie expuesta, entre otros.

Existen dos formas de aprovechar la energía solar: en su condición difusa y en su condición directa. No obstante, la humanidad aún no ha logrado maximizar el aprovechamiento de esta energía limpia y perpetuamente renovable. Para ilustrar la cantidad de energía que se desaprovecha, el Sol emite cada año cuatro mil veces más energía de la que necesitamos.

Los principales problemas que enfrenta el uso de la energía solar son la necesidad de múltiples dispositivos para capturar la energía del Sol y la dependencia de condiciones climáticas favorables para su aprovechamiento.

2.2. Energía Solar

La energía solar, como recurso energético terrestre, se compone simplemente de la porción de luz emitida por el Sol que es interceptada por la Tierra. Esta se divide en 2 tipos:

Térmica: La energía solar se denomina "térmica" cuando se aprovecha mediante el calentamiento de algún medio. Aplicaciones térmicas incluyen la climatización de viviendas, calefacción y secado, entre otras.

Fotovoltaica: La energía solar se aprovecha mediante celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en energía eléctrica sin pasar por un efecto térmico.

2.3. Energía solar fotovoltaica

La radiación solar se refiere al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. Estas radiaciones abarcan longitudes de onda que van desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. Sin embargo, no toda la radiación solar llega a la superficie de la Tierra, ya que las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera, principalmente por el ozono.

La cantidad de radiación solar que llega a la Tierra puede medirse y su unidad es el vatio por metro cuadrado (W/m^2).

La radiación que atraviesa la superficie del Sol tiene una potencia de alrededor de 60 MW/m^2 . Al llegar al límite de la atmósfera terrestre, esta potencia se reduce a

aproximadamente $1,3 \text{ kW/m}^2$; este valor se conoce como constante solar (Ics). La constante solar se define como la energía proveniente del Sol que, por unidad de tiempo, es recibida por una unidad de área en una superficie perpendicular a la radiación, ubicada en el espacio a la distancia media entre el Sol y la Tierra.

Tipos de Radiación

La diferencia entre los distintos tipos de radiaciones radica en cómo inciden los rayos solares sobre la Tierra. Existen dos tipos:

Radiación directa: Se denomina radiación directa a la radiación que llega a la superficie de la Tierra sin haber sufrido cambios en su trayectoria lineal desde el disco solar.

Radiación difusa: Cuando la atmósfera terrestre difumina o desvía los rayos solares, se denomina radiación difusa. Este desvío de los rayos solares ocurre debido al choque directo con ciertas moléculas y partículas contenidas en el aire, lo que hace que los rayos solares no tengan una dirección directa.

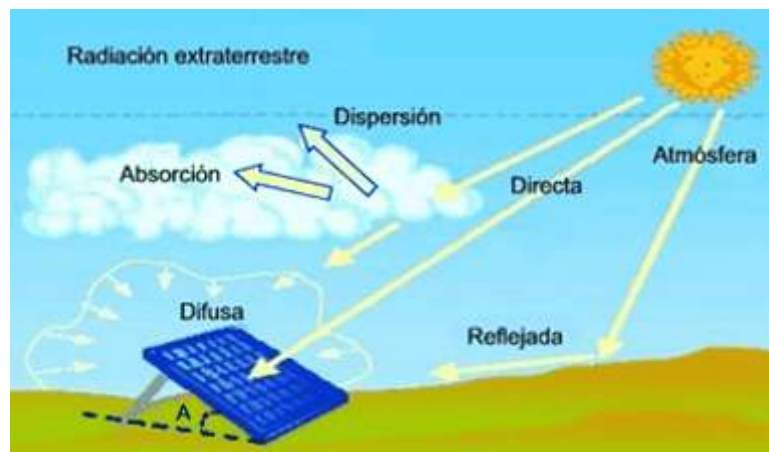


Figura 4. Dispersión, reflexión y absorción de la luz.

2.4. HSP (horas solares pico)

Para diseñar un sistema fotovoltaico de manera efectiva, es fundamental tener conocimiento sobre la cantidad de energía solar disponible en el lugar de instalación. En la mayoría de las regiones del mundo, se dispone de datos sobre la cantidad promedio de energía solar disponible para utilizar en este tipo de proyectos.

El promedio de energía solar disponible se mide en Horas Solares Pico (HSP por sus siglas en inglés, PSH).

Una hora perfecta de sol se define como una hora de sol brillante y despejado, sin nubes. Por consiguiente, si una zona tiene un Índice de Horas de Sol Pico (HSP) de 4, indica que se puede esperar un promedio de 4 horas diarias de sol radiante, sin nubes.

Una hora perfecta de sol equivale a una radiación de 1000 W por m^2 durante una hora.

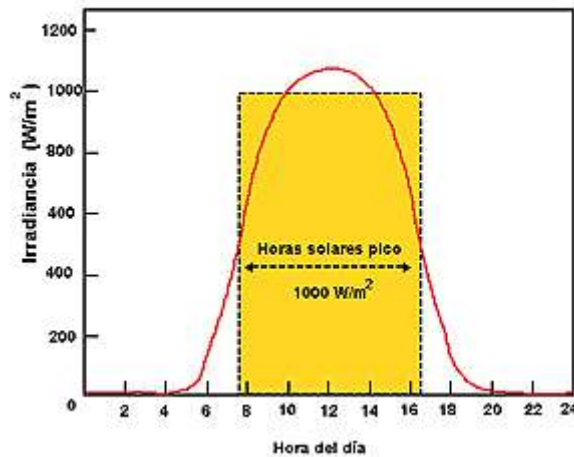


Figura 5. Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado.

Entonces, el Índice de Horas de Sol Perfectas (HSP) se calcula sumando toda la energía recibida a lo largo del día y dividiendo esta suma por 1000 W/m^2 . El área representada por el rectángulo (que corresponde a la irradiación basada en el HSP) es aproximadamente igual al área definida por la curva horaria de la irradiancia real durante todo el día. Sin embargo, no todos los días tienen la misma cantidad de luz solar.

Para determinar el HSP de una región específica, es necesario recopilar los datos de cada día durante un año y calcular el promedio.

2.5. Orientación de los paneles solares

Para determinar la dirección de los rayos solares en relación con la superficie del módulo fotovoltaico, es esencial tener en cuenta dos ángulos: acimut y tilt (de inclinación).

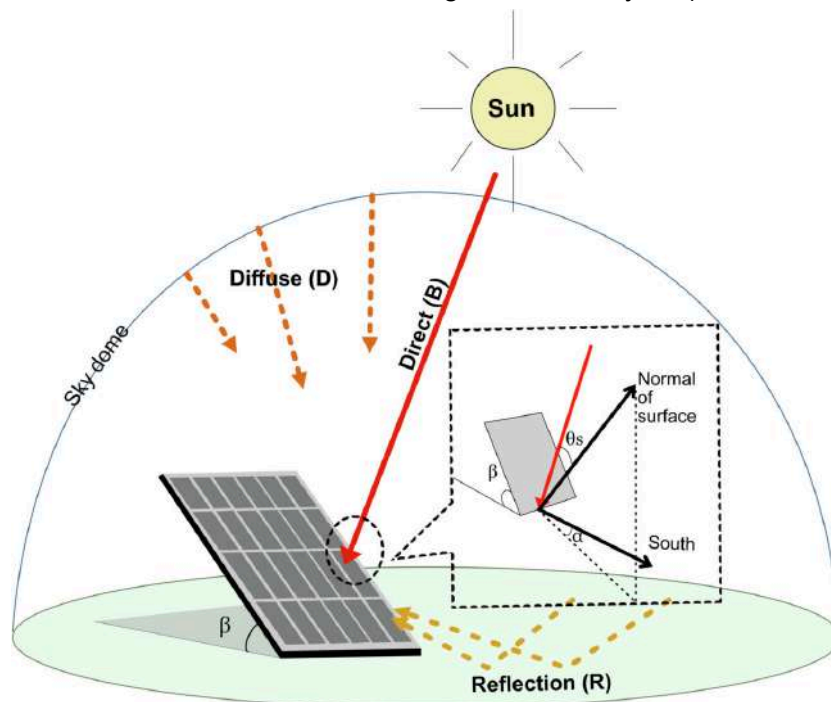


Figura 6. Ángulos característicos de un panel solar para un caso perteneciente al hemisferio norte.

Por acimut (α) o azimut se entiende el ángulo que define la orientación del plano del dispositivo fotovoltaico con respecto al meridiano correspondiente. En términos prácticos, este ángulo mide la desviación del plano respecto a la orientación hacia el Sur (en el hemisferio norte) o hacia el Norte (en el hemisferio sur). Los valores positivos del ángulo de azimut indican una orientación hacia el oeste, mientras que los valores negativos indican una orientación hacia el este.

El conocimiento del ángulo de acimut es necesario para determinar la correcta orientación de los paneles solares.

Por otro lado, el término "tilt" (β) o grado de elevación se refiere a la inclinación de un objeto respecto al plano del suelo. En otras palabras, es el ángulo que un objeto forma con la línea del suelo cuando se observa desde un lado.

En los sistemas fotovoltaicos, el tilt indica la inclinación del plano del dispositivo fotovoltaico en relación con el plano horizontal.

2.6. Sistema fotovoltaico

Los sistemas fotovoltaicos se pueden definir como un conjunto de elementos que convierten la luz solar directamente en energía eléctrica, utilizando dispositivos conocidos como "celdas solares". Cada celda solar está compuesta por material semiconductor dispuesto en dos capas: P y N. Cuando la radiación solar incide en la celda fotovoltaica en forma de luz, la interfaz entre las capas P y N actúa como un diodo. Los fotones con suficiente energía que alcanzan la celda causan que los electrones se desplacen de la capa P a la capa N, generando un exceso de electrones en el lado N y un déficit en el lado P. Esta diferencia en la cantidad de electrones crea un voltaje, que puede ser aprovechado como fuente de energía para diversas aplicaciones. Mientras la luz solar continúe incidiendo en el panel, el voltaje se mantiene, incluso en días nublados, gracias a la presencia de radiación difusa de luz.

La energía solar generada por los sistemas fotovoltaicos se utiliza para alimentar electrodomésticos de bajo consumo energético, así como lámparas eléctricas. Esto es especialmente útil en áreas donde no hay acceso a la red eléctrica convencional proporcionada por alguna compañía.

Es esencial contar con un sistema compuesto por equipos diseñados específicamente para convertir la energía solar en energía eléctrica. Este sistema se conoce como sistema fotovoltaico, y los equipos que lo integran se denominan componentes fotovoltaicos. Por lo tanto, el costo de utilizar la energía solar se corresponde con el costo de comprar, instalar y mantener adecuadamente el sistema fotovoltaico. Un sistema fotovoltaico puede ser definido como un conjunto de equipos construidos e integrados específicamente para llevar a cabo cuatro funciones fundamentales:

- Captar la energía contenida en la radiación solar.
- Transformar de manera directa y eficiente la energía solar en energía eléctrica.
- Almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada por las celdas solares.
- Proveer de manera eficiente y adecuada la energía producida.

Los elementos encargados de realizar las funciones respectivas en un sistema fotovoltaico son:

- El módulo o panel fotovoltaico: encargado de captar la energía contenida en la radiación solar.
- La batería: responsable de almacenar adecuadamente la energía eléctrica generada por las celdas solares.
- El regulador de carga: se encarga de regular el flujo de energía entre los paneles solares y la batería para evitar sobrecargas o descargas excesivas.
- El inversor: transforma de forma eficiente la energía continua (DC) generada por los paneles solares en energía eléctrica de corriente alterna (AC) utilizada por los dispositivos eléctricos convencionales.

En los sistemas fotovoltaicos, se requiere el uso de protecciones eléctricas como fusibles y dispositivos termomagnéticos para prevenir sobrecargas o cortocircuitos. En instalaciones medianas y grandes, es necesario implementar sistemas de protección más avanzados. Además, se requiere sistemas de medición y control para gestionar eficientemente la carga eléctrica generada. Estos sistemas aseguran un funcionamiento seguro y óptimo del sistema fotovoltaico.

2.6.1. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Sistema On Grid

El sistema On Grid es un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica que provee energía a hogares, negocios e industrias. Durante el día, el usuario consume la energía generada por el sistema fotovoltaico, mientras que durante la noche o en momentos de baja producción de energía solar, se utiliza energía de la red eléctrica. Este tipo de sistema no tiene capacidad de almacenamiento de energía y funciona en simultáneo con la red eléctrica. Esto significa que, en caso de un corte de energía, el equipo dejará de funcionar. El propósito principal de este sistema es lograr ahorros en el consumo de energía.



Figura 7. Componentes de un sistema On Grid.

Sistema Off Grid

Un sistema fotovoltaico Off Grid es aquel que funciona de manera independiente de la red eléctrica. Se utiliza para suministrar energía eléctrica a dispositivos que no tienen acceso a la red eléctrica o que experimentan cortes frecuentes de energía. Para ello, el sistema fotovoltaico no conectado a la red utiliza baterías que se cargan durante las horas de sol y suministran energía durante la noche o en caso de cortes de luz.

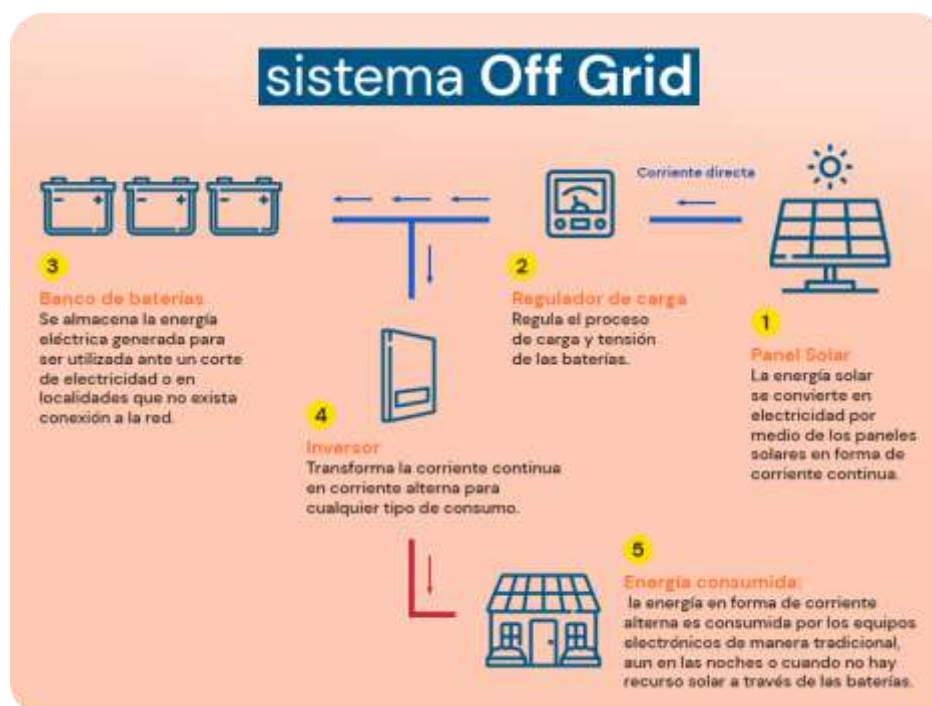


Figura 8. Componentes de un sistema Off Grid.

Sistema Híbrido

Existen también sistemas fotovoltaicos híbridos que proveen energía a hogares, negocios o industrias conectados a la red eléctrica o a otras fuentes de generación, como grupos electrógenos o generadores eólicos.

En el caso de un sistema híbrido, es posible integrar baterías que se cargan durante las horas de luz solar mediante los paneles solares. Si la energía fotovoltaica no es suficiente, el sistema puede obtener energía adicional de la red eléctrica.



Figura 9. Componentes de un sistema Híbrido.

2.6.2. Módulos fotovoltaicos

Para transformar directamente la energía solar en energía eléctrica, se utilizan equipos llamados módulos o paneles fotovoltaicos. Estos módulos o paneles solares son placas rectangulares compuestas por un conjunto de celdas fotovoltaicas, protegidas por un marco de vidrio y aluminio anodizado.

Una celda fotovoltaica es un dispositivo semiconductor que capta la energía de la radiación solar y la convierte en corriente eléctrica, basándose en el efecto fotovoltaico, el cual genera una corriente eléctrica cuando la luz incide sobre ciertos materiales.

Las celdas fotovoltaicas están fabricadas principalmente con materiales semiconductores, destacando el silicio. El silicio es un material abundante en todo el mundo, ya que es un componente mineral de la arena. Sin embargo, debe ser de alta pureza para lograr el efecto fotovoltaico, lo que encarece el proceso de producción de las celdas fotovoltaicas. Los modelos comerciales son de 60, 72, 120, 136 o 144 celdas dependiendo de la potencia del panel.

Los paneles solares están protegidos por un marco de vidrio y aluminio, cuya función principal es soportar mecánicamente las celdas fotovoltaicas y protegerlas de los efectos degradantes del ambiente, como la humedad y el polvo. Todo el conjunto de celdas fotovoltaicas y sus conexiones internas está completamente aislado del exterior mediante dos cubiertas: una frontal de vidrio de alta resistencia a los impactos y una posterior de plástico EVA (acetato de vinil etileno). El vidrio frontal es antirreflejante para optimizar la captación de los rayos solares. El marco de aluminio también facilita la fijación adecuada de todo el conjunto a una estructura de soporte a través de orificios convenientemente ubicados.

Los módulos solares se clasifican según el tipo de material empleado para su fabricación en:

- **Módulos de silicio monocristalino:** Son los más utilizados debido a su gran confiabilidad y durabilidad, aunque su precio es ligeramente mayor que el de otros tipos.
- **Módulos de silicio policristalino:** Son ligeramente más baratos que los módulos de silicio monocristalino, aunque su eficiencia es menor.
- **Módulos de silicio amorfo:** Tienen una eficiencia menor que los otros dos tipos, pero su precio es mucho más bajo. Además, son delgados y ligeros, y se fabrican en forma flexible, lo que permite su instalación como parte integral de un techo o pared.

2.6.3. Medios de almacenamiento (Baterías)

Debido a que la radiación solar es un recurso variable, en parte predecible (ciclo día-noche) y en parte impredecible (nubes, tormentas), es necesario contar con equipos adecuados para almacenar la energía eléctrica cuando hay radiación solar y utilizarla cuando sea necesario. El almacenamiento de la energía eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos se realiza mediante baterías, las cuales están diseñadas específicamente para sistemas fotovoltaicos.

Las baterías desempeñan tres funciones esenciales para el correcto funcionamiento de la instalación:

1. **Almacenamiento de energía:** Almacenan la energía eléctrica durante los períodos de alta radiación solar y/o bajo consumo de energía. Durante el día, los módulos solares generan más energía de la que se consume en ese momento. Esta energía excedente se almacena en la batería.
2. **Suministro de energía en ausencia de radiación solar:** Proporcionan la energía eléctrica necesaria durante los períodos de baja o nula radiación solar. En aplicaciones de electrificación rural, la energía eléctrica se utiliza intensamente durante la noche para alimentar lámparas, televisores u otros aparatos electrónicos, precisamente cuando no hay radiación solar. Estos dispositivos pueden funcionar correctamente gracias a la energía almacenada en la batería durante el día.
3. **Estabilidad y adecuación del suministro eléctrico:** Aseguran un suministro de energía eléctrica estable y adecuado para el uso de aparatos eléctricos. Mantienen un voltaje relativamente constante y permiten operar dispositivos que requieren una corriente mayor de la que pueden generar los paneles, incluso en momentos de

máxima radiación solar. Por ejemplo, esto es crucial al encender un televisor o al arrancar una bomba o motor eléctrico.

Externamente, este tipo de baterías no difiere mucho de las utilizadas en automóviles. Sin embargo, internamente, las baterías diseñadas para aplicaciones fotovoltaicas están especialmente construidas para funcionar con ciclos de carga y descarga lentos.

Las baterías para sistemas fotovoltaicos generalmente son de ciclo profundo, lo que significa que pueden descargar una cantidad significativa de la energía almacenada antes de necesitar recargarse. En comparación, las baterías de automóviles están diseñadas específicamente para soportar descargas breves pero superficiales, principalmente durante el arranque. Por otro lado, estas están construidas para proporcionar corrientes eléctricas moderadas durante muchas horas. Así, mientras que una batería de automóvil puede suministrar 100 [A] durante 2 segundos sin problemas, una batería fotovoltaica de ciclo profundo puede suministrar 2 [A] durante 100 horas.

Aunque el costo inicial puede ser más bajo, no es recomendable utilizar baterías de automóviles en sistemas fotovoltaicos debido a que no están diseñadas para este propósito. Las consecuencias más graves de utilizar baterías de automóviles son las siguientes:

- La vida útil de estas baterías se acorta considerablemente cuando se utilizan en sistemas fotovoltaicos.
- Los procesos de carga y descarga se vuelven ineficientes, lo que afecta negativamente el rendimiento del sistema.

Por lo tanto, cualquier ahorro en costos al optar por baterías de automóviles en lugar de baterías diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas se ve contrarrestado por la necesidad frecuente de reemplazo, lo que finalmente resulta en costos más altos a largo plazo.

La capacidad de una batería se expresa en "ampere-hora (Ah)", lo cual es una medida comparativa de su capacidad para generar corriente. Debido a que la energía que una batería puede suministrar depende de su tasa de descarga, los Ah deben especificarse para una tasa de descarga particular. En el caso de las baterías fotovoltaicas, la capacidad en Ah suele indicarse con una tasa de descarga de 100 horas (C-100).

La capacidad de la batería para un sistema fotovoltaico se determina según la cantidad de energía consumida diariamente, la cantidad de días nublados en la zona y las características específicas de la batería que se va a utilizar. Se recomienda usar una sola batería con la capacidad necesaria siempre que sea posible, ya que disponer dos o más baterías en paralelo puede causar desequilibrios en los procesos de carga y descarga. Estos problemas a veces resultan en la inversión de polaridad de las placas, lo que conlleva la pérdida de capacidad del conjunto de baterías. Además, se sugiere ubicar las baterías en una habitación bien ventilada y aislada de la humedad del suelo.

Una vez que las baterías hayan alcanzado el final de su vida útil, deben ser retiradas y llevadas a centros de reciclaje autorizados. En algunos casos, los proveedores se responsabilizan del retiro y reciclaje al vender la batería. Bajo ninguna circunstancia deben

desecharse en campos abiertos o basureros, ya que el derrame de la solución de ácido sulfúrico que contienen puede causar graves daños al suelo, personas y animales.

2.6.4. Regulador o controlador de carga

Este es un dispositivo electrónico que controla tanto el flujo de corriente de carga desde los módulos hacia la batería, como el flujo de corriente de descarga desde la batería hacia las lámparas y otros aparatos eléctricos. Si la batería ya está cargada, el regulador interrumpe el paso de corriente de los módulos hacia ella. Si la batería ha alcanzado su nivel máximo de descarga, el regulador corta el flujo de corriente desde la batería hacia las lámparas y demás cargas.

Existen diversas marcas y tipos de reguladores. Es aconsejable adquirir siempre un regulador de carga de buena calidad y adecuado a las características de funcionamiento (actuales y futuras) de la instalación fotovoltaica. Se recomienda optar por controladores tipo serie con desconexión automática por bajo voltaje (LVD) y con indicadores luminosos del estado de carga. Estas opciones permiten la desconexión automática de la batería cuando su nivel de carga desciende a valores peligrosos.

Generalmente, el regulador de carga es uno de los componentes más confiables de todo el sistema fotovoltaico, siempre y cuando se dimensione e instale correctamente.

2.6.5. Inversor

El inversor convierte la corriente continua proveniente de las baterías en corriente alterna o convencional. Esta corriente debe ser compatible con la red eléctrica, es decir, 220 V con una frecuencia de 50 Hz para el caso de Argentina (para otros países cambia y se puede programar). Una vez en funcionamiento, el inversor debe adaptarse a la demanda de potencia máxima de los equipos conectados a él. Se trata de un componente de alta eficiencia y seguridad, fundamental tanto en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red como en las autónomas, cuya función es suministrar electricidad a una a los consumos.

2.7. Sistemas solares térmicos

Los sistemas termosolares convierten la radiación solar en energía térmica para generar calor, que puede ser utilizado en una amplia variedad de aplicaciones, desde la calefacción de agua y espacios hasta la generación de electricidad. A diferencia de los sistemas fotovoltaicos, que convierten la luz solar directamente en electricidad, los sistemas termosolares utilizan la energía térmica para alimentar procesos industriales o domésticos, o bien para producir vapor que mueve una turbina y genera electricidad.

El principio básico de los sistemas termosolares es la captura y concentración de la radiación solar mediante colectores solares térmicos. Estos colectores absorben la energía del sol y la transfieren a un fluido (como agua, aceite térmico o sales fundidas) que se calienta y puede ser almacenado o utilizado de inmediato.

Existen distintos tipos de sistemas termosolares, desde los más simples, como los colectores planos, utilizados para la calefacción de agua en viviendas, hasta sistemas más avanzados como las plantas solares de concentración (CSP, por sus siglas en inglés), que pueden generar electricidad a gran escala.

Partes de un Sistema Termosolar

Los sistemas termosolares, al igual que los fotovoltaicos y los eólicos, están compuestos por una serie de componentes interrelacionados que permiten la captación, transferencia y almacenamiento de energía solar en forma de calor. A continuación, se detallan las partes de un sistema termosolar:

2.7.1. Colectores solares térmicos

Son el componente principal de un sistema termosolar, ya que capturan la radiación solar y la transforman en calor. Existen varios tipos de colectores, cada uno diseñado para aplicaciones específicas según la temperatura que se desee alcanzar:

- Colectores planos: Son los más comunes en sistemas residenciales para calentar agua. Consisten en una superficie plana absorbente, generalmente de metal oscuro, encerrada en una caja con una cubierta transparente. La radiación solar es absorbida por la superficie y transferida al fluido que circula por tuberías.
- Colectores de tubos de vacío: Son más eficientes que los planos para temperaturas más altas. Utilizan tubos de vidrio con un vacío entre el tubo interior (por donde circula el fluido) y el exterior, lo que reduce las pérdidas de calor por convección y conducción.
- Colectores de concentración: Utilizan espejos o lentes para concentrar la luz solar en un punto o línea, alcanzando temperaturas mucho más altas. Estos colectores son utilizados en aplicaciones industriales o en plantas de generación de electricidad. Los tipos más comunes incluyen:
 - Concentradores cilindro-parabólicos: Reflectores con forma de parábola que concentran la radiación solar sobre un tubo receptor.
 - Helióstatos y torres solares: Utilizan espejos móviles que reflejan y concentran la luz solar hacia un receptor en una torre.

- Discos parabólicos: Concentradores que focalizan la radiación solar en un único punto.

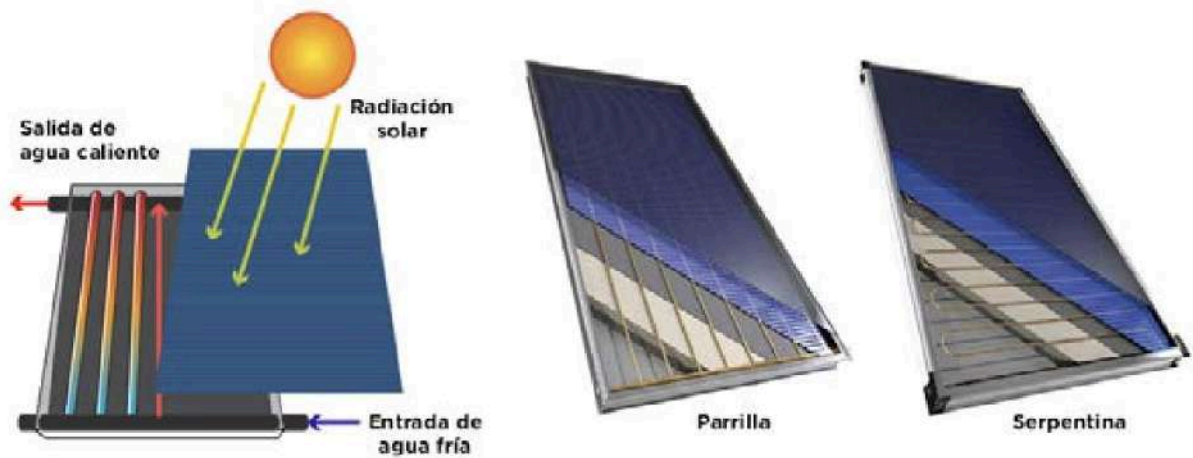


Figura 10. Configuración típica de un colector solar plano de parrilla y serpentina.

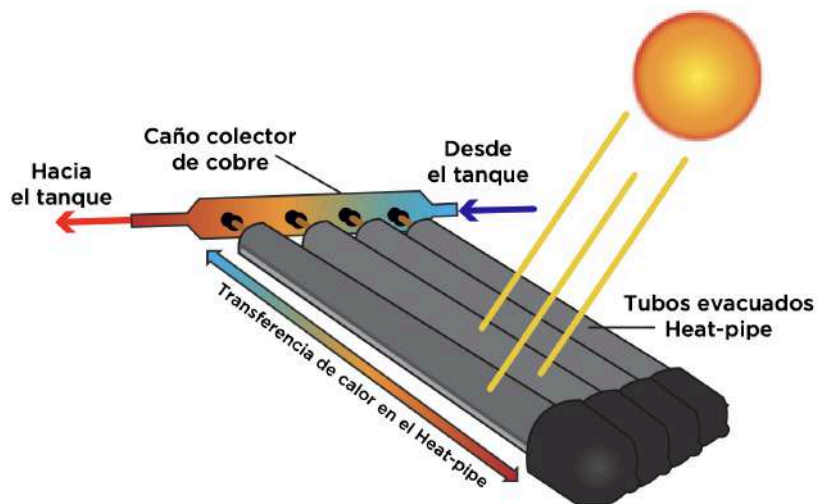


Figura 11. Funcionamiento de un colector solar de tubos evacuados.

2.7.2. Fluido caloportador (fluido de transferencia de calor)

El fluido caloportador es el medio que transporta el calor capturado por los colectores solares hacia los puntos de uso o almacenamiento. Los fluidos más comunes incluyen:

- Agua: Se utiliza en sistemas de baja y media temperatura, como los sistemas domésticos de calentamiento de agua.
- Aceite térmico: Utilizado en aplicaciones de mayor temperatura, como en plantas solares de concentración, ya que puede operar a temperaturas superiores a los 300°C sin evaporarse.
- Sales fundidas: Se emplean en plantas termosolares de alta temperatura. Este fluido permite almacenar grandes cantidades de energía térmica y soporta temperaturas superiores a los 500°C.

2.7.3. Intercambiador de calor

El intercambiador de calor es una parte esencial de los sistemas termosolares, ya que transfiere el calor del fluido caloportador hacia el medio que se va a calentar. En muchos casos, el fluido caloportador no se utiliza directamente, sino que transfiere el calor a un segundo fluido, como el agua, en un intercambiador de calor.

- En sistemas residenciales, el intercambiador de calor permite calentar agua potable utilizando el fluido de los colectores solares, manteniendo los dos circuitos separados por razones de eficiencia y seguridad.

2.7.4. Sistema de almacenamiento de energía térmica

Uno de los mayores desafíos de la energía solar es su intermitencia. Para mitigar este problema, los sistemas termosolares suelen incluir algún tipo de almacenamiento de energía térmica.

- Tanques de almacenamiento: Se utilizan para almacenar agua caliente o fluido caloportador caliente para su uso posterior. En sistemas más avanzados, se emplean tanques con aislamiento de alta eficiencia que minimizan las pérdidas de calor.
- Sales fundidas: Utilizadas en plantas de concentración solar, las sales fundidas permiten almacenar calor a altas temperaturas durante largos periodos, posibilitando la generación de electricidad durante la noche.

2.7.5. Bomba de circulación

La bomba de circulación es la encargada de mover el fluido caloportador desde los colectores hasta el punto de uso o almacenamiento. Esta asegura que el fluido circule de manera continua y eficiente por el sistema.

- Bomba de circulación en sistemas activos: En estos sistemas, una bomba eléctrica mueve el fluido caloportador a través del sistema. Es necesario un sistema de control que ajuste el funcionamiento de la bomba en función de la temperatura y la demanda de calor.
- Sistemas pasivos: Algunos sistemas no requieren bomba, como los sistemas termosifónicos, en los que el fluido se mueve por diferencia de densidad. El agua caliente sube mientras que el agua fría baja, creando un ciclo natural de circulación.

2.7.6. Válvulas y controles

El sistema termosolar necesita dispositivos que controlen el flujo del fluido caloportador y su temperatura, garantizando la seguridad y eficiencia del sistema.

- Válvulas de control de flujo: Regulan la cantidad de fluido que circula por los colectores y hacia el intercambiador de calor.
- Válvulas de seguridad: Protegen el sistema contra sobrepresión o temperaturas excesivas, evitando daños en los componentes.
- Termostatos y sensores de temperatura: Son esenciales para regular el funcionamiento del sistema, activando o desactivando las bombas de circulación

según las condiciones de temperatura en los colectores o el tanque de almacenamiento.

2.8. Energía eólica

La energía eólica se genera a partir del movimiento del aire debido a las diferencias de presión atmosférica que resultan de la desigual distribución de la radiación solar en la superficie de la Tierra. Este movimiento de aire contiene energía cinética, la cual puede ser convertida en energía mecánica o eléctrica mediante aerogeneradores.

La cantidad de energía que puede aprovecharse del viento está determinada por la ecuación de la energía cinética:

$$E = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3$$

Donde:

- E es la energía del viento (en Watts).
- ρ es la densidad del aire (aproximadamente 1.225 kg/m^3 al nivel del mar).
- A es el área barrida por las aspas del aerogenerador.
- v es la velocidad del viento.

Este cubo de la velocidad del viento indica que incluso pequeñas variaciones en la velocidad pueden generar un gran impacto en la cantidad de energía generada.

2.8.1. Aerogeneradores

Un aerogenerador es el dispositivo principal para convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica. Los aerogeneradores constan de los siguientes componentes:

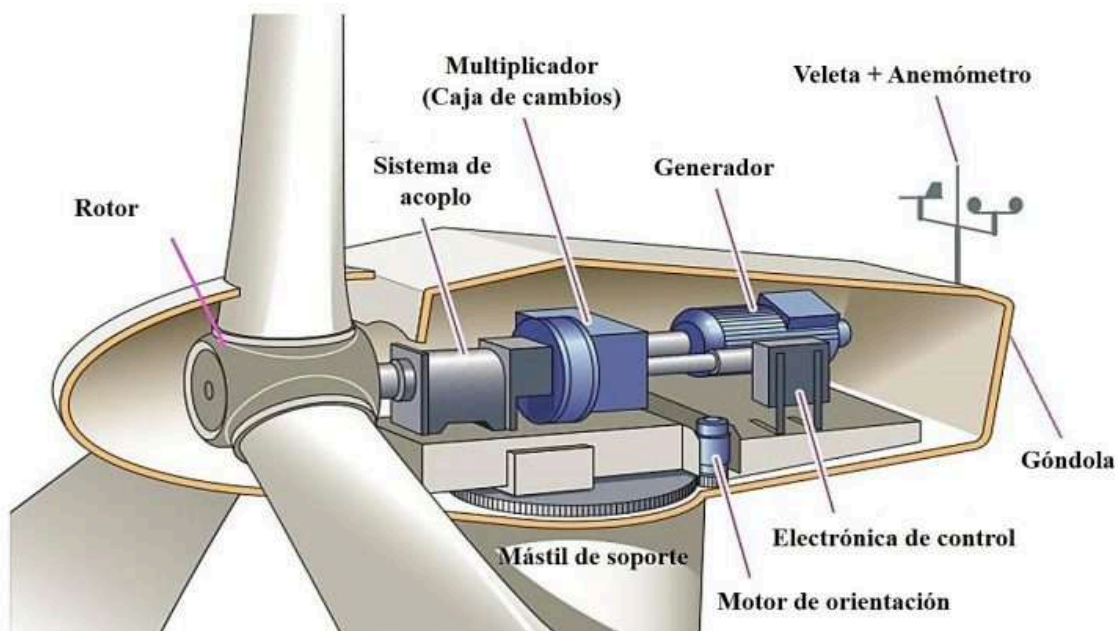


Figura 12. Componentes de un molino de viento.

2.8.2. Rotor

El rotor es una de las partes más visibles del aerogenerador y está compuesto por las aspas y el buje. Es el componente encargado de capturar la energía cinética del viento y convertirla en energía mecánica de rotación.

- Aspas: Diseñadas aerodinámicamente para maximizar la captura del viento, las aspas son responsables de transformar la energía del viento en torque rotacional. Su forma es similar a la de un ala de avión, con un borde de ataque grueso y un borde de salida delgado, lo que crea una diferencia de presión que produce su giro
- Buje: Es la parte central del rotor donde las aspas se conectan. El buje transfiere el movimiento rotacional generado por las aspas al eje del generador.

Cuanto mayor es el área barrida por las aspas, más energía pueden capturar, aunque esto también implica mayores desafíos estructurales y costos.

2.8.3. Eje (principal y de alta velocidad)

El movimiento rotacional generado por las aspas se transfiere a través de un eje principal hacia el generador eléctrico.

- Eje principal: También conocido como eje de baja velocidad, es el primer componente mecánico que recibe el movimiento desde el rotor. Este eje gira a una velocidad relativamente baja, generalmente entre 10 y 60 revoluciones por minuto (rpm), dependiendo del tamaño del aerogenerador.
- Eje de alta velocidad: En algunos aerogeneradores, se utiliza una caja de engranajes para aumentar la velocidad de rotación antes de enviarla al generador. Este eje gira a una velocidad mucho más alta (alrededor de 1500 rpm o más) para que el generador pueda funcionar de manera eficiente.

2.8.4. Generador

El generador es la parte encargada de convertir la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Funciona bajo el principio de la inducción electromagnética, donde la rotación del eje del generador provoca el movimiento de un campo magnético, generando una corriente eléctrica.

2.8.5. Sistema de control

El sistema de control es necesario para asegurar la operación segura y eficiente del aerogenerador. Tiene las siguientes funciones:

- Yaw system (Sistema de orientación): Es responsable de orientar el rotor hacia la dirección del viento para optimizar la captura de energía. Los aerogeneradores modernos suelen utilizar motores y sensores que permiten seguir la dirección del viento en tiempo real.
- Control de pitch (Ángulo de las aspas): Este sistema ajusta el ángulo de las aspas para controlar la cantidad de viento que captura el aerogenerador. En vientos suaves, las aspas se inclinan para maximizar la superficie expuesta al viento, mientras que en vientos fuertes, se inclinan para reducir la carga y evitar daños.

El sistema de control también incluye mecanismos de seguridad que apagan el aerogenerador en caso de vientos extremadamente fuertes o fallos mecánicos.

2.8.6. Caja de engranajes (multiplicadora)

La caja de engranajes se utiliza para aumentar la velocidad del eje de baja velocidad (que gira lentamente debido al rotor) a una velocidad adecuada para el generador. En un aerogenerador típico, el rotor puede girar a 20-60 rpm, pero el generador necesita girar a velocidades mucho mayores (alrededor de 1500 rpm) para generar electricidad de manera eficiente.

Algunos aerogeneradores modernos eliminan la necesidad de una caja de engranajes mediante el uso de generadores de accionamiento directo (direct drive), los cuales están diseñados para operar con bajas velocidades de rotación y requieren menos mantenimiento.

3. Diseño del sistema solar fotovoltaico

3.1. Diseño de caso domiciliario

Con el objetivo de tomar dimensión de las magnitudes (amperajes, voltajes, potencias, número de componentes, etc.) con las que trabaja un sistema solar fotovoltaico, se planteó un caso domiciliario perteneciente al Partido de General Pueyrredón en la provincia de Buenos Aires. Posteriormente, el tablero se planteará como un modelo a escala diseñado para cumplir con los objetivos requeridos por las actividades didácticas que se busquen realizar con él.

Los cálculos realizados a continuación no fueron hechos en profundidad pero sirven como guía para la posterior investigación y desarrollo del diseño final. Por otro lado, no se tuvieron en cuenta aspectos económicos en esta selección preliminar.

3.1.1. Consumo medio diario de una vivienda típica

Se consideraron los siguientes consumos para una vivienda tipo:

Electrodoméstico	Potencia [W]	Cantidad	Potencia instantánea total por consumo [W]	Pico de arranque [W]	tiempo de uso [h]	Energía [W*h]
Lámparas	15	20	300	300	8	2400
Heladera	200	1	200	800	12	2400
Notebook	60	1	60	60	8	480
Modem	10	1	10	10	24	240
Televisor	100	1	100	100	5	500
Inversor	20	1	20	20	24	480
		Potencia total [W]	690	1290	Energía del sistema/día [Wh/día]	6500

Tabla 1. Consumos de una vivienda tipo.

La heladera se encuentra encendida 24 horas por día, sin embargo, su compresor funciona durante 30 minutos y luego se apaga otros 30. Por lo tanto, el tiempo de uso seleccionado es de 12 horas.

Todos los consumos se determinaron buscando datasheet de los distintos electrodomésticos a utilizar y haciendo un promedio.

3.1.2. Rendimiento global de la instalación

Teniendo en cuenta las pérdidas de todos los equipos que forman parte de la instalación, se calculó su rendimiento global. Para ello se empleó la siguiente ecuación [1] :

$$R = (1 - K_b - K_c - K_r - K_v) * (1 - K_a * (N/P_d))$$

Siendo:

- *Kb: Coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador.*
- *Ka: Fracción de energía que se pierde por autodescarga.*
- *Kc: Pérdidas por el rendimiento del inversor.*
- *Kr: Pérdidas en el controlador de carga.*
- *Kv: Otras pérdidas no consideradas anteriormente.*
- *N: Número de días de autonomía para asegurar un servicio sin carga.*
- *Pd: Profundidad máxima de descarga admisible.*

En el Anexo se explica el criterio de selección para cada coeficiente.

Para el caso de estudio los coeficientes resultaron:

Kb	0,05
Ka	0,005
Kc	0,1
Kr	0,1
Kv	0,05
Pd	0,6
N	1
Rendimiento global	0,69

Tabla 2. Coeficientes del caso estudiado.

3.1.3. Paneles solares

Utilizando el software Retscreen, que toma datos de la página de la NASA, se calculó el valor de las horas de sol pico correspondientes al partido de General Pueyrredon.

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación de la instalación	Fuente
Latitud		-37,9	-37,9	
Longitud		-57,6	-57,6	
Zona climática		4A - Mixto - Húmedo		
Elevación	m	21	17	Suelo+NASA
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	0,2		Suelo - Mapa
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	29,0		Suelo
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	10,5		Suelo NASA

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Precipitación mm	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Grados-días de calefacción 18 °C °C-d	Grados-días de refrigeración 10 °C °C-d
Enero	20,3	74,4%	104,78	6,31	100,9	4,6	22,3	0	319
Febrero	19,5	76,5%	103,60	5,56	101,0	4,5	21,3	0	266
Marzo	18,4	78,4%	105,40	4,53	101,1	4,1	19,0	0	260
Abril	14,6	80,3%	90,00	3,31	101,2	3,9	14,9	102	138
Mayo	11,2	82,2%	66,96	2,31	101,2	3,8	11,4	211	37
Junio	8,7	82,7%	54,30	1,75	101,4	3,9	8,4	279	0
Julio	7,7	82,4%	57,97	2,03	101,5	3,9	7,4	319	0
Agosto	9,0	80,5%	60,14	2,78	101,6	4,3	8,6	279	0
Septiembre	10,2	78,4%	63,00	3,53	101,6	4,5	10,3	234	6
Octubre	13,2	78,2%	93,62	4,89	101,3	4,7	13,5	149	99
Noviembre	15,7	76,6%	96,90	6,17	101,0	4,7	16,8	69	171
Diciembre	18,3	74,8%	98,27	6,39	100,9	4,8	20,1	0	257
Anual	13,9	78,8%	994,94	4,12	101,2	4,3	14,5	1.642	1.554
Fuente	Suelo	Suelo	NASA	Suelo	Suelo	Suelo	NASA	Suelo	Suelo
Medido a						m	10	0	

Datos climatológicos

Figura 13. Radiación promedio en un plano horizontal para el partido de General Pueyrredon.

El sistema a diseñar será un sistema off grid que durante los meses de menor radiación (Junio-Julio) deberá conectarse a una fuente de energía auxiliar (como un grupo electrógeno) ya que el sistema fotovoltaico dejará de suministrar la energía suficiente a tempranas horas. Para los cálculos se utilizará el valor de 4,12 [kWh/m²/d], el cual es un promedio anual y solo se puede utilizar teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas.

El consumo total de la vivienda es de 6500 [Wh/día], para obtener el valor de energía a abastecer por los paneles solares, debe dividirse este valor por el rendimiento global estimado del sistema (0,7), resultando:

Paneles Solares	
Energía diaria a producir por los paneles solares [Wh/día]	9363,75
HSP	4,12

Tabla 3. Valores a utilizar para calcular el número de paneles solares.

El módulo fotovoltaico a emplear será el Astro 5 de la marca Astronergy, cuyas especificaciones son las siguientes:

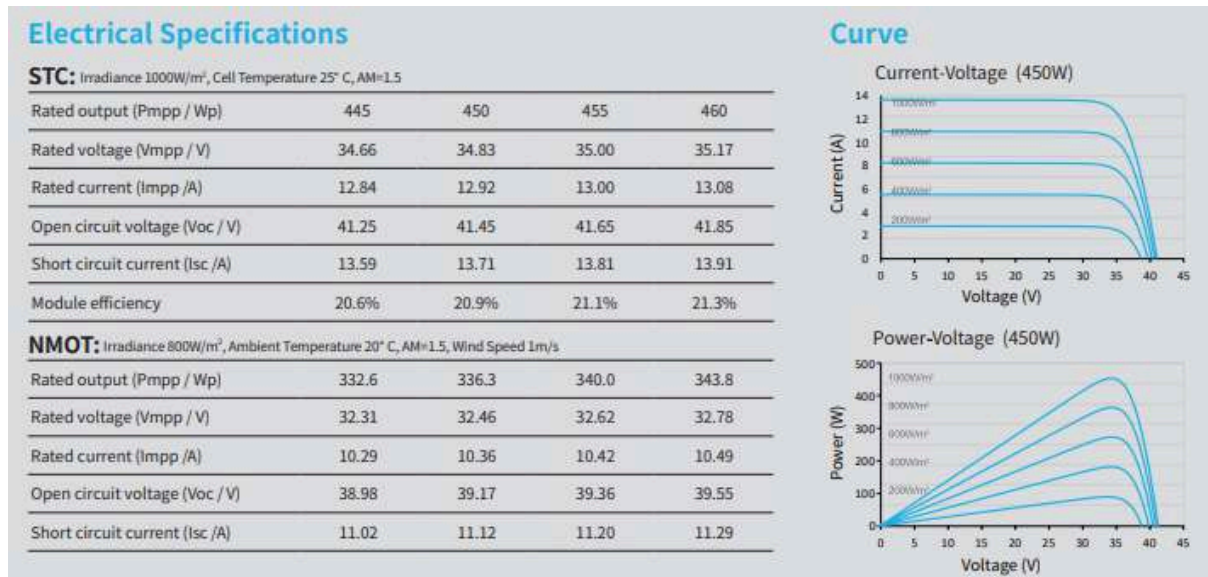


Figura 14. Especificaciones del módulo solar a Astro 5 del fabricante Astroenergy.

Datos del módulo fotovoltaico a emplear:		
Pmax	450	[W]
Vnom	24	[V]
Vpm	34,83	[V]
Ipm	8,61	[A]
Voc	41,45	[V]
Isc	13,71	[A]

Tabla 4. Especificaciones del módulo solar a utilizar.

Si se representa en un gráfico la distribución horaria de la irradiación incidente sobre la superficie terrestre se observa que los niveles varían a lo largo del día. Gráficamente, la hora pico solar se interpreta como una función de valor constante que delimita la misma área que la distribución antes mencionada.

Así, la hora solar pico nos indica el número de horas en las que se recibe una irradiación solar de 1000 [W/m²]. Si se cumplieran el resto de condiciones estándar, sería el número de horas al día en las que un panel fotovoltaico proporciona su potencia pico. Multiplicando HSP por potencia pico, se obtiene la energía que proporciona un panel fotovoltaico.

Por lo tanto, la energía diaria a producir por los paneles solares es de:

$$\text{Energía diaria producida por los paneles solares} = V_{pm} * I_{pm} * HSP$$

$$\text{Energía diaria producida por los paneles solares} = 34,83 [V] * 8,61[A] * 4,12 [h/panel * día]$$

El número de cadenas en paralelo resulta:

$$\text{Número necesario de paneles} = \frac{\text{Energía diaria a producir por los paneles solares}}{\text{Tensión del sistema} * \text{Energía diaria producida por los paneles solares}}$$

$$\text{Número necesario de paneles} = \frac{9363,75 \text{ [Wh/día]}}{34,83 \text{ [V]} * 8,61 \text{ [A]} * 4,12 \text{ [h/panel*día]}} \simeq 8 \text{ paneles}$$

La potencia máxima del arreglo resulta:

$$\text{Potencia máxima del arreglo} = N^{\circ} \text{ total de paneles} * P_m = 8 * 450 \text{ [W]} = 3600 \text{ [W]}$$

Se ubicarán en arreglos de 4x2, es decir 4 ramas en paralelo con 2 paneles en serie en cada una, esto se hace para lograr un balance entre la corriente máxima que entregará el arreglo y la tensión máxima que debe soportar el inversor. Los paneles en serie suman sus voltajes y las ramas en paralelo suman sus corrientes. Resultando:

$$\text{Intensidad máxima del arreglo} = I_{pm} * N^{\circ} \text{ de ramas en paralelo}$$

$$\text{Intensidad máxima del arreglo} = 8,61 \text{ [A]} * 4 = 34,44 \text{ [A]}$$

$$\text{Tensión máxima del arreglo} = V_{oc} * N^{\circ} \text{ de paneles en serie por rama}$$

$$\text{Tensión máxima del arreglo} = 41,45 \text{ [V]} * 2 = 82,9 \text{ [V]}$$

3.1.4. Inversor

El inversor a seleccionar debe soportar la potencia máxima de panel calculada en la sección anterior. Esta resultó de 3600 [W], por lo tanto se seleccionó un inversor híbrido del fabricante Enertik de 4 [kW], el cual funcionará en modo Off-grid.

El modelo del inversor es HGI-4K-48.



ESPECIFICACIONES				
Modelo	HGI-1K-12	HGI-2K-24	HGI-3K-48	HGI-4K-48
Potencia máxima de panel	1000W	2000W	3000W	4000W
Potencia máxima de panel	1000W	2000W	4000W	
Voltaje de entrada máximo	145VCC			
Rango de entrada MPPT	15 – 115VCC	30 – 115VCC	60 – 115VCC	
Voltaje nominal MPPT	80VCC			
Conexiones MPPT	1			
Modo ON-GRID				
Salida (CA)				
Voltaje de salida	220VCA			
Rango de voltaje	184 – 265VCA			
Corriente de salida	4.3A	8.7A	13A	17.4A
Modo OFF-GRID – HÍBRIDO				
Entrada				
Rango de voltaje	170 – 280VCA			
Frecuencia	50 / 60Hz (Auto-detectable)			
Corriente máxima CA	30A			40A
Salida modo batería (CA)				
Voltaje de salida	220VCA			
Forma de onda	Senoidal pura			
Batería y cargador				
Voltaje nominal CC	12VCC	24VCC	48VCC	
Corriente de carga máx. solar	80A			
Corriente de carga máx. CA	60A			
Corriente máx. de carga	140A			
Ambiente				
Temperatura de operación	0 – 50 °C			
Humedad relativa	0 – 90% (sin condensación)			
Datos generales				
Puerto de comunicación	USB / RS232			
Dimensiones (LxAxA) en mm	100 x 300 x 440	100 x 300 x 440	120 x 295 x 468	
Peso neto (Kg)	8	8	11	

Potencia nominal de salida	4000W
Potencia máxima de panel	4000W
Voltaje de entrada nominal (mínimo)	80VCC
Voltaje de entrada máximo	145VCC
Voltaje de entrada MPPT	60 ~ 115VCC
Conexiones MPPT	1

Figura 15. Ficha técnica de los inversores híbridos Enertik.

Deben cumplirse las siguientes condiciones para que el inversor seleccionado funcione correctamente:

- *Potencia máxima de panel* > *Potencia máxima del arreglo*
- *Voltaje de entrada máximo* > *Voltaje máximo por rama*
- *Corriente máx. de carga* > $0,2 * \text{Capacidad de la batería}$

La batería se debe seleccionar para que se cumpla la tercera condición y las otras dos condiciones se cumplen, por lo tanto el inversor es adecuado para la instalación.

El sistema no requiere de un regulador de carga ya que el inversor viene con uno incluido del tipo MPPT.

3.1.5. Baterías

De los modelos de baterías que se comercializan para instalaciones fotovoltaicas, las de plomo-ácido son las más económicas pero cuentan con la desventaja de tener una reducción en la capacidad disponible para bajas temperaturas, llegando incluso a congelarse su líquido interno.

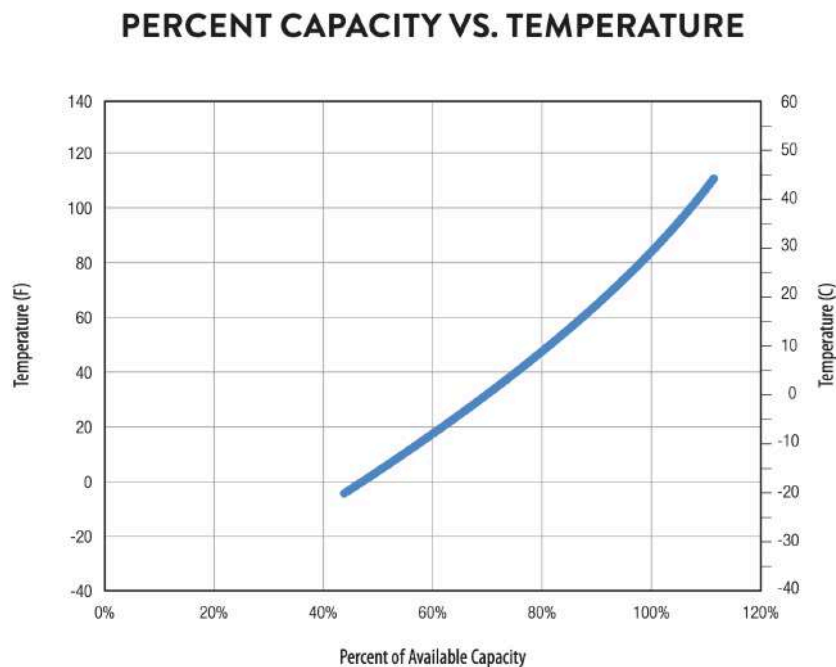


Figura 16. Porcentaje de capacidad disponible vs Temperatura para baterías de plomo-ácido.

Las baterías de litio no cuentan con este inconveniente, sin embargo, su elevado costo las hace inviables económicamente para este proyecto. Por lo tanto, se seleccionarán baterías de gel, las cuales son un subtipo de las baterías de plomo ácido y poseen libre mantenimiento. El modelo a utilizar será del fabricante Hissuma Solar y contará con una tensión de 12 [V] y una capacidad de 100 [Ah]. Estas deberán mantenerse en un ambiente donde la temperatura sea controlada para evitar inconvenientes.



Figura 17. Batería Hissuma de 12 [V] y 100 [Ah].

Para calcular la cantidad de baterías, se debe obtener la capacidad necesaria del banco. Para ello se debe saber la profundidad de descarga de la batería, los días de autonomía requeridos, la tensión del sistema y la energía diaria a generar. Se seleccionará un día de autonomía para adquirir un criterio conservador.

$$\text{Capacidad necesaria del banco} = \frac{\text{Energía diaria necesaria [Wh/día]} * N}{Pd * \text{Tensión del sistema}}$$

$$\text{Capacidad necesaria del banco} = \frac{9363,75 \text{ [Wh/día]} * 1 \text{ [días]}}{0,6 * 48 \text{ [V]}} \approx 325,13 \text{ [Ah]}$$

El Número de bloques de baterías conectadas en serie resulta:

$$\text{Número de baterías necesarias} = \frac{\text{Capacidad de acumulación en banco de baterías [Ah]}}{\text{Capacidad nominal [Ah]}}$$

$$\text{Número de baterías necesarias} = \frac{325,13 \text{ [Ah]}}{100 \text{ [Ah]}} \approx 4 \text{ baterías}$$

Redondeando al número entero siguiente, se requiere un total de 4 baterías conectadas en serie ya que el sistema trabaja con 48 [V] y las baterías son de 12 [V]

3.1.6. Cables

La sección de los cables a utilizar se calculó para cada tramo existente en el sistema, utilizando la siguiente ecuación:

$$S = \frac{(2 * L [m] * I [A])}{\Delta V [V] * k [m / \Omega * mm^2]}$$

Donde:

- *L*: Longitud del cable [m]
- *I*: Máxima intensidad que circula por el cable [A]
- ΔV : Máxima caída de tensión admisible por tramo [V]
- *k*: Conductividad del material a utilizar [$m / (\Omega * mm^2)$]

Se seleccionaron cables de cobre. Si bien su valor es mayor que el de los cables de aluminio, la diferencia no es considerable al ser pocos cables relativamente cortos. Por otra parte, tienen ventajas con respecto a la resistencia, durabilidad, flexibilidad y seguridad. Por lo tanto, el valor de *k* es igual a 56 [$m / (\Omega * mm^2)$].

El valor de sección obtenido debe reemplazarse por el valor superior inmediato que se encuentre en el catálogo del fabricante. Para este trabajo se utilizará el catálogo de Prysmian de baja tensión.

Tramo Paneles-Regulador

El valor de intensidad máximo será el calculado previamente en la sección de paneles solares.

Longitud [m]	4
k [$m / \Omega * mm^2$]	56
intensidad [A]	34,44
% ΔV	1,5
Tensión [V]	82,9
max ΔV [V]	1,24
Sección [mm²]	3,96

Tabla 5. Datos necesarios para obtener la sección mínima de los cables del tramo paneles-regulador.

Tramo Baterías-Inversor

La máxima intensidad se obtiene como un 20% de la capacidad total de las baterías [1].

Longitud [m]	1,5
k [$m / \Omega * mm^2$]	56
intensidad [A]	20
% ΔV	1
Tensión [V]	48
max ΔV [V]	0,48
Sección [mm²]	2,23

Tabla 6. Datos necesarios para obtener la sección mínima de los cables del tramo baterías-inversor.

Del catálogo de Prysmian de baja tensión, se seleccionó el modelo Exzhellent Class Solar, diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas, a emplear en el lado de corriente continua en instalaciones de autoconsumo o entre paneles solares y string combiner boxes en grandes plantas de generación fotovoltaica. La temperatura máxima del conductor es de +90°C (120°C durante 20000 horas) y su temperatura mínima es de -40°C, por lo que funciona de forma adecuada en una instalación como la diseñada.

Las secciones catalogadas son las siguientes:

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro máximo del conductor (mm) (l)	Diámetro exterior del cable (valor máximo) (mm)	Radio mínimo de curvatura dinámico (mm)	Radio mínimo de curvatura estático (mm)	Peso kg/km (l)	Resistencia del conductor a 20 OC (Ω/km)	Intensidad máxima admisible al aire A (C)	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C (C)	Caida de tensión V/(A-km) (C)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Tabla 7. Características físicas y eléctricas de los cables Exzhellent Class Solar del fabricante Prysmian.

Finalmente, resulta:

Tramo	Sección [mm ²]
Paneles-Regulador	4
Baterías-Inversor	2,5

Tabla 8. Secciones comerciales seleccionadas para los cables.

3.1.7. Conclusiones para el diseño del kit

Como conclusión del diseño del kit se puede observar que:

- El número de paneles y su potencia dependen de la energía diaria consumida. La potencia total de panel debe ser utilizada como parámetro en el dimensionamiento del inversor.
- El número de paneles se incrementa cuando la energía consumida es elevada.
- La potencia demandada por los consumos no influye en gran medida en los costos.
- Las baterías, tienen un costo elevado si se requieren muchos días de autonomía, lo cual no ocurrirá en el diseño del kit.

3.2. Diseño del banco de trabajo de energía solar fotovoltaica

Se diseñará un banco de pruebas para arreglos fotovoltaicos, el cual se ubicará sobre el laboratorio del área de mecánica correspondiente a la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Mar del Plata.

Para seleccionar los componentes se tendrá en cuenta aproximadamente un 50% de la potencia requerida por un sistema domiciliario como el abordado en el apartado anterior. El sistema será híbrido y las horas de autonomía serán bajas, ya que el diseño está enfocado en que los alumnos puedan hacer prácticas y ensayar diferentes cargas conectadas al sistema en momentos específicos. Se dispondrá de baterías para poder tomar contacto con las mismas pero no deben ser de una capacidad elevada ni se debe disponer de un gran banco.

3.2.1. Normas de seguridad en el tablero didáctico

El tablero didáctico debe cumplir con todas las normas de seguridad vigentes, tanto en lo que respecta a su fabricación, como en la utilización de materiales y componentes de primera calidad y marca, todos aprobados y homologados por normas nacionales e internacionales.

Las mismas cumplen con las disposiciones de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles, de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), edición aprobada el año 2006 y de las normas IRAM.

Este tablero cuenta con las siguientes medidas de seguridad:

- 1) Ficha tomacorriente con borne de puesta a tierra incorporado.
- 2) Instalación de puesta a tierra interna en todo el equipo. Ello incluye conexión fija, no seccionable de la estructura metálica y equipos bajo tensión. Ello es tendiente a fijar en el alumno la obligatoriedad de esta conexión de seguridad.
- 3) Interruptor general bipolar por corriente diferencial de fuga (interruptor diferencial), con corriente de operación nominal menor a 30 mili amperes.
- 4) Interruptores bipolares automáticos termomagnéticos.
- 5) Cerradura eléctrica de accionamiento del tablero con llave a disposición del docente responsable de la clase. La activación de este elemento de maniobra se realizará luego de la revisión obligatoria por parte del docente, de los circuitos a experimentar por los alumnos.
- 6) Interruptor de emergencia para prevenir situaciones que puedan poner en peligro a las personas y evitar daños en el equipo o trabajos en curso, minimizando los riesgos ya existentes, y ha de activarse con una sola maniobra de una persona.

3.2.2. Selección comercial de materiales y equipos a utilizar

3.2.2.1. Paneles solares

Con el objetivo de poder armar diferentes arreglos con los paneles solares para comprender los cambios que podrían darse al conectarlos en serie o paralelo, se seleccionaron paneles del fabricante Amerisolar de 160 W policristalinos con las siguientes características:



Figura 18. Modulo solar fotovoltaico del fabricante Amerisolar de 160 [W].

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC						
Nominal Power (P_{max})	150W	155W	160W	165W	170W	175W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	22.6V	22.8V	23.0V	23.2V	23.4V	23.6V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.70A	8.88A	9.05A	9.23A	9.40A	9.57A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	18.2V	18.4V	18.6V	18.8V	19.0V	19.2V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.25A	8.43A	8.61A	8.78A	8.95A	9.12A
Module Efficiency (%)	15.21	15.72	16.22	16.73	17.24	17.74
Operating Temperature	-40°C to +85°C					
Maximum System Voltage	1000V DC					
Fire Resistance Rating	Type 1 (UL1703) Class C (IEC61730)					
Maximum Series Fuse Rating	15A					
STC: Irradiance 1000W/m ² , Cell temperature 25°C, AM1.5						
ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT						
Nominal Power (P_{max})	110W	114W	118W	121W	125W	129W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	20.8V	21.0V	21.2V	21.4V	21.6V	21.8V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.05A	7.19A	7.33A	7.48A	7.62A	7.75A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	16.6V	16.8V	17.0V	17.2V	17.4V	17.6V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.63A	6.79A	6.95A	7.04A	7.19A	7.33A
NOCT: Irradiance 800W/m ² , Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s						

Figura 19. Ficha técnica del módulo solar Amerisolar de 160 [W].

La potencia seleccionada fue de 160 [W] para lograr crear un arreglo de 2x2 (2 módulos en serie por cada rama y 2 ramas en paralelo). Inicialmente se planteó utilizar de 50 [W] pero este caso limitaba las cargas a conectar y la diferencia de costos entre ambas capacidades era relativamente baja. Por otro lado, utilizar paneles como los del caso domiciliario (de 450 [W]) encarecería mucho el resto de los componentes del banco y sería más difícil ubicarlos espacialmente, además de restar flexibilidad a los arreglos realizables.

Los paneles seleccionados son policristalinos ya que son más económicos que los monocristalinos debido a su disminución en el rendimiento. Sin embargo, para fines educativos y de banco de prueba, esta disminución de rendimiento no será significativa.

Dentro de las normas de referencia que se especifican en el apartado 712 de la AEA, se encuentra la norma IEC 61215 según la cual está certificado este modelo de panel. Por otro lado, los paneles fueron ensayados mediante la norma IEC 61730, también especificada por AEA.

Los paneles se ubicarán en las siguientes coordenadas según Google Maps:

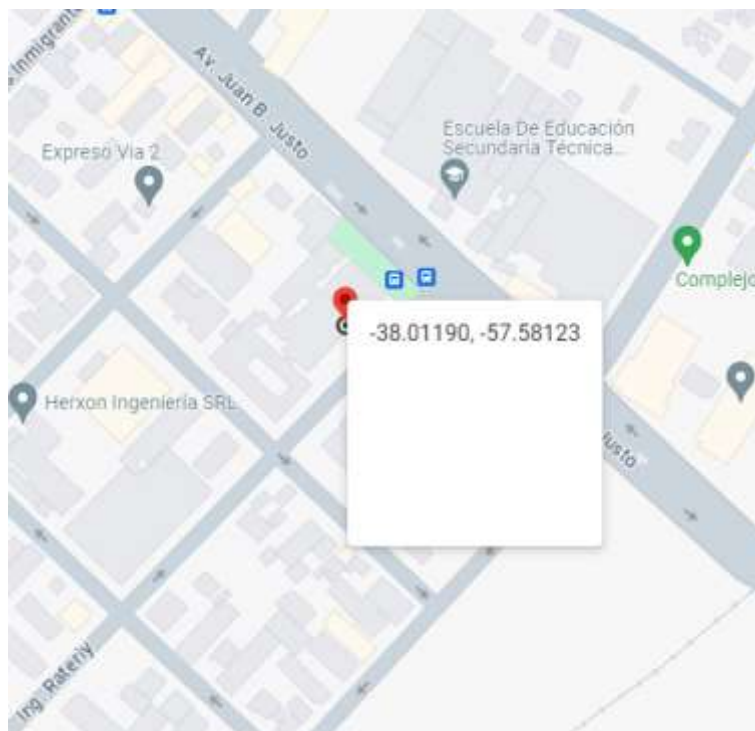


Figura 20. Captura de pantalla de la ubicación de los módulos solares fotovoltaicos en Google Maps.

Latitud: -38,01
Longitud: -57,58

El ángulo de orientación (α) óptimo para los módulos será de 180° , es decir apuntando hacia el norte, ya que el proyecto se desarrolló en el hemisferio sur. Esto corresponde a un

valor de Azimut igual a 0. Sin embargo, debe tenerse en cuenta el fenómeno de declinación solar que es de 23,5° en el día más desfavorable del año, es decir el 21 de Junio.

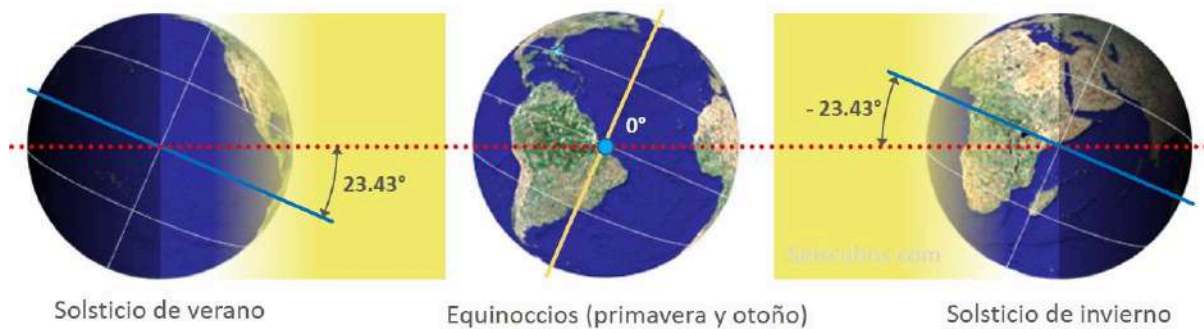


Figura 21. Fenómeno de declinación solar.

Este fenómeno produce un corrimiento del norte geográfico, que se debe corregir para ubicar los paneles de una forma que genere un mejor aprovechamiento. Para calcularlo se accedió a la página **NOAA (National Oceanic And Atmospheric Administration)** y se ingresaron los siguientes datos.

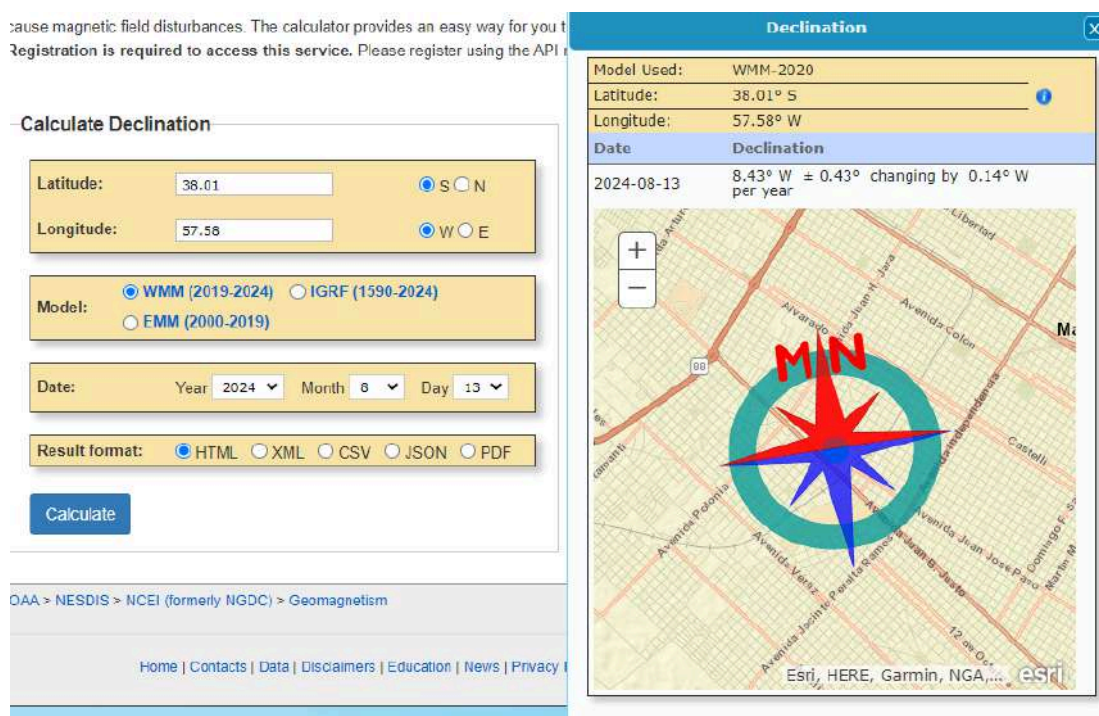


Figura 22. Captura de pantalla para calcular el corrimiento del norte geográfico.

Resultando en un corrimiento de 8.43° hacia el Oeste.

El ángulo de inclinación β mínimo se calcula para el día más desfavorable del año con la siguiente ecuación:

$$\beta_{\text{mínimo}} = 90^\circ - \text{latitud} - 23,45^\circ$$

Resultando:

$$\beta_{\text{mínimo}} = 90^\circ - 38,01^\circ - 23,45^\circ = 28,54^\circ$$

Finalmente, se seleccionó un valor de ángulo de inclinación de 40° para tomar un criterio conservador. Esto se debe a que el vidrio transmite con eficiencia la radiación solar que provenga de un cono de 120° de apertura como se esquematiza en la siguiente figura.

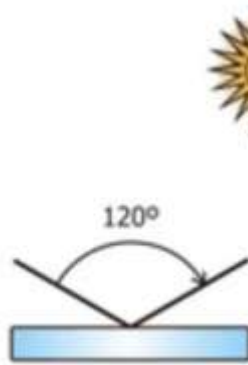


Figura 23. Esquema del cono de apertura de mayor.

En los meses de invierno el sol pasa a menores alturas, por lo tanto la inclinación debe ser superior para poder obtener una mayor eficiencia en el aprovechamiento de la energía.

En la siguiente figura se muestra un esquema para obtener por trigonometría la distancia mínima a respetar entre paneles para evitar la proyección de sombras el día más desfavorable del año (solsticio de invierno).

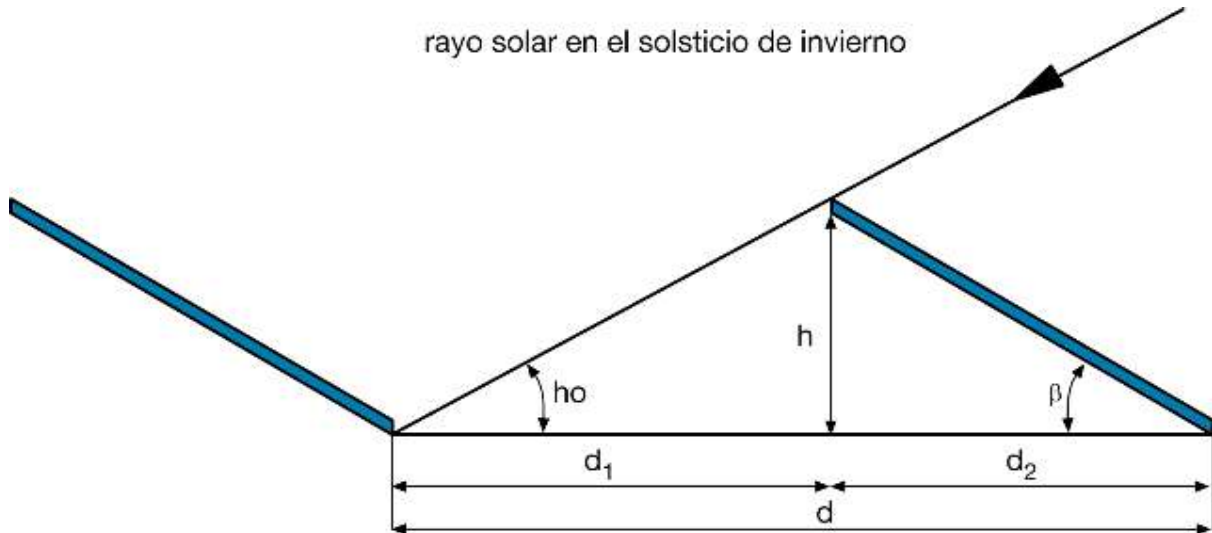


Figura 24. Distancia entre filas de paneles solares.

Para obtener la distancia mínima entre filas, se aplican las siguientes ecuaciones:

$$h_0 = 67^\circ - lat$$

$$d = L * \left(\frac{\text{sen } \beta}{\text{tan } h_0} + \text{cos } \beta \right)$$

$$d1 = d - L * \text{cos } \beta$$

Siendo:

- d : La distancia entre el comienzo de un panel y el comienzo del siguiente panel.
- d_1 : La distancia que debe dejarse libre entre paneles.
- h_0 : Altura solar.

Para este caso particular resulta:

$$h_0 = 67^\circ - 38,01^\circ = 28,99^\circ$$

$$d = 1,48 [m] * \left(\frac{\text{sen } 40^\circ}{\text{tan } 28,99^\circ} + \cos 40^\circ \right) = 2,85 [m]$$

$$d_1 = 2,85 [m] - 1,48 [m] * \cos 40^\circ = 1,72 [m]$$

3.2.2.2. Inversor

El inversor a seleccionar será híbrido para permitir tanto una conexión a la red que asegure el funcionamiento de la instalación como banco de prueba y una conexión a baterías que permita la manipulación de las mismas por parte de los alumnos.

El inversor a utilizar será el modelo HGI-1K-12 de la marca Enertik. Es un inversor híbrido capaz de entregar una potencia en alterna de 1000 [W]. Su potencia máxima de panel es de 1000 [W], por lo tanto con la ecuación anterior, es posible conectarle el arreglo de paneles seleccionados teniendo en cuenta la potencia generada. A continuación, se realizará una verificación para determinar cuántos paneles es posible conectar en serie o en paralelo.



Figura 25. Inversor ICB-1K-12(m) del fabricante Enertik.

ESPECIFICACIONES				
Modelo	HGI-1K-12	HGI-2K-24	HGI-3K-48	HGI-4K-48
Potencia máxima de panel	1000W	2000W	3000W	4000W
Potencia máxima de panel	1000W	2000W		4000W
Voltaje de entrada máximo	145VCC			
Rango de entrada MPPT	15 – 115VCC	30 – 115VCC		60 – 115VCC
Voltaje nominal MPPT	80VCC			
Conexiones MPPT	1			
Modo ON-GRID				
Salida (CA)				
Voltaje de salida	220VCA			
Rango de voltaje	184 – 265VCA			
Corriente de salida	4.3A	8.7A	13A	17.4A
Modo OFF-GRID - HÍBRIDO				
Entrada				
Rango de voltaje	170 – 280VCA			
Frecuencia	50 / 60Hz (Auto-detectable)			
Corriente máxima CA	30A			40A
Salida modo batería (CA)				
Voltaje de salida	220VCA			
Forma de onda	Senoidal pura			
Batería y cargador				
Voltaje nominal CC	12VCC	24VCC		48VCC
Corriente de carga máx. solar	80A			
Corriente de carga máx. CA	60A			
Corriente máx. de carga	140A			
Ambiente				
Temperatura de operación	0 – 50 °C			
Humedad relativa	0 – 90% (sin condensación)			
Datos generales				
Puerto de comunicación	USB / RS232			
Dimensiones (LxAxA) en mm	100 x 300 x 440	100 x 300 x 440		120 x 295 x 468
Peso neto (Kg)	8	8		11

Figura 26. Especificaciones del Inversor HGI-1K-12 del fabricante Enertik.

Para verificar la cantidad de módulos en serie y paralelo que pueden conectarse, deben cumplirse las siguientes condiciones:

- $V_{string} < VM(inv)$ (tensión máxima que el inversor puede soportar en CC)
- $V_{string} < V_{mppM}(inv)$
- $V_{string} > V_{mppm}(inv)$
- $N_{strings} = \frac{IdcM(inv)}{I_{sc}}$

Las tres primeras condiciones son para verificar la conexión en serie. Los valores de mppt son utilizados por un algoritmo incluido en el funcionamiento del inversor que optimiza la producción de energía del string, generando variaciones de tensión según sea necesario.

En la ficha técnica de un módulo fotovoltaico, se puede comprobar que los principales parámetros eléctricos vienen determinado por lo que se denomina «condiciones estándares de medida (STC – standard test conditions), que son:

- 1000 W/m² de irradiancia incidente.
- 25°C de temperatura de la célula.
- Masa de aire 1.5 (AM1.5) del espectro.

Esto es así para que se puedan comparar módulos sabiendo que todos han sido ensayados bajo las mismas condiciones.

Sin embargo, estas condiciones no son representativas de las condiciones reales de funcionamiento del módulo en una instalación, ya que 1000 W/m² es un nivel alto de radiación y la temperatura de las células es bastante superior a los 25 °C de la STC. Los test que determinan las características eléctricas de los módulos se realizan mediante el denominado «flash test» que al ser durante un momento, no incrementa la temperatura de las células. En una instalación real, los paneles están expuestos directamente al sol durante gran parte del día, esto hace que la temperatura de las células sea significativamente superior a la temperatura ambiente.

Para saber la temperatura de las células en una instalación podemos emplear la siguiente ecuación (depende de la temperatura ambiente en °C y el nivel de radiación en w/m²):

$$T_c = T_a + G * \frac{NOCT-20}{800}$$

Siendo:

- T_a : Temperatura ambiente.
- G : Irradiancia.
- $NOCT$: Temperatura en condiciones NOCT o "nominal operating cell temperature".

La variación de los parámetros eléctricos con la temperatura viene indicada por los coeficientes de temperatura proporcionados por el fabricante en la ficha técnica.

- α : Coeficiente de temperatura de Intensidad.
- β : Coeficiente de temperatura de Tensión.

- γ : Coeficiente de temperatura de Potencia.

Los coeficientes de temperatura en la tensión y la potencia son negativos, mientras que el de la intensidad es positivo, esto significa que al aumentar la temperatura, la tensión y la potencia disminuyen, mientras que la intensidad aumenta. Sin embargo el aumento de la intensidad es casi despreciable frente a la reducción del valor de la tensión, por lo tanto, globalmente la potencia de un panel fotovoltaico disminuye al aumentar la temperatura.

Las fórmulas para obtener los valores de tensión, intensidad y potencia a diferentes temperaturas son las siguientes:

$$V_{OC(T_c)} = V_{OC} * (1 + \beta * (T_c - T_{STC}))$$

$$I_{SC(T_c)} = I_{SC} * (1 + \alpha * (T_c - T_{STC}))$$

$$P_{PMP(T_c)} = P_{PMP} * (1 + \gamma * (T_c - T_{STC}))$$

Siendo:

- $V_{OC}(T_c)$: Tensión a circuito abierto a una temperatura T_c .
- $I_{SC}(T_c)$: Intensidad de cortocircuito a una temperatura T_c .
- $P_{PMP}(T_c)$: Potencia en el punto de máxima potencia a una temperatura T_c .
- T_{STC} : Temperatura en condiciones estándares de medida (25°C)
- T_c : Temperatura del módulo.

Para el caso particular del panel seleccionado se tienen los siguientes coeficientes:

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{OC}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{SC}	0.05%/°C

Figura 27. Factores del panel seleccionado.

Condición 1: $V_{string} < V_{M(inv)}$

Para analizar la primera condición, debe obtenerse la tensión de circuito abierto máxima, es decir cuando la temperatura ambiente y la irradiancia sean mínimas pero que el módulo esté operando, esto se da en el día más frío del año, al amanecer.

Para la ubicación de los paneles se tomará una temperatura ambiente de -5 [°C] consultando mínimos históricos y la irradiancia se obtendrá de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), resultando 200 [W/m2].

Por lo tanto la temperatura de la celda resulta:

$$T_{c \min} = -5[^\circ\text{C}] + 200 [\text{W}/\text{m}^2] * \frac{45-20}{800} = 1,25 [^\circ\text{C}]$$

El valor de tensión de circuito abierto en esas condiciones resulta:

$$V_{oc (T_c)} = 23 [V] * (1 + (-0,31 [\%/^\circ\text{C}]) * (1,25 [^\circ\text{C}] - 25 [^\circ\text{C}])) = 24,7 [V]$$

Con este valor y el voltaje de entrada máximo especificado por el fabricante del inversor, se obtiene el número máximo de paneles solares que pueden conectarse en serie según esta especificación:

$$N_{c1} < \frac{VM(inv)}{V_{oc}}$$

Condición 2: $V_{string} < V_{mpptM}(inv)$

Se debe analizar una condición de trabajo óptima de los módulos, es decir, durante el día más caluroso del año en el cual más irradiancia recibirán. Se tomará una temperatura ambiente de 30 [°C] y la irradiancia se obtendrá de la base de datos de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), resultando 850 [W/m²].

Por lo tanto la temperatura de la celda resulta:

$$T_{c \max} = 30[^\circ\text{C}] + 850 [\text{W}/\text{m}^2] * \frac{45-20}{800} = 56,56 [^\circ\text{C}]$$

El valor de tensión de circuito abierto en esas condiciones resulta:

$$V_{oc (T_c)} = 23 [V] * (1 + (-0,31 [\%/^\circ\text{C}]) * (56,56 [^\circ\text{C}] - 25 [^\circ\text{C}])) = 20,75 [V]$$

El valor de interés para esta condición y la siguiente es el valor de tensión pico instantáneo, este se obtiene de la relación entre los valores bajo ensayo STC de tensión pico y tensión de circuito abierto.

$$V_{mpp} = V_{oc} * \frac{V_{mpp}^*}{V_{oc}^*} = 20,75 [V] * \frac{18,6 [V]}{23 [V]} = 16,78 [V]$$

Con este valor y el voltaje de entrada máximo especificado por el fabricante del inversor, se obtiene el número máximo de paneles solares que pueden conectarse en serie según esta especificación para lograr un correcto funcionamiento del algoritmo mppt.

$$N_{c2} < \frac{V_{mpptM}(inv)}{V_{oc}}$$

Condición 3: $V_{string} > V_{mpptm}(inv)$

Para la condición 3 también se utiliza el valor de tensión pico calculado en la condición 2. Con este valor y el voltaje de entrada mínimo especificado por el fabricante del inversor, se

obtiene el número mínimo de paneles solares que deben conectarse en serie según esta especificación para lograr un correcto funcionamiento del algoritmo mppt.

$$N_{c3} > \frac{V_{mpptm(inv)}}{V_{oc}}$$

Condición 4: $N_{strings} = \frac{I_{dcM(inv)}}{I_{sc}}$

El número de strings que se pueden conectar en paralelo, depende de la intensidad máxima admisible que soporta el inversor. Para obtener el valor de corriente de cortocircuito máximo real que entregarán los módulos, deben utilizarse la siguiente ecuación:

$$I_{SC(Tc)} = 9,05 [A] * (1 + (-0,05[\%/^{\circ}C]) * (56,56 [^{\circ}C] - 25 [^{\circ}C])) = 9,19 [A]$$

Como se puede observar, el aumento en la corriente a la máxima irradiancia es insignificante.

Con este valor y el voltaje de entrada mínimo especificado por el fabricante del inversor, se obtiene el número máximo de paneles solares que pueden conectarse en serie según esta especificación:

$$N_{c4} < \frac{Corriente\ máxima -\ cargador}{I_{sc}\ (MOD)}$$

En la siguiente tabla pueden observarse los límites obtenidos para este conjunto de paneles solares e inversor.

Límites para la cantidad de paneles	
Condición 1 (<=)	5
Condición 2 (<=)	4
Condición 3 (>=)	1
Condición 4 (<=)	2

Tabla 9. Cantidad de paneles solares que pueden conectarse en serie (condiciones 1 a 3) y en paralelo (condición 4).

Finalmente, es adecuado hacer un arreglo de 2x2 (2 ramas en paralelo con 2 paneles por rama) para el funcionamiento del banco de trabajo, ya que estaría dentro de los límites obtenidos según las ecuaciones utilizadas.

3.2.2.3. Batería

Una batería de ciclo profundo es un tipo de batería de plomo diseñada específicamente para suministrar energía de manera sostenida durante períodos prolongados de tiempo de forma segura, hasta alcanzar un nivel de descarga del 80% o más, momento en el cual se debe recargar. Es importante destacar que, aunque estas baterías pueden descargarse hasta un 80%, la mayoría de los fabricantes aconsejan no descender por debajo del 45% para preservar la longevidad y rendimiento óptimo de la batería a lo largo de su vida útil.

La autodescarga es un fenómeno natural en las baterías de plomo-ácido, caracterizado por una pérdida gradual de carga incluso cuando la batería está en circuito abierto, es decir, sin ninguna carga conectada. Esta autodescarga puede llevar a que la batería se descargue por completo durante el tiempo de almacenamiento. Debido a este comportamiento, se aconseja realizar una recarga de ecualización siempre que la batería permanezca en circuito abierto durante más de 90 días. Este proceso ayuda a compensar la pérdida de carga y mantener la batería en condiciones óptimas de rendimiento. Para evitar realizar este mantenimiento y por tener un vida útil más larga que las baterías de plomo convencionales, se decidió utilizar una batería de gel de ciclo profundo con libre mantenimiento.

Se seleccionó una batería de ciclo profundo Hissuma con las siguientes características:

- *Tensión* = 12 [V]
- *Capacidad* = 50 [Ah]
- *Ciclos estimados* = 600



Figura 28. Batería HISSUMA SOLAR 50Ah

3.2.2.4. Cálculo de cables

En las instalaciones solares fotovoltaicas, se permite una caída de tensión máxima del 1,5% para la parte de corriente continua y del 2% para la parte de corriente alterna.

El cálculo de la sección de los cables para la parte de continua se obtiene con la siguiente ecuación.

$$S \geq 2 * L * \frac{I}{k * V * \%m\acute{a}x} * 100$$

Siendo:

- *L*: Longitud del cable.
- *I*: Intensidad que pasará por el cable.
- *k*: Conductividad del cable.
- *V*: Voltaje al que funciona el sistema.
- *%máx*: Porcentaje máximo de caída de tensión que no se quiere superar.

Para el caso de alterna, debe multiplicarse la ecuación por el factor de potencia al que funcionará el sistema.

El cálculo de la sección de los cables para conectar los paneles con el inversor, se realizó a partir de la intensidad de cortocircuito máxima que podría ocasionarse al haber 2 string funcionando en paralelo.

Para calcular la corriente máxima que puede llegar a generarse en el tramo de las baterías al regulador, debería tomarse un 20% de la capacidad de la batería (en este caso 10 [A]). Sin embargo, se diseñarán los cables y protecciones para una corriente superior en caso de que decidan conectarse baterías de mayor capacidad. Es por esto que se seleccionó 30 [A] como la corriente máxima para este tramo.

Para el caso particular, se obtuvieron los siguientes valores de sección mínima.

Paneles-Inversor	
N de strings en paralelo	2
Longitud [m]	15
k [m/Ω*mm ²]	51,66
intensidad [A]	18,39
% ΔV	1,5
Tensión [V]	48,10
max ΔV [V]	0,72
Sección min. [mm²]	14,80

Baterías-Inversor	
N de baterías en serie	1
Longitud [m]	1,5

k [m/Ω*mm ²]	51,66
intensidad [A]	30,00
% ΔV	1
Tensión [V]	12,00
max ΔV [V]	0,12
Sección min. [mm²]	14,52

Alternativa	
Potencia máx inversor [W]	2000
Longitud [m]	3
k [m/Ω*mm ²]	51,66
intensidad [A]	9,09
% ΔV	2
Tensión [V]	220
max ΔV [V]	4,40
Cosφ	0,9
Sección min. [mm²]	0,22

Tabla 10. Valores mínimos de sección para los cables.

Los valores comerciales de sección para los cables se obtuvieron del catálogo del fabricante Prysmian, para los modelos de la línea Exzhellent Class Solar.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección	Diámetro máximo del conductor	Diámetro exterior del cable (valor máximo)	Radio mínimo de curvatura dinámico	Radio mínimo de curvatura estático	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C	Intensidad máxima admisible al aire	Intensidad máxima admisible al aire. T ambiente 60 °C y T conductor 120 °C	Caida de tensión W/(A·km)
(mm ²)	(mm) (1)	(mm)	(mm)	(mm)	(1)	(Ω/km)	A (2)	(3)	(2)
1x1,5	1,8	5,4	22	16	33	13,7	24	30	27,4
1x2,5	2,4	5,9	24	18	45	8,21	34	41	16,42
1x4	3	6,6	26	20	61	5,09	46	55	10,18
1x6	3,9	7,4	30	22	80	3,39	59	70	6,78
1x10	5,1	8,8	35	26	124	1,95	82	98	3,90
1x16	6,3	10,1	40	30	186	1,24	110	132	2,48
1x25	7,8	12,5	63	50	286	0,795	140	176	1,59
1x35	9,2	14	70	56	390	0,565	182	218	1,13
1x50	11	16,3	82	65	542	0,393	220	276	0,786
1x70	13,1	18,7	94	75	742	0,277	282	347	0,554
1x95	15,1	20,8	125	83	953	0,210	343	416	0,42
1x120	17	22,8	137	91	1206	0,164	397	488	0,328
1x150	19	25,5	153	102	1500	0,132	458	566	0,264
1x185	21	28,5	171	114	1843	0,108	523	644	0,216
1x240	24	32,1	193	128	2394	0,0817	617	775	0,1634

Tabla 11. Características físicas y eléctricas de los cables Exzhellent Class Solar del fabricante Prysmian.

Las secciones seleccionadas corresponden a 16 [mm²] para el tramo paneles solares - regulador y para el tramo batería - regulador.

Para los circuitos terminales (lado de alterna del inversor), se utilizará como límite inferior de sección el valor especificado por la sección 770 de la norma AEA para viviendas, es decir 2,5 [mm²].

Líneas principales	4,00 mm ²
Circuitos seccionales	2,50 mm ²
Circuitos terminales para iluminación de usos generales (con conexión fija o a través de tomacorrientes)	1,50 mm ²
Circuitos terminales para tomacorrientes de usos generales	2,50 mm ²
Circuitos terminales para iluminación de usos generales que incluyen tomacorrientes de usos generales	2,50 mm ²
Líneas de circuito para usos especiales	2,50 mm ²
Líneas de circuito para uso específico (excepto MBTF)	2,50 mm ²
Líneas de circuito para uso específico (alimentación a MBTF)	1,50 mm ²
Alimentaciones a interruptores de efecto	1,00 mm ²
Retornos de los interruptores de efecto	1,00 mm ²
Conductor de protección	2,50 mm ²

Tabla 12. Secciones nominales mínimas de cables.

Se seleccionaron cables de 6 [mm²] debido a que su intensidad máxima admisible permite que la protección termomagnética seleccionada actúe en un tiempo adecuado y que el cable sea protegido (esto se observará en el apartado “Coordinación y verificación de protecciones”).

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y ELÉCTRICAS

Número de conductores x sección (mm ²)	Diámetro nominal exterior (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio mínimo de curvatura (mm)	Intensidad máx. admisible al aire 30 °C (I) (A)	Caida de tensión cos φ= 0,8 (V/km)
1x1,5	2,9	20	18	14,5	22,2
1x2,5	3,5	31	22	20	13,3
1x4	4,1	45	25	26	8,30
1x6	4,6	64	28	34	5,56
1x10	6,0	110	36	46	3,26
1x16	7,0	160	42	63	2,09
1x25	8,6	245	52	82	1,38
1x35	9,7	335	59	101	1,00
1x50	11,5	480	69	122	0,720
1x70	13,4	665	81	155	0,528
1x95	15,4	875	95	187	0,419
1x120	17,2	1105	105	216	0,342
1x150	19,0	1375	115	247	0,290
1x185	20,9	1675	130	281	0,252
1x240	24,0	2215	145	330	0,208

Tabla 13. Características físicas y eléctricas de los cables Exzhellent Class 750 V (AS) del fabricante Prysmian.

3.2.2.5. Cálculo de protecciones

Cálculo de corriente de los paneles solares

Para determinar la corriente de los paneles solares, es necesario usar el valor de la corriente en cortocircuito que aparece en la placa del panel. No se puede realizar una medición directa, ya que los paneles deben estar operando a su máxima capacidad. Por ello, se utilizan los datos proporcionados por el fabricante.

A continuación, se presenta la ecuación para calcular la corriente de los paneles:

$$I_p = (N_{pp} * I_{sc})$$

Donde:

- I_p : Corriente de paneles [A].
- N_{pp} : Número de paneles en paralelo.
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito.

Cálculo de la tensión de los paneles solares

La tensión de circuito abierto se obtiene utilizando los datos proporcionados en la placa del fabricante.

La siguiente ecuación permite calcular la tensión de los paneles.

$$V_p = (N_{ps} * V_{oc})$$

Donde:

- V_p : Tensión de paneles [V].
- N_{ps} : Número de paneles en serie.
- V_{oc} : Tensión de circuito abierto [V].

Cálculo de la potencia de los paneles solares

Para determinar la potencia de los paneles solares, es necesario considerar los arreglos realizados, que pueden ser en serie, paralelo o mixtos.

Utilizando la siguiente ecuación, se podrá calcular la potencia de los paneles solares.

$$P_m = N * P$$

Donde:

- P_m : Potencia máxima [W].
- N : Número de paneles solares.
- P : Potencia máxima del panel [W].

Cálculo de la corriente del regulador de carga

La corriente de salida del regulador de carga se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$I_{rc} = \left(\frac{P_m}{V_b} \right)$$

Donde:

- I_{rc} : Corriente regulador de carga [A].
- P_m : potencia máxima del arreglo de paneles [W].
- V_b : Tensión baterías [V].

Cálculo de corrientes en el inversor

Mediante las siguientes ecuaciones se podrá calcular la corriente de entrada y salida del inversor DC/AC.

$$I_{me} = \left(\frac{P_{mi}}{V_b} \right)$$

Donde:

- I_{me} : Corriente máxima de entrada del inversor [A].
- P_{mi} : Potencia máxima del inversor [W].
- V : Tensión de la batería [V].

$$I_{ms} = \left(\frac{P_{ms}}{V_{si}} \right)$$

Donde:

- I_{ms} : Corriente máxima de salida del inversor [A].
- P_{ms} : Potencia máxima del inversor [W].
- V_{si} : Tensión de servicio del inversor [V].

3.2.2.6. Protecciones eléctricas contra sobrecarga y cortocircuito en el sistema

De la norma internacional "IEC-60364-7-712-2017: Requisitos para instalaciones o ubicaciones especiales - Sistemas de suministro de energía fotovoltaica (PV) solares" y la norma nacional "AEA-90364-7-712 - Sist. suministro por Paneles Fotovoltaicos", se obtuvieron los parámetros para el cálculo de protecciones. En el anexo *Parámetros normalizados para el cálculo de protecciones* se encuentra detallado lo que dice la norma. Los valores que no se encuentran especificados por la norma, fueron obtenidos de la bibliografía consultada [1], [7], [8], [9] y [10].

Requisitos de las protecciones de sobrecorriente o sobrecarga

- Obligatoria en sistemas con baterías
- La tensión de operación y corte debe ser mayor que la tensión a circuito abierto del string.
- Debe estar diseñado para operar con corriente continua
- La corriente nominal de la protección de sobrecorriente debe ser: $I_n > 1,25 * I_{sc}$ y $I_n \leq 2,4 * I_{sc}$. Además, $I_n < Max. Fus. Serie$.

Según la norma AEA 770: “En todas las instalaciones se deben proveer dispositivos de protección, con el fin de interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito, antes que ella pueda provocar un daño por calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores.

La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable contra las sobrecargas debe satisfacer la condición siguiente:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

Donde:

I_b: Corriente de proyecto (intensidad proyectada de la corriente de carga o corriente de empleo para la cual el circuito fue diseñado).

I_z: Intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los cables a proteger.

I_n: Corriente asignada o nominal del dispositivo de protección.”

Protecciones de string

Dado que el parámetro Max. Fus. Serie es de 15 [A], los cables, diodos, conectores y otros componentes internos del panel solar pueden manejar un máximo de 15 [A]. Esto quiere decir que si estuvieran conectados en serie, no sería necesario poner fusibles al string ya que la corriente máxima de cortocircuito es de 9,19 [A] por panel.

Para el arreglo en paralelo que se plantea para el banco a diseñar, si fallara alguno de los paneles, la energía generada en la otra rama circularía por el camino de menor resistencia, generando una falla del doble de corriente de cortocircuito, por lo que sería necesario utilizar fusibles en cada string.

Aplicando las ecuaciones desarrolladas anteriormente:

$$1,25 * I_{sc} < I_n \leq 2,4 * I_{sc} \wedge I_b \leq I_n \leq I_z \wedge I_n < Max. Fus. series$$

Para el caso particular a diseñar:

$$1,25 * 9,19 [A] < I_n \leq 2,4 * 9,19 [A] \wedge 8,61 [A] \leq I_n \leq 110 [A] \wedge I_n < 15 [A]$$

$$11,49 [A] < I_n \leq 22,06 [A] \wedge 8,61 [A] \leq I_n \leq 110 [A] \wedge I_n < 15 [A]$$

Por lo tanto, se utilizarán fusibles con una corriente nominal de 12 [A].

Se seleccionó el modelo E 9F12 PV del fabricante ABB.



Figura 29. Fusibles E 9F12 PV del fabricante ABB.

Technical	
Normas	IEC 60269-6
Tensión nominal (U_r)	1000 V
Corriente nominal (I_n)	12 A
Capacidad de rotura máxima	50 kA
Pérdida de potencia	at Rated Operating Conditions per Pole 1.8 W
Tipo de fusible	gPV
Tipo de desbloqueo	gPV: Used in string protection of PV modules in photovoltaic applications
Material de construcción	GMG
Tamaño del fusible	10x38

Figura 30. Ficha técnica de los fusibles E 9F12 PV del fabricante ABB.

Protecciones del array

Para el arreglo de 2 paneles en serie por rama y 2 ramas en paralelo, se seleccionará un interruptor termomagnético que se calculó con las mismas ecuaciones utilizadas anteriormente.

$$1,25 * I_{sc} < I_n \leq 2,4 * I_{sc} \wedge I_b \leq I_n \leq I_z$$

Para el caso particular a diseñar:

$$1,25 * 18,38 [A] < I_n \leq 2,4 * 18,38 [A] \wedge 8,61 [A] \leq I_n \leq 110 [A]$$

$$22,98[A] < I_n \leq 44,13 [A] \wedge 17,22 [A] \leq I_n \leq 110 [A]$$

Se seleccionó un interruptor termomagnético bipolar con curva C y corriente nominal de 25 [A]. El interruptor debe ser bipolar ya que por norma se exige la desconexión de ambos polos y se eligió curva C debido a las corrientes de arranque que puedan tener los motores

a probar en el banco de prueba, estas curvas aseguran una protección adecuada sin riesgo de disparos innecesarios debido a picos de corriente temporales.

El modelo seleccionado es el C60H-DC 2X25A del fabricante Schneider.



Figura 31. Interruptor termomagnético C60H-DC 2X25A del fabricante Schneider.

Características principales		
Según IEC/EN 60947-2		
Tensión de aislamiento (Ui)		500 VCC
Tensión nominal (Un)	1P	250 VCC
	2P	500 VCC
Tensión de operación (Ue)	1P	24 a 250 VCC
	2P	24 a 500 VCC
Grado de contaminación		3
Tensión nominal soportada ante impulsos (Uimp) en el gabinete		6 kV
Disparo magnético (Ii)		8,5 In (± 20%) (compatible con curva C)
Características adicionales		
Grado de protección (IEC 60529)	Solo el dispositivo	IP20
	Dispositivo en caja modular	IP40
Categoría de utilización		A (sin retardo, de acuerdo con las normas IEC/EN 60947-2)
Resistencia (O-C)	Eléctrica	3.000 ciclos (donde L/R=2 ms)
	Mecánica	6.000 ciclos donde el circuito es resistivo
Tropicalización (IEC 60068-2)		Tratamiento 2 (humedad relativa 95% a 55°C)
Temperatura de operación		-25°C a 70°C
Temperatura de almacenamiento		-40°C a 85°C

Figura 32. Ficha técnica del interruptor C60H-DC 2X25A del fabricante Schneider.

Protección del tramo Batería-Regulador

Como se explicó en la sección del seleccionado de cables, el valor de corriente de diseño para el tramo de las baterías al regulador, es de 30 [A]

Empleando las ecuaciones mencionadas previamente:

$$1,25 * 30 [A] < I_n \leq 2,4 * 30 [A] \wedge 30 \leq I_n \leq 110 [A]$$

$$37,5 [A] < I_n \leq 72 [A] \wedge 30 \leq I_n \leq 110 [A]$$

Se utilizará un interruptor termomagnético del mismo modelo que para el array de paneles solares, pero con una corriente nominal de 40 [A].

Corriente alterna

El inversor seleccionado puede soportar picos del doble de la potencia nominal durante un tiempo menor a 3 segundos, las protecciones de corriente alterna se seleccionaron teniendo esto en cuenta.

Para obtener la corriente nominal del interruptor termomagnético a utilizar en corriente alterna, debe utilizarse la siguiente ecuación:

$$1,25 * I_{ms} < I_n < 2,4 * I_{ms}$$

Para el caso particular:

$$1,25 * \left(\frac{2*1000 [W]}{220 [V]} \right) < I_n < 2,4 * \left(\frac{2*1000 [W]}{220 [V]} \right)$$

$$1,25 * 9,1 [A] < I_n < 2,4 * 9,1 [A]$$

$$11,36 [A] < I_n < 21,82 [A]$$

Se seleccionó un interruptor termomagnético SICA con las siguientes características:

- *Capacidad de Ruptura: 3 KA*
- *Curva: C*
- *Polos: 2P*
- *Bornes para cables hasta: hasta 16mm*
- *Frecuencia : 50/60Hz*
- *Amperaje: 2×15*



Figura 33. Interruptor termomagnético del fabricante SICA de $I_n=15 [A]$.

Descargadores de sobretensión

Para el tramo de corriente continua, la tensión nominal del dispositivo se calcula aplicando un factor del 25% a la tensión de circuito abierto de los string.

$$U_n > 1,25 * V_{oc} * N^{\circ} \text{ de paneles en serie}$$

Para el caso particular:

$$U_n > 1,25 * 25 [V] * 2$$

$$U_n > 62,5 [V]$$

El descargador que se seleccionó es el modelo Sup2h-pv del fabricante Suntree con las siguientes características:

- $U_{cpv} = 500 [VDC]$
- $I_n = 20 [kA]$
- $I_{max} = 40 [kA]$
- $U_p = 2,8 [kV]$



Figura 34. Descargador de sobretensiones transitorias Sup2h-pv del fabricante Suntree

Para el lado de corriente alterna se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$U_n \geq 1,25 * 220 [V]$$

$$U_n \geq 275 [V]$$

Por lo tanto, se seleccionó el descargador de sobretensión Easy9 del fabricante Schneider con las siguientes características:

Principal

Gama de producto	Easy9
Tipo de Producto o Componente	Disipador de sobrevoltaje
Nombre Corto del Dispositivo	Easy9 SPD
Poles	1P + N
señalización remota	Sin
tipo limitador sobretensión	Red de distribución eléctrica
sistema de conexión a tierra	TT TN-S
tipo de dispositivo desconector	Interr. auto. asociado a 230 V

Complementario

tipo clase limitador de sobrete	Tipo 2
tecnología de limitador de sobrete	MOV + GDT
corriente de descarga nominal	Modo común: 10 kA (N/PE) Modo común: 10 kA (L/N)
corriente máxima de descarga	Modo diferencial: 20 kA L/N Modo diferencial: 20 kA NIPE
Uc max continuous opertg vltg	Modo diferencial: 275 V L/N Modo diferencial: 275 V NIPE
Nivel de protección de tensión	Modo diferencial <1,3 kV tipo 2 L/N
señalizaciones frontales	Verde y rojo bandera
tipo de montaje	Clip-on
soporte de montaje	Carril DIN
pasos de 9 mm	4
Altura	90 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	66,2 mm
Color	Gris (RAL 7035)
tiempo de respuesta	<= 25 ns
conexiones - terminales	Terminal tipo túnel (inferior) 5...35 mm ² sólido o flexible
par de apriete	3,5 N.m

Figura 35. Ficha técnica del descargador de sobretensiones transitorias Easy9 del fabricante Schneider.



Figura 36. Descargador de sobretensiones transitorias Easy9 del fabricante Schneider.

3.2.2.7. Coordinación y verificación de protecciones

Para realizar la coordinación de protecciones se utilizó el software ETAP. La siguiente figura muestra el diagrama de la instalación fotovoltaica con el sistema de protecciones eléctricas ya implementado. La simulación se realizó con la finalidad de observar el funcionamiento y la coordinación de protecciones, también para la ubicación de cada uno de los dispositivos que conforman la instalación. No se implementaron barras en el caso real, sin embargo, fue necesario utilizarlas en el software porque así lo requería para el modelado. En el anexo *Curvas características de las protecciones* se pueden observar las curvas que fueron cargadas en el software para realizar la coordinación.

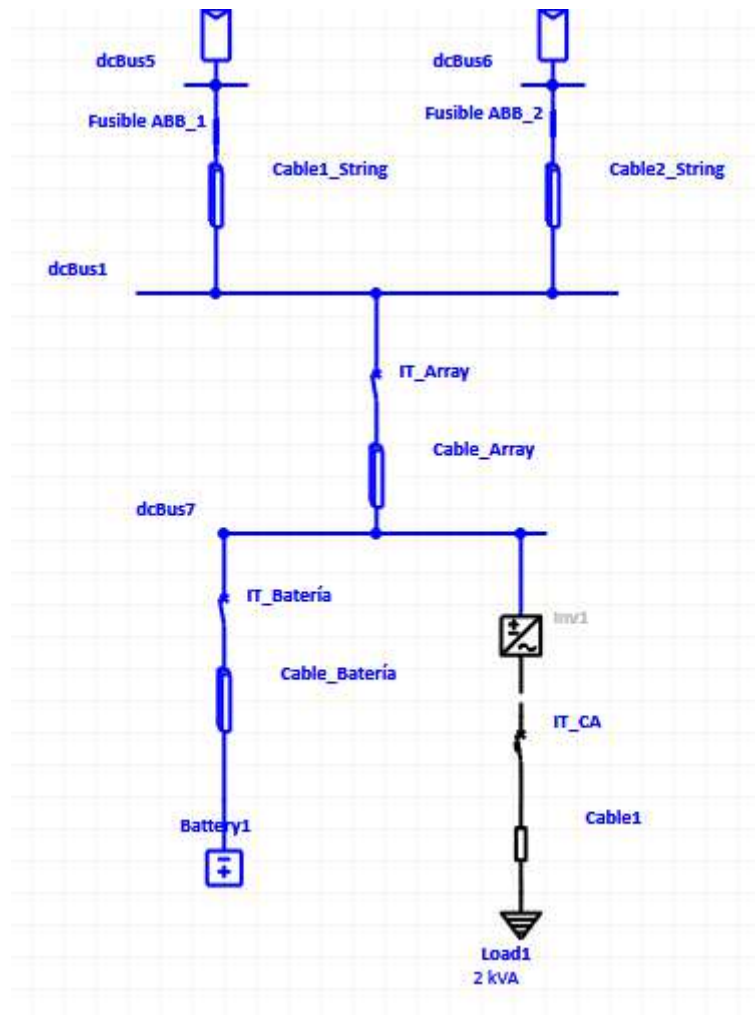


Figura 37. Diagrama unifilar de la instalación fotovoltaica.

Una vez ingresados todos los valores de las curvas de disparo correspondientes, se graficaron con el software para analizar su coordinación.

Se puede observar a continuación las curvas de disparo de los fusibles ABB de DC y del interruptor termomagnético Schneider que protege el array completo.

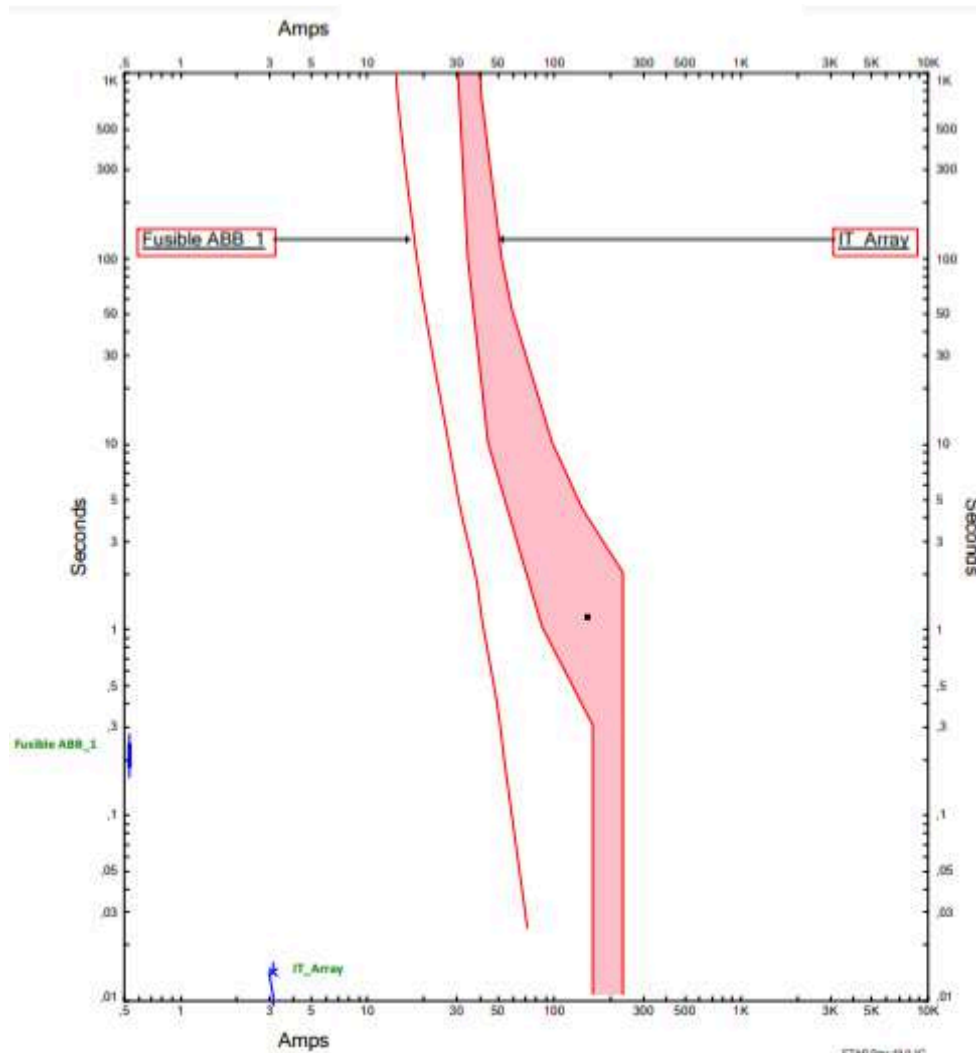


Figura 38. Curvas de disparo de los fusible de cada string y del Interruptor termomagnético de 25 [A] que protege el array completo.

La coordinación es adecuada ya que los fusibles actuarán antes que el interruptor y la corriente máxima admisible al aire que soportan los cables es de 110 [A], por lo tanto también protegerán a los cables. Para corrientes más elevadas, el tiempo de disparo será de 0,01 segundos.

A continuación se muestra la curva de disparo del interruptor diferencial Schneider que protege el tramo desde la batería hacia el regulador de carga/inversor.

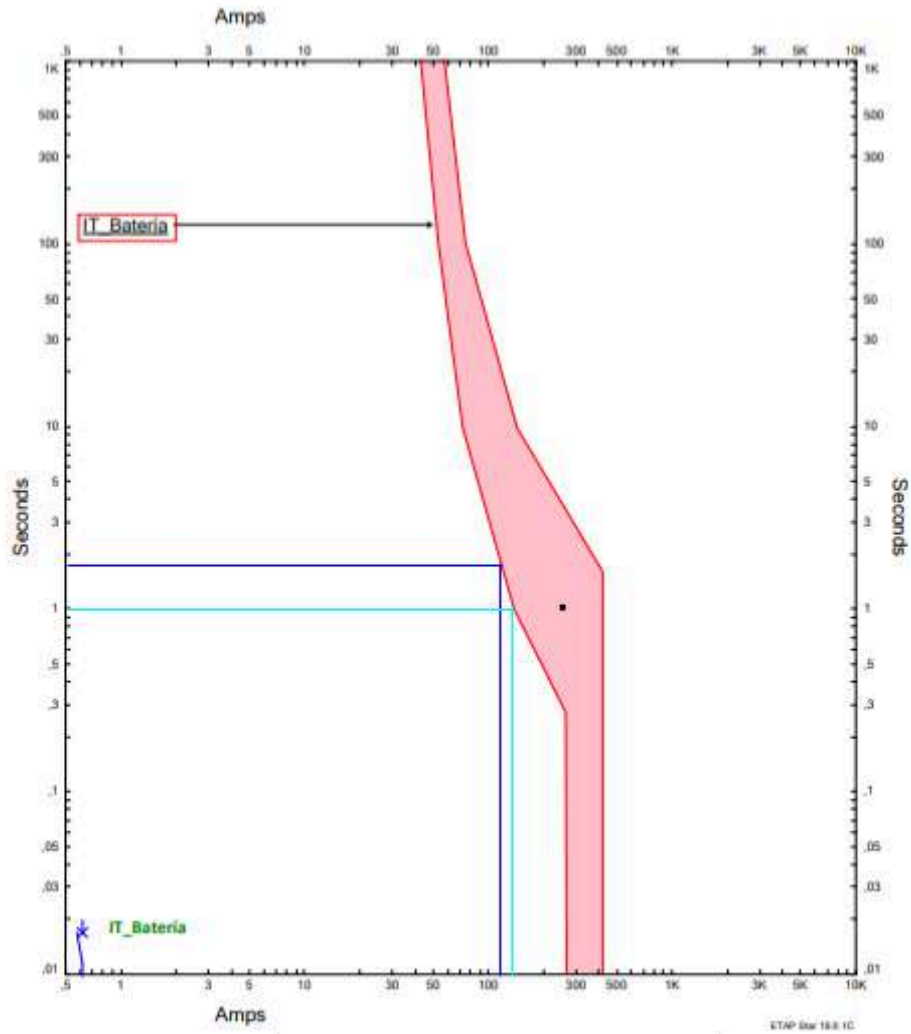


Figura 39. Curva de disparo del Interruptor termomagnético de 40 [A] que protege el tramo batería-regulador de carga.

Se concluye que la protección para el tramo de la batería hacia el regulador es adecuada debido a que actuaría en menos de un segundo si llegara a presentarse la corriente máxima que pueden soportar los cables seleccionados (110 [A]) y la máxima corriente de carga especificada en el datasheet del inversor (140 [A]).

La curva del interruptor SICA de corriente alterna se puede observar a continuación.

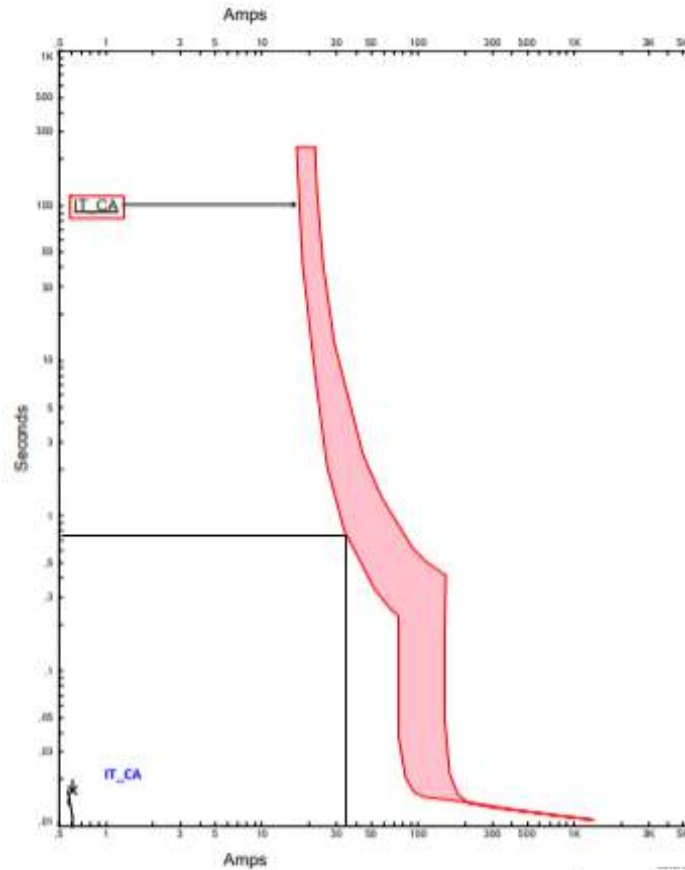


Figura 40. Curva de disparo del Interruptor termomagnético SICA de 15 [A] que protege el tramo de corriente alterna.

La protección seleccionada es adecuada ya que en caso de presentarse la máxima corriente soportada por el conductor de corriente alterna, esta actuará por sobrecarga en tiempos menores a 1 segundo y para corriente superiores actuará en un tiempo de 0,01 segundos.

3.2.3. Diagrama unifilar del sistema solar fotovoltaico

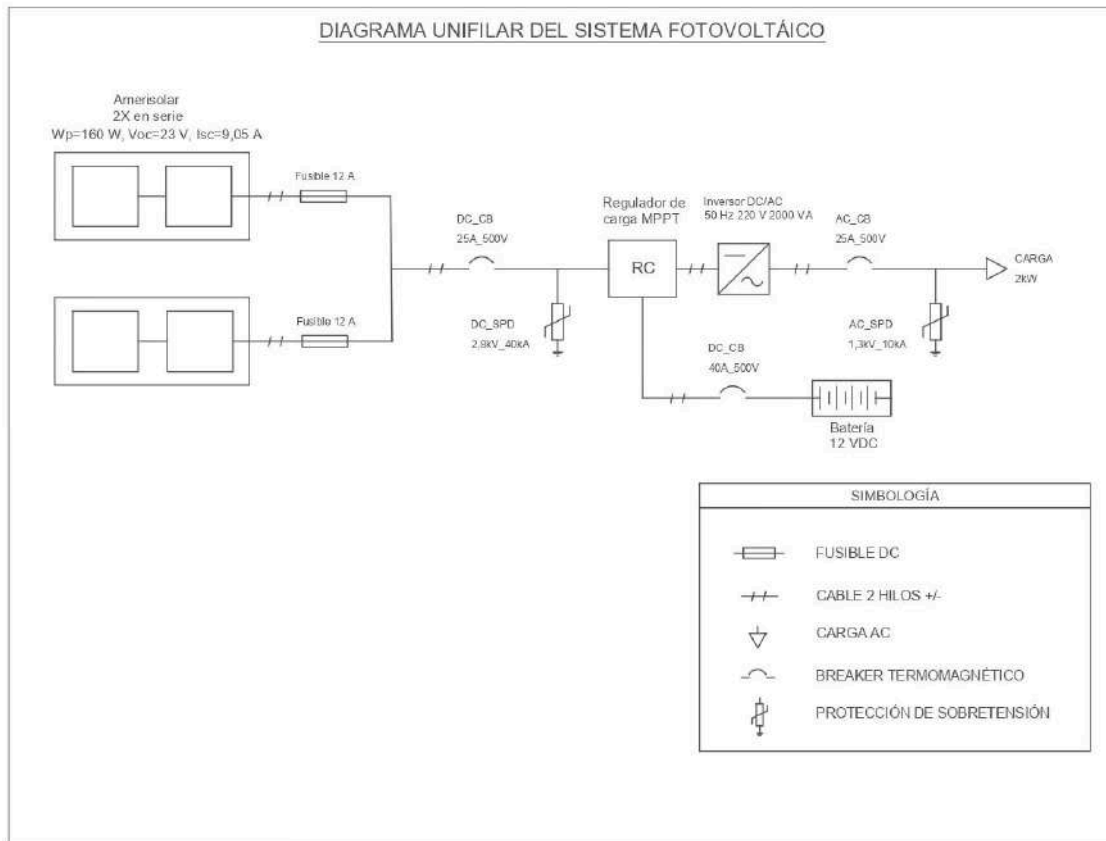


Figura 41. Diagrama unifilar hecho en Autocad del sistema fotovoltaico para un arreglo de 2 paneles en serie por rama y 2 ramas en paralelo.

3.2.4. Disposición final del tablero y elementos adicionales agregados

Se diseñaron 6 módulos con etiquetado y señalización para presentar una manera didáctica de trabajar con el sistema fotovoltaico. El material a utilizar para construirlos es PVC rígido debido a que funciona como aislante eléctrico, es ligero, tiene durabilidad y resistencia, además de disponibilidad en el mercado y facilidad de fabricación lo cual se traduce bajo costo.

En la siguiente imagen se muestra la disposición final del tablero:

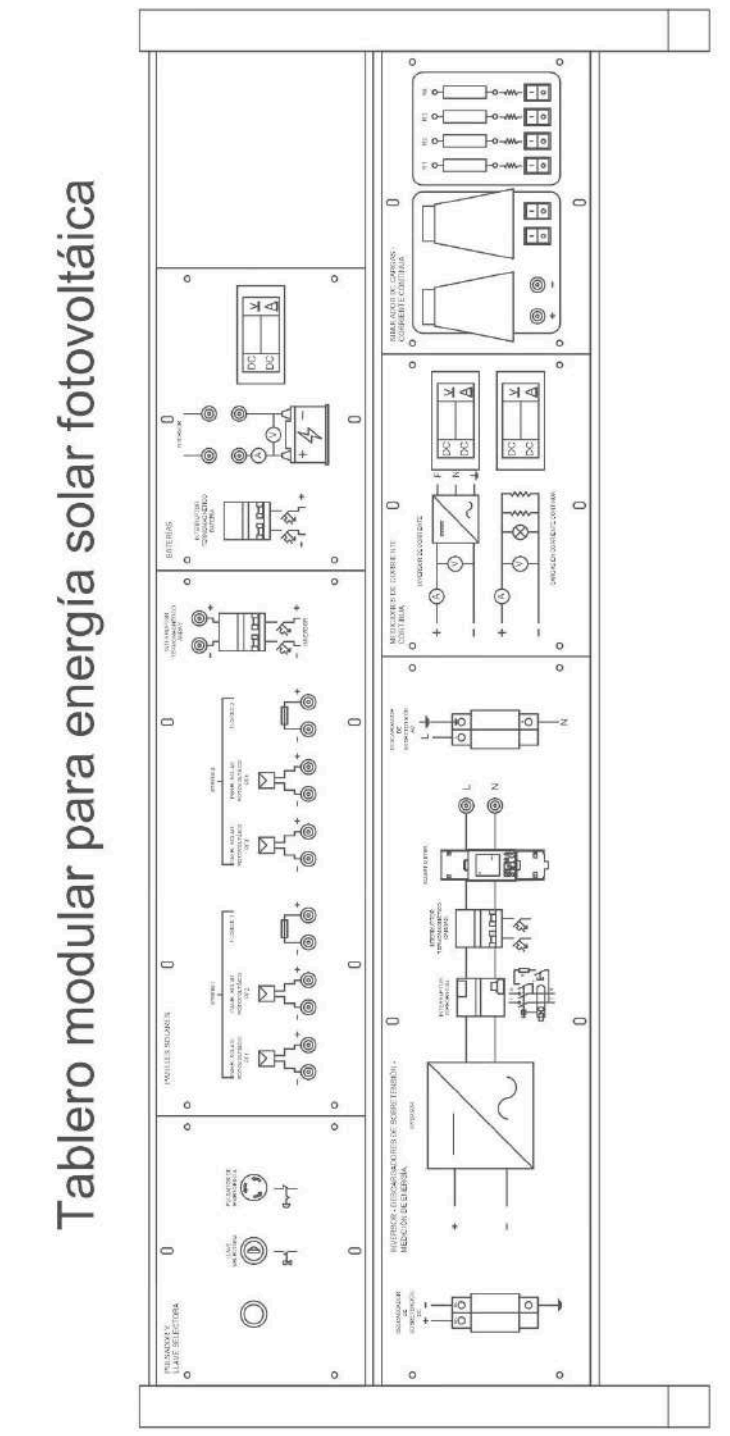


Figura 42. Disposición de los distintos módulos del tablero elaborada en Autocad.

Los módulos diseñados son:

Módulo 1: Paneles solares

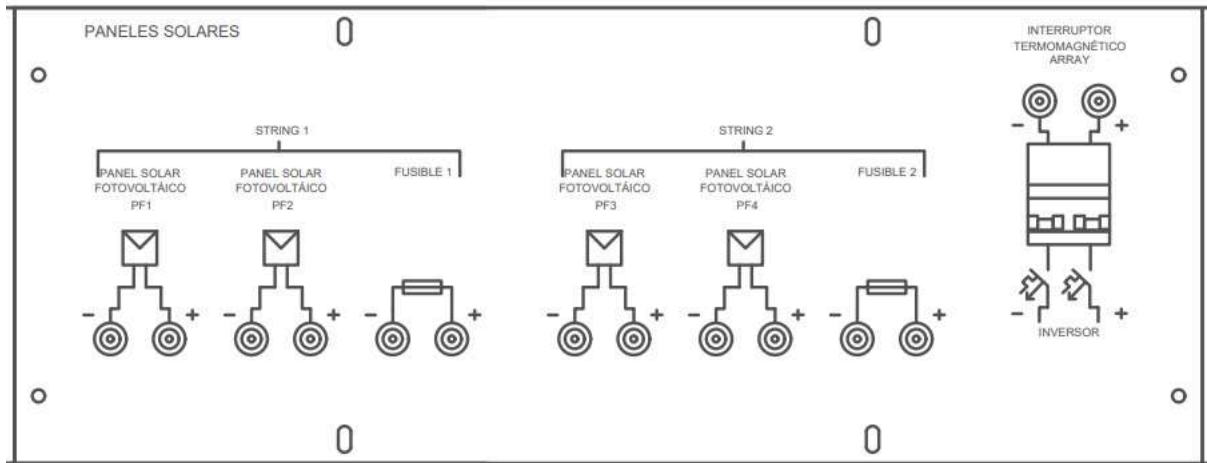


Figura 43. Módulo 1: paneles solares.

En el módulo 1 están conectados los dos string de paneles solares junto con el fusible que protege cada string individual. A su vez, se encuentra el interruptor termomagnético que protege el array completo. Se disponen los bornes positivos y negativos de cada panel para poder generar diferentes tipos de conexiones. Por ejemplo, 2 paneles en serie, 2 paneles en paralelo o el arreglo de 2 ramas en paralelo con 2 paneles en serie en cada una. Estos siempre deben conectarse en serie con el fusible que protege cada string y ambos string se deben conectar en paralelo entre ellos y en serie con el interruptor termomagnético.

Módulo 2: Inversor - Descargadores de sobretensión - Medición de energía

En el módulo 2 se muestra esquemáticamente el inversor conectado a las protecciones tanto diferencial como termomagnética de corriente alterna. También se agregó un medidor Smart Meter (vatímetro) que permite monitorear en tiempo real la energía consumida por las cargas. A su vez, se encuentran los descargadores de sobretensión los cuales ya estarán conectados previamente a la línea, neutro y tierra por la parte trasera del tablero (esto no podrá ser manipulado por los alumnos). La parte de continua del inversor estará conectada al interruptor termomagnético del módulo “paneles solares” y tendrá conectado el voltiamperímetro del módulo “Mediciones en corriente continua”.

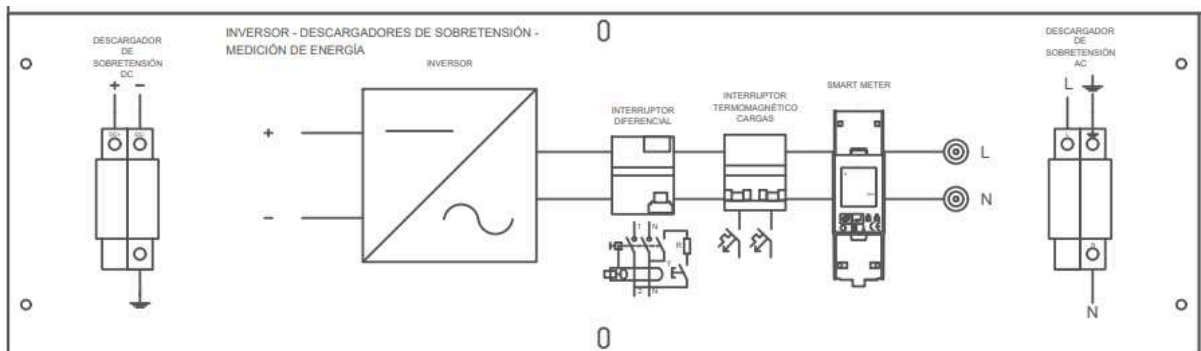


Figura 44. Módulo 2: “Inversor - Descargadores de sobretensión - Medición de energía”.

El smart meter seleccionado pertenece al fabricante Growatt y es un medidor monofásico.



Figura 45. Smart Meter del fabricante Growatt.

El interruptor diferencial seleccionado es el modelo bipolar E9 de Schneider de 25 [A] con una sensibilidad de 30 [mA] como se especifica en la norma referida a la puesta a tierra.



Figura 46. Interruptor diferencial del fabricante Schneider.

Módulo 3: Baterías

Como se puede apreciar en la figura 47, el módulo 3 vincula la batería con el regulador e incluye el interruptor termomagnético seleccionado para protegerlo.

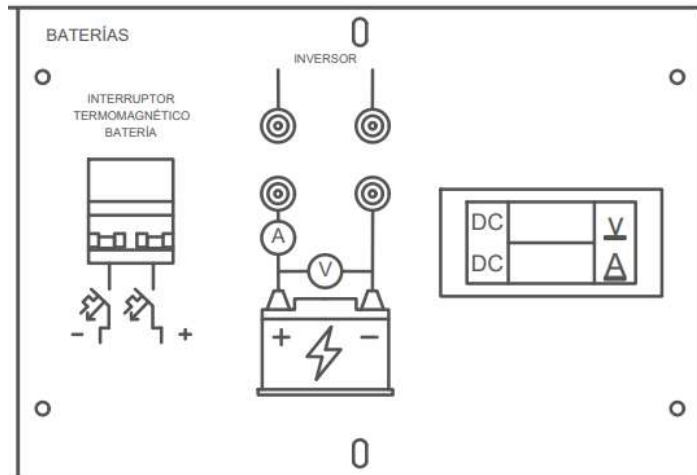


Figura 47. Módulo 3: "Baterías".

Se seleccionó un multímetro digital Drok DC con las siguientes características:

- **Rango de medición de corriente:** 0 - 40 A
- **Pantalla:** LCD retroiluminada, lectura clara y de fácil interpretación.
- **Rango de medición de tensión:** 6.5 - 100V DC
- **Shunt:** Incluye un shunt externo para la medición de la corriente.
- **Precisión:** Alta precisión $\pm 1\%$
- **Características adicionales:** También mide voltaje, potencia y energía, lo que lo hace útil para sistemas fotovoltaicos y baterías.



Figura 48. Medidor Drok DC.

Módulo 4: Mediciones de corriente continua

El módulo 4 se encuentra conectado a los módulos “Simulador de cargas - corriente continua” y “Inversor - Descargadores de sobretensión - Medición de energía” para medir las tensiones y corrientes especificadas en los esquemas. Su finalidad es la de evaluar consumos de corriente continua y compararlos con los de alterna como se explica en los *trabajos prácticos del anexo*.

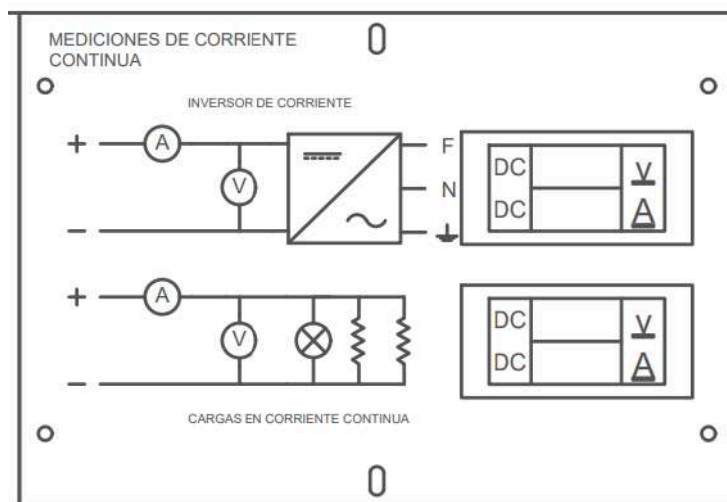


Figura 49. Módulo 4: “Mediciones de corriente continua”.

Módulo 5: Simulador de cargas - corriente continua

El módulo 5 tiene dispuestas 2 lámparas de corriente continua y 4 resistencias. Estas cargas están conectadas en paralelo y hay un pin positivo y otro negativo para conectarlas

en paralelo con el inversor y poder realizar la experiencia de medición de consumos en corriente continua especificada en los *trabajos prácticos del anexo*. La conexión de las cargas se hace a través de los interruptores que se encuentran en la parte inferior del tablero como se muestra en la figura 50:

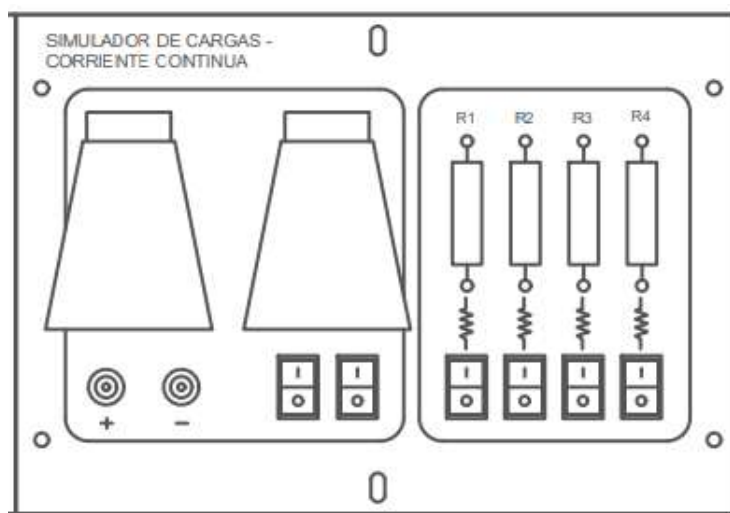


Figura 50. Módulo 5: “Simulador de cargas - corriente continua”.

Módulo 6: Pulsador y llave selectora

El módulo 6 presenta una llave selectora que debe ser accionada por el profesor antes de poner en funcionamiento el circuito. También tiene un pulsador de emergencia normal cerrado para desconectar las cargas del inversor. Todos estos elementos se encuentran conectados en serie con la línea a la salida del inversor.

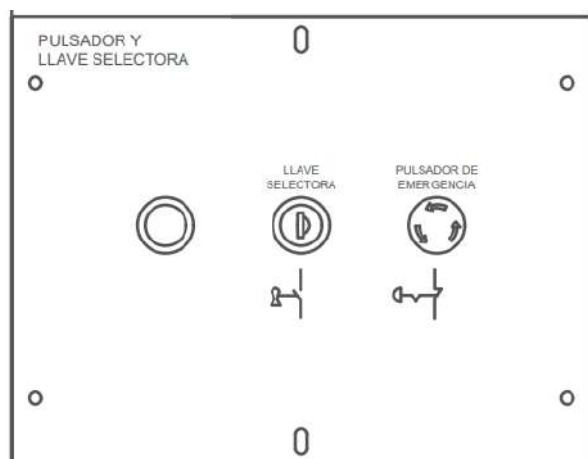


Figura 51. Módulo 6: “Pulsador y llave selectora”.

3.2.5. Diseño de la puesta a Tierra

Los objetivos de un sistema de puesta a Tierra son:

- Dar referencia de potencial a partes activas de la instalación.
- Proteger a personas e instalaciones de contactos indirectos.
- Disipar corrientes producidas por sobretensiones.

El diseño y cálculo de la puesta a Tierra para este proyecto se llevó a cabo consultando la norma “AEA 90364 Parte 7 - Reglas Particulares para las Instalaciones en Lugares y Locales Especiales. Sección 771: Viviendas, Oficinas y Locales (unitarios)”.

El valor de la resistencia de puesta a Tierra que debe utilizarse está definido por la siguiente ecuación:

$$R_{pt} \leq \frac{U_c}{I_{0,2}}$$

Siendo:

- U_c : Tensión de contacto límite.
- $I_{0,2}$: Valor de corriente que va a despejar la falla en 200 ms.

Esta ecuación se encuentra estandarizada en la norma a través de la siguiente tabla.

Corriente diferencial máxima asignada del dispositivo diferencial $I_{\Delta n}$		Columna 1 Valor máximo de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω) para U_L 50 V	Columna 2 Valor máximo de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω) para U_L 24 V	Columna 3 Valor máximo permitido de la resistencia de la toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω)
Sensibilidad baja	20 A	2,5	1,2	0,6
	10 A	5	2,4	1,2
	5 A	10	4,8	2,4
	3 A	17	8	4
Sensibilidad media	1 A	50	24	12
	500 mA	100	48	24
	300 mA	167	80	40
Sensibilidad alta	100 mA	500	240	40
	Hasta 30 mA inclusive	Hasta 1666	800	40

Tabla 14. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra de protección.

La Tabla anterior da, para los diferentes valores de corriente diferencial asignada $I_{\Delta n}$ de disparo de los dispositivos diferenciales, el valor máximo de resistencia de la toma de tierra de las masas para que el potencial de dichas masas no sea superior en forma permanente a $U_L = 50$ [V] y a $U_L = 24$ [V] (la Ley N° 19587 de Higiene y Seguridad en el Trabajo, a través de los Decretos Reglamentarios 351/79 y 911/96, establece la tensión límite de contacto $U_L = 24$ [V], razón por la cual este valor es el adoptado por esta Reglamentación).

Como en la práctica los valores a tomar en consideración para la resistencia de la toma de tierra de las masas deben ser menores, para tener en cuenta las posibles variaciones ocasionales, se establecen como valores máximos los indicados en la columna 3 de la Tabla. Se señala asimismo, a título informativo, en la columna 1, los valores para $U_L = 50 [V]$ (tensión límite convencional de contacto adoptada por IEC 60364 para ambientes secos y húmedos).

Para esta Sección de la Reglamentación se establece que el valor máximo permanente de la resistencia de puesta a tierra de protección debe ser menor o igual a 40 [Ω].

Cuando, en el caso de locales sin riesgo de incendio, se empleen dispositivos diferenciales de $I_{\Delta n} > 300 [mA]$ para la protección contra los contactos indirectos, se deberán efectuar tomas de tierra cuyas resistencias alcancen valores iguales o menores a los indicados en la columna 3 de la tabla.

Se utilizará una puesta a tierra del tipo jabalina, cuyo valor se obtiene con la siguiente ecuación.

$$R = \frac{\rho}{2 * \pi * L} * \ln\left(\frac{2 * L}{r_o}\right)$$

Siendo:

- ρ : La resistividad del suelo.
- L: El largo de la jabalina.
- r_o : El radio de la jabalina.

De consultar normas para sistemas solares fotovoltaicos, las protecciones diferenciales a utilizar en estos deben tener una sensibilidad alta (de 30 [mA]), por lo tanto, el valor de resistencia de puesta a tierra deberá ser menor a 40 [Ω].

Por lo tanto, para la zona de Mar del Plata, teniendo una resistividad del suelo de aproximadamente 20 [ohm.m], con una jabalina de 6 [mm] de radio y 1 [m] de largo (en contacto con el suelo), se obtendría una resistencia de puesta a Tierra aceptable.

$$R = \frac{20 [ohm.m]}{2 * \pi * 1 [m]} * \ln\left(\frac{2 * 1 [m]}{0,006 [m]}\right) = 18,5 [ohm]$$

4. Diseño del sistema termosolar

Para los fines didácticos que se diseñará el sistema de estudio, se busca cumplir con los requerimientos mínimos para su funcionamiento. El diseño de un sistema termosolar se inicia a partir de estimar un consumo diario para cada caso particular como se especifica en la bibliografía consultada ([1], [12] y [13]). Sin embargo, en este caso se iniciará a partir de los componentes disponibles en el laboratorio del área de mecánica.

4.1. Acumulador

Se diseñará un sistema termosolar para el acumulador de serpentina disponible en el laboratorio del área de mecánica, el cual cuenta con las siguientes características:

Características acumulador TSAP180r	
Sistema indirecto	
Capacidad [L]	180
Material	Acero inoxidable
Presión de trabajo ACS [kPa]	390
Presión de Prueba ACS [kPa]	585
Presión de Trabajo Solar [kPa]	20
Área bruta Colector Solar [m ²]	1,98
Coefficiente de Pérdida Térmica [W/K]	1,4
Resistencia eléctrica [W]	1500

Tabla 15. Datos del acumulador del fabricante Energe disponible en la Facultad de Ingeniería.



Figura 52. Ficha técnica del acumulador del fabricante Energe disponible en la Facultad de Ingeniería.

4.2. Colector solar

Se asume el uso de colectores comerciales con placa absorbente con recubrimiento selectivo, cubierta transparente de vidrio y aislamiento de 3 [cm] de espesor de fibra de vidrio. En este caso, el área de la superficie captadora se determina con la siguiente ecuación:

$$A = \frac{M}{c}$$

Siendo:

- c : Producción en litros por metro cuadrado de agua caliente (a 45°C) por día.
- M : Consumo diario.

La capacidad de producción de agua caliente a 45°C depende de las condiciones del clima.

Por criterios de diseño establecidos para el dimensionamiento de captadores térmicos por efecto invernadero [11], se tiene que por cada 80 litros de agua a consumir se necesita un metro cuadrado de captación solar. Por otro lado, el consumo diario se estima en la capacidad máxima del acumulador que corresponde a 180 [L/día]. Bajo este criterio, se define el área necesaria como:

$$A = \frac{180 \text{ [L/día]}}{80 \text{ [L/m}^2 \cdot \text{día]}} = 2,25 \text{ [m}^2 \text{]}$$

Se seleccionaron colectores solares planos, ya que tienen un costo inicial más bajo, es decir, son más económicos que los colectores de tubos de vacío, tanto en términos de fabricación como de instalación. También suelen ser más robustos y menos susceptibles a daños por impacto y tienen componentes simples y menos piezas móviles, lo que facilita el mantenimiento y la reparación. El modelo seleccionado es el SCP FPGV2.00-1.00 del fabricante Hissuma con las siguientes características:



Modelo	SCP GV2.05-1.00	SCP FPGV 2.00-1.00	SCP FPGV 2.00-1.00BC
Dimensión mm.	2050x1015x76	2000x1000x80	2000x1000x80
Superficie Bruta (m2)	2.05	2.00	2.00
Superficie Neta (m2)	1.82	1.82	1.82
Cantidad de coberturas	1		
Espesor de la cubierta de vidrio (mm.)	3.2		
Cobertura	Vidriotemplado de bajo contenido de hierro		
Transmisión de la cobertura de vidrio	> 91,70%		
Peso (kg)	41.5	34	34

Superficie de absorción			
Material	Aluminio		
Tratamiento de la superficie:	Titanio azul pulverizado producido en Alemania	Cromo negro	
Absorción	95 +/- 2%		93%
Emisividad:	5 +/- 2%		9-11%
Caño Colector de cabeza	Cobre Tp2		
Diámetro del tubo de cabeza	22 mm. 0.8 mm. de pared	22 mm. 0.6 mm. de pared	
Caños de interconexión vertical	Cobre Tp2 / CA220		
Diámetro caño de interconexión vertical	8 mm. 0.75 mm. de pared	8 mm. 0.6 mm. de pared	
Presión de trabajo	0.75 Mpa		
Presión de testeo	1.2Mpa durante 5 minutos		
Propiedades del Colector			
Potencia máxima pocollector para G=1000W/m2	1,352Kw	1,25 Kw	1,05Kw
Eficiencia Térmica	0,788	0,76	0,74
Perdida de calor coeficiente $\alpha 1^*$	3.411W/m2K	4.05W/m2K	4.05W/m2K
Perdida de calor coeficiente $\alpha 2^*$	0.024W/mK	0.03W/m2K	0.03W/m2K
Máximo temp de estancamiento para G=1000W/m2 y T =30 C	188.4grados C	160grados C	140grados C
Aislación térmica	Fibra de Vidrio 30 mm.		
Densidad	48 Kg3		36Kg3
Estructura	hierro galvanizado	aleación de aluminio	aleación de aluminio
Color del marco y característica de cobertura trasera	Plateado o Negro Chapa de hierro Galvanizado		
Sellador	EPDM		

Figura 53. Ficha técnica del colector solar del fabricante Hissuma.

La superficie bruta del modelo es de 2 [m²]. Para disminuir los costos de la instalación, se utilizará un solo colector, con lo cuál el caudal máximo a calentar por día será menor a 180 [L/día]. Esto no será un inconveniente ya que cumplirá con los fines didácticos. Al soportar una presión de trabajo de 0,75 MPa, se trata de un colector presurizable.

4.3. Fluido caloportador

Por el circuito primario debe circular una mezcla de agua y anticongelante. Los anticongelantes más utilizados en la industria son el propilenglicol y el etilenglicol. Por su propiedad de no ser tóxico, se seleccionó el propilenglicol.

La proporción de anticongelante se determina en base a la temperatura mínima que debe soportar la instalación. Adoptando un criterio conservador, se estableció una temperatura mínima de -5 [°C]. El porcentaje de glicol necesario se obtiene de la siguiente gráfica:

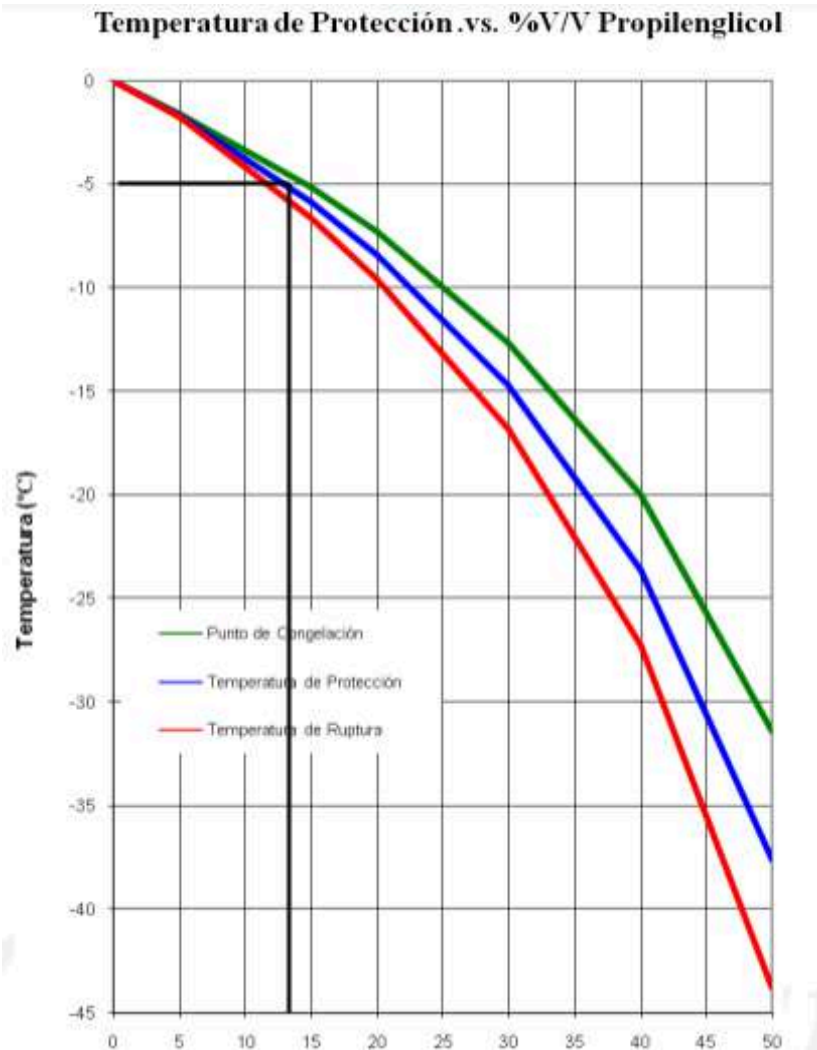


Figura 54. Concentración de propilenglicol necesaria en función de la temperatura mínima a proteger.

Por lo tanto, se debe utilizar un 13% de propilenglicol en la mezcla.

De la siguiente gráfica se obtiene que el calor específico de la mezcla de agua con propilenglicol para una concentración del 13 % es aproximadamente 0,95 [Kcal/kg °C].

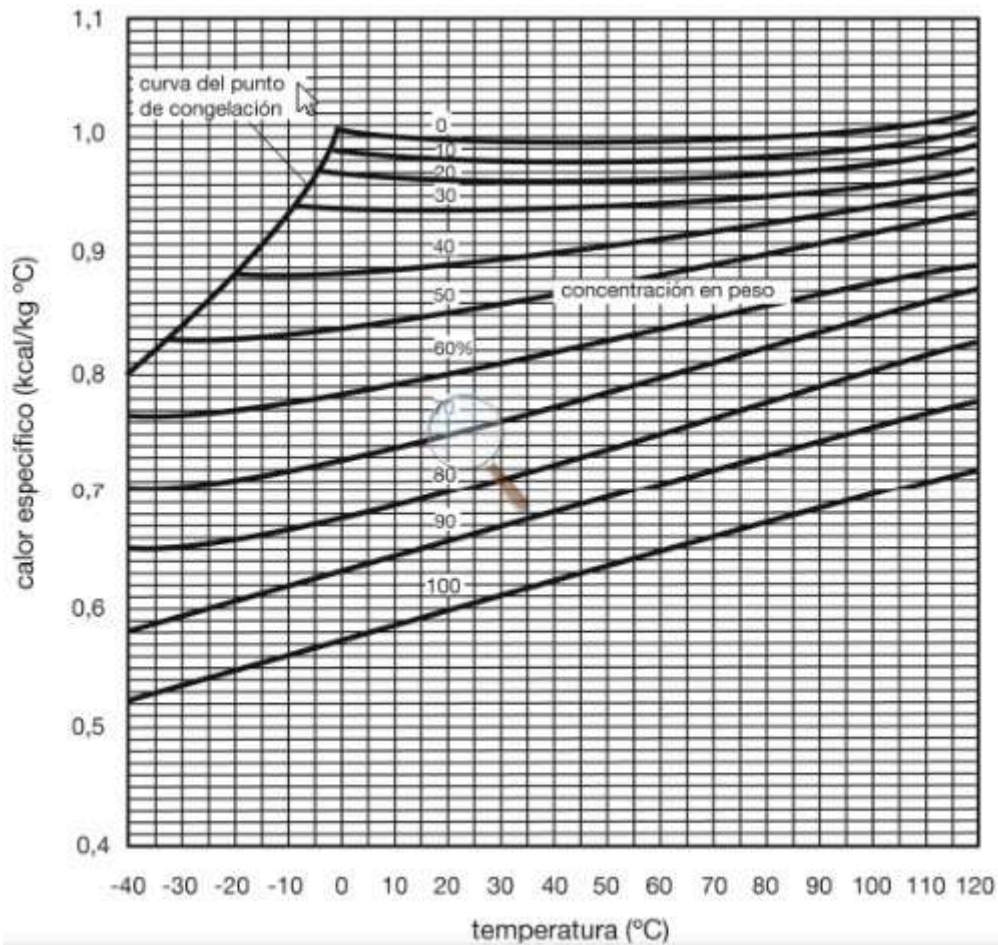


Figura 55. Calor específico para mezclas de agua con propilenglicol a distintas temperaturas de trabajo y distintas concentraciones.

4.4. Diseño del circuito hidráulico

Potencia térmica captada

La radiación solar disponible en la ubicación y época del año influye directamente en la capacidad del sistema para generar calor. La potencia térmica captada por los colectores solares se calcula como:

$$Q_{\text{captado}} = \eta * A * I$$

Siendo:

- η : Eficiencia del colector solar.
- A : Área de captación del panel.
- I : Intensidad de la radiación [W/m²].

Caudal de Fluido Térmico

El caudal de fluido se calcula con la siguiente ecuación:

$$\hat{m} = \frac{Q}{c \cdot \Delta T}$$

Siendo:

- Q : Potencia térmica requerida (en watts).
- c : calor específico del fluido (en J/kg.°C).
- ΔT : diferencia de temperatura del fluido entre la entrada y la salida del sistema (en K o °C).

El caudal resultante será expresado en kg/s, pero conociendo la densidad del fluido, se puede convertir a volumen para usarlo en el dimensionamiento de tuberías (L/s o m³/h).

Velocidad del Fluido

La velocidad del fluido dentro de las tuberías depende del diámetro de las mismas y debe estar dentro de un rango que minimice las pérdidas de carga y evite la erosión. Para sistemas solares térmicos, la velocidad típica del fluido varía entre 0.3 y 2 m/s. De las bibliografías y trabajos anteriores consultados ([1] y [11]), se consideró que una velocidad de 1 m/s es adecuada para el dimensionamiento del sistema.

Diámetro de las tuberías

El diámetro interior de las tuberías se calcula usando la ecuación de continuidad para el flujo.

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot \hat{V}}{\pi \cdot v}}$$

Siendo:

- D : diámetro interno de la tubería [m].
- \hat{V} : caudal volumétrico del fluido [m³/h].
- v : velocidad del fluido [m/s].

El caudal volumétrico se convierte en caudal másico utilizando la densidad del fluido ρ :

$$\hat{V} = \frac{\hat{m}}{\rho}$$

Material de las tuberías

El material de las tuberías debe resistir las temperaturas y presiones del sistema solar térmico. Los materiales comunes son:

- **Cobre:** Muy resistente y con buena conductividad térmica.
- **Acero inoxidable:** Ideal para sistemas con altas presiones o temperaturas extremas.
- **PPR (Polipropileno):** Adecuado para sistemas de baja temperatura y menor costo.

Al trabajar con bajas temperaturas y por su bajo costo, se seleccionó polipropileno como material de las tuberías. También se evita la corrosión que podría afectar a los caños de cobre.

Caso particular del diseño

Dado que la eficiencia de los paneles especificada por el fabricante es de un 76%, la potencia térmica captada resulta:

$$P_{\text{captada}} = \frac{4,12 \left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right] * 1,82 [\text{m}^2] * 0,76}{4,12 \text{ h}} = 1,38 [\text{kW}]$$

El caudal del fluido térmico resulta:

$$\hat{m} = \frac{1383,2 [\text{W}]}{3974,8 [\text{J/kg} * ^\circ\text{C}] * 35 [^\circ\text{C}]} = 9,94 * 10^{-3} [\text{kg/s}]$$

El caudal volumétrico se convierte en caudal másico utilizando la densidad del fluido ρ :

$$\hat{V} = \frac{9,94 * 10^{-3} [\text{kg/s}]}{1,04 [\text{kg/L}]} = 9,56 * 10^{-3} [\text{L/s}] = 9,56 * 10^{-6} [\text{m}^3/\text{s}]$$

El diámetro interior de las tuberías se calcula usando la ecuación de continuidad para el flujo.

$$D = \sqrt{\frac{4 * 9,56 * 10^{-6} [\text{m}^3/\text{s}]}{\pi * 1 [\text{m/s}]} } = 0,11 [\text{mm}]$$

Se seleccionaron tubos del fabricante Tectul que se comercializan en las siguientes medidas.



Clase RDE 7,4 / PN16 / Serie 4					
Díámetro exterior - De [in]	Díámetro exterior - De [mm]	Díámetro interior - Di [mm]	Espesor de pared - t [mm]	Peso [Kg/m]	Presión de trabajo a 90 °C
1/2	20	14,4	2,8	0,151	375 [PSI]
3/4	25	18,0	3,5	0,235	
1	32	23,2	4,4	0,378	
1 1/4	40	29,0	5,5	0,585	
1 1/2	50	36,2	6,9	0,912	
2	63	45,8	8,6	1,435	
2 1/2	75	55,0	10,0	2,052	
3	90	65,4	12,3	2,933	
4	110	79,8	15,1	4,363	
6	160	116,2	21,9	9,165	
Tramos de 4 [mts] de longitud.					
RDE = De / t					

Figura 56. Medidas de los tubos de polipropileno del fabricante Tectul.

Por lo tanto, el diámetro interior de los tubos será de 14,4 [mm].

Bomba

Al ser un sistema de circulación forzada, se seleccionará una bomba teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Altura manométrica total (HMT).
- Pérdida de carga (ΔP).

Altura manométrica total

Es la altura total que la bomba debe vencer, que es la suma de la pérdida de carga y cualquier diferencia de altura entre la bomba y el punto más alto del sistema.

$$HMT = \Delta P + \Delta h$$

Siendo Δh la diferencia de altura en metros.

Pérdidas de carga

Las pérdidas de carga en las tuberías deben ser calculadas para asegurarse de que la bomba o el sistema de circulación sea capaz de mover el fluido sin dificultades. Esto se hace generalmente con la ecuación de Darcy-Weisbach:

$$\Delta P = f * \frac{L}{D} * \frac{\rho * v^2}{2}$$

Siendo:

- ΔP : la pérdida de presión (en pascales, Pa).
- f es el factor de fricción de Darcy, que depende del material y la rugosidad de la tubería.
- L es la longitud de la tubería (en metros).
- D es el diámetro interno de la tubería (en metros).
- ρ es la densidad del fluido (en kg/m^3).
- v es la velocidad del fluido (en m/s).

Se obtiene el número de Reynolds del sistema planteado para determinar si el flujo es laminar o turbulento con la siguiente ecuación.

$$Re = \frac{\rho * v * D}{\mu}$$

Siendo:

- ρ : Densidad del fluido [kg/m^3]
- v : velocidad del fluido [m/s]
- D : Diámetro de la tubería [m]
- μ : Viscosidad dinámica del fluido [$\text{Pa} * \text{s}$]

Resultando:

$$Re = \frac{1040 [\text{kg/m}^3] * 1 [\text{m/s}] * 0,0144 [\text{m}]}{0,00139 [\text{Pa} * \text{s}]} = 10774,1$$

Como $Re > 4000$, el flujo es turbulento. Esto mejora la transferencia de calor porque crea una mezcla más eficiente del fluido, lo que reduce la capa límite térmica en las paredes de las tuberías y de los colectores solares, resultando en un aumento en la eficiencia de intercambio de calor.

Por otra parte, el factor de fricción debe obtenerse mediante el diagrama de Moody debido al régimen turbulento del fluido. Para ello se debe calcular la rugosidad relativa de la tubería.

La rugosidad relativa es la relación entre la rugosidad absoluta (κ) de la tubería y su diámetro interno (D). Para las tuberías de polipropileno, la rugosidad absoluta es generalmente baja. Un valor típico es $\kappa \simeq 0,0015 [\text{mm}]$ [11]. Con la siguiente ecuación se obtiene la rugosidad relativa.

$$\text{Rugosidad relativa} = \frac{\kappa}{D} = \frac{0,0015 \text{ [mm]}}{14,40 \text{ [mm]}} = 0,001$$

Con este último valor y el número de Reynolds se ingresa al diagrama de Moody.

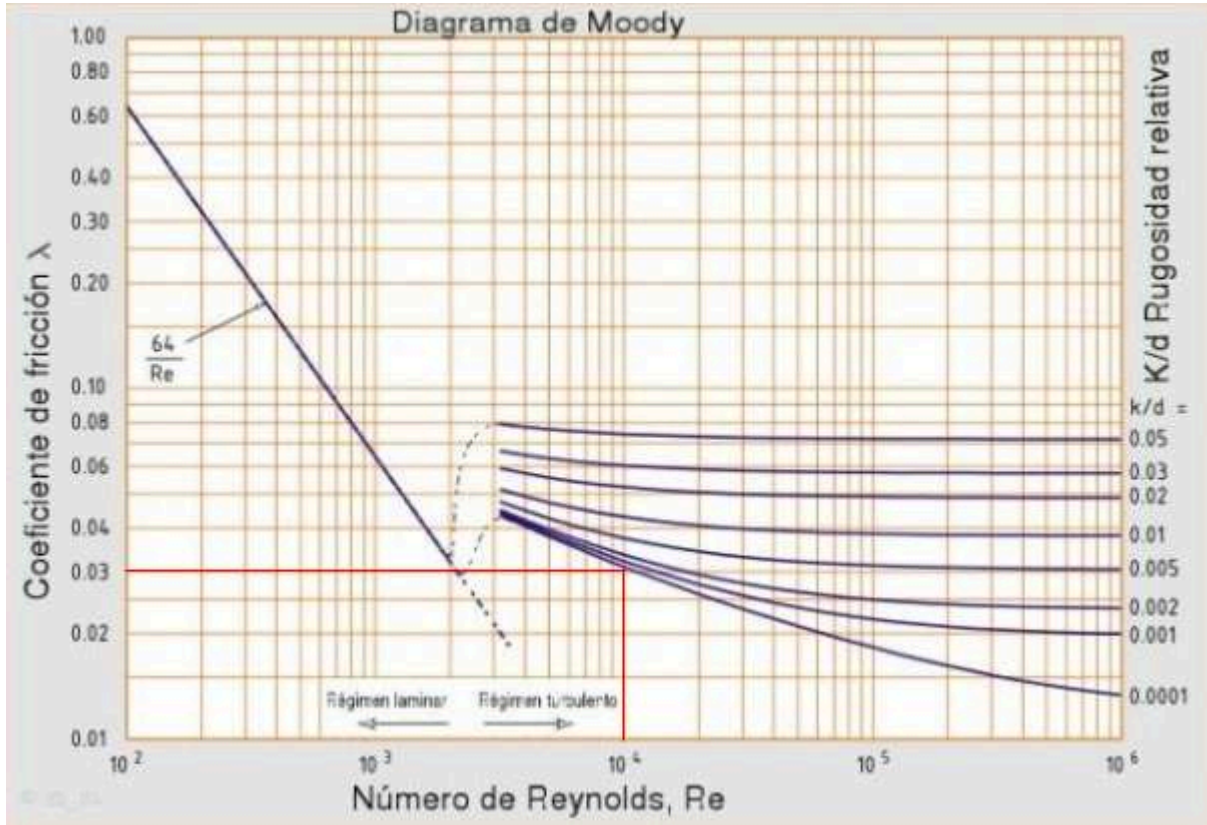


Figura 57. Diagrama de Moody.

Resultando el factor de fricción $f=0,03$.

Finalmente, la pérdida de carga total resulta:

$$\Delta P = 0,03 * \frac{7 \text{ [m]}}{0,0144 \text{ [m]}} * \frac{1040 \text{ [kg/m}^3\text{]} * 1 \text{ [m/s]}^2}{2} = 7583,33 \text{ [Pa]} = 0,77 \text{ [mca]}$$

Se estiman unos 7 [m] de cañería hasta el punto más alto de la instalación, por lo tanto:

$$HMT = 0,77 \text{ [m]} + 7 \text{ [m]} = 7,7 \text{ [m]}$$

Se seleccionó la siguiente bomba presurizadora del fabricante Rowa que contiene un vaso de expansión de 1 [L] incorporado. En el apartado siguiente se dimensionará el vaso de expansión para verificar si el que trae la bomba sirve para el caso de estudio.



Figura 58. Bomba presurizadora del fabricante Rowa.

Las características de la bomba son:

- Potencia = 0,37 [kW]
- Conexión = 1"
- Caudal máx = 4000 L/h
- Altura máxima = 19 [m]

LÍNEA ROWA PRESS
Presurización desde tanque cisterna
Presión confortable

MODELO	TANGO PRESS 20	MAX PRESS 22	MAX PRESS 26	PRESS 30	MAXPRESS 30VF	PRESS 200	PRESS 270
Presurización	MEDIA	ALTA	MUY ALTA	MUY ALTA	MUY ALTA	ALTA	MUY ALTA
Utilización Vivienda hasta	2 plantas 2 duchas	2 plantas 3 duchas	3 plantas 3 duchas	3 plantas 4 duchas	3 plantas 8 duchas	16 duchas	20 duchas
Presión máxima * entregada	19 m.c.a.	21 m.c.a.	25,5 m.c.a.	29 m.c.a.	29 m.c.a.	19 m.c.a.	24 m.c.a.
Caudal máx. (litros/hora)	4000 l/h	5500 l/h	6500 l/h	6500 l/h	7000 l/h	21000 l/h	22000 l/h
Conexiones (entrada/salida)	1"	1"	1"	1"	1"	1½"	1½"
Temperatura máx. del agua	50 C°	50 C°	50 C°	50 C°	50 C°	50 C°	50 C°
FACILITADOR ROWA sugerido (no incluido)	HM 1" x 50cm	HM 1" x 80cm	HM 1" x 80cm	HM 1" x 80cm	HM 1" x 80cm		

Nota: Los valores indicados en utilización están calculados con un factor de simultaneidad de consumo de agua del 60%
* En instalaciones con tanque elevado, dicha presión se suma a la presión del tanque

Ventajas PRESS y MAXFLOW
Únicos con sistema "RFX" (presostato especial desarrollado por el Departamento Técnico de ROWA).

Características

- Sin fluctuaciones con bajos consumos.
- Se proveen con 2 válvulas esféricas de unión doble, para **facilitar la instalación.**
- Bajo consumo eléctrico.

Funcionamiento PRESS y MAXFLOW
El equipo se enciende cuando la presión del sistema baja debido a la apertura de un grifo o ducha, manteniendo la presión del agua (SIN FLUCTUACIONES).
Al cerrar los consumos el equipo se detiene.

Solucionan problemas de:

- Duchas con poco caudal de agua (tanques a baja altura)
- Tuberías semi-obstruidas o mal dimensionadas.
- Griferías con cierre cerámico; poco pasaje de agua (sólo líneas ROWA PRESS y MAXFLOW).
- Duchas especiales (escocesas-alemanas), lavarropas automáticos, calderas murales.

Figura 59. Ficha técnica de la bomba presurizadora.

Siendo el caudal 0,59 [m³/h] y la altura manométrica 7,7 [m], la bomba seleccionada es la adecuada.

Vaso de expansión

Se debe seleccionar un vaso de expansión capaz de absorber las variaciones de volumen del fluido térmico debido a los cambios de temperatura, y así evitar un aumento de presión excesivo en el sistema.

El volumen de expansión que debe absorber el vaso de expansión depende del volumen total de fluido en el sistema y del coeficiente de expansión térmica del fluido.

Cálculo del Volumen de Expansión:

$$V_{exp} = V_{total} * \beta * \Delta T$$

Siendo:

- V_{exp} : *Volumen de expansión requerido.*
- V_{total} : *Volumen total de fluido en el sistema.*
- β : *coeficiente de expansión térmica del fluido [1/°C].*
- ΔT : *diferencia máxima de temperatura del fluido [°C].*

El vaso de expansión debe tener un tamaño suficiente para absorber el volumen de expansión y mantener el sistema a una presión de operación segura. El volumen del vaso de expansión se puede calcular con la siguiente ecuación [1]:

$$V_{vaso} = \frac{V_{exp}}{1 - \frac{P_{min}}{P_{max}}}$$

Siendo:

- V_{vaso} : *Volumen del vaso de expansión [L o m³].*
- P_{min} : *Es la presión mínima de operación del sistema [en bar o kPa].*
Generalmente la presión de llenado en frío.
- P_{max} : *Es la presión máxima de operación permitida del sistema [en bar o kPa].*
Normalmente el ajuste de la válvula de seguridad.

Luego se deben estimar los parámetros de diseño.

Volumen Total del Sistema: Suma el volumen de todas las tuberías, colectores solares, intercambiadores de calor, y otros componentes del sistema.

Diferencia de Temperatura (ΔT): Determina la diferencia entre la temperatura máxima de operación y la temperatura de llenado (normalmente la temperatura ambiente o la del fluido frío, alrededor de 10-20°C).

Presión mínima: Usualmente la presión de llenado en frío, típica de 1-2 bar.

Presión máxima: Ajuste de la válvula de seguridad, generalmente de 3 a 6 bar para sistemas solares térmicos domésticos.

El fluido utilizado (agua, mezcla de agua y glicol, etc.) afecta el coeficiente de expansión térmica. Para una mezcla de propilenglicol al 22.5% con agua, se pueden usar datos experimentales o aproximaciones basadas en los coeficientes de los componentes individuales. El coeficiente de expansión térmica volumétrica de la mezcla puede aproximarse mediante una interpolación ponderada en función de la fracción en masa del propilenglicol y del agua en la mezcla, resultando:

$$\beta = 275 * 10^{-6} \left[\frac{1}{K} \right]$$

El volumen del colector solar seleccionado se obtiene sumando el volumen total de los caños colectores de cabeza y de los caños de interconexión vertical.

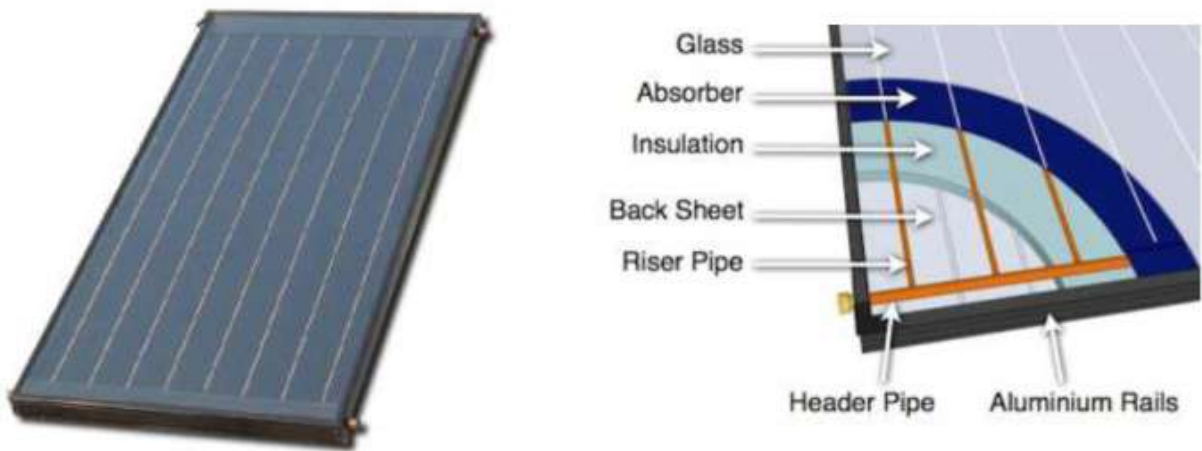


Figura 60. Imágenes extraídas de la ficha técnica del colector solar Hissuma.

Resultando:

$$V_{\text{colector}} = 8 * \pi * \left(\frac{D_{\text{interconexión}}}{2} \right)^2 * L_{\text{interconexión}} + 2 * \pi * \left(\frac{D_{\text{cabeza}}}{2} \right)^2 * L_{\text{cabeza}}$$

$$V_{\text{colector}} = 8 * \pi * \left(\frac{0,008 [m]}{2} \right)^2 * 2 [m] + 2 * \pi * \left(\frac{0,022 [m]}{2} \right)^2 * 1 [m]$$

$$V_{\text{colector}} = 1,56 [L]$$

El volumen de las tuberías de subida y bajada resulta:

$$V_{\text{tuberías}} = \pi * \left(\frac{D_{\text{tuberías}}}{2} \right)^2 * L_{\text{tuberías}}$$

$$V_{\text{tuberías}} = \pi * \left(\frac{14,4 [mm]}{2} \right)^2 * 14 [m]$$

$$V_{\text{tuberías}} = 2,28 [L]$$

Finalmente, se desprecia el volumen de la serpentina frente al volumen del colector y de las tuberías y el volumen total de fluido en el sistema resulta:

$$V_{\text{total}} = V_{\text{colector}} + V_{\text{tuberías}}$$

$$V_{total} = 1,56 [L] + 2,28 [L] = 3,84 [L]$$

El volumen de expansión necesario resulta:

$$V_{exp} = V_{total} * \beta * \Delta T$$

$$V_{exp} = 3,84 [L] * 275 * 10^{-6} \left[\frac{1}{K} \right] * (45[^\circ C] - 10 [^\circ C]) = 0,037 [L]$$

Finalmente, el volumen del vaso resulta:

$$V_{vaso} = \frac{V_{exp}}{1 - \frac{P_{min}}{P_{max}}}$$

$$V_{vaso} = \frac{0,079 [L]}{1 - \frac{1 [bar]}{6 [bar]}} = 0,1 [L]$$

El vaso de expansión de 1 [L] que viene incluido con la bomba es suficiente para el volumen de líquido que circulará por la instalación.

Aislante térmico

Se debe seleccionar un material que funcione como aislante térmico para las tuberías, con el fin de minimizar las pérdidas de calor y mejorar la eficiencia del sistema.

Se deben tener en cuenta las siguientes condiciones ambientales:

- **Exposición a la intemperie:** Si la instalación está al aire libre, el aislamiento debe ser resistente a la radiación UV, lluvia, nieve y temperaturas extremas.
- **Temperatura de operación:** Considera la temperatura máxima a la que el fluido del sistema puede llegar.
- **Condiciones de humedad:** El aislamiento debe ser impermeable o tener una baja absorción de agua para evitar que se degrade con la humedad.

El material a utilizar será el Armaflex (espuma elastomérica) que cuenta con excelente resistencia al agua, baja conductividad térmica, resistencia a la humedad y al moho y es fácil de instalar. Tiene como contra que se degrada con exposición prolongada a los rayos UV pero ese inconveniente se resuelve con un recubrimiento de aluminio en la parte exterior de la instalación.



Espesor	Medidas	M2
13 mm	1,5 x 8 mts	12 m2
19 mm	1,5 x 6 mts	9 m2
25 mm	1,5 x 4 mts	6 m2
32 mm.	1,5 x 3 mts	4,5 m2

Figura 61. Espuma elastomérica del fabricante Armacell con sus medidas estandarizadas.

El valor de espesor del aislante se obtendrá en el siguiente apartado.

Verificación del aislante térmico

Para verificar si el aislante térmico es el adecuado se utilizará una analogía eléctrica que puede ser aplicada al considerar un caso estable, sin generación de calor, conductividad constante y condición de frontera de primer tipo (se especifica el valor o la distribución de la temperatura en una superficie límite). Teniendo en cuenta estas consideraciones, la tasa de transferencia de calor a través del sólido puede expresarse como:

$$Q = \frac{\Delta T}{R}$$

Siendo:

- Q : Tasa de transferencia de calor a través del sólido.
- R : Resistencia térmica del sólido
- ΔT : Diferencia de temperatura entre la pared interna y externa del sólido (fuerza impulsora).

Para el caso de un cilindro, la resistencia se obtiene con la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\ln\left(\frac{r_{ext}}{r_{int}}\right)}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot L}$$

Siendo:

- r_{ext} : Radio externo del cilindro [mm].
- r_{int} : Radio interno del cilindro [mm].
- K : conductividad térmica del aislamiento [$W/m \cdot K$].
- L : longitud de la tubería [m].

Aplicando las ecuaciones anteriores se obtienen los siguiente valores:

Verificación aislante			
Espuma elastomérica		Tubo polipropileno	
Espesor [mm]	13	Espesor [mm]	2,8
Rint [mm]	10	Rint [mm]	7,2
Rext [mm]	23	Rext [mm]	10
k [$W/m \cdot K$]	0,045	k [$W/m \cdot K$]	0,22
L [m]	7	L [m]	7
R [K/W]	0,421	R [K/W]	0,034

Tabla 16. Datos de los materiales correspondientes a la cañería y al aislante utilizado.

La tasa de transferencia de calor resulta:

$$Q = \frac{(45[^\circ C] - 20[^\circ C])}{0,421 [K/W] + 0,034 [K/W]} = 54,97 [W]$$

$$\frac{Q}{L} = \frac{54,97 [W]}{7 [m]} = 7,85 [W/m]$$

Se estima que un valor de la tasa de transferencia de calor por unidad de longitud máximo para que el aislante funcione correctamente es de 10 [W/m], por lo tanto el espesor de aislante seleccionado es el adecuado.

4.5. Esquema del tablero de pruebas didáctico termosolar

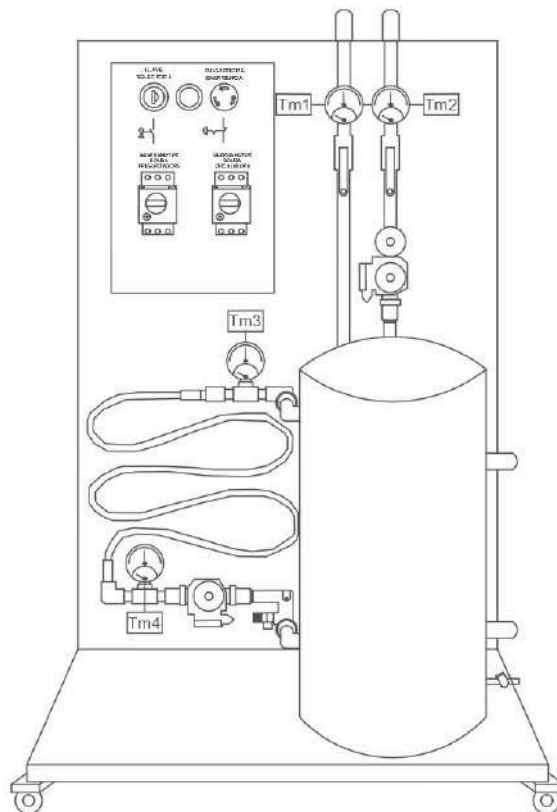


Figura 62. Disposición del sistema didáctico termosolar.

Se ubicó un simulador de losa radiante entre las dos tuberías del tanque para simular un consumo de calefacción por parte del sistema.

El diseño cuenta con 4 termomanómetros analógicos con una presión máxima de funcionamiento de 6 bares y una temperatura máxima de 120 [°C]



Figura 63. Termomanómetro.

Se añadió una bomba para el circuito de circulación de agua sanitaria, seleccionada por su capacidad, su valor en el mercado y su variación de 3 velocidades.



Figura 64. Bomba circuladora.

La bomba circuladora y la presurizadora se conectarán con un guardamotor ya que estos funcionan mejor que los interruptores termomagnéticos al tener optimizada su curva de sobrecarga para funcionar con motores y admitir variaciones en la corriente de funcionamiento. Esto permite una protección personalizada a cada caso específico. Para seleccionarlos se debe obtener la corriente nominal de las bombas utilizando la siguiente ecuación.

$$I = \frac{P}{V \cdot \eta \cdot \cos\phi}$$

Para hacer los cálculos, se supuso un valor de eficiencia del 85% y un factor de potencia de 0.85, resultando:

$$I_{370\text{ W}} = \frac{370\text{ [W]}}{220\text{ [V]} \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 2,33\text{ [A]}$$

$$I_{100\text{ W}} = \frac{100\text{ [W]}}{220\text{ [V]} \cdot 0,85 \cdot 0,85} = 0,63\text{ [A]}$$

Para individualizar el funcionamiento de los guardamotores, se seleccionaron 2 separados. Si una bomba queda fuera de servicio, no perjudica el funcionamiento de la otra y a la vez que la bomba de menor potencia es protegida adecuadamente. El fabricante seleccionado es ABB y los modelos seleccionados serán el MS116-0,63 y MS116-2,5. En comparativa

con las opciones disponibles de los fabricantes Siemens y Schneider, esta resultó ser la más económica.



Figura 65. Guardamotor ABB MS16.

4.6. Sensores de temperatura

Para poder realizar las actividades propuestas en el *anexo*, se propone añadir al sistema 3 sensores de temperatura conectados con Arduino. 2 ubicados a la entrada y salida del colector y otro para el acumulador. Se colocarán vainas de inmersión de acero inoxidable para medir la temperatura con los termostatos de manera indirecta.



Figura 66. Vaina de inmersión.

Las vainas serán vinculadas a las cañerías mediante tee con rosca hembra de ½”.



Figura 67. Tee con rosca hembra de ½”.

Se utilizarán los sensores analógicos LM35 con una placa Arduino UNO por no requerir el uso de librerías, simplificando la creación y el funcionamiento del código.

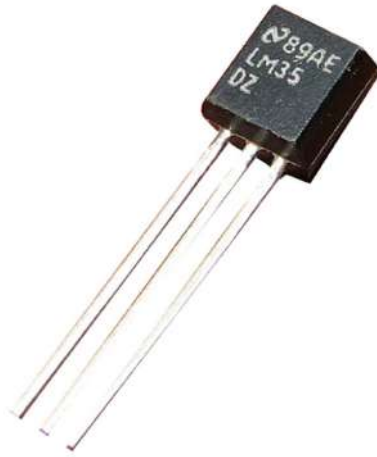


Figura 68. Sensor LM35.

El esquema de conexión de los sensores LM35 es el siguiente:

- Conecta el pin central del LM35 (señal de salida) a un pin analógico del Arduino (A0, A1, A2, etc.).
- Conecta el VCC del LM35 al pin 5V del Arduino.
- Conecta el GND del LM35 a un pin GND del Arduino.

El código a ejecutar en Arduino IDE se puede consultar en el *anexo*.

5. Simulador de energía eólica

Para diseñar la parte eólica, se creó un modelo a escala que permite a los estudiantes entender los principios básicos de la generación de energía eólica. Los componentes ideales del modelo serían los siguientes:

5.1. Componentes del kit

- **Motores para simular el aerogenerador y la generación eléctrica:** Un generador de baja potencia (como un motor DC) vinculado a otro motor que funcionará como modelo de un aerogenerador. Permitiría observar cómo se convierte la energía mecánica en energía eléctrica.
- **Multímetro o medidor de voltaje/corriente:** Para medir la salida de energía generada por el mini aerogenerador.
- **Cargas de prueba:** Como pequeñas luces LED o resistencias, para observar cómo cambia la generación de energía al variar la carga.
- **Anemómetro básico:** Para medir la velocidad del viento y correlacionarla con la generación de energía.

Selección del motor

Por cuestiones de espacio y ubicación, no será posible diseñar el sistema con un molino a escala (mini aerogenerador). En su lugar, se utilizará un motor que se adapte a las necesidades específicas de demostración y enseñanza de conceptos de energía eólica. Para ello se tendrán en cuenta aspectos como el tipo de motor, su potencia, eficiencia y las características de funcionamiento que mejor se adapten a un entorno didáctico.

Entre los motores a considerar se encuentran los motores de corriente continua (DC), los motores de paso (Stepper Motor) y los motores sin escobillas (BLDC). Se utilizará un motor de corriente continua por ser simples, económicos y fáciles de controlar. Los otros dos modelos proporcionan una mayor precisión y vida útil pero también tienen un costo más elevado.

Parámetros Clave para Selección de Motor

Voltaje Nominal: Debe ser bajo (generalmente entre 6V y 12V). Esto es seguro para un entorno didáctico y fácil de alimentar con baterías pequeñas o fuentes de energía renovable como paneles solares.

Potencia del Motor: Se debe considerar un motor con una potencia de entre 1W a 5W. Esto es suficiente para mover pequeños elementos como palas de aerogenerador o realizar experimentos con cargas variables sin requerir mucha energía.

Velocidad de Rotación (RPM): Es recomendable una velocidad de rotación moderada, típicamente entre 3000-8000 RPM. Para aplicaciones didácticas, es preferible que el motor tenga la capacidad de funcionar a bajas RPM para simular condiciones de viento bajo, y también a altas RPM para condiciones de viento fuerte.

Par de Torsión: Es recomendable seleccionar un motor que pueda proporcionar suficiente par a bajas velocidades sin consumir demasiada corriente.

Vinculación del Kit con un Software

Vincular el kit didáctico de energía eólica con un software puede agregar una capa interactiva y educativa al proyecto, permitiendo a los estudiantes visualizar datos en tiempo real, realizar simulaciones y controlar el motor.

Los componentes necesarios son los siguientes:

- *Arduino (Uno, Nano, etc.):* Para leer los datos de los sensores.
- *Motor DC (Simulador de Viento):* Un motor controlado mediante un driver para simular la rotación causada por el viento.
- *Motor DC (Generador):* Otro motor que funcionará como generador de electricidad.
- *Driver de Motor (L298N o similar):* Para controlar la velocidad del motor DC que simula el viento.
- *Sensor de Voltaje:* Un divisor de voltaje para medir la tensión generada.
- *Sensor de Corriente (ACS712 o similar):* Para medir la corriente generada.
- *Encoder Rotativo o Tacómetro:* Para medir la velocidad de rotación del eje del generador.
- *Cables y Protoboard:* Para realizar todas las conexiones necesarias.

5.2. Selección comercial de componentes

Placa Arduino UNO (microcontrolador):

La placa Arduino UNO se seleccionó como el microcontrolador principal del kit debido a su popularidad, facilidad de uso, amplia comunidad de soporte y la gran cantidad de recursos disponibles en línea. Esta placa permite la conexión de múltiples sensores y componentes, y es fácilmente programable a través del entorno de desarrollo Arduino IDE.



Figura 69. Placa Arduino UNO.

Motores DC (simulador de viento y generador):

El motor a seleccionar debe ser un motor DC de 12V con un rango de velocidad ajustable (entre 3000 a 8000 RPM) para ofrecer una amplia gama de velocidades de viento simuladas. Este debe ser capaz de funcionar de manera estable a diferentes niveles de corriente, idealmente hasta 1.5 A de consumo. La elección de este motor se basó en su disponibilidad comercial, precio accesible y la facilidad de integración con un driver de motor compatible con Arduino. Este motor debe generar también un voltaje proporcional a la velocidad de rotación, permitiendo medir la potencia generada en función de la velocidad del viento simulado.

Se seleccionó el modelo C9050 del fabricante Mabuchi con las siguientes características:

- *Tensión* = 12 V
- *RPM* = 3500 a 7600



Figura 70. Motor DC del fabricante Mabuchi modelo C9050.

Driver de motor (control de simulación de viento):

El driver de motor es un componente utilizado para controlar la velocidad del motor DC. Se seleccionó el driver L298N, que soporta motores de hasta 2 A por canal, siendo una opción económica y fácil de encontrar en el mercado. Además, este driver es compatible con la mayoría de microcontroladores, incluido Arduino, y permite controlar tanto la velocidad como la dirección del motor.



Figura 71. Driver L298N.

Encoder óptico de cuadratura (medición de velocidad):

Para medir la velocidad de rotación del motor generador, se utiliza un encoder óptico de cuadratura Ky-040 con una resolución de 20 pulsos por revolución (PPR). Este encoder es adecuado para aplicaciones educativas, ya que proporciona una resolución suficiente para medir la velocidad del viento simulado y es fácilmente integrable con Arduino. El costo de este componente es bajo y su disponibilidad es amplia en el mercado.

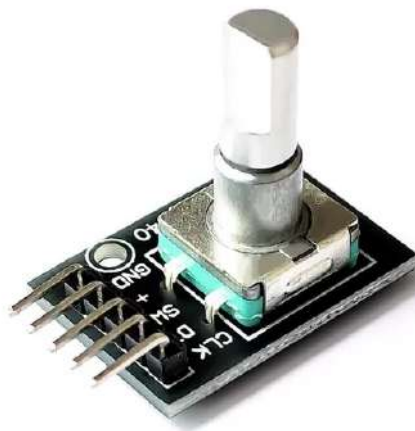


Figura 72. Encoder óptico de cuadratura Ky-040.

Sensores de Voltaje y Corriente:

Los sensores utilizados para medir el voltaje y la corriente generados por el motor generador son el sensor de voltaje simple basado en un divisor resistivo y el sensor de corriente ACS712 de 5A. El sensor ACS712 es muy utilizado en proyectos educativos y tiene una buena precisión para aplicaciones de bajo costo.

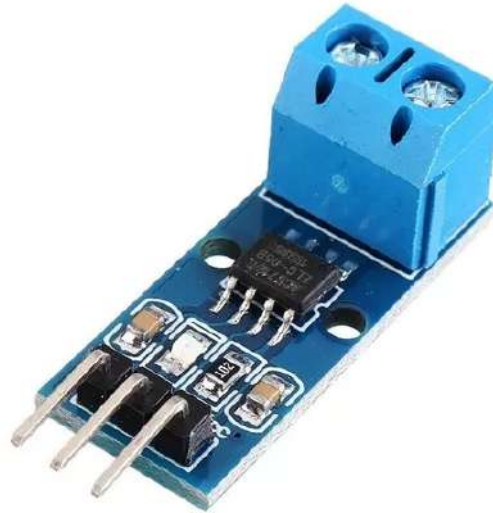


Figura 73. Sensor de corriente por efecto Hall Acs712.

5.3. Conexión de Hardware

Motor DC (Simulador de Viento) y Driver de Motor:

1. Conectar el motor DC al driver del motor (por ejemplo, L298N).
2. Conectar los pines de control del driver (IN1, IN2 para un solo canal) a dos pines digitales de Arduino (por ejemplo, D5 y D6).
3. Conectar la alimentación del driver del motor (VCC) a una fuente de alimentación externa (por ejemplo, 12V) adecuada para el motor DC.
4. Conectar el pin GND del driver al GND de Arduino.

Motor DC (Generador):

1. Conecta los terminales del motor generador a través de un divisor de voltaje para reducir la salida a un nivel que Arduino pueda leer (si el voltaje es superior a 5V).
2. Conecta la salida del divisor de voltaje a un pin analógico de Arduino (por ejemplo, A0) para medir la tensión generada.

Sensor de Voltaje:

Divisor de Voltaje:

- Al ser el voltaje generado mayor que 5V (máximo permitido en los pines de entrada de Arduino), se debe usar un divisor de voltaje con resistencias para reducir el voltaje a un nivel seguro. El divisor utilizado se puede observar en el esquema de

conexiones presentado a continuación y tiene como objetivo lograr que la máxima tensión que mida la entrada A0 de Arduino sea de 5 V en lugar de 12.

- Conectar la salida del divisor de voltaje a uno de los pines analógicos de Arduino (por ejemplo, A0).

Sensor de Corriente:

ACS712:

El **ACS712** tiene tres pines de salida y dos terminales para la conexión del circuito que deseas medir. Aquí está el esquema básico:

Pines de alimentación del ACS712:

- **VCC:** Se conecta al pin **5V** de Arduino.
- **GND:** Se conecta al pin **GND** de Arduino.
- **OUT:** Este es el pin que envía la señal de salida analógica proporcional a la corriente medida. Se conecta a un pin analógico del Arduino (en este caso a **A2**).

Conexión del circuito que deseas medir:

- El **ACS712** tiene dos terminales (IN+ y IN-) donde se conectan los cables por los que pasa la corriente que deseas medir.
- **IN+:** Se debe conectar uno de los terminales de salida del motor generador.
- **IN-:** Se debe conectar a la carga o el cable que continúa el circuito.

Encoder de Cuadratura:

- **VCC:** Conectar a +5V de Arduino.
- **GND:** Conectar a GND de Arduino.
- **Salida A (CLK):** Conectar a un pin digital de Arduino con capacidad de interrupción (por ejemplo, D2).
- **Salida B (DT):** Conectar a otro pin digital de Arduino (por ejemplo, D3).

5.4. Código para Arduino y vinculación con Excel

En el anexo *Explicación del código* se explica cada una de las funciones utilizadas las cuales fueron consultadas de la bibliografía [6].

Para transferir los datos de Arduino a Excel y obtener curvas de Potencia vs Velocidad del Viento, se utilizó la herramienta PLX-DAQ (Parallax Data Acquisition Tool). Esta es una macro gratuita de Excel que permite recibir datos del puerto serie de Arduino en tiempo real y almacenarlos directamente en una hoja de cálculo. Los pasos a seguir se describen a continuación.

1. Descargar e Instalar PLX-DAQ:

- **Descarga PLX-DAQ:** Se puede descargar desde la página oficial de Parallax o desde otros sitios de Arduino.

- **Instalación:** Una vez descargado, instalar PLX-DAQ en la computadora. Generalmente, viene como un archivo `.xlsm` (Excel habilitado para macros).

2. Preparar Excel para Recibir Datos:

- **Abrir PLX-DAQ:** Abrir el archivo PLX-DAQ en Excel.
- **Habilitar Macros:** Asegurarse de habilitar las macros cuando Excel lo solicite.
- **Configurar PLX-DAQ:**
 - En la ventana de PLX-DAQ, seleccionar el puerto COM al que está conectado el Arduino.
 - Ajusta la velocidad de transmisión (**baud rate**) a 9600 (o la misma que se utiliza en el código Arduino).
 - Hacer clic en "Connect" para comenzar a recibir datos.

3. Obtener Curvas de Potencia vs Velocidad del Viento:

1. Recolectar Datos:

- Con PLX-DAQ abierto y conectado al Arduino, ejecutar el programa de Arduino. Los datos comenzarán a aparecer en tiempo real en las columnas correspondientes de Excel.

2. Graficar en Excel:

- Seleccionar las columnas de **Potencia** y **Velocidad del Viento**.
- Inserta un gráfico de dispersión (**Scatter Plot**) o de líneas en Excel para visualizar la curva de **Potencia vs Velocidad del Viento**.

5.5. Esquema de conexiones

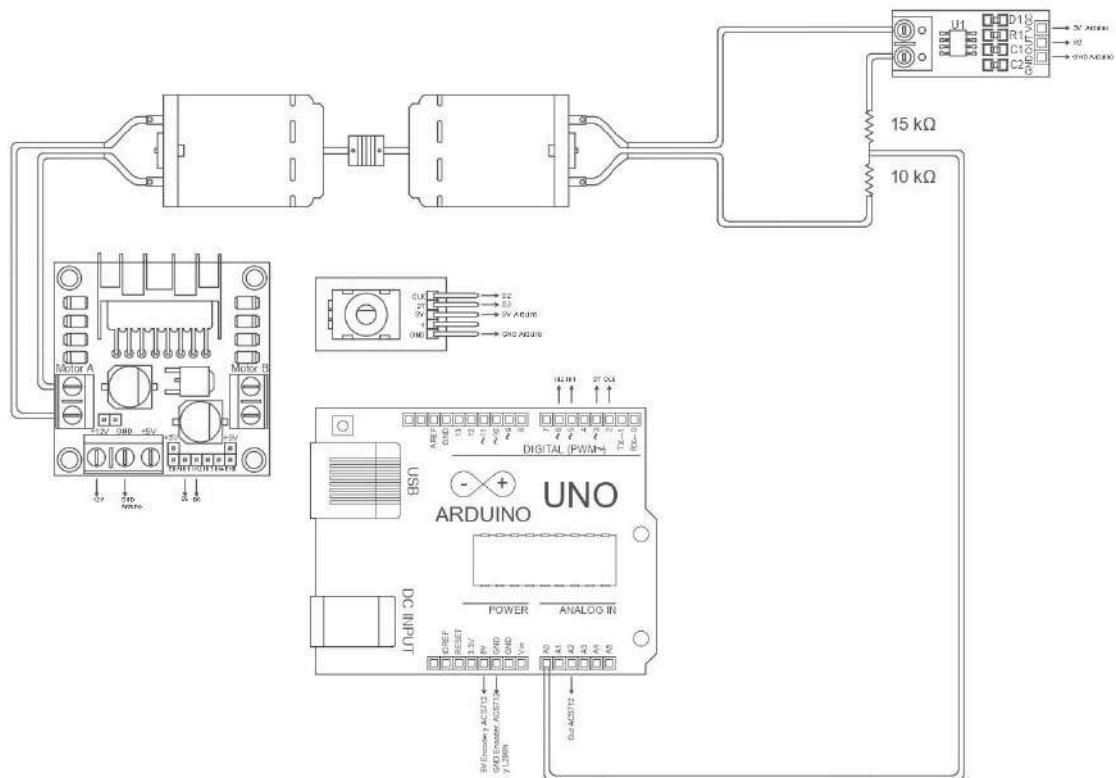


Figura 74. Esquema de conexiones del simulador eólico.

El código necesario para que esta configuración funcione se encuentra en el *anexo*.

Este simulador busca obtener las curvas de potencia vs velocidad en un sistema eólico como se describe en las *actividades prácticas propuestas*. Estas curvas describen la relación entre la velocidad del viento y la potencia generada por el aerogenerador y tienen tres fases principales que destacan los comportamientos operativos del sistema:

1. **Velocidad de corte mínima (cut-in):** Es la velocidad mínima del viento a la que el aerogenerador comienza a generar electricidad. Por debajo de esta velocidad, el viento no tiene suficiente fuerza para superar las pérdidas mecánicas y de fricción del sistema. Esta velocidad suele estar entre los 3 y 5 m/s.
2. **Rango operativo:** A medida que aumenta la velocidad del viento, también lo hace la potencia generada. La relación entre la potencia y la velocidad del viento es aproximadamente cúbica ($P \propto V^3$) en este rango. Aquí el aerogenerador opera de manera eficiente, y la curva de potencia se eleva rápidamente. Este rango se extiende hasta la velocidad nominal, donde se alcanza la potencia máxima del generador.
3. **Velocidad nominal y velocidad de corte máxima:** Una vez que el viento alcanza la velocidad nominal, el generador produce su potencia máxima, y la curva de potencia se estabiliza. Sin embargo, cuando la velocidad del viento supera la velocidad de

corte máxima (usualmente entre 20 y 25 m/s), el aerogenerador se apaga para evitar daños estructurales.

En resumen, las zonas de la curva serían:

- Zona de baja velocidad: Poca o ninguna potencia generada.
- Zona de velocidad nominal: Potencia creciente con el cubo de la velocidad.
- Zona de potencia máxima: Potencia estable.
- Zona de corte: Apagado del generador por alta velocidad de viento.

Esta curva permite entender cómo varía el rendimiento del aerogenerador dependiendo de las condiciones de viento y es fundamental para el diseño y análisis de sistemas eólicos. En el modelo diseñado, se alcanza la potencia máxima del generador y lo que se busca es demostrar su comportamiento asintótico (el sistema no dejará de funcionar por altas velocidades en este caso). A continuación se pueden observar curvas de ensayos realizados en el laboratorio de energía eólica del INTI.

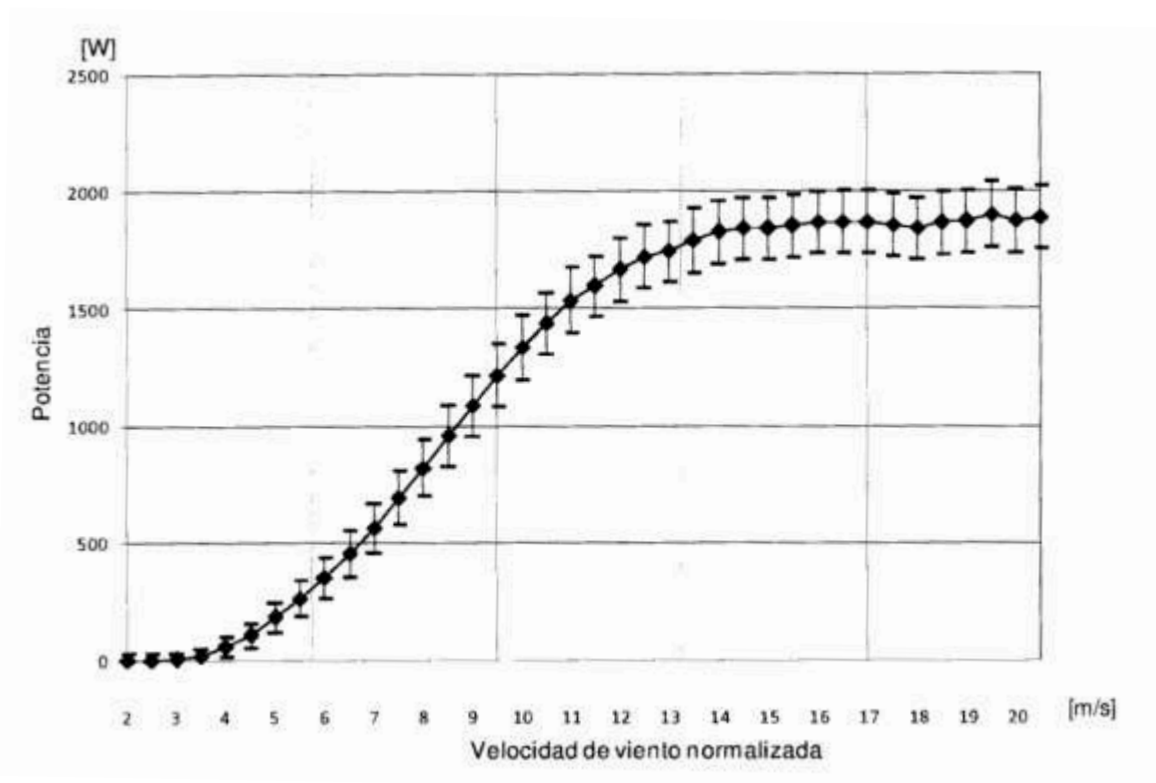


Figura 75. Curva de potencia del generador eólico modelo WINTEC 1500 (sin desconexión por exceso de velocidad).

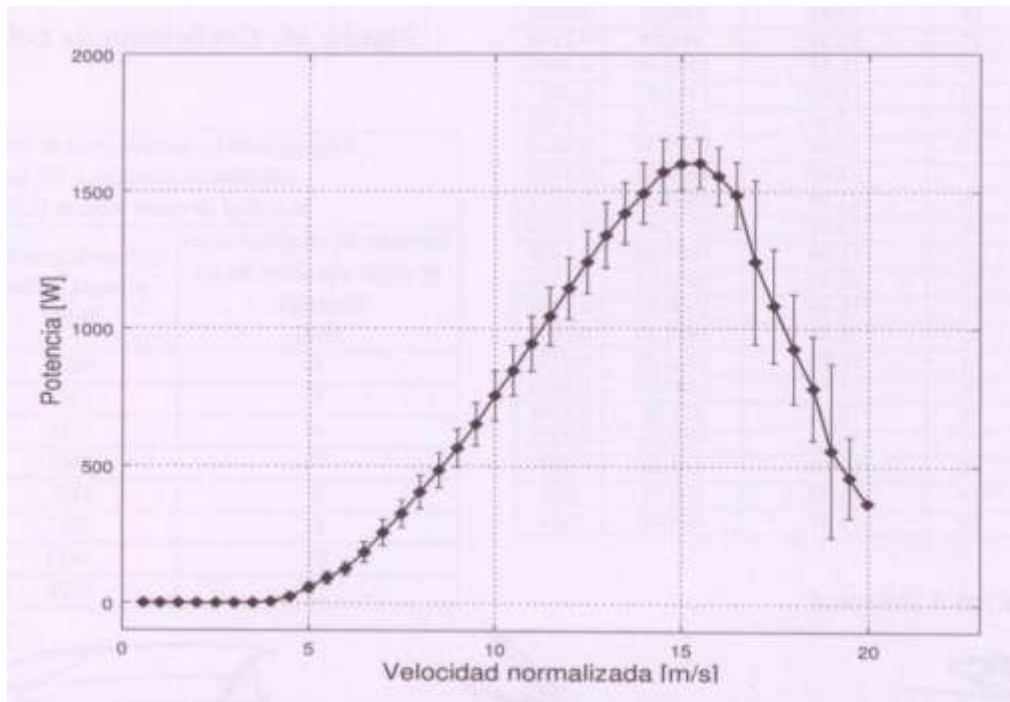


Figura 76. Curva de potencia del generador eólico modelo TGP2000 (con desconexión por exceso de velocidad).

6. Estructura de costos

La estructura de costos ha sido planteada en base a los componentes y servicios necesarios para la fabricación del kit. Los precios obtenidos de los productos y servicios indicados a continuación son los disponibles en el mercado nacional tanto en páginas web como Mercadolibre y páginas de los fabricantes (Schneider, Enertik, etc.). Estos fueron convertidos a dólares utilizando como valor de conversión el dólar oficial del Banco Nación el día 24/09/2024 a un valor aproximado de \$970 por dólar. Los precios indicados a continuación pueden variar debido a la falta de stock y/o a fluctuaciones debido a la situación económica del país.

SISTEMA FOTOVOLTAICO				
Producto	Fabricante	Precio [U\$D]	Cantidad	Precio total [U\$D]
Panel solar	Amerisolar	150	4	600,00
Inversor	Enertik	1163	1	1163,00
Soportes	-	46	4	184,00
Batería	Hissuma	226,8	1	226,80
Cables 16mm (por metro)	Prysmian	6	120	720,00
			Subtotal	2893,80

Tabla 17. Valores de los componentes del sistema fotovoltaico.

Protecciones eléctricas FV				
Producto	Fabricante	Precio [U\$D]	Cantidad	Precio total [U\$D]
Fusible	ABB	9,2	2	18,40
Int. Termomagnético DC 25 A	Schneider	46	1	46,00
Int. Termomagnético DC 40 A	Schneider	50	1	50,00
Int. Termomagnético AC 15 A	Sica	7	1	7,00
Descargador de sobretensión DC	Suntree	51	1	51,00
Descargador de sobretensión AC	Schneider	200	1	200,00
Protección diferencial	Schneider	55,7	1	55,70
			Subtotal	428,10

Tabla 18. Valores de las protecciones eléctricas del sistema fotovoltaico.

Elementos adicionales medición				
Producto	Fabricante	Precio [U\$D]	Cantidad	Precio total [U\$D]
Smart Meter	Growatt	150	1	150

Resistencia de descarga	-	103	1	103,00
Voltiamperímetro	-	15	3	45,00
Resistencias 15[W] 12[Ω]	-	3	4	12,00
Lámparas	-	9	2	18,00
			Subtotal	328,00

Tabla 19. Valores de los elementos de medición y adicionales del sistema fotovoltaico.

SISTEMA TERMOSOLAR				
Producto	Fabricante	Precio [U\$D]	Cantidad	Precio total [U\$D]
Acumulador	Emege	360	1	360,00
Colelector solar	Hissuma	650	1	650,00
Tubos polipropileno (por metro)	Tectul	15	14	210
Espuma elastomérica (aislante) (por m ²)	Armaflex	17,5	1	17,5
Bomba presurizadora	Rowa	594,84	1	594,84
Bomba circuladora	Fema	62	1	62,00
Termomanómetro	-	20	3	60
Guardamotor	ABB	100	2	200
Sensor de temperatura DS18B20	Dallas	6	3	18
Tee termofusión 1/2"	Turbofusión	4	3	12
Vaina de inmersión	GSA	46	3	138
			Subtotal	2322,34

Tabla 20. Valores de los componentes del sistema termosolar.

SIMULADOR EÓLICO				
Producto	Fabricante	Precio [U\$D]	Cantidad	Precio total [U\$D]
Motor DC	Mabuchi	17,5	2	35
Driver	-	3	1	3
Encoder	-	3	1	3
Sensor de corriente	-	6	1	6
Placa Arduino UNO	Arduino	15	1	15
			Subtotal	62

Tabla 21. Valores de los componentes del simulador eólico.

El costo total de materiales para la realización del kit es aproximadamente U\$D 6034. A esto se le debe sumar el costo de instalación y ensamblaje.

A continuación se presenta la figura de distribución de costos. Fuente: elaboración propia. la cual permite hacer un pequeño análisis en la distribución de costos. Como se puede observar, el costo de los componentes del sistema fotovoltaico (60,5% de los costos totales) supera ampliamente a los costos de los otros dos sistemas (38,5% para termosolar y 1% para eólica). En base a esta información se podría decir que en caso de buscar una reducción u optimización en los costos se podría buscar realizarlo en la parte fotovoltaica principalmente y como segunda opción en la parte termosolar.

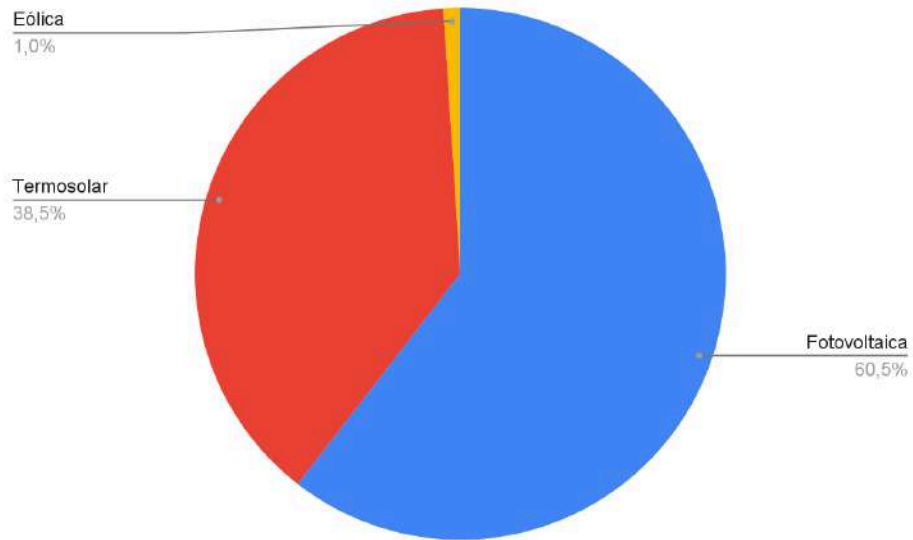


Figura 77. Distribución de costos.

7. Conclusión y propuestas de trabajos futuros

Como conclusión del trabajo realizado, se alcanzaron los siguientes resultados:

Se logró la comprensión de los componentes esenciales que conforman un sistema fotovoltaico, permitiendo el correcto dimensionamiento de una instalación didáctica.

Cada uno de los elementos involucrados, desde los paneles solares hasta los dispositivos de almacenamiento y conversión de energía, fueron estudiados y seleccionados con criterios técnicos y pedagógicos.

El equipo diseñado no solo representa una solución funcional y aplicable en el ámbito educativo, sino que también constituye una base sólida para su implementación material, ofreciendo un recurso de gran valor para el aprendizaje experimental en el área de energías renovables.

El diseño del sistema plantea una herramienta educativa destinada a fortalecer el proceso de enseñanza en cursos relacionados con energías renovables. En este sentido, una de las tareas a futuro más importantes será llevar a cabo la construcción física de la instalación y evaluar su viabilidad como material didáctico, buscando su incorporación en las clases prácticas de la Facultad de Ingeniería.

La ejecución del proyecto permitirá a los estudiantes interactuar de manera directa con sistemas de energía real, facilitando la comprensión de los principios teóricos y técnicos que rigen la captación y conversión de energía solar.

Se abordaron aspectos fundamentales de los sistemas de energía renovable: los sistemas fotovoltaicos, termosolares y eólicos.

En cuanto a los sistemas termosolares, se exploraron las distintas tecnologías de captación y conversión de energía térmica, destacando la importancia de los colectores solares para aplicaciones en calefacción de agua y espacios.

Se sentaron las bases para el diseño de futuros experimentos relacionados con el aprovechamiento térmico de la energía solar en un entorno didáctico.

En lo que respecta a la energía eólica, se estudió el funcionamiento de aerogeneradores y sus componentes y los principios de diseño para optimizar la captación de energía del viento.

Se diseñó un modelo a escala con componentes compatibles con Arduino adquiriendo información relacionada a la programación en este entorno y el software y hardware necesarios para llevarlo a cabo. Se diseñó en Excel una interfaz didáctica para realizar experiencias capaces de simular el comportamiento de un generador eólico.

De manera indirecta, este trabajo permitió establecer los principios para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, termosolares y eólicos, sentando las bases para proyectos de mayor escala en entornos reales.

El enfoque principal estuvo en los sistemas fotovoltaicos, el conocimiento adquirido sobre las otras dos tecnologías expande las posibilidades de aplicación y experimentación en el contexto académico.

El proceso de diseño del tablero didáctico obligó a una investigación profunda de la teoría del dimensionamiento fotovoltaico, termosolar y eólico. Implicó la indagación en aspectos avanzados, el cálculo de la eficiencia de cada sistema, la selección de componentes adecuados en función de su rendimiento, y la evaluación de factores climáticos y geográficos que impactan el desempeño de la instalación.

Como resultado, se diseñó un equipo versátil aplicable a futuros proyectos de investigación y desarrollo, tanto en el ámbito académico como en el industrial.

Finalmente, este trabajo establece una base importante para investigaciones futuras, brindando la posibilidad de mejorar y expandir el sistema diseñado, integrando nuevas tecnologías o adaptándolo a diferentes contextos educativos. Contribuye al avance de la enseñanza en energías renovables, ofreciendo un punto de partida para la creación de soluciones tecnológicas sostenibles que puedan ser implementadas en diversas aplicaciones.

A continuación se mencionan propuestas para trabajos futuros:

- Incorporar sistemas de control basados en microcontroladores (como Arduino o Raspberry Pi) para automatizar la recolección de datos y el control de los experimentos. Se podrían incluir sensores adicionales para medir más variables, como velocidad del viento, temperatura o eficiencia energética. El objetivo sería modernizar el kit mediante la integración de tecnología de control y automatización, mejorando la precisión en las mediciones y facilitando el análisis de datos en tiempo real.
- Utilizar el kit como base para desarrollar proyectos piloto en comunidades rurales, donde se puedan implementar sistemas de energía renovable para abastecer viviendas o instalaciones educativas. Este proyecto podría centrarse en adaptar los conceptos didácticos a soluciones prácticas que resuelvan problemas energéticos reales en áreas sin acceso a la red eléctrica. El objetivo sería promover el uso de energías renovables en comunidades rurales, aplicando los conocimientos adquiridos con el kit a soluciones de impacto social y ambiental.
- Desarrollar un módulo adicional para el kit que permita estudiar diversas tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías de ion-litio, plomo-ácido, supercondensadores y volantes de inercia. Los estudiantes podrían realizar experimentos para evaluar la eficiencia, capacidad y durabilidad de cada sistema bajo diferentes condiciones. El objetivo sería proveer una plataforma para la investigación y experimentación de tecnologías de almacenamiento de energía, esenciales para la integración de energías renovables intermitentes.
- Diseñar un kit fotovoltaico a escala que utilice equipamiento de menor tamaño (paneles, inversor, etc.). Este kit estaría destinado a realizar demostraciones en espacios al aire libre, como escuelas, ferias de ciencia y eventos comunitarios. La utilización de paneles más pequeños permitirá una mayor portabilidad y facilidad de instalación, facilitando la realización de actividades educativas en diversos entornos.

ANEXO

I. Coeficientes de rendimiento

Kb:

- Si se utilizan acumuladores nuevos, sin descargas intensas → $Kb = 0,05$
- Si se utilizan acumuladores viejos con descargas intensas y expuestos a temperaturas bajas → $Kb = 0,1$

Si el rendimiento de la batería es menor, vamos a perder más energía en la misma y por lo tanto, el rendimiento global del sistema disminuye.

Ka:

- Batería de baja autodescarga, sin mantenimiento → $Ka = 0,002$.
- Baterías estacionarias de energía solar → $Ka = 0,005$.
- Baterías de alta autodescarga → $Ka = 0,012$.

Kc:

- Rendimiento inversor 95% → $Kc = 0,05$
- Rendimiento inversor 90% → $Kc = 0,1$
- Rendimiento inversor 85% → $Kc = 0,15$
- Rendimiento inversor <85% → $Kc = 0,2$

Kr:

- Controlador de carga eficiente → $Kr = 0,1$
- Controlador de carga antiguo, poco eficiente → $Kr = 0,15$

Kv:

- Si no tiene en cuenta pérdidas en cableado y equipos → $Kv = 0,15$
- Si se ha realizado un estudio detallado de pérdidas en equipos → $Kv = 0,05$

II. Parámetros normalizados para el cálculo de protecciones

Cálculo de los fusibles e interruptores para los paneles solares

Para determinar el valor de corriente de los fusibles se debe ocupar la ecuación XX multiplicado por 1,5:

$$I_f = I_p * 1,5 = (N_{pp} * I_{sc}) * 1,5$$

Protección contra sobrecarga en cadenas fotovoltaicas

Cuando se requiera protección contra sobrecarga en cadenas, ya sea:

1. Cada cadena fotovoltaica (FV) deberá estar protegida con un dispositivo de protección contra sobrecargas, donde la clasificación nominal de protección contra sobrecargas del dispositivo de protección de la cadena será I_n , donde:

$$1,5 * I_{sc-MOD} < I_n \leq 2,4 * I_{sc-MOD}$$

2. Las cadenas pueden agruparse en paralelo bajo la protección de un solo dispositivo de protección contra sobrecargas, siempre que:

$$1,5 * N_{TS} * I_{sc-MOD} < I_{ng} < I_{MOD-MAX-OCPR} - ((N_{TS} - 1) * I_{sc-MOD})$$

Donde:

- I_n es la corriente nominal o configuración de corriente del dispositivo de protección contra sobrecargas de la cadena.
- I_{ng} es la corriente nominal o configuración de corriente del dispositivo de protección contra sobrecargas del grupo.
- N_{TS} es el número total de cadenas en un grupo bajo la protección de un solo dispositivo de sobrecarga.

Protección contra sobrecarga en subarreglos fotovoltaicos

La corriente nominal o configuración de corriente (I_n) de los dispositivos de protección contra sobrecarga para subarreglos fotovoltaicos (FV) se determinará con las siguientes fórmulas:

$$1,25 * I_{sc s-arreglo} < I_n \leq 2,4 * I_{sc s-arreglo}$$

Protección contra sobrecarga en arreglos fotovoltaicos

La protección contra sobrecarga de cables en arreglos fotovoltaicos (FV) solo es necesaria para instalaciones FV conectadas a baterías o donde otras fuentes de corriente puedan alimentar el arreglo FV en condiciones de falla. La corriente nominal (I_n) de los dispositivos de protección contra sobrecarga del arreglo FV debe tener la siguiente clasificación:

$$1,25 * I_{sc s-arreglo} < I_n \leq 2,4 * I_{sc arreglo}$$

Los dispositivos de protección contra sobrecarga del arreglo FV se instalan comúnmente entre la batería o baterías y el controlador de carga, lo más cerca posible de la batería o baterías. Si estos dispositivos están correctamente clasificados, proporcionan protección tanto al controlador de carga como al cable del arreglo FV, y en consecuencia, no es necesaria una protección adicional contra sobrecarga del cable del arreglo FV entre el arreglo FV y el controlador de carga. El multiplicador de 1,25 utilizado aquí en lugar del multiplicador de 1,5 utilizado para cadenas es para permitir flexibilidad en el diseño. Un multiplicador de 1,25 no debería utilizarse en áreas donde la irradiancia elevada ocurra con

frecuencia, ya que esto probablemente causaría una operación innecesaria de la protección contra sobrecarga.

Protecciones eléctricas contra sobrecarga y cortocircuito en el sistema

Para la salida del inversor que transporta corriente alterna, se debe aplicar un factor de corrección de 1,25 más de la potencia nominal del inversor. Para las protecciones de sobretensión se debe aplicar un factor de corrección de 1,25 adicional a la tensión calculada.

III. Curvas características de las protecciones

Fusible ABB E 9F12 PV

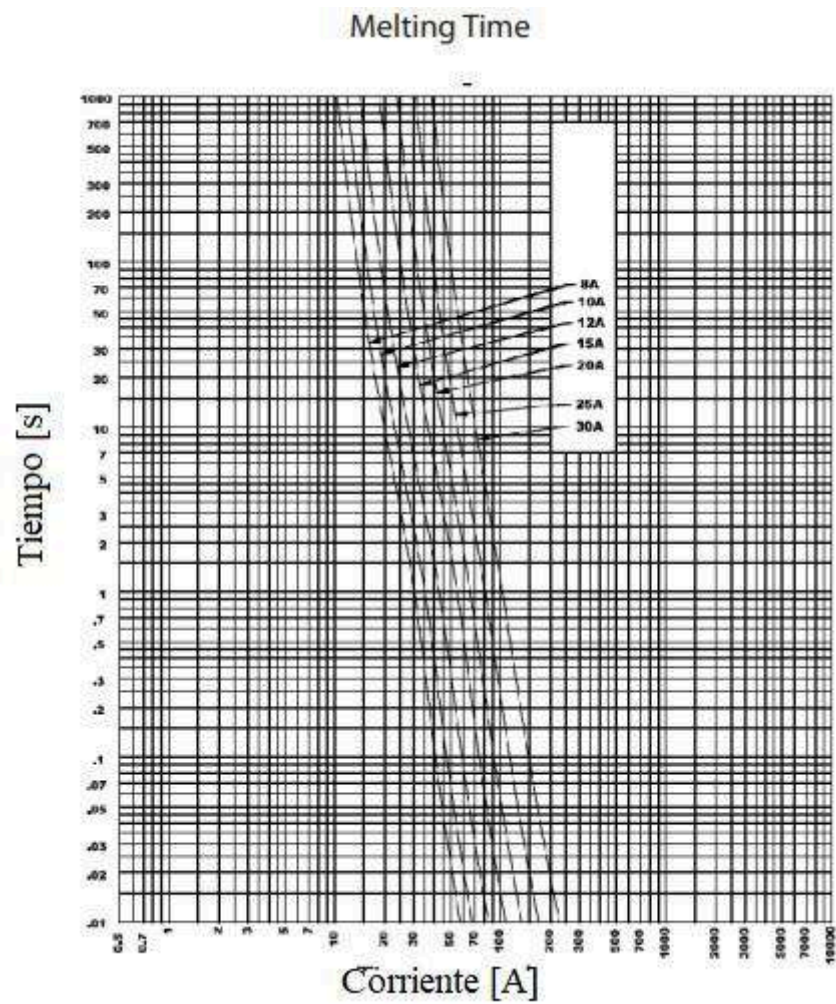


Figura 78. Curva de disparo de los fusibles ABB E 9F12 PV.

Interruptor termomagnético Schneider C60H-DC

Para los modelos de Schneider se utilizó la herramienta Electrical calculation tool en la página del fabricante.

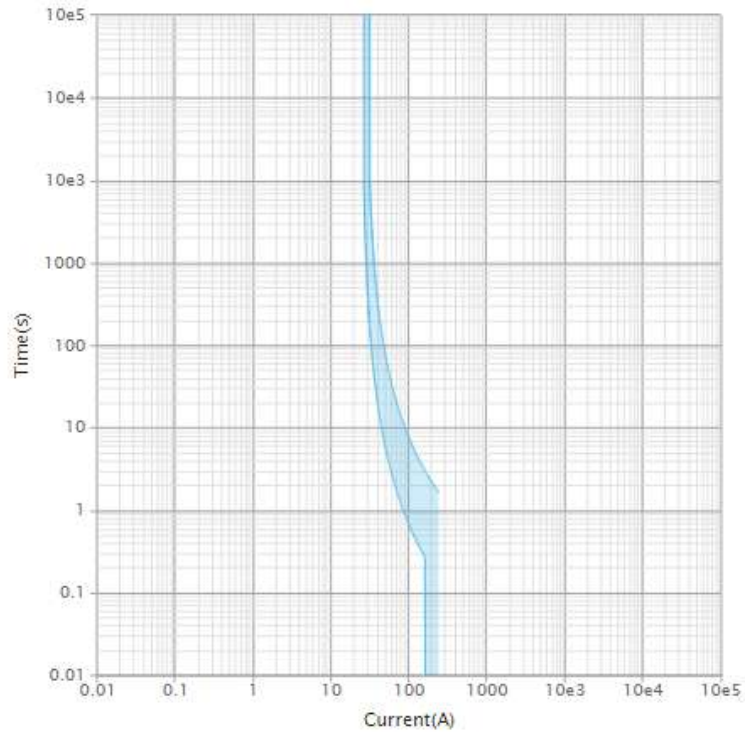


Figura 79. Curva de disparo del interruptor termomagnético iC60H-DC de Schneider (25 [A]).

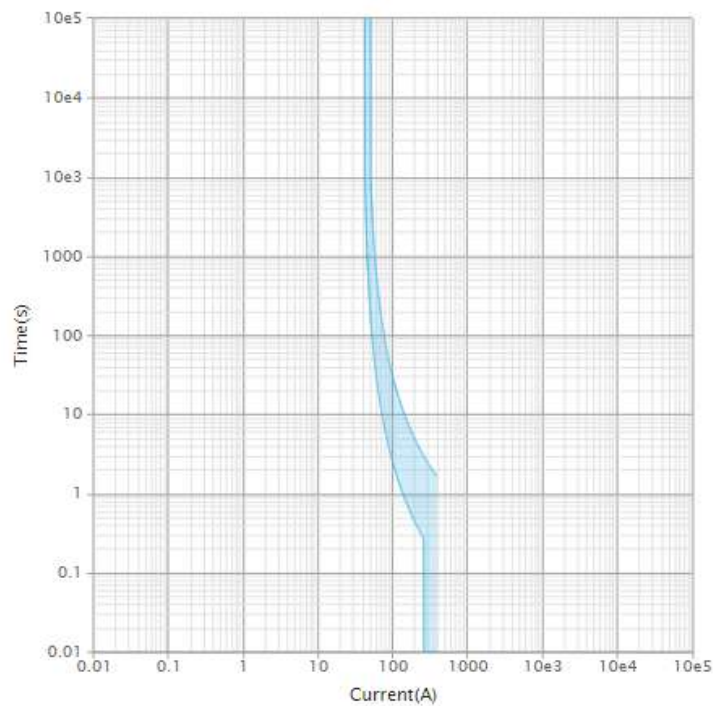


Figura 76. Curva de disparo del interruptor termomagnético iC60H-DC de Schneider (40 [A]).

Interruptor termomagnético Sica Limit para corriente alterna

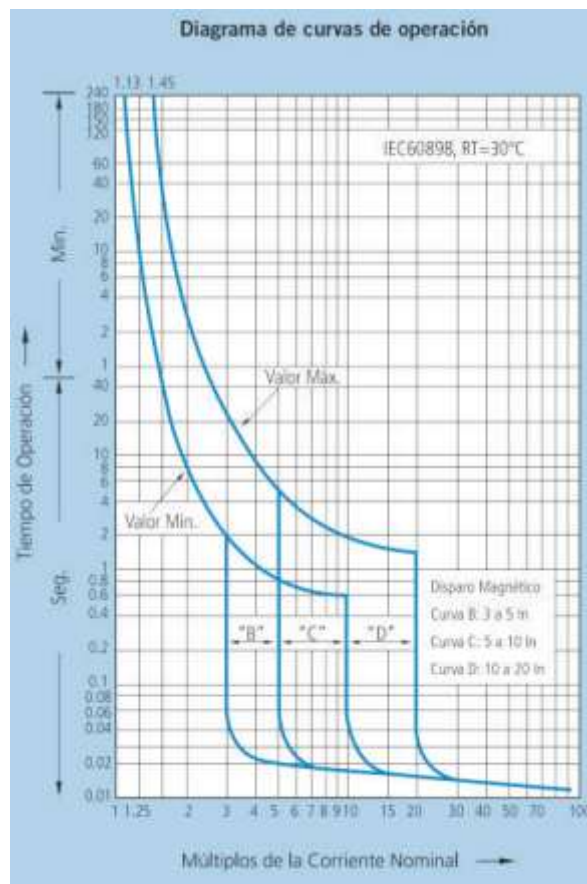


Figura 80. Curva de disparo del interruptor termomagnético Limit de Sica (15 [A]).

IV. Códigos para Arduino IDE

Código para leer temperaturas en el sistema termosolar

```
// Se definen los pines de los sensores de temperatura LM35
const int sensorEntradaPin = A0; // Sensor de entrada conectado a A0
const int sensorSalidaPin = A1; // Sensor de salida conectado a A1
const int sensorTanquePin = A2; // Sensor del tanque conectado a A2

void setup() {
  // Se inicia la comunicación serie
  Serial.begin(9600);
}

void loop() {
  // Se leen los valores analógicos de cada sensor
```

```

float tempEntrada = leerTemperatura(sensorEntradaPin);
float tempSalida = leerTemperatura(sensorSalidaPin);
float tempTanque = leerTemperatura(sensorTanquePin);

// Se muestran las temperaturas en el monitor serie
Serial.print("Temperatura de entrada: ");
Serial.print(tempEntrada);
Serial.println(" °C");

Serial.print("Temperatura de salida: ");
Serial.print(tempSalida);
Serial.println(" °C");

Serial.print("Temperatura del tanque: ");
Serial.print(tempTanque);
Serial.println(" °C");

// Se esperan 2 segundos antes de la siguiente lectura
delay(2000);
}

// Función para convertir la lectura analógica en temperatura
float leerTemperatura(int pin) {
    int valorAnalogico = analogRead(pin); // Se lee el valor del sensor
    float voltaje = valorAnalogico * (5.0 / 1023.0); // Convertimos el
    valor a voltaje (0-5V)
    float temperatura = voltaje * 100; // El LM35 proporciona 10mV por °C
    return temperatura;
}

```

Funciones utilizadas:

- Definición de Pines: Se definen tres pines analógicos (A0, A1, A2) donde se conectan los sensores de temperatura. Cada sensor medirá una parte diferente del sistema solar térmico (entrada, salida y tanque).
- Función `leerTemperatura`: Esta función lee el valor del pin analógico y lo convierte a voltaje. Dado que el LM35 genera 10 mV por grado Celsius, se multiplica el voltaje por 100 para obtener la temperatura en grados Celsius.
- Bucle Principal (`loop`): En el ciclo principal del programa, se llama a la función `leerTemperatura()` para cada uno de los tres sensores. Luego, las temperaturas se imprimen en el monitor serie para su visualización.

Código del simulador de sistema eólico

```
// Pines de conexión
const int pinMotor1 = 5; // Pin de control del motor (IN1 del driver)
const int pinMotor2 = 6; // Pin de control del motor (IN2 del driver)
const int pinVoltaje = A0; // Pin de lectura de voltaje (con divisor
resistivo)
const int pinCorriente = A1; // Pin de lectura de corriente
const int encoderPinA = 2; // Pin A del encoder (CLK)
const int encoderPinB = 3; // Pin B del encoder (DT)

// Variables globales
volatile int conteoPulsos = 0; // Variable para contar los pulsos del
encoder
int ultimoEstadoPinB = 0; // Almacena el último estado del pin B del
encoder
unsigned long tiempoPrevio = 0; // Almacena el tiempo de la última
lectura de RPM
float factorEscalaVoltaje = 12.0 / 5.0; // Escala para convertir la
lectura del divisor resistivo

void setup() {
  Serial.begin(9600); // Inicializa la comunicación serial a 9600 bps
  pinMode(pinMotor1, OUTPUT); // Define el pinMotor1 como salida
  pinMode(pinMotor2, OUTPUT); // Define el pinMotor2 como salida
  pinMode(encoderPinA, INPUT_PULLUP); // Configura el pin A del encoder
como entrada con pull-up
  pinMode(encoderPinB, INPUT_PULLUP); // Configura el pin B del encoder
como entrada con pull-up

  // Configura interrupción para el pin A del encoder
  attachInterrupt(digitalPinToInterrupt(encoderPinA), leerEncoder,
CHANGE);

  // Comandos iniciales para PLX-DAQ
  Serial.println("CLEARDATA"); // Limpia los datos previos en Excel
  Serial.println("LABEL, Tiempo, Voltaje (V), Corriente (A), Potencia
(W), Velocidad del Viento (RPM)");
}

void loop() {
  // Control del motor DC (Simulador de Viento)
  analogWrite(pinMotor1, 150); // Ajusta la velocidad del motor (0-255)
  digitalWrite(pinMotor2, LOW); // Configura la dirección del motor

  // Lectura de voltaje con divisor resistivo
  int lecturaAnalogicaVoltaje = analogRead(pinVoltaje);
```



```

float voltajeEntrada = (lecturaAnalogicaVoltaje * 5.0 / 1023.0) *
factorEscalaVoltaje; // Voltaje real

// Lectura de corriente (ya está calibrada)
float corriente = analogRead(pinCorriente) * (5.0 / 1023.0); //
Conversión de corriente

// Calcular potencia
float potencia = voltajeEntrada * corriente;

// Calcular RPM
unsigned long tiempoActual = millis(); // Obtiene el tiempo actual
if (tiempoActual - tiempoPrevio >= 1000) { // Cada segundo
    int rpm = (conteoPulsos * 60) / 20; // Calcula las RPM (ajusta
según el número de pulsos por revolución)
    conteoPulsos = 0; // Reinicia el conteo de pulsos
    tiempoPrevio = tiempoActual; // Actualiza el tiempo anterior

    // Enviar datos a Excel vía PLX-DAQ
    Serial.print("DATA, TIME, "); // TIME marca la columna de tiempo
automáticamente en Excel
    Serial.print(voltajeEntrada); Serial.print(", ");
    Serial.print(corriente); Serial.print(", ");
    Serial.print(potencia); Serial.print(", ");
    Serial.println(rpm);
}
}

void leerEncoder() {
    int estadoA = digitalRead(encoderPinA); // Lee el estado del pin A
del encoder
    int estadoB = digitalRead(encoderPinB); // Lee el estado del pin B
del encoder

    // Determinar la dirección de rotación
    if (estadoA != ultimoEstadoPinB) { // Si hay un cambio de estado en A
        if (estadoB != estadoA) {
            conteoPulsos++; // Incrementa el conteo de pulsos (giro hacia
adelante)
        } else {
            conteoPulsos--; // Decrementa el conteo de pulsos (giro hacia
atrás)
        }
    }
    ultimoEstadoPinB = estadoA; // Actualiza el último estado del pin B
}
}

```

A continuación se encuentra una explicación de las sentencias que conforman el código.

Conversión de Lecturas Analógicas: Los valores analógicos leídos por Arduino se convierten a unidades de voltaje y corriente.

Control del Motor DC:

- El motor que simula el viento es controlado por los pines digitales **D5** y **D6** mediante un comando `analogWrite` para ajustar la velocidad del motor. Esto simula la intensidad del viento.

Lectura de Sensores:

- **Voltaje:** Se lee del pin analógico **A0** donde el divisor de voltaje convierte la salida del generador a un nivel que Arduino puede leer.
- **Corriente:** Se lee del pin analógico **A1** utilizando el sensor de corriente (ACS712 o similar).

Cálculo de Potencia:

- La potencia generada se calcula multiplicando el voltaje y la corriente medidas.

Salida de Datos:

- Los datos de voltaje, corriente y potencia se envían al monitor serie para visualización en tiempo real.

Funciones:

1. Declaraciones de Pines y Variables Globales:

- `const int pinMotor1 = 5; y const int pinMotor2 = 6;`: Pines digitales conectados al driver del motor DC que simula el viento. `pinMotor1` controla la velocidad mediante PWM y `pinMotor2` la dirección.
- `const int pinVoltaje = A0; y const int pinCorriente = A1;`: Pines analógicos para medir el voltaje y la corriente generada por el motor que actúa como generador.
- `const int encoderPinA = 2; y const int encoderPinB = 3;`: Pines conectados a las salidas del encoder de cuadratura para detectar el movimiento del eje.
- `volatile int conteoPulsos;`: Variable global para contar los pulsos generados por el encoder; se declara `volatile` porque se modifica dentro de una interrupción.
- `int ultimoEstadoPinB;`: Almacena el último estado del pin B del encoder para determinar la dirección de rotación.
- `unsigned long tiempoPrevio;`: Variable para almacenar el tiempo de la última lectura de RPM.

2. Función `setup()`: Configuración Inicial

- `Serial.begin(9600);`: Inicializa la comunicación serial a **9600 baudios** para enviar datos a **PLX-DAQ** y Excel.
- `pinMode(...)`: Configura los pines `pinMotor1`, `pinMotor2`, `encoderPinA`, y `encoderPinB` como entradas o salidas según corresponda.
- `attachInterrupt(...)`: Configura una **interrupción** en el pin A del encoder para llamar a la función `leerEncoder` cada vez que cambia su estado.
- `Serial.println("CLEARDATA")` y `Serial.println("LABEL, ...")`: Comandos para iniciar la conexión con **PLX-DAQ** y etiquetar las columnas de datos en Excel.

3. Función `loop()`: Bucle Principal

Control del Motor:

- `analogWrite(pinMotor1, 150);`: Controla la velocidad del motor DC ajustando el valor PWM (en el rango de 0 a 255).
- `digitalWrite(pinMotor2, LOW);`: Establece la dirección del motor.

Lectura de Sensores:

- `analogRead(pinVoltaje)` y `analogRead(pinCorriente)`: Lee los valores analógicos de voltaje y corriente generados por el motor generador, y los convierte a unidades reales (voltios y amperios).

Cálculo de Potencia:

- `float potencia = voltaje * corriente;`: Calcula la potencia generada en vatios.

Cálculo de RPM:

- `millis()`: Obtiene el tiempo actual en milisegundos desde que Arduino comenzó a ejecutarse.
- **Cálculo de RPM**: Utiliza el número de pulsos detectados por el encoder en un intervalo de tiempo para calcular las revoluciones por minuto.
- **Enviar Datos a Excel**: Transfiere los datos a Excel a través de la conexión serial.

4. Función `leerEncoder()`: Manejo de la Interrupción del Encoder

- `digitalRead(...)`: Lee el estado actual de los pines A y B del encoder para detectar el cambio de estado.

Lógica de Dirección de Rotación:

- **Incremento/Decremento de Pulsos:** Calcula el conteo de pulsos y determina la dirección del giro (hacia adelante o hacia atrás) en función del cambio de estado detectado en los pines del encoder.
- **Actualización de Estado:** Mantiene el registro del último estado del pin B para comparaciones futuras.

V. Mantenimiento

El mantenimiento de los sistemas diseñados en este trabajo es necesario para garantizar su eficiencia y prolongar su vida útil. A continuación, se detalla cómo realizar las tareas de mantenimiento.

Sistema solar fotovoltaico

Los sistemas solares fotovoltaicos (PV) requieren mantenimiento preventivo para asegurar que los paneles sigan funcionando de manera eficiente y que se minimicen las posibles averías.

Limpieza de Paneles Solares

Los paneles solares deben limpiarse de 2 a 4 veces por año dependiendo de las condiciones ambientales (más frecuente en áreas con mucho polvo, polen o contaminación). Esto ocurre debido a que la suciedad acumulada en los paneles reduce la cantidad de luz solar que llega a las células fotovoltaicas, disminuyendo su eficiencia.

Se debe usar agua limpia y una esponja suave o un cepillo de cerdas suaves para eliminar el polvo y la suciedad.

Evitar productos de limpieza abrasivos o con químicos fuertes que puedan dañar el recubrimiento del panel.

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Módulos mal orientados	Bulonería desajustada	Orientar correctamente. Ajusta bulonería
Módulos mal inclinados	Bulonería desajustada	Inclinar correctamente. Ajustar bulonería
Vidrio roto	Impacto fuerte sobre el vidrio	Reemplazar el módulo
Baja corriente de salida	Módulos mal orientados	Orientar correctamente. Ajustar bulonería
	Módulos mal inclinados	Inclinar correctamente. Ajustar bulonería

	Sombras sobre el módulo	Quitar objetos que producen sombras
	Vidrio sucio	Limpiar el vidrio del módulo
	Vidrio roto	Reemplazar el módulo
	Módulo muy viejo	Reemplazar el módulo
Baja tensión de salida o sin tensión cuando incide radiación solar	Módulo dañado	Reemplazar el módulo
Módulo faltante	Extracción del módulo	Colocar un nuevo módulo

Tabla 22. Medidas preventivas para módulos fotovoltaicos.

ESTRUCTURAS SOPORTE		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Módulos mal orientados	Bulonería desajustada	Orientar correctamente. Ajustar bulonería.
Módulos mal inclinados	Bulonería desajustada	Inclinar correctamente. Ajustar bulonería
Estructura corroída	Pérdida de galvanizado	Reemplazar partes sin galvanizado.
Falta de algunas partes	Extracción de la falta faltante	Completar la estructura

Tabla 23. Medidas preventivas para las estructuras soporte.

Inspección Visual del Sistema

Se debe realizar una inspección visual del sistema cada 6 meses o después de condiciones climáticas extremas (vientos fuertes, tormentas de granizo) para identificar grietas, daños en los paneles, cables sueltos, corrosión o cualquier otro daño físico.

Es necesario inspeccionar los paneles para detectar roturas, desprendimientos o manchas permanentes, revisar el cableado y conexiones eléctricas para evitar cortocircuitos o pérdidas de energía y verificar las estructuras de montaje para asegurarse de que los paneles estén bien fijados.

Monitoreo de la Producción de Energía

Este monitoreo debe ser continuo (en sistemas con monitoreo) o al menos trimestral para detectar cualquier disminución anormal en la producción de energía.

Se debe revisar el sistema de monitoreo si está conectado (muchos inversores tienen sistemas de monitoreo que permiten ver la producción de energía en tiempo real) y comparar la producción actual con los valores esperados para identificar caídas de rendimiento que podrían indicar problemas en los paneles o inversores.

Revisión y Mantenimiento del Inversor

Debe realizarse anualmente debido a que los inversores suelen ser el componente con más riesgo de fallas en un sistema solar fotovoltaico, por su vida útil más corta (entre 10-15 años) que la de los paneles.

Esto se logra verificando que no haya luces de advertencia en el inversor, inspeccionando los ventiladores de refrigeración, si están presentes, para asegurarse de que funcionan correctamente y limpiando cualquier acumulación de polvo en el inversor para evitar sobrecalentamientos.

REGULADOR		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Señalización funciona incorrectamente	Deterioro del regulador	Arreglar o reemplazar el regulador.
Corte por alta descalibrado	Descalibración o falla del regulador	Recalibrar la tensión de corte por alta o cambiar el regulador. Agregar agua destilada
Fusible de salida quemado	Alta corriente de consumo	Reducir la corriente de entrada. Reemplazar fusible.
Fet del corte por baja quemado (interno)	Cortocircuito en el consumo	Eliminar cortocircuito. Reparar o reemplazar el regulador.
Fet del corte por alta quemado (interno)	Alta corriente de entrada	Reducir la corriente de entrada. Reparar o reemplazar el regulador.

Tabla 24. Medidas preventivas para reguladores.

INVERSOR		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Falta de tensión de salida	Inversor apagado	Encender el inversor
	Fusible quemado por alta corriente de consumo	Reducir la corriente de salida. Reemplazar el fusible.

	Alta temperatura	Ventilar correctamente el inversor.
	Baja tensión de batería	Ver inconvenientes con baterías.
	Deterioro del inversor	Reparar o reemplazar el inversor.
Señalización funciona incorrectamente	Deterioro del inversor	Reparar o reemplazar el inversor.

Tabla 25. Medidas preventivas para el inversor.

Verificación de Conexiones y Cables

Esta verificación debe realizarse cada 6 a 12 meses ya que las conexiones sueltas o corroídas pueden causar pérdidas de energía o incluso incendios. Es necesario revisar todas las conexiones eléctricas, asegurarse de que los cables estén bien aislados y que no haya desgaste o daños por el clima.

CONEXIONES		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Altas caída de tensión en cables	Altos consumos	Reducir los consumos.
	Baja sección de los cables	Aumentar la sección de los cables
	Bornes flojos	Ajustar bornes
Cables corroídos	Roedores o acción del hombre	Cambiar los cables. Tratar de evitar que se vuelva a producir esta situación.
Cables en cortocircuito	Varias	Eliminar cortocircuitos.

Tabla 26. Medidas preventivas para el conexionado.

Revisión de Baterías

Según el tipo de batería, debe realizarse cada 6 meses o 1 año.

Las baterías en sistemas fotovoltaicos off-grid o con almacenamiento necesitan revisarse para asegurar su buen funcionamiento y para evitar sobrecargas o descargas profundas. Para ello, se debe verificar los niveles de electrolitos en las baterías de plomo-ácido y añadir agua destilada si es necesario, asegurarse de que las baterías no presenten corrosión en las conexiones y comprobar el estado de carga y el ciclo de vida de las baterías.

BATERÍAS

Síntoma	Causa	Acción correctiva
Bajo nivel de electrolito	Alta temperatura	Mejorar la ventilación. Agregar agua destilada.
	Descalibración o falla del regulador	Recalibrar tensión de corte por alta o cambiar el regulador. Agregar agua destilada.
Bornes sulfatados	Falta de vaselina	Limpiar bornes y agregarles vaselina
	Rotura de caja de batería	Reemplazar batería
No aceptan carga	Batería dañada	Efectuar una carga a fondo con una corriente no supere los 20 A por cada serie de baterías. En este proceso de carga la temperatura de cada celda no debe superar los 55°C. Si el problema persiste, cambiar la batería.
Tensión de salida extremadamente baja	Placas sulfatadas	Efectuar una carga a fondo con una corriente no supere los 20 A por cada serie de baterías. En este proceso de carga la temperatura de cada celda no debe superar los 55°C. Si el problema persiste, cambiar la batería
	Placas en cortocircuito	Reemplazar la batería
Electrolito descoloreado o con olor	Electrolito contaminado	Reemplazar la batería

Tabla 27. Medidas preventivas para baterías.

Consumos

En caso de inconvenientes en los consumos, deben consultarse las siguientes medidas.

BATERÍAS		
Síntoma	Causa	Acción correctiva
Luminarias no encienden	Luminarias apagadas	Encender luminarias
	Baja tensión de baterías	Ver inconvenientes con baterías
	Luminarias quemadas por	Ver inconvenientes con el

	alta tensión de baterías	regulador.
	Luminarias agotadas por envejecimiento	Reemplazar las luminarias.
	Desconexión de cables	Reconectar los cables correctamente.
	Fusibles quemados	Establecer porque se quemaron los fusibles. Resolver el problema y reemplazar los fusibles.
	Llaves térmicas saltadas	Establecer porque saltaron las llaves térmicas. Resolver el problema y activar las llaves térmicas.
Consumos en 220 V no encienden	Consumos apagados	Encender los consumos
	Inversor sin salida de corriente	Ver inconvenientes con el inversor
	Desconexión de cables	Conectar los cables correctamente.
	Fusibles quemados	Establecer porque se quemaron los fusibles. Resolver el problema y reemplazar los fusibles.
	Llaves térmicas saltadas	Establecer porque se activaron las llaves térmicas. Resolver el problema y activar las llaves térmicas.
	Disyuntor diferencial saltado	Establecer porque se activó el disyuntor diferencial. Resolver el problema y activar el disyuntor diferencial.

Tabla 28. Medidas preventivas para consumos.

Sistema termosolar

El mantenimiento de un sistema termosolar se enfoca en los componentes mecánicos y la integridad de los circuitos hidráulicos.

Limpieza de Colectores Solares

Debe realizarse con una frecuencia de 2 a 4 veces al año, dependiendo del nivel de suciedad. Al igual que con los paneles fotovoltaicos, los colectores solares pueden acumular polvo, hojas y otros residuos que afectan la eficiencia de absorción solar.

Este mantenimiento se lleva a cabo usando agua y un paño suave para limpiar la superficie de los colectores. Se deben evitar productos químicos agresivos que puedan dañar el revestimiento de los colectores.

Inspección de Tuberías y Conexiones

Deben inspeccionarse las tuberías y conexiones cada 6 meses. Las tuberías que transportan el fluido térmico deben revisarse para asegurar que no haya fugas ni obstrucciones.

Para ello deben verificarse las conexiones en busca de fugas, sobre todo en las zonas donde las tuberías se conectan a los colectores. También es necesario inspeccionar las válvulas de seguridad, y las conexiones a los intercambiadores de calor, si los hay y asegurarse de que el aislamiento de las tuberías esté en buen estado para minimizar las pérdidas térmicas.

Revisión del Fluido Térmico

Debe revisarse el fluido caloportante (agua, glicol o una mezcla) cada 1 a 2 años ya que el mismo debe mantenerse en buen estado para evitar la corrosión, la congelación o la pérdida de eficiencia.

Este mantenimiento se logra revisando los niveles del fluido y reponiendo si es necesario.

En sistemas que usan glicol, se debe verificar la concentración de glicol y su estado, ya que puede degradarse con el tiempo. Se recomienda cambiar el fluido si está contaminado o degradado.

Revisión del Tanque de Almacenamiento

Esta revisión debe realizarse anualmente para asegurar que no haya fugas o problemas de corrosión. Se deben inspeccionar las conexiones del tanque y válvulas de seguridad y revisar los ánodos de sacrificio en el interior del tanque (si aplicable), ya que se desgastan con el tiempo y pueden requerir reemplazo.

Inspección de la Bomba (en sistemas forzados)

Las bombas deben inspeccionarse anualmente debido a que pueden fallar o volverse ineficientes si no se mantienen. Para esto es necesario asegurarse de que no haya ruidos extraños ni vibraciones excesivas, lo que podría indicar un inconveniente.

VI. Actividades realizables con el equipo

Sistema solar fotovoltaico

El kit didáctico de energía fotovoltaica ofrece muchas oportunidades para realizar actividades prácticas que ayuden a comprender mejor los principios fundamentales de la energía solar, la electricidad y la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos. A continuación se proponen distintas actividades prácticas realizables:

TP 1. Medición de la Producción de Energía bajo Diferentes Condiciones de Luz

Objetivo: Observar cómo varía la producción de energía eléctrica de los paneles solares dependiendo de la intensidad de la luz solar.

Procedimiento:

- Colocar el panel solar en diferentes condiciones de luz: luz directa, sombra parcial, y sombra total.
- Utilizar un **multímetro** para medir el voltaje y la corriente generada bajo cada condición.
- Calcular la potencia generada en cada caso ($P = V * I$).

Resultados esperados: A medida que disminuye la intensidad de la luz solar, también disminuirá la producción de energía.

TP 2. Determinación de la Eficiencia del Panel Solar

Objetivo: Calcular la eficiencia de conversión de energía solar en energía eléctrica.

Procedimiento:

- Medir la energía solar incidente con un **piranómetro** o un medidor de radiación solar.
- Medir la potencia generada por el panel bajo condiciones de luz estándar.
- Calcular la eficiencia utilizando la ecuación:

$$Eficiencia = \frac{Potencia\ eléctrica\ generada}{Energía\ solar\ incidente\ sobre\ el\ área\ del\ panel} * 100$$

Resultados esperados: La eficiencia típica de los paneles comerciales oscila entre el 15-22%, dependiendo de la calidad del panel y las condiciones.

TP 3. Ángulo Óptimo de Inclinación de los Paneles Solares

Objetivo: Determinar el ángulo de inclinación que maximiza la producción de energía solar.

Procedimiento:

- Colocar el panel solar en diferentes ángulos de inclinación (0°, 15°, 30°, 45°, etc.).

- Medir la corriente, voltaje y calcular la potencia en cada ángulo utilizando un multímetro.
- Identificar el ángulo que genera la mayor potencia.

Resultados esperados: El ángulo óptimo variará dependiendo de la latitud y la estación del año, pero generalmente estará alrededor de 30°-45° en zonas templadas.

TP 4. Efecto de la Temperatura en la Producción de Energía

Objetivo: Evaluar cómo influye la temperatura en la eficiencia del panel solar.

Procedimiento:

- Exponer el panel solar a condiciones de temperatura alta (sol directo) y a temperaturas más bajas (con ventiladores o enfriamiento artificial).
- Medir la corriente y voltaje en ambos casos.
- Comparar la potencia generada a distintas temperaturas.

Resultados esperados: A mayor temperatura, los paneles solares suelen perder eficiencia debido al aumento de la resistencia interna.

TP 5. Conexión en Serie y Paralelo de Paneles Solares

Objetivo: Demostrar cómo afecta la conexión de paneles solares en serie y en paralelo a la producción de energía.

Procedimiento:

- Conectar dos paneles en **serie** y medir el voltaje, corriente y potencia.
- Conectar los mismos paneles en **paralelo** y repetir las mediciones.
- Comparar los resultados y analizar las diferencias.

Resultados esperados: En una conexión en serie, el voltaje se suma y la corriente permanece constante; en una conexión en paralelo, la corriente se suma y el voltaje permanece constante.

TP 6. Carga de una Batería con Energía Solar

Objetivo: Mostrar cómo se puede utilizar la energía solar para cargar una batería y alimentar dispositivos.

Procedimiento:

- Conectar el panel solar a una batería recargable a través de un regulador de carga.
- Medir la corriente de carga en diferentes momentos del día para observar la variación de la velocidad de carga.
- Posteriormente, usar la energía almacenada para alimentar un dispositivo pequeño (como una lámpara LED).

Resultados esperados: El tiempo de carga y la cantidad de energía almacenada dependerán de la irradiación solar y de la capacidad de la batería.

7. Alimentación de Dispositivos con el Sistema Fotovoltaico

Objetivo: Demostrar la capacidad de un panel solar para alimentar dispositivos eléctricos.

Procedimiento:

- Conectar diferentes dispositivos (ventilador, luces LED, etc.) al panel solar o a la batería cargada.
- Medir el consumo de energía de cada dispositivo usando un multímetro.
- Analizar la relación entre la producción del panel y el consumo del dispositivo.

Resultados esperados: Los paneles solares pueden alimentar dispositivos pequeños durante el día, y una batería bien cargada puede hacerlo durante la noche o en condiciones de baja radiación.

TP 8. Impacto de la Sombra Parcial en los Paneles Solares

Objetivo: Evaluar cómo afecta la sombra parcial la eficiencia de un panel solar.

Procedimiento:

- Cubrir parcialmente diferentes secciones del panel con una hoja o un objeto opaco.
- Medir la salida de voltaje y corriente del panel bajo condiciones de sombra parcial.
- Analizar el efecto de la sombra en la producción de energía.

Resultados esperados: La sombra parcial puede tener un gran impacto en la producción de energía, especialmente si cubre células clave del panel.

TP 9. Simulación de un Sistema Fotovoltaico para una Vivienda

Objetivo: Simular cómo un sistema fotovoltaico puede alimentar una vivienda pequeña.

Procedimiento:

- Utilizar software o modelos matemáticos para dimensionar un sistema fotovoltaico que pueda cubrir el consumo eléctrico de una pequeña casa.
- Configurar un sistema con los paneles del kit para alimentar varios dispositivos, midiendo la energía generada y comparándola con el consumo simulado.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán comprender el proceso de dimensionamiento de un sistema solar y la relación entre la generación y el consumo de energía.

TP 10. Análisis de Costos y Retorno de Inversión (ROI)

Objetivo: Realizar un análisis básico de costos y calcular el retorno de inversión de un sistema fotovoltaico.

Procedimiento:

- Analizar el costo de instalación de los paneles solares y los dispositivos adicionales.
- Comparar la producción de energía y el costo de la electricidad para determinar el ahorro a lo largo del tiempo.
- Calcular el ROI estimado según los costos y beneficios obtenidos.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán realizar cálculos financieros simples para comprender el costo-beneficio de la instalación de un sistema fotovoltaico.

Los trabajos expuestos hasta ahora son de elaboración propia, los que siguen a continuación fueron extraídos de la página web de INSUR.

Panel Solar Fotovoltaico - Mediciones eléctricas

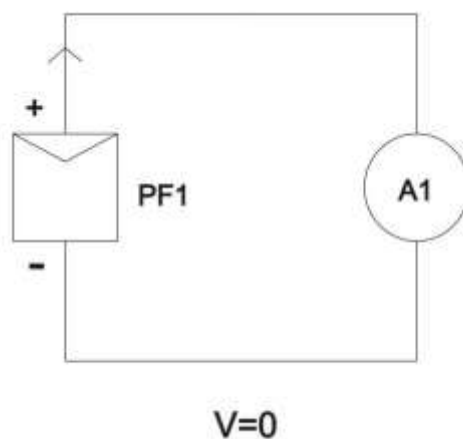
Objetivo:

Medición y comprensión de los parámetros eléctricos de los paneles solares fotovoltaicos. Obtener los valores de la Intensidad de cortocircuito (I_{sc}) y de la Tensión a circuito abierto (V_{oc}).

Procedimiento:

1) Medición de corriente de cortocircuito I_{sc} .

- Realizar un cortocircuito conectando los bornes de salida del panel, al amperímetro tal como indica el esquema.
- Observar en el amperímetro A1 el valor de corriente de cortocircuito (I_{sc}).



Preguntas:

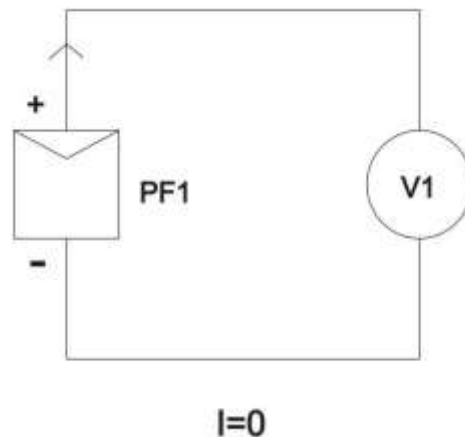
¿El valor obtenido, coincide con la característica de intensidad de corriente de diseño del panel?

Ver características generales del panel solar fotovoltaico utilizado.

En caso de que los valores no coincidan con las características del panel, ¿qué puede estar sucediendo con esas variables?

2) Medición de tensión de circuito abierto V_{oc}

- Realizar una conexión en paralelo de los bornes de salida del panel, al voltímetro tal como indica el esquema
- Observar en el voltímetro V1 el valor de tensión a circuito abierto V_{oc} .



Preguntas:

¿El valor obtenido, coincide con la característica de tensión de diseño del panel? Ver características generales del panel solar fotovoltaico utilizado.

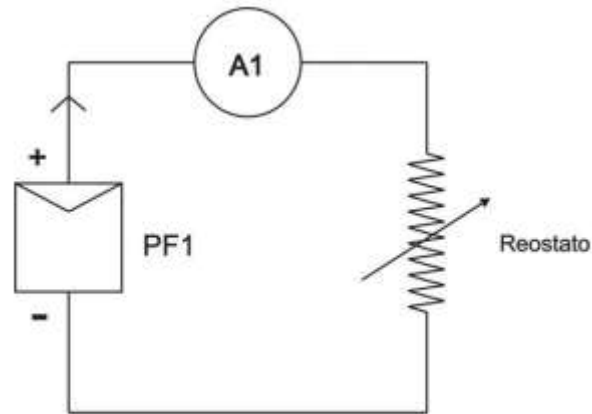
En caso de que los valores no coincidan con las características del panel, ¿Qué puede estar sucediendo con esas variables?

Panel Solar Fotovoltaico - Trazado de curva característica I-V

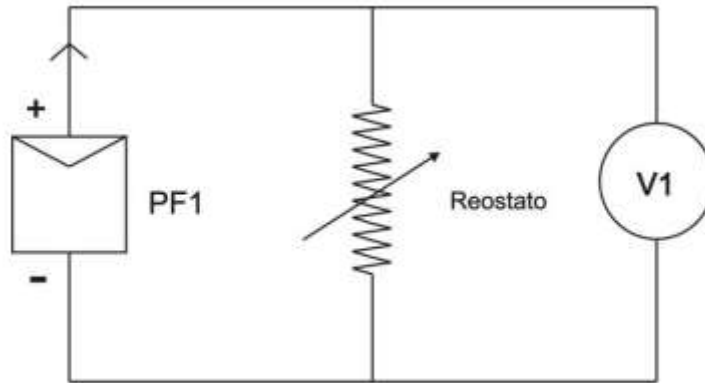
Objetivo: Trazar la curva característica de Corriente-Tensión de un panel solar fotovoltaico.

Procedimiento:

- Conectar los bornes del panel desde el módulo en serie con el amperímetro y el reóstato tal como indica el esquema.



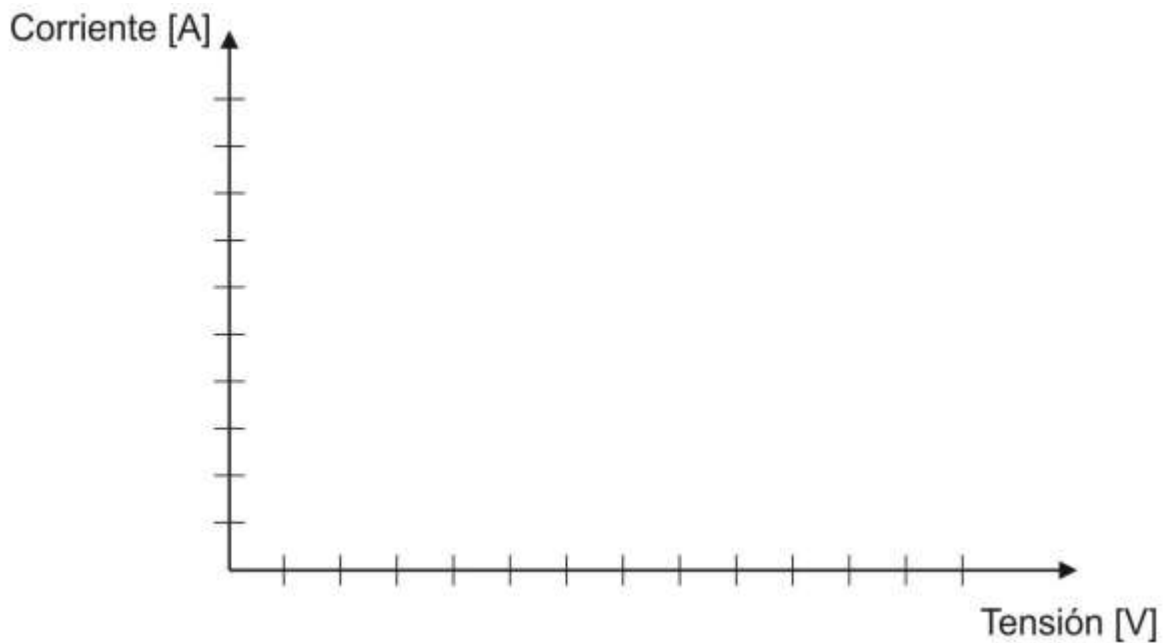
- Utilizando la perilla del reóstato variar para obtener distintos valores de resistencia, anotar los once valores de corriente según las graduaciones del módulo RE.
- Conectar los bornes del panel solar en paralelo con el voltímetro y el reóstato tal como indica el esquema. Realizar el mismo procedimiento, variar el reóstato y obtener todos los valores de tensión.



- Volcar en la siguiente tabla los valores de tensión y corriente obtenidos:

RE	V1 [V]	A1 [A]
0		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		

- Con los valores de V1 y A1, trazar en el siguiente gráfico la curva característica I-V.



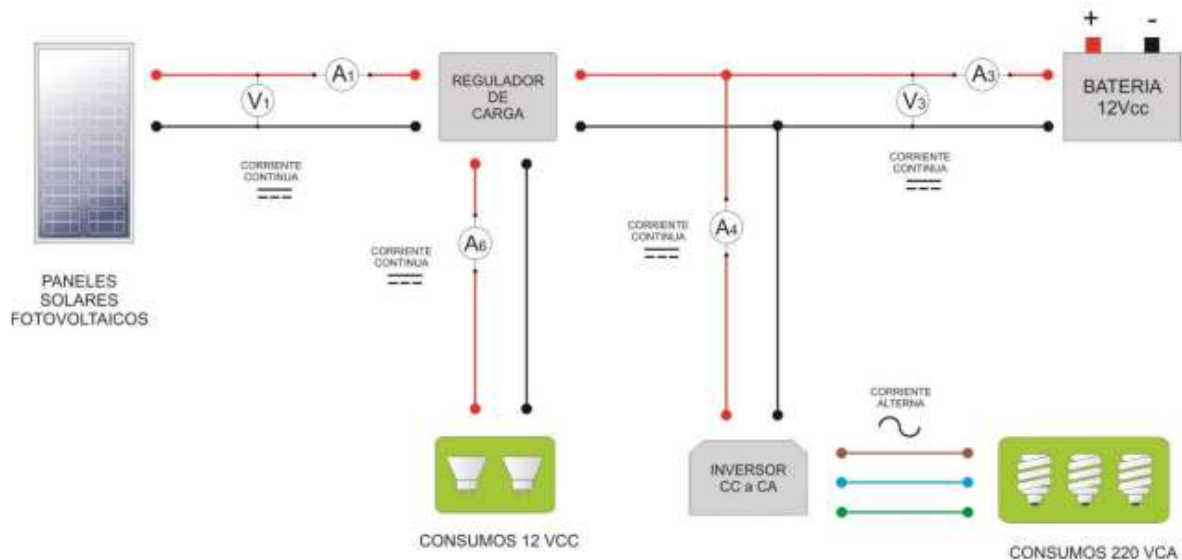
- Comparar la curva obtenida con la curva del Panel solar Fotovoltaico realizada por el fabricante. ¿Qué sucede en caso de que no sean similares?

INVERSOR - Comparativa de consumos Lámparas en 220Vca vs lámparas en 12Vcc

Objetivo: Comparar el consumo que utilizan las lámparas de 220 Vca con el consumo de las lámparas de 12 Vcc.

Procedimiento:

- Realizar el siguiente circuito.



- Consumos lámparas 220 Vca Encender las lámparas del módulo de una a la vez, y tomar los valores de consumo individual de corriente en 12 Vcc observando el amperímetro A4.
- Consumos lámparas 12 Vcc Encender las lámparas del módulo LM12 de una a la vez, y tomar los valores de consumo individual de corriente en 12 Vcc observando el amperímetro A6.

Preguntas:

¿Cuál genera un mayor gasto de energía? Tener en cuenta la intensidad lumínica de las lámparas.

Elaborar conclusiones

Sistema termosolar

Un kit didáctico de energía termosolar ofrece diversas oportunidades para realizar actividades prácticas que permiten explorar los principios de la energía solar térmica, la conversión de radiación solar en calor y su aprovechamiento en aplicaciones cotidianas. A continuación, se proponen actividades prácticas que pueden llevarse a cabo con este tipo de kit:

TP 1. Medición de la Temperatura del Fluido en Colectores Solares

Objetivo: Observar cómo varía la temperatura del fluido térmico a medida que se calienta en los colectores solares.

Procedimiento:

- Conectar el fluido (agua o mezcla de glicol) al sistema de colectores.
- Exponer el colector a la radiación solar directa y medir la temperatura del fluido a la entrada y salida del colector utilizando un termómetro digital o termopares.
- Registrar las variaciones de temperatura en intervalos de tiempo.

Resultados esperados: La temperatura del fluido en la salida del colector debería aumentar en comparación con la temperatura de entrada, dependiendo de la cantidad de radiación solar recibida.

TP 2. Determinación de la Eficiencia del Colector Solar

Objetivo: Calcular la eficiencia del colector solar al convertir la radiación solar en energía térmica.

Procedimiento:

- Medir la radiación solar recibida en el colector utilizando un piranómetro.
- Medir la diferencia de temperatura del fluido entre la entrada y la salida.
- Calcular el flujo de energía térmica absorbida por el fluido ($Q = m \cdot c \cdot \Delta T$, donde m es el flujo másico, c la capacidad calorífica del fluido y ΔT la diferencia de temperatura).
- Determinar la eficiencia usando la ecuación:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{Energía térmica absorbida}}{\text{Energía solar incidente sobre el área del colector}} * 100$$

Resultados esperados: La eficiencia típica de un colector solar de placa plana o de tubos de vacío varía entre 40% y 70%, dependiendo de las condiciones de operación.

TP 3. Análisis del Ángulo Óptimo de Inclinación del Colector Solar

Objetivo: Determinar el ángulo de inclinación que maximiza la captación de radiación solar para generar más calor.

Procedimiento:

- Instalar el colector solar en diferentes ángulos de inclinación (0°, 15°, 30°, 45°, etc.).
- Medir la temperatura del fluido en la salida del colector en cada ángulo.
- Identificar el ángulo en el cual se obtiene la mayor diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del colector.

Resultados esperados: El ángulo óptimo dependerá de la latitud geográfica, pero suele estar en torno a los 30°-45° para la mayoría de las ubicaciones en zonas templadas.

TP 4. Comparación entre Colectores de Placa Plana y Tubos de Vacío

Objetivo: Comparar el rendimiento de diferentes tipos de colectores solares.

Procedimiento:

- Utilizar un colector de placa plana y uno de tubos de vacío.
- Exponer ambos colectores a la misma radiación solar y medir la temperatura del fluido en la entrada y la salida de cada colector.
- Analizar los resultados y comparar cuál colector ofrece una mayor eficiencia térmica.

Resultados esperados: Los colectores de tubos de vacío suelen ser más eficientes en la captación de energía térmica, especialmente en climas fríos, debido a su mejor aislamiento.

TP 5. Evaluación del Efecto de la Radiación Solar en la Generación de Calor

Objetivo: Medir cómo varía la producción de energía térmica en función de la radiación solar.

Procedimiento:

- Utilizar un piranómetro para medir la radiación solar en diferentes horas del día.
- Registrar las temperaturas de entrada y salida del fluido en el colector.
- Comparar los datos de radiación con el aumento de temperatura del fluido para observar la relación entre radiación y producción de calor.

Resultados esperados: A mayor radiación solar, se espera un mayor incremento de temperatura en el fluido.

TP 6. Simulación de un Sistema de Calentamiento de Agua Doméstico

Objetivo: Simular el funcionamiento de un sistema solar térmico para calentar agua para uso doméstico.

Procedimiento:

- Conectar el colector solar a un pequeño tanque de almacenamiento de agua.
- Exponer el colector a la radiación solar y medir la temperatura del agua en el tanque en intervalos regulares.
- Evaluar el tiempo necesario para alcanzar una temperatura adecuada para el uso doméstico.

Resultados esperados: El sistema debería ser capaz de calentar el agua en el tanque hasta una temperatura de 40-60°C, dependiendo de la radiación solar disponible.

TP 7. Efecto de la Velocidad del Fluido en la Transferencia de Calor

Objetivo: Estudiar cómo la velocidad del fluido térmico influye en la eficiencia del sistema solar.

Procedimiento:

- Variar la velocidad de circulación del fluido mediante una bomba ajustable.
- Medir la temperatura del fluido en la salida del colector a diferentes velocidades.
- Determinar la velocidad óptima que maximiza la transferencia de calor.

Resultados esperados: Una velocidad de flujo adecuada permite un equilibrio entre la cantidad de energía absorbida por el fluido y el tiempo de exposición a la radiación solar.

TP 8. Análisis del Uso de Reflectores para Mejorar la Captación Solar

Objetivo: Evaluar cómo el uso de reflectores incrementa la cantidad de radiación solar que llega al colector.

Procedimiento:

- Colocar reflectores (superficies espejadas o reflectantes) alrededor del colector para redirigir más radiación solar hacia el colector.
- Medir la temperatura del fluido antes y después de colocar los reflectores.
- Comparar la eficiencia del colector con y sin el uso de reflectores.

Resultados esperados: El uso de reflectores puede aumentar significativamente la temperatura del fluido al incrementar la cantidad de radiación incidente.

TP 9. Medición del Tiempo de Recuperación del Sistema Solar Térmico

Objetivo: Determinar el tiempo que tarda el sistema en calentar un volumen específico de agua desde una temperatura inicial hasta una temperatura de uso.

Procedimiento:

- Llenar el tanque de almacenamiento con agua a temperatura ambiente.
- Registrar el tiempo necesario para que el sistema eleve la temperatura del agua a una temperatura deseada (por ejemplo, 50°C).

Resultados esperados: El tiempo de recuperación dependerá de la capacidad del colector, la radiación solar disponible y el tamaño del tanque.

Los trabajos expuestos hasta ahora son de elaboración propia, los que siguen a continuación fueron extraídos de la página web de INSUR.

TRABAJO PRÁCTICO N° 1: Controles preliminares:

Antes de encender el Tablero se deberá controlar:

- Que la instalación se encuentre completamente llena y a la presión de agua correspondiente (presión entre 0,5 y 1,5 bar).
- Que no haya pérdidas de agua en la instalación.
- Que el equipo esté correctamente conectado a la línea eléctrica y que posea una apropiada puesta a tierra.
- Que las bombas circuladoras del equipo no se encuentren bloqueadas.

1) Encendido del tablero:

- Enchufe el equipo a la red eléctrica de 220 Volts y tierra

- Accione la llave profesor y levante el disyuntor del tablero de control ubicado en la parte superior izquierda del equipo. Se deberá encender el ojo de buey indicador de presencia de tensión.

2) Mediciones de Temperatura y Presión

Este tablero didáctico posee instrumental de medición, relacionado con la temperatura y la presión del agua.

- Termomanómetros analógicos: su nombre se origina en el hecho de que la medición se realiza por analogía entre una aguja y una escala determinada. En nuestro caso las escalas están calibradas en grados centígrados (°C) y en Bar.

Estos instrumentos, además son manómetros, o sea miden la presión del agua en el circuito

El equipo posee cuatro termomanómetros analógicos:

- Tm1: termomanómetro de agua circuito de retorno (Agua Caliente).
- Tm2: termomanómetro de agua de circuito de mando (Agua Fría).
- Tm3: termomanómetro de agua de mando de la serpentina radiante.
- Tm4: termomanómetro de agua de retorno de la serpentina radiante.

Tm : Termomanómetro (°C / bar)

3) Mediciones de Temperatura a través de la central de control solar

Este tablero didáctico posee una central de control solar que me permite realizar mediciones de temperatura, a través de dos sensores designados para el tanque y el colector.

- Tr1: termómetro colector solar.
- Tr2: termómetro de tanque acumulador de agua caliente.

Trabajo práctico N°2: Lecturas de variables de reposo

Objetivo: medición de los valores de la temperatura y la presión del sistema, con las bombas apagadas y a temperatura ambiente.

Desarrollo: Esta práctica se realizará al inicio de las actividades con las bombas circuladoras y el agua en frío.

Tomar la medición de las temperaturas y presión en los distintos puntos del sistema completando las siguientes tablas:

Tabla N°1: Circuito colector solar.

Nº	Descripción	Instrumento	Medición	Unidad
1	Temperatura del colector solar	Tr1		°C
2	Temperatura del tanque	Tr2		°C
3	Temperatura en la entrada del tanque (rojo)	Tm1		°C
4	Temperatura de salida del tanque (azul)	Tm2		°C
5	Presión en la entrada del tanque (rojo)	Tm1		bar
6	Presión de salida del tanque (azul)	Tm 2		bar

Tabla N° 2: Circuito agua consumo/calefacción

N°	Descripción	Instrumento	Medición	Unidad
1	Temperatura de mando (salida agua caliente)	Tm3		°C
2	Temperatura de retorno (entrada agua fría)	Tm4		°C
3	Presión mando (salida agua caliente)	Tm3		bar
4	Presión retorno (entrada agua fría)	Tm4		bar

Sistema eólico

Un kit didáctico de energía eólica que utiliza Arduino y dos motores de corriente continua (DC) (uno para simular el viento y otro como generador), ofrece varias actividades prácticas para comprender mejor los principios de la energía eólica, la generación de electricidad y el control de sistemas eléctricos. A continuación se presentan actividades prácticas que pueden realizarse con este tipo de kit.

TP 1. Simulación de Velocidad del Viento Controlada por Arduino

Objetivo: Controlar la velocidad del motor que simula el viento para observar su impacto en la generación de energía del motor generador.

Procedimiento:

- Conectar un motor DC al Arduino, que controlará la velocidad de rotación del motor simulador del viento mediante un **driver de motor**.
- Programar diferentes velocidades de rotación en el motor y medir el voltaje y corriente generados por el motor generador utilizando sensores conectados al Arduino.
- Analizar cómo la variación de la velocidad del viento (simulada) afecta la cantidad de energía generada.

Resultados esperados: A mayor velocidad del motor simulador (viento), mayor será la generación de voltaje y corriente en el motor generador.

TP 2. Medición de Voltaje y Corriente Generada por el Motor Generador

Objetivo: Medir la cantidad de energía eléctrica generada por el motor que actúa como generador.

Procedimiento:

- Conectar el motor generador a sensores de voltaje y corriente, que estarán controlados por Arduino.
- Programar el Arduino para leer y mostrar los valores de voltaje y corriente en un monitor serial o en una pantalla LCD.
- Registrar los datos bajo diferentes velocidades del motor simulador del viento.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán observar cómo la producción de energía eléctrica varía con la velocidad del viento simulado y aprender a medir estos parámetros con precisión.

TP 3. Cálculo de Potencia Generada

Objetivo: Calcular la potencia generada por el motor generador usando los valores de voltaje y corriente medidos.

Procedimiento:

- Utilizar los valores de voltaje y corriente medidos por los sensores y calcular la potencia generada utilizando la ecuación:

$$Potencia = V * I$$

- Programar el Arduino para realizar el cálculo automáticamente y mostrar la potencia generada en una pantalla LCD o en el monitor serial.

Resultados esperados: A mayor velocidad del viento simulado, mayor será la potencia generada, permitiendo observar la relación directa entre la fuerza del viento y la energía producida.

TP 4. Carga Resistiva y Efecto en la Generación de Energía

Objetivo: Evaluar cómo la conexión de una carga resistiva afecta la generación de energía del sistema.

Procedimiento:

- Conectar diferentes resistencias al motor generador para simular cargas eléctricas.
- Medir el voltaje, corriente y potencia generada por el sistema bajo cada carga.
- Analizar cómo la resistencia de la carga afecta la cantidad de energía generada y la eficiencia del sistema.

Resultados esperados: A mayor resistencia, la corriente generada disminuirá, lo que afectará la potencia total producida por el generador.

TP 5. Simulación de Diferentes Tipos de Viento

Objetivo: Simular diferentes patrones de viento y observar su impacto en la generación de energía.

Procedimiento:

- Programar el Arduino para generar diferentes perfiles de viento, como viento constante, ráfagas cortas o viento variable.
- Utilizar el motor simulador de viento para replicar estos perfiles y medir la energía generada en cada caso.
- Comparar los resultados de generación bajo diferentes tipos de viento.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán observar cómo las ráfagas y la variabilidad del viento afectan la estabilidad y eficiencia de la generación de energía.

TP 6. Monitorización de Datos en Tiempo Real

Objetivo: Visualizar en tiempo real los datos de voltaje, corriente y potencia generada a través de una interfaz gráfica.

Procedimiento:

- Conectar el Arduino a una computadora y usar software como Processing o Excel para crear una visualización en tiempo real de los datos generados (voltaje, corriente, potencia).
- Mostrar gráficas de cómo varían estos parámetros en función de la velocidad del viento simulado.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán monitorizar los datos en tiempo real y comprender mejor la relación entre las variables del sistema.

TP 7. Carga de una Batería con Energía Generada por el Motor Generador

Objetivo: Demostrar cómo la energía generada por el sistema puede utilizarse para cargar una batería.

Procedimiento:

- Conectar el motor generador a una batería recargable utilizando un circuito regulador de voltaje.
- Medir la corriente de carga que fluye hacia la batería en diferentes velocidades del viento.
- Observar el tiempo necesario para cargar parcialmente la batería y su relación con la cantidad de energía generada.

Resultados esperados: Los estudiantes podrán entender el proceso de almacenamiento de energía generada por una turbina eólica en baterías, tal como se hace en aplicaciones reales de energías renovables.

TP 8. Implementación de un Sistema de Protección contra Sobrecarga

Objetivo: Implementar un sistema de protección contra sobrecargas en el motor generador utilizando Arduino.

Procedimiento:

- Programar el Arduino para desconectar el generador de la carga si la corriente o voltaje generados superan un umbral predefinido.
- Utilizar relés controlados por el Arduino para gestionar la conexión y desconexión de la carga.
- Simular una sobrecarga al aumentar la velocidad del viento simulado y observar cómo el sistema protege el generador.

Resultados esperados: El sistema de protección mostrará cómo un sistema eólico real puede prevenir daños debidos a condiciones extremas de viento.

BIBLIOGRAFÍA

[1] M. Ferrari, Energía solar en Argentina. Editorial Martin, 2012.

[2] D. Rapp. "Energía solar fotovoltaica: Manual de aplicación práctica", Editorial Marcombo, 2016.

[3] Boyle, Godfrey. "Renewable Energy: Power for a Sustainable Future", Oxford University Press, 2012.

[4] Kalogirou, A. Soteris. "Solar Energy Engineering: Processes and Systems". Academic Press, 2009.

[5] J. F. Manwell, J.G. McGowan y A.L. Rogers. "Wind Energy Explained: Theory, Design and Application". Wiley, 2010.

[6] F. Núñez. "*Arduino para principiantes: Guía práctica para aprender electrónica y programación*". Ediciones Marcombo, 2017.

[7] E. L. Coras Vallejo, "Cálculo e instalación de paneles solares fotovoltaicos - Paquichari - La Mar - Ayacucho", Universidad Nacional de San Cristóbal de Huamanga, Ayacucho - Perú, 2011.

Link: repositorio.unsch.edu.pe

[8] A. F. Achote Yasig y G. S. Rodríguez Vera, "Diseño e implementación del sistema de protecciones eléctricas de una instalación fotovoltaica de 2KW", Facultad de Ciencias de la Ingeniería y aplicadas, Latacunga - Ecuador, 2023.

Link: repositorio.utc.edu.ec

[9] J. A. Coyachamin Chilibingua y J. J. Herrera Gordón, "Implementación del sistema de protecciones eléctricas para una estación fotovoltaica de autoconsumo de 500 W", Universidad técnica de Cotopaxi, Latacunga - Ecuador, 2022.

Link: repositorio.utc.edu.ec

[10] J. A. Gutiérrez Bolaños y J. F. Patiño , "Diseño de un sistema solar fotovoltaico de 20 KWp conectado a red", Universidad Autónoma de Occidente, Santiago de Cali, 2011.

Link: Cloudfront.net

[11] J. D. Avendaño López y P. E. Piñeros Mora, "Estudio técnico y económico para la implementación de energía solar térmica como sistema de abastecimiento para el consumo de agua sanitaria en la instalación de la escuela nacional de carabineros (Favatativá)", Escuela Colombiana de carreras industriales, Bogotá, 2014.

Link: repositorio.ecci.edu.co

[12] R. X. Medina Ramos, "Implementación de un banco de pruebas para evaluación de colectores solares térmicos de placa plana bajo la norma UNE-ISO 9806", Escuela politécnica nacional, Quito, 2022.

Link: bibdigital.epn.edu.ec

[13] M. P. Puentes Castilla, "Actualización y puesta en funcionamiento del banco de simulación eólico Uniandes", Universidad de los Andes, Bogotá, 2012.

Link: repositorio.uniandes.edu.co