

**TESINA DE GRADO DE INGENIERÍA EN RECURSOS NATURALES
RENOVABLES**

**CASO DE ESTUDIO COMPARATIVO SOBRE RENDIMIENTOS ENERGÉTICOS ENTRE UN
PANEL SOLAR FIJO Y UN PANEL QUE SIGUE LA TRAYECTORIA SOLAR, INSTALADOS EN
UNA VIVIENDA URBANA DEL DEPARTAMENTO DE MENDOZA, EN LAS ESTACIONES DE
INVIERNO DEL 2020 Y VERANO 2020-2021.**

Tesista: BIEDMA, Carmen

Director: PUGLESI, Alfredo

Mendoza, 2022

**CASO DE ESTUDIO COMPARATIVO SOBRE RENDIMIENTOS ENERGETICOS ENTRE UN
PANEL SOLAR FIJO Y UN PANEL QUE SIGUE LA TRAYECTORIA SOLAR, INSTALADOS EN
UNA VIVIENDA URBANA DEL DEPARTAMENTO DE MENDOZA, EN LAS ESTACIONES DE
INVIERNO DEL 2020 Y VERANO 2020-2021.**

Tesista: BIEDMA, Carmen

carmenbiedma14@gmail.com

2615899399

Facultad Ciencias Agrarias-UNCuyo

Mendoza-Argentina

Fecha:

Director: PUGLESI, Alfredo

Nombres del comité evaluador:

- ESTEVES, Alfredo**
- GELI, Fernando Carlos**
- QUIROGA, Viviana Noelia**

RESUMEN

Analizando una de las problemáticas actuales que tiene la sociedad, el tan nombrado calentamiento global, se considera que una de las tantas causas es el volumen de emisiones de dióxido de carbono que se libera a la atmósfera desde el inicio de la era industrial. Siendo este conflicto de interés mundial, se trabaja desde hace años en la obtención de soluciones y posibles caminos para reducir dichas emisiones.

Con la firma del Acuerdo de París en el 2015, se buscaba disminuir las emisiones y gestionar mejor los recursos naturales. Este documento propuso cambiar la forma en que se consume y genera energía para evitar los impactos negativos del cambio climático, fomentando el uso de diferentes energías renovables.

Las energías renovables resuelven, además, otros problemas, el futuro agotamiento de las fuentes energéticas tradicionales y la desigualdad en el acceso a dichas fuentes. Por esta razón, el estado argentino a través de la Ley 27191 promulgada el año 2015, establece el “Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica”. La ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

Si bien son varias las energías renovables disponibles, como, por ejemplo, la solar, la eólica, la bioenergía, la geotermia y otras, en este trabajo nos centraremos en la energía generada por el sol, ya que la radiación solar es un recurso abundante en la provincia de Mendoza, área de estudio de la tesina.

Se buscó poner a prueba la eficiencia energética de un panel solar con orientación fija y compararlo con un panel que sigue la trayectoria del sol durante el día, en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza. Para esto se instalaron dos paneles solares fotovoltaicos (PV) de 50W cada uno, policristalinos de alto rendimiento, con 144 celdas (8*18), colocados en soportes adecuados con igual inclinación norte-sur, 43° con respecto a la horizontal (inclinación considerada para una mayor eficiencia en la época de invierno), que permiten que uno permanezca fijo y el otro tenga un desplazamiento este-oeste, conservando la inclinación en toda la trayectoria.

Se midió la temperatura ambiente (°C), con un termómetro instalado sobre los mismos, protegido de la radiación solar directa de forma tal que permanece ventilado, y las respectivas tensiones (V) y corrientes (A) generadas sobre cargas resistivas del mismo valor. La información obtenida permitió hacer una comparación en tiempo real e histórico, calculando las potencias (W) producidas por cada uno de los paneles para cada momento del día.

Del total de los datos obtenidos se seleccionaron 14 días pertenecientes a la estación de invierno del 2020 y 14 días del verano del 2020-2021. De estos 28 días se sacaron promedios diarios de potencia generada y luego estos valores fueron sometidos a una Prueba de Hipótesis para la Diferencia de Medias Poblacionales, con un nivel de significancia de $\alpha=0,05$, para conocer si existe diferencia estadísticamente significativa entre el rendimiento energético de los paneles en las estaciones de verano y de invierno. También se analizó de manera individual, si cada uno de los paneles variaba su eficiencia en las dos estaciones consideradas, entendiéndose que, en el verano, las condiciones son más favorables que en el invierno.

Se obtuvieron como resultados una eficiencia superior del 20% del panel móvil sobre el fijo, para ambas estaciones, pero no se detectó una diferencia en las potencias producidas por cada uno de los paneles entre la estación de verano y la estación de invierno.

Palabras claves: Energía fotovoltaica, panel solar fijo, panel solar móvil, seguidor solar, rendimiento energético.

DEDICATORIA:

A mi papá y a mi mamá, que me apoyaron y acompañaron durante todo el transcurso de ésta etapa, festejando como suyos los logros obtenidos y sufriendo los tropiezos a la par, espero disfruten este momento tanto como yo, porque sin ustedes no hubiera sido posible.

AGRADECIMIENTOS:

A mis papás, mis hermanos y a Nacho, por su apoyo incondicional. Gracias por conformar mi familia, la cual se sigue agrandando y es mi mayor respaldo y motivación, sobre todo, por la confianza que siempre me demostraron.

A mi familia y amigos en general, por estar siempre presentes, demostrando cariño e interés, estoy agradecida de todas y cada una de las personas hermosas que me rodean.

A Alfredo, por tantos años compartidos, es un honor para mí tenerlo como director de tesis.

A la Facultad de Ciencias Agrarias-UNCuyo y las personas que la conforman, por los conocimientos y vivencias que me llevo de la institución, por formarme como profesional y como persona.

A los evaluadores, por tomarse el tiempo de leer y mejorar este trabajo de investigación.

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	1
1.1. SITUACION ENERGETICA	1
1.2. PRESENTACION DEL TEMA	4
1.3. ANTECEDENTES	25
2. HIPOTESIS Y OBJETIVOS	28
2.1. Hipótesis:	29
2.2. Objetivos:	29
3. MATERIALES Y METODOS	30
3.1. EQUIPAMIENTO E INSTALACION	31
3.2. PROCESAMIENTO DE DATOS	40
4. RESULTADOS Y DISCUSION	44
5. CONCLUSION	49
6. BIBLIOGRAFIA	51
7. ANEXOS	54
7.1. ANEXO A: Mapas de irradiación y heliofanía de la República Argentina	54
7.2. ANEXO B: Distancia entre módulos para evitar efecto de sombras internas.	58
7.3. ANEXO C: Cálculos según inclinación y orientación de los paneles solares.	59
7.4. ANEXO D: Descripción del método estadístico utilizado	63
7.5. ANEXO E: Trabajo de investigación de la Facultad de Ingeniería Industrial- UNCuyo.	¡Error!
Marcador no definido.	

INDICE DE FIGURAS

Figura N°1: Mapa de irradiación horizontal global. (Fuente: Atlas solar mundial https://globalsolaratlas.info/map).	2
Figura N°2: Representación de los fenómenos de absorción y dispersión atmosférica (Fuente: Colectando Sol, 2020).	¡Error! Marcador no definido.
Figura N°3: Movimientos de la Tierra. Arriba: Movimientos de rotación. Abajo: Movimientos de traslación (Fuente: Facultad de Arquitectura Universidad ORT, 2009)	6
Figura N°4: Representación del ángulo de inclinación de un colector. Fuente: (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)	7
Figura N°5: Representación del ángulo de orientación de un captador (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F, 2009).	8
Figura N°6: Ángulo de altitud solar (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F, 2009).	8
Figura N°7: Ángulo horario (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F, 2009).	9
Figura N°8: Dos ejemplos de variación horaria real de la irradiancia solar sobre un plano horizontal [W/m^2] (Fuente: Colectando Sol, 2020).	9
Figura N°9: Componentes de sistemas solares fotovoltaicos del tipo Off Grid (izquierda) y On Grid (derecha). (Fuente: Colectando Sol, 2020).	11
Figura N°10: Junta N-P en equilibrio. (Fuente: Héctor L. Gasquet, 2004).	12
Figura N°11: Célula fotovoltaica con carga. (Fuente: Héctor L. Gasquet, 2004).	13
Figura N°12: Módulo fotovoltaico con 36 celdas en serie. (Fuente: Rocabado Moreno, 2020)	13
Figura N°13: Detalle de la composición de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Ayllu Solar, 2018).	14
Figura N°14: Tecnologías de celdas fotovoltaicas. (Fuente: Rocabado Moreno, 2020)	14
Figura N°15: Curva I-V de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	16
Figura N°16: Variación de la curva IV, según temperatura. (Fuente: Colectando Sol, 2020).	17
Figura N°17: Variación de la curva Intensidad-Voltaje, según irradiancia. (Fuente: Colectando Sol, 2020).	18
Figura N°18: Conexión en serie o paralelo de paneles, para obtener mayor tensión o mayor corriente. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	19
Figura N°19: Disco de irradiación solar de la Provincia de Mendoza. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	20
Figura N°20: Dimensiones asociadas al cálculo de sombras entre filas. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	21
Figura N°21: Ábaco de asolamiento para la provincia de Mendoza, Argentina. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	22
Figura N°22: Variación de la captación solar entre un panel solar con seguidor solar y un panel fijo. (Fuente: Colectando Sol, 2020).	23
Figura N°23: Tipos de seguidores solares. (Fuente: Colectando Sol, 2020).	24
Figura N°24: Imagen satelital indicando el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia en Google Earth).	30

Figura N°25: Principio básico de un motor unipolar de cuatro fases. (Fuente: https://www.monografias.com/trabajos37/motores/motores).....	31
Figura N°26: Panel solar móvil (izquierda) y panel solar fijo (derecha) instalados en el techo de vivienda urbana. (Fuente: Elaboración propia).	32
Figura N°27: Disco de irradiación solar de la Provincia de Mendoza, donde se indica la orientación e inclinación de los paneles solares. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).	33
Figura N°28: Imagen satelital donde se señalan las coordenadas polares de los obstáculos que presenta el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia con la herramienta Google Earth).	34
Figura N°29: Ábaco de asolamiento de la provincia de Mendoza, donde se han representado los obstáculos existentes en el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia en base a los ábacos de asolamiento de la Guía del Recurso Solar (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019))......	35
Figura N°30: Pantalla de configuración de sistema SCADA P-CIM. (Fuente: Elaboración propia).	36
Figura N°31: Datos exportados en Excel de los históricos del Trend. (Fuente: Elaboración propia).	37
Figura N°32: Gráficos diarios obtenidos con datos históricos de PCIM y volcados a Excel, en los cuales se puede analizar el comportamiento diario de los paneles y la influencia de factores externos en la producción energética (caídas de corriente y tensión que se observan en el gráfico). (Fuente: Elaboración propia).	38
Figura N°33: Motor PaP y reductor pertenecientes al panel solar móvil. (Fuente: Elaboración propia).	39
Figura N°34: Tableros de control principal y auxiliar. (Fuente: Elaboración propia).	40
Figura N°35: Planilla Excel que contiene las temperaturas y valores de potencia generados por el panel solar fijo y el panel solar móvil, para el día 07 de agosto del 2020. (Fuente: Elaboración propia).	41
Figura N°36: Planilla Excel que contiene las temperaturas y valores de potencia generados por el panel solar fijo y el panel solar móvil, para el día 14 de enero del 2021. (Fuente: Elaboración propia).	41
Gráfico 1: Potencias generadas (Wh) por el panel solar fijo y el panel dotado de seguidor solar en 14 días del verano 2020-2021, con la representación de las correspondientes temperaturas (°C).	44
Gráfico 2: Potencias generadas (Wh) por el panel solar fijo y el panel dotado de seguidor solar en 14 días del invierno 2020, con la representación de las correspondientes temperaturas (°C).	45
Gráfico 3: Potencias generadas (Wh) por el panel solar móvil, en las estaciones de verano y de invierno, en conjunto con las temperaturas (°C) obtenidas en dichas estaciones. Fuente: Elaboración propia	46
Gráfico 4: Potencias generadas (Wh) por el panel solar fijo, en las estaciones de verano y de invierno, en conjunto con las temperaturas (°C) obtenidas en dichas estaciones. Fuente: Elaboración propia	47
Figura N°37: Presentación de la producción de potencias generadas por los paneles solares fijo y móvil, desglosado en tres periodos del día (periodo de mañana, periodo de mediodía, y periodo de tarde-noche). (Fuente: Elaboración propia).	48
Figura N°38: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m ²) para el plano horizontal, correspondiente al mes de enero (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007).....	54
Figura N°39: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m ²) para el plano horizontal, correspondiente al mes de junio (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)	55
Figura N°40: Distribución espacial del promedio de la heliofanía efectiva (horas) para el plano horizontal, correspondiente al mes de enero (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)	56

Figura N°41: Distribución espacial del promedio de la heliofanía efectiva (horas) para el plano horizontal, correspondiente al mes de julio (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)57

Figura N°42: Ángulos de orientación de los vértices de los árboles de la zona de estudio, árbol 1 (rojo), árbol 2 (amarillo), árbol 3 (azul), árbol 4 (gris). Fuente: Elaboración propia60

INDICE DE TABLAS

Tabla N°1: Cálculo de los porcentajes de pérdida producidos por la presencia de obstáculos en el área de estudio, según técnica del ábaco de asolamiento.....	35
Tabla N°2: Promedios diarios de potencia generada por los paneles solares fijo y móvil, para las estaciones de verano e invierno, de los 28 días seleccionados.....	41
Tabla N°3: Promedios diarios de temperatura y potencia generada por los paneles solares fijo y móvil, para las estaciones de verano e invierno, en los 14 días seleccionados de cada periodo.....	42
Tabla N°4: Valores de distancia (d) para diferentes inclinaciones (β).....	58
Tabla N°5: Coeficientes de corrección para promedios de irradiancia solar global, según ángulo de inclinación y orientación de una instalación fotovoltaica para todos los meses del año.....	59
Tabla N°6: Tablas de sombras asociadas al ábaco de asolamiento para la provincia de Mendoza.....	61

1. INTRODUCCION

1.1. SITUACION ENERGETICA

Desde el inicio de la era industrial, el consumo de combustibles fósiles se ha incrementado constantemente, pero en las últimas décadas el incremento ha sido más pronunciado. Las emisiones actuales de carbono en forma de dióxido de carbono (CO_2) son de alrededor de 8 mil millones de toneladas al año con una tendencia a duplicarse en los siguientes 50 años. Estas emisiones provienen principalmente de tres fuentes, a saber: 1) la producción de energía por combustión de carbón, petróleo y gas natural; 2) la industria del cemento, y 3) el venteo (flaring), es decir la combustión de los gases excedentes de la extracción y refinación de petróleo (Power Porto, 2009, pág. 110).

Una de las consecuencias del aumento del dióxido de carbono en la atmósfera, es el preocupante calentamiento global. La medición rutinaria de la temperatura atmosférica en estaciones meteorológicas ha permitido el monitoreo del mismo en diversas regiones del planeta desde finales del siglo XIX. Gracias a estos datos, es muy claro que la temperatura media del planeta ha experimentado un incremento significativo de casi $0.5^{\circ}C$, si tomamos como nivel base la temperatura media registrada entre los años 1961 a 1990, y de casi $1^{\circ}C$ si la comparamos con la segunda mitad del siglo XIX (1850-1900). En estos datos es evidente que los años más calurosos están concentrados durante las últimas décadas, de 1980 a la fecha (Ortega et al., 2007).

En diciembre de 2014, representantes de 195 países se reunieron en la Conferencia de las Partes COP20 en Lima, Perú, para sentar las bases de un acuerdo que permita la reducción de emisiones de dióxido de carbono. La siguiente cumbre tuvo lugar en el 2015, en París, allí se firmó un pacto mundial llamado Acuerdo de París, que compromete a todos los países a disminuir las emisiones y gestionar mejor los recursos naturales. Este documento propuso cambiar la forma en que se consume y genera energía para evitar los impactos negativos del cambio climático, fomentando el uso de diferentes energías renovables (Romero & Carrasco, 2015, pág. 22).

A toda esta teoría planteada, hay que agregarle el veloz ritmo con el que está creciendo la población mundial, lo que significa que la demanda energética en los próximos años no podrá ser satisfecha sólo con combustibles fósiles, y se requerirán diversas fuentes alternativas que, para que sean viables, deben ser desarrolladas ahora (Power Porto, 2009).

En la actualidad más de 1400 millones de habitantes en el mundo carecen de energía eléctrica. En América Latina el 7% de la población no tiene acceso a la electricidad, en África el 58%, 25% en la India, 11% en Medio Oriente y un 36% en Asia. Lo más llamativo de estos valores es que son justamente estas zonas las que mayor irradiación solar reciben en sus tierras, con valores de entre 1500 y 2500 kWh/m² anuales (Figura N°1), convirtiéndolas en las áreas del mundo más aptas para la generación de energía eléctrica con energía solar y/o uso de energía solar térmica (Álvarez, 2016).

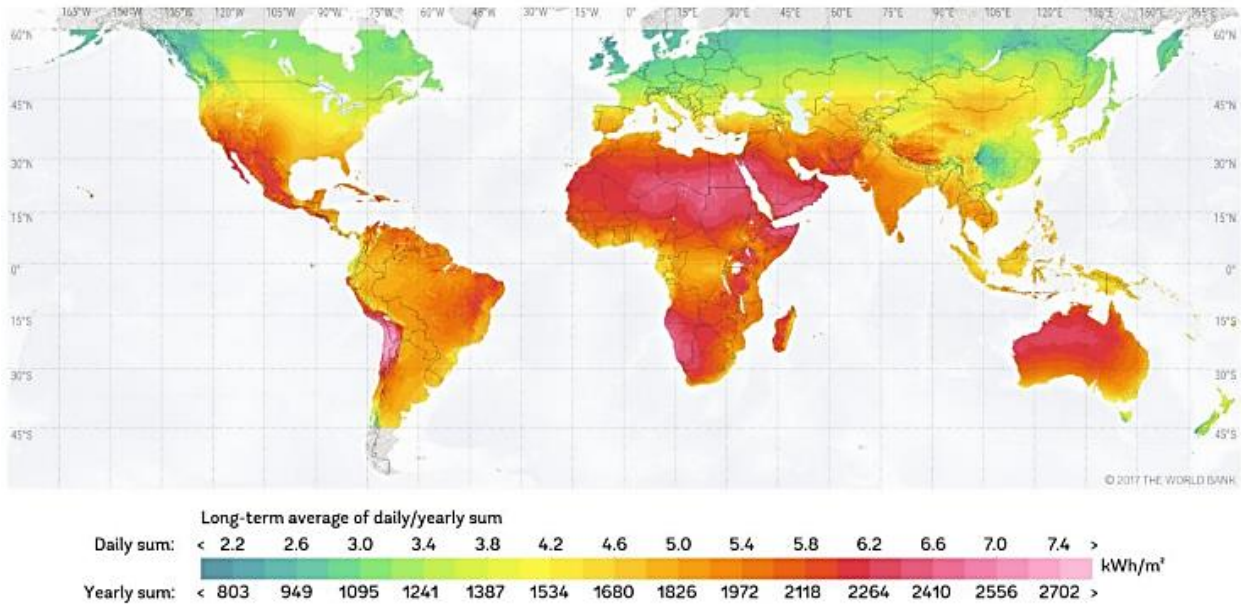


Figura N°1: Mapa de irradiación horizontal global. (Fuente: Atlas solar mundial <https://globalsolaratlas.info/map>).

Según el balance energético nacional, realizado en el año 2020, en el caso de Argentina, el país cuenta con una matriz energética altamente dependiente de los combustibles fósiles, fundamentalmente petróleo y gas, llegando al 84% de la oferta energética total. Por su parte, en la matriz eléctrica la participación de los combustibles fósiles se ha ido incrementando y alcanza el 66% del total, siendo el gas natural su principal componente.

Considerando las dos principales razones antes planteadas: la conciencia de que los problemas de contaminación ambiental se están volviendo cada vez más graves y del futuro agotamiento de las fuentes energéticas tradicionales, el desarrollo de las energías renovables ha tomado importancia en los últimos años. Las virtudes de las nuevas fuentes de energía, tales como la baja contaminación que producen, su renovabilidad y las posibilidades de uso en forma dispersa, las vuelven muy atractivas en el contexto problemático que se presenta para el desarrollo mundial en un futuro cercano (Saravia, 2007, pág. 56).

Las energías renovables disponibles son varias, como por ejemplo, la solar, la eólica, la bioenergía, la geotermia y otras. En los últimos años algunas de ellas han alcanzado un nivel de viabilidad económica interesante que permite afrontar su uso masivo (Saravia, 2007, pág. 56).

El estado argentino a través de la Ley 26190 promulgada el año 2006 y su modificatoria Ley 27191 promulgada el año 2015, establece el "Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica". La ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad. Establece como objetivo del presente régimen, lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025 (Rocabado Moreno, 2020).

En el 2017, el Poder Legislativo Nacional sanciona la Ley 27424 “Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública”, la cual tiene por objeto fijar las políticas y establecer las condiciones jurídicas y contractuales para la generación de energía eléctrica de origen renovable por parte de usuarios de la red de distribución, para su autoconsumo, con eventual inyección de excedentes a la red, y establecer la obligación de los prestadores del servicio público de distribución de facilitar dicha inyección, asegurando el libre acceso a la red de distribución, sin perjuicio de las facultades propias de las provincias.

Analizando el Atlas de energía solar de la República Argentina (Grossi Gallegos & Righini, 2007), el sitio de estudio presenta valores de irradiancia solar global promedio diaria, que van desde los 2.0-4.5 kWh/m² en los meses de invierno, y de 5.0 a 7.0 kWh/m² en los meses de verano, así como valores promedio de heliofanía efectiva (duración del brillo solar), de 5 a 9 horas de luz directa entre invierno y verano (mapas Anexo A).

Mendoza se caracteriza por ser una región semi-desértica, de altura. La Cordillera de Los Andes define el clima, porque es el factor determinante de la altitud y las condiciones de baja humedad al bloquear las corrientes de aire húmedo provenientes del océano Pacífico, por lo que los días nublados no son frecuentes, y las precipitaciones son escasas.

El sol es la principal fuente de energía para los procesos biológicos del planeta, de esta manera el ser humano ha dependido de éste sin darle la importancia que representa en las actividades humanas. En este sentido, la calefacción fue uno de los primeros usos de la energía solar, sin embargo, la utilización de combustibles para este mismo fin reemplazó y limitó hace unos 2500 años la posibilidad de expandir la energía solar como fuente importante en las actividades que requieren energía calorífica, debido a que la quema de combustibles presentó una mayor eficiencia y facilidad en la manipulación (Escobar Mejia et al., 2010).

Por esta razón y sumado a las características climáticas de nuestro lugar de trabajo, nos enfocaremos en las energías generadas a partir de la radiación solar, por medio de paneles fotovoltaicos. A la vez, pondremos a prueba el uso de dos tipos de sistemas, paneles solares con orientación fija y paneles móviles que siguen la trayectoria del sol, ya que para aprovechar al máximo la radiación recibida, los módulos fotovoltaicos deben orientarse perpendicularmente a dicha radiación. Persiguiendo este objetivo surgieron los seguidores solares los cuales utilizan sensores de radiación o algoritmos que indiquen con la mayor precisión posible donde se encuentra el sol (García, 2009).

Vásquez & Jeison (2012) describen un seguidor solar como una estructura que soporta una o varias placas solares y a la vez es capaz de orientarlas de forma que estén lo más perpendicularmente posibles a los rayos del sol. Ellos afirman que, aunque se tiene que el precio de una instalación con seguidores solares es del 10 al 20% más costosa, es sin duda mucho más rentable que la instalación solar normal, dado que la energía solar obtenida por paneles situados sobre seguidores, es superior a la obtenida por paneles fijos, y representa una inversión más rentable que adquirir un número mayor de módulos fotovoltaicos.

Es de suponer que la incorporación de este aparato tecnológico, producirá una generación de corriente mayor en el panel solar móvil, no sólo por el hecho de trabajar durante más horas del día captando la radiación solar, si no que ésta captación es más eficiente por la ubicación perpendicular del panel con los rayos del sol. Estas horas extras de exposición y mejor ubicación al sol producto del movimiento del panel, se lleva a cabo gracias al aporte externo de energía. Teniendo en cuenta que la elección o no de un sistema de seguimiento solar dependerá de la

relación entre la mayor ganancia esperada de energía respecto a un sistema fijo, y el sobrecoste del mecanismo que representa dicho sistema, es que con esta Tesina se pretende conocer si el rendimiento energético neto de ellos, presenta una diferencia significativa que justifique la elección del panel móvil, sobre el fijo. Esta comparación se realizará en dos momentos del año, los meses de verano y los meses de invierno, ya que presentan las condiciones más favorables y más desfavorables, respectivamente, para el funcionamiento de los paneles.

A su vez, para conocer si realmente los sistemas solares se ven afectados por las diferentes condiciones que las estaciones de verano y de invierno presentan, se llevará a cabo una comparación del funcionamiento de cada uno de los paneles en las diferentes épocas del año, y así conocer si realmente la eficiencia de los mismos varía.

Para llevar a cabo el estudio se utilizaron dos paneles idénticos de 50 Watts de potencia, los cuales fueron ubicados en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza. Los mismos se encuentran conectados a una computadora que adquiere los datos de corriente, tensión y potencia producida por ambos sistemas y los almacena en planillas Excel para su posterior análisis.

1.2. PRESENTACION DEL TEMA

Una fuente de energía no es más que un depósito de ésta. En algunos casos es necesario transformarla para poder extraer la energía y en otros no. En función de la fase de transformación en la que se encuentren las fuentes de energía se clasifican en primarias, aquellas que se encuentran directamente en la naturaleza y no han sido sometidas a ningún proceso de transformación, como son el carbón, petróleo, gas natural, uranio (constituyen el 94% del consumo mundial de fuentes de energía primaria) y otras como el sol, viento, agua embalsada, madera. Las fuentes secundarias, se denominan también vectores energéticos, su misión es transportar y/o almacenar la energía, pero no se consumen directamente, entre ellas encontramos los derivados del petróleo (gasolinas, gasóleos, keroseno, butano, propano) y la energía eléctrica. A partir de ellas se extrae la energía en sus tres formas posibles: energía luminosa, mecánica y térmica (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

La generación de energía eléctrica puede producirse a partir de diferentes fuentes, que a su vez pueden clasificarse en no renovables y renovables, según si el intervalo de tiempo que signifique su regeneración es mayor, menor o igual al intervalo en el que se consume, transformándose en fuentes limitadas o ilimitadas para el hombre. Dentro del grupo de las no renovables y más utilizadas a nivel mundial encontramos el gas natural, el carbón mineral, nuclear y los combustibles líquidos, y dentro del grupo de los renovables encontramos a la eólica, solar, biomasa, entre otros (Balbina & Marcó, 2016).

En este trabajo nos centraremos en la energía renovable proveniente del sol, la cual es obtenida a través de la captación de los rayos solares por sistemas fotovoltaicos.

1.2.1 Recurso Solar

El sol es una fuente inagotable de energía debido a la magnitud de las reacciones nucleares que ocurren en su centro y corona. Debido a la gran masa con la que cuenta, se puede asegurar que

su tiempo de vida es de varios millones de años comparado con el tiempo de vida que lleva el hombre sobre el planeta tierra. Parte de esta energía emitida, llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética llamada comúnmente energía solar, la cual está formada básicamente por “luz” y “calor”. (Abella & Romero 2009).

El sol emite alrededor de 60.000 kilowatts de energía por m² (kW/m²), desde toda su superficie. De esa cantidad y antes de atravesar la atmósfera terrestre, al tope de la misma, sólo nos llega un valor de 1367±7 W/m². Esta cantidad se conoce como “constante solar” y se define como la energía proveniente del sol que por unidad de tiempo es recibida por unidad de área por una superficie perpendicular a la radiación. Luego de pasar por la atmósfera terrestre, en donde es parcialmente absorbida y redistribuida, alcanza la superficie de la Tierra con valores máximos que raramente superan 1.000 W/m² en días despejados (Duffie & Beckman, 2013).

Podemos decir que nuestro planeta recibe del sol una cantidad de energía anual de aproximadamente 1,6 millones de kWh, de los cuales sólo un 40% es aprovechable, una cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial. Este aprovechamiento está condicionado por la intensidad de radiación solar, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida, y las condiciones climatológicas de cada lugar. Es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable (Los Verdes, FEP - Foro de Ecología Política, 2014).

Antes de interactuar con la atmósfera, la radiación solar global está contenida en un solo haz de luz. Al atravesar la atmósfera e interactuar con las partículas de los distintos gases que la componen, la radiación solar se divide en tres tipos (Figura N°2):

- Radiación Directa: Es la radiación que llega a la superficie terrestre sin interactuar con la atmósfera. Tiene una dirección específica y es la que proyecta la sombra de un objeto.
- Radiación Difusa: Es la radiación que es dispersada por los componentes de la atmósfera y llega a la superficie terrestre en forma difusa, proveniente de toda la bóveda celeste.
- Radiación Reflejada (se la conoce como albedo): es la que recibe la superficie terrestre por reflexión de objetos cercanos (paredes, suelos, etc.).

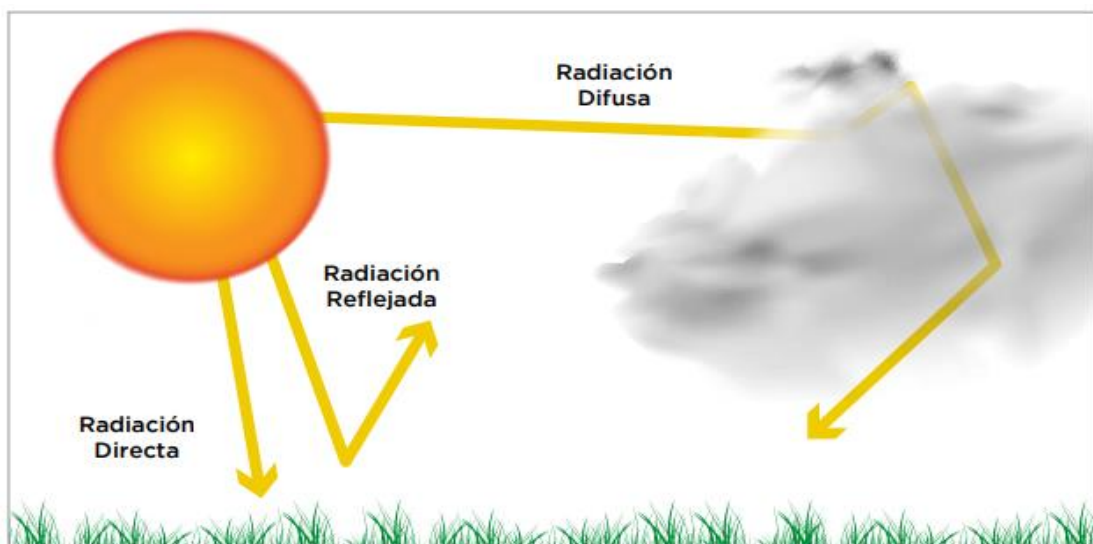


Figura N°2: Representación de los fenómenos de absorción y dispersión atmosférica (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Al centrarnos en el funcionamiento de un sistema fotovoltaico, además del aspecto físico (interacción de la radiación solar con la atmósfera), hay otro parámetro que afecta radicalmente a la incidencia de la misma sobre un sistema, ya que el sol no es el mismo en todas las épocas del año. Éste es el movimiento aparente del Sol a lo largo del día y a lo largo del año. Se dice "aparente" porque en realidad la Tierra es la que está girando y no el Sol. La Tierra tiene dos tipos de movimientos (Figura N°3): uno alrededor de su propio eje Norte-Sur, movimiento de rotación, que tiene una duración de 24 horas y da lugar al día y la noche; y el otro, movimiento de traslación alrededor del Sol siguiendo una trayectoria elíptica, cuyo periodo orbital es de 365,256 días y da lugar a las estaciones del año (equinoccios y solsticios). Es justamente la declinación del eje terrestre, el cual tiene un ángulo de $23,45^\circ$, la que permite que existan las estaciones. Si el eje de la tierra fuera vertical, el sol incidiría de la misma manera durante todo el año y no tendríamos estaciones (Guardado & Rivera 2012).

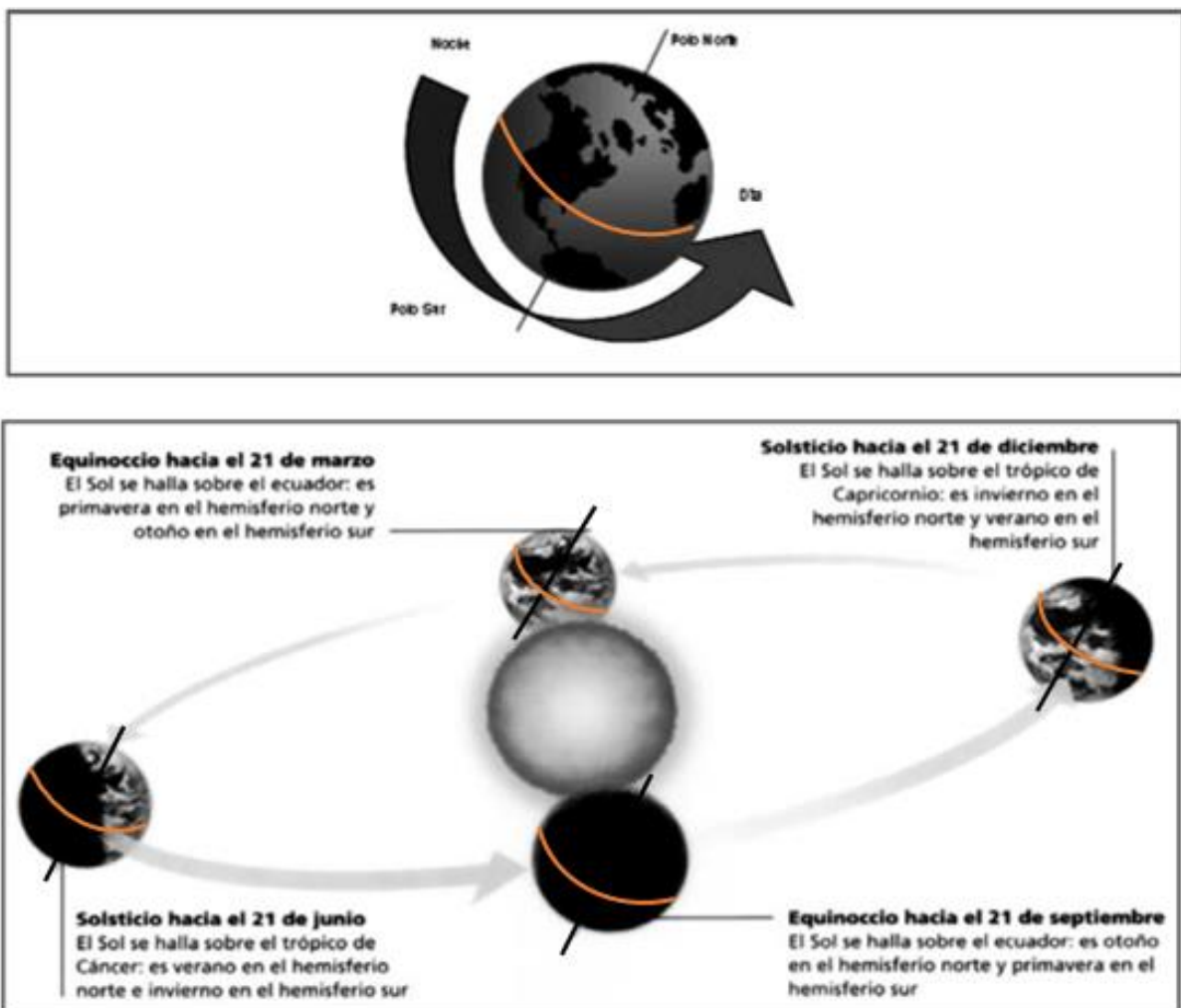


Figura N°3: Movimientos de la Tierra. Arriba: Movimientos de rotación. Abajo: Movimientos de traslación (Fuente: Facultad de Arquitectura Universidad ORT, 2009).

Como se explica en el Manual de introducción a la energía solar terminar SSERYER (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019), en los equinoccios, el sol incide de forma directa sobre el ecuador, marcando de esta manera el inicio de la primavera o el inicio del otoño. Por tanto, el espesor de atmósfera que debe atravesar el sol para llegar a la superficie terrestre es mínimo sobre el ecuador y máximo en los polos. En los solsticios, el sol incide de manera directa sobre uno de los trópicos. En el solsticio de invierno que se da aproximadamente el 21 de junio, el sol incide perpendicularmente sobre el trópico de cáncer y marca el inicio del verano en el hemisferio norte y del invierno en el hemisferio sur. El espesor de atmósfera que debe atravesar el sol es mínimo en el trópico de cáncer y máximo en los polos.

En el solsticio de verano para el hemisferio sur, que se da aproximadamente el 21 de diciembre, el sol incide perpendicularmente sobre el trópico de capricornio y marca el inicio del verano en el hemisferio sur y del invierno en el hemisferio norte. El espesor de atmósfera que debe atravesar el sol es mínimo en el trópico de capricornio.

Estos movimientos provocan que los rayos del Sol varíen sus trayectorias de este a oeste durante el día, desde su salida hasta el ocaso, así como también afectan el ángulo de inclinación con el que los rayos llegan a la tierra en las diferentes estaciones del año, ya que varía su ángulo de altura solar, siendo el verano el momento en el que los rayos tienen una mayor altura y en invierno un ángulo menor.

En cuanto a los aspectos geométricos, el posicionamiento correcto de los colectores solares en un punto de la superficie terrestre tiene como objetivo ofrecer, por un lado, mayor periodo diario de recepción de energía sobre la batería de colectores y por el otro, mayor captación de la radiación solar en determinadas épocas del año o en promedios anuales. Para que esto pueda realizarse de la manera más productiva para el panel, existen los llamados “ángulos solares” que se deben conocer y manejar, y se explican a continuación (Cabrera et al., 2009):

Ángulo de inclinación del colector (β): Es el ángulo formado por el plano del colector solar y el plano horizontal sobre el que se ubica (Figura N°4).

Con respecto a la inclinación, como regla general, si se pretende optimizar el uso de un sistema solar en una estación determinada del año, el ángulo formado entre el panel y la superficie horizontal debe ser igual al valor de la latitud sumándole o restándole 10° , para invierno o verano, respectivamente. Si la aplicación pretende maximizar la energía anual, un valor de inclinación igual a la latitud del lugar suele ser suficiente (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

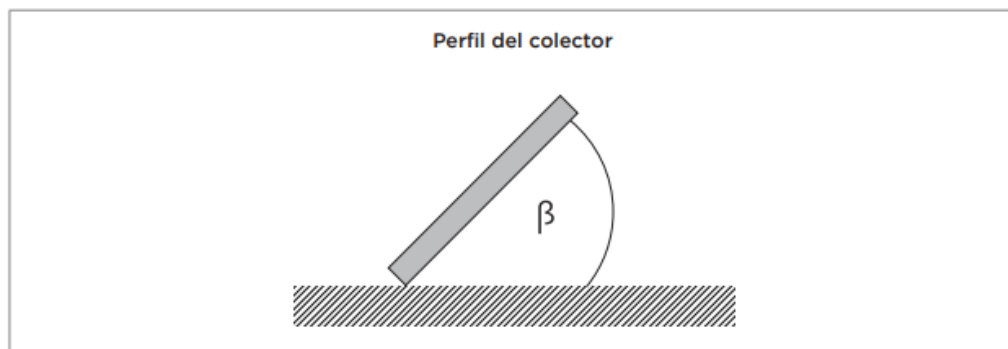


Figura N°4: Representación del ángulo de inclinación de un colector. Fuente: (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)

Ángulo azimutal de superficie (Orientación) γ : ángulo formado entre la dirección norte-sur y la proyección en el plano horizontal de la recta normal a la superficie del colector solar. Utilizando el vocabulario para energía solar los valores típicos son 0° para captadores orientados al norte, $+90^\circ$ para captadores orientados al este y -90° para colectores orientados al oeste. En el caso de una superficie libre de obstáculos se intentará siempre instalar el colector “mirando al norte geográfico”, en el caso de instalaciones llevadas a cabo en el hemisferio sur, es decir con un ángulo azimutal de 0° (Figura N°5).

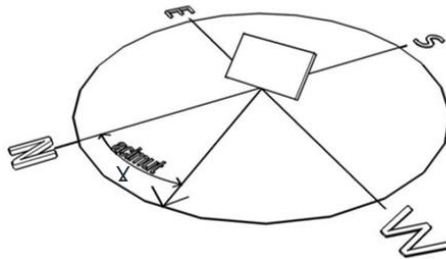


Figura N°5: Representación del ángulo de orientación de un captador (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F., 2009).

Ángulo de altitud solar (α_z): ángulo formado entre el plano del horizonte y la recta determinada por la dirección de la radiación solar directa. Su variación es de 0° a 90° (Figura N°6), siendo de 0° a la salida del sol y 90° cuando el sol está directamente encima, caso específico para el ecuador en los equinoccios de primavera y otoño. En cuanto al cálculo de la altura solar para latitudes medias, la fórmula es la siguiente:

Altura solar = $90^\circ \pm 23,5^\circ - |\text{Latitud}^\circ|$, expresión aproximada ya que dicho ángulo es función de la hora del día o sea el azimut, latitud y día del año.

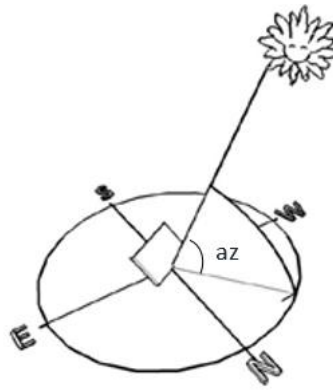


Figura N°6: Ángulo de altitud solar (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F., 2009).

Ángulo horario (ω): Corresponde al desplazamiento angular del sol con respecto al meridiano local, como resultado del movimiento de rotación de la Tierra, como se muestra en la Figura N°7. Este desplazamiento es de $15^\circ/h$, ya que la Tierra completa los 360° en 24 horas. Al mediodía

solar el ángulo horario es nulo, los ángulos positivos y negativos corresponden a los periodos de la mañana y la tarde respectivamente.



Figura N°7: Ángulo horario (Fuente: Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F, 2009).

Otro concepto importante es el de **insolación o irradiación**, éste corresponde al valor acumulado de la irradiancia en un tiempo dado. Si el tiempo se mide en horas (h), la insolación tendrá unidades de Watts-hora por metro cuadrado (Wh/m²). Generalmente se reporta este valor como una acumulación de energía que puede ser horaria, diaria, estacional o anual. La energía que produce el arreglo fotovoltaico es directamente proporcional a la insolación que recibe (Lacasa, 2012).

En paneles con orientación fija, se busca siempre instalar la unidad con un ángulo azimutal de 0°, de esta manera se podrá aprovechar mejor las horas de mejor irradiación, que corresponden a las horas del mediodía, como se observa en la Figura N°8.

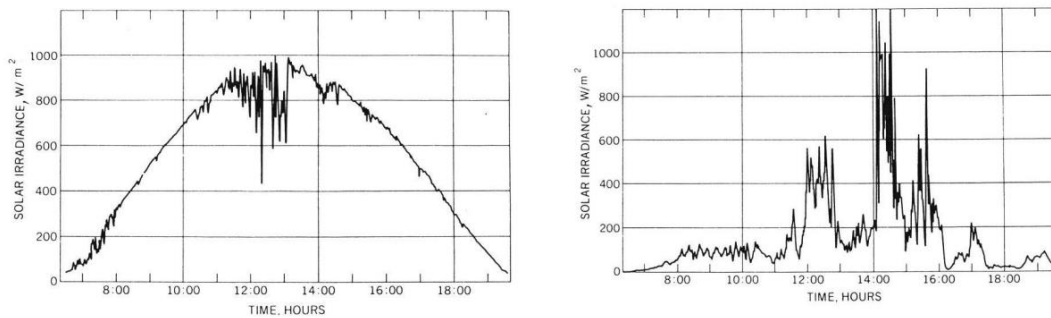


Figura N°8: Dos ejemplos de variación horaria real de la irradiancia solar global (directa+difusa) sobre un plano horizontal [W/m²] (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Por lo tanto, uno de los modos para maximizar la captación del sol a lo largo del año por medio de paneles solares fotovoltaicos, es otorgarles una inclinación adecuada, o también utilizar diferentes inclinaciones en las diferentes épocas o también, una tercera forma sería el uso de

reflectores que aumenten la irradiación sobre los paneles. El uso de una inclinación fija redundará en el aumento de la radiación solar en algunos meses del año y la disminución en otros. Usualmente los sistemas fotovoltaicos con inclinación y orientación fijas se instalan de manera que su generación óptima sea durante los meses de invierno, que es la estación más desfavorable, ya que como se mencionó anteriormente, en este momento, el sol tiene una altitud menor sobre la tierra.

1.2.2 Módulo solar fotovoltaico:

La energía solar fotovoltaica es la energía eléctrica producida por ciertos materiales al exponerlos a la luz solar, la cantidad de energía producida es proporcional al flujo luminoso que recibe. A la transformación de la energía luminosa directamente en energía eléctrica se le conoce como efecto fotovoltaico, fenómeno descubierto por el físico francés Edmund Becquerel en 1839, y sobre el cual está basado la tecnología fotovoltaica (Adán, 2007).

Un sistema solar fotovoltaico tiene como objeto producir electricidad directamente a partir de la radiación solar. Está basada en el efecto fotoeléctrico, empleando dispositivos denominados celdas fotovoltaicas, los cuales son materiales sensibles a la luz solar; de manera que cuando se expone a esta, se produce en la celda una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras. Los módulos fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí. En el módulo, mientras más radiación incide y menor sea su temperatura mayor es su producción. En su ubicación hay que procurar que no reciba sombras, ya que en estos casos su rendimiento disminuye considerablemente. (Gas Natural Fenosa & EOI Escuela de Negocios, 2008).

Según la Secretaría de Energía, en su libro Energías Renovables (2008, pág. 8) las principales ventajas de la tecnología fotovoltaica son: ahorrar el costo de instalación, evitar un costoso mantenimiento de líneas eléctricas en zonas de difícil acceso, eliminar los costos ecológicos y estéticos de la instalación de líneas en esas condiciones, en zonas que no tienen suministro de energía eléctrica, ayudando a evitar el despoblamiento progresivo de dichas zonas, ya que se trata de una energía descentralizada que puede ser captada y utilizada en todo el territorio. Una vez instalada la energía fotovoltaica tiene un costo energético nulo o muy bajo, mantenimiento y riesgo de avería despreciable. Se trata de un tipo de instalación fácilmente modulable, con lo que se puede aumentar o reducir la potencia instalada fácilmente según las necesidades. Es una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento, aunque el costo de instalación suele ser elevado, razón por la cual, los gobiernos deben impartir incentivos económicos. Uno de ellos es la Ley 24797 de generación distribuida, citada anteriormente en este trabajo.

Respecto a los tipos de instalaciones de paneles fotovoltaicos, existen dos tipos: conectadas a la red eléctrica (SFCR), como se puede deducir por su nombre, inyectan directamente a la red la electricidad generada y ésta es comprada por las compañías de distribución eléctrica. Por otra parte, están los sistemas fotovoltaicos autónomos (SFA), que, al contrario de los anteriores, no necesitan de una conexión con una red eléctrica, y su funcionamiento es independiente o autónomo de dicha red, proporcionan electricidad en lugares alejados o para autoconsumo en pequeñas instalaciones o viviendas. Estos sistemas tienen la necesidad de usar baterías para almacenar la energía captada por el panel solar y disponer así de energía de forma continua (Aguilera & Hontoria 2008).

La energía solar fotovoltaica distribuida, además, no requiere ocupación de espacio adicional, pues se puede instalar en tejados o integrar en edificios. En referencia a los aspectos económicos

y sociales, la energía solar fotovoltaica permite reducir la tasa de dependencia exterior de los países para el abastecimiento de combustibles y aumentar así la seguridad en el suministro (Puig & Jofra, 2007).

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada o no a la red) y de las características de la instalación (Figura N°9).

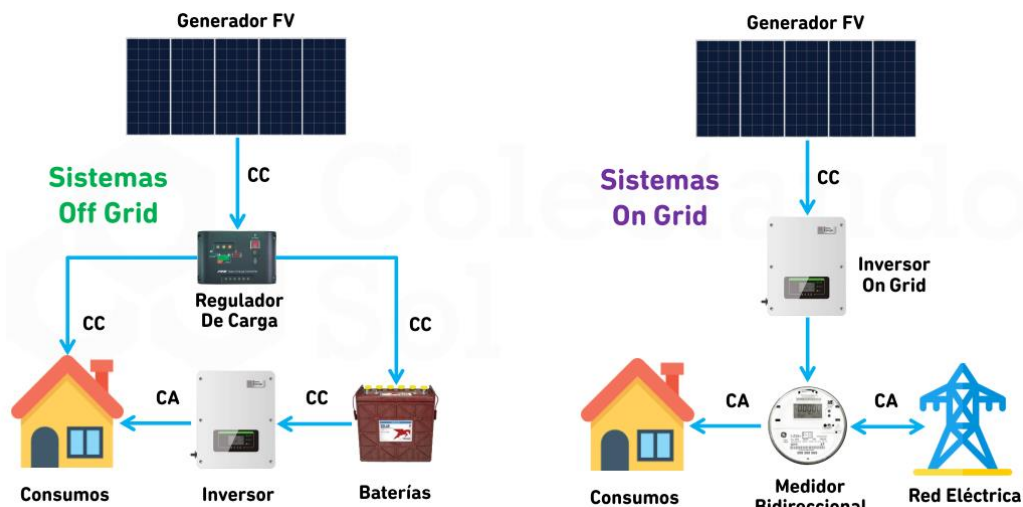


Figura N°9: Componentes de sistemas solares fotovoltaicos del tipo Off Grid (izquierda) y On Grid (derecha). (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Una instalación fotovoltaica aislada está formada por los equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica. Estos componentes se describen a continuación:

Celdas fotovoltaicas:

El ingeniero Héctor L. Gasquet (2004), utiliza el concepto de celda fotovoltaica y su funcionamiento. La palabra fotovoltaico (FV) está formada por la combinación de dos palabras de origen griego: foto, que significa luz, y voltaico que significa eléctrico. El nombre resume la acción de estas células, transformar, directamente, la energía luminosa en energía eléctrica.

El fenómeno fotovoltaico se da a nivel atómico al incidir un fotón en el enlace entre dos átomos y romperlo, para que se logre esta ruptura en el enlace con poca energía, es necesario que el átomo sea inestable, esto es, que tenga incompleta su banda de valencia y el número de electrones ahí contenidos sea diferente de ocho. Los materiales que presentan esta característica en sus átomos son los semiconductores. El silicio es el material más usado en la fabricación de células solares. En su forma cristalina pura, es un semiconductor, con muy pocas cargas libres dentro de él. Su resistividad es muy elevada destacando que tiene 4 electrones en su última capa atómica, por lo que se le añaden usando un proceso llamado de difusión, muy pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los que permiten decrecer el valor inicial de la resistividad, creando, al mismo tiempo, zonas con diferentes tipos de carga.

De acuerdo a la impureza introducida en el material, se obtienen materiales semiconductores tipo N con un mayor número de electrones libres, y materiales tipo P con un mayor número de cargas positivas o huecos. Si se coloca un material tipo N junto a un material tipo P, la zona de contacto tiende a equilibrarse moviéndose los electrones libres del material tipo N a los huecos del material tipo P, por este movimiento de electrones el material tipo N se hace positivo y el

material tipo P negativo existiendo una diferencia de potencial separada por la zona de juntura N-P.

Las cargas mayoritarias en una zona se desplazan hacia la zona de baja densidad opuesta. El desplazamiento de las cargas negativas y positivas deja a la zona de la juntura totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentraciones de carga minoritarias (cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N). La acumulación de estas cargas a ambos lados de la juntura crea una diferencia de voltaje que impide la continuación del desplazamiento. Cuando la corriente de desplazamiento se anula, se dice entonces que la juntura N-P ha alcanzado el estado de equilibrio, el que es ilustrado en la Figura N°10.

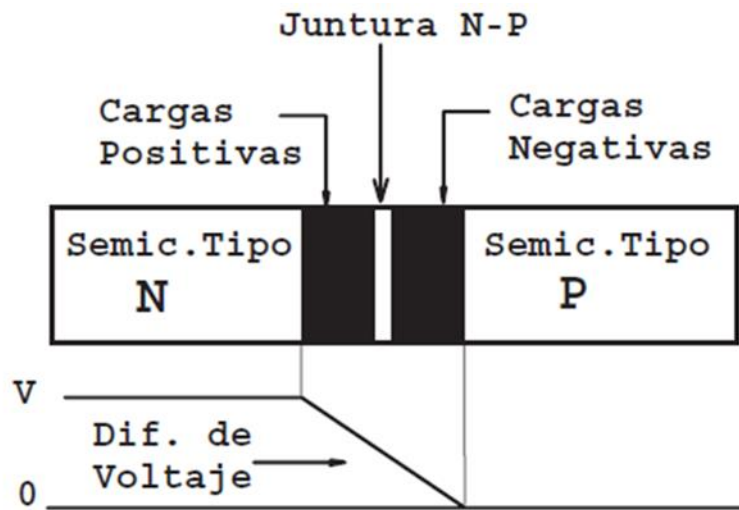


Figura N°10: Junta N-P en equilibrio. (Fuente: Héctor L. Gasquet, 2004).

La condición de equilibrio establecida en el material semiconductor por la juntura N-P se mantiene estable hasta el momento en que el material N es expuesto a la luz, la energía de los fotones, que coincide con el valor de la barrera de potencial, es absorbida por el material y destruye el enlace de los electrones de valencia con el átomo, se provoca entonces un movimiento caótico de electrones dentro del material. Si es conectada una carga externa al material, los electrones fluyen del material y circulan por este circuito externo liberando así la energía absorbida de los fotones. La Figura N°11 muestra este tipo de circuito. Sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar este desequilibrio.

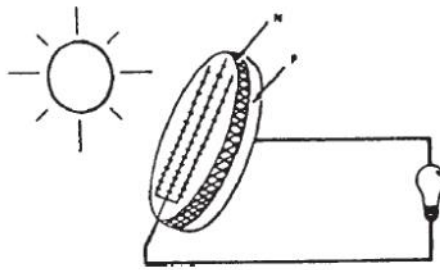


Figura N°11: Célula fotovoltaica con carga. (Fuente: Héctor L. Gasquet, 2004).

Módulos fotovoltaicos

Son un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas entre sí, que generan electricidad en corriente continua (Figura N°12). Para su mejor aprovechamiento se busca orientarlas (teniendo en cuenta la ubicación y latitud) con el fin de obtener un mayor rendimiento (Rocabado Moreno, 2020).

**A typical module has
36 cells in series**

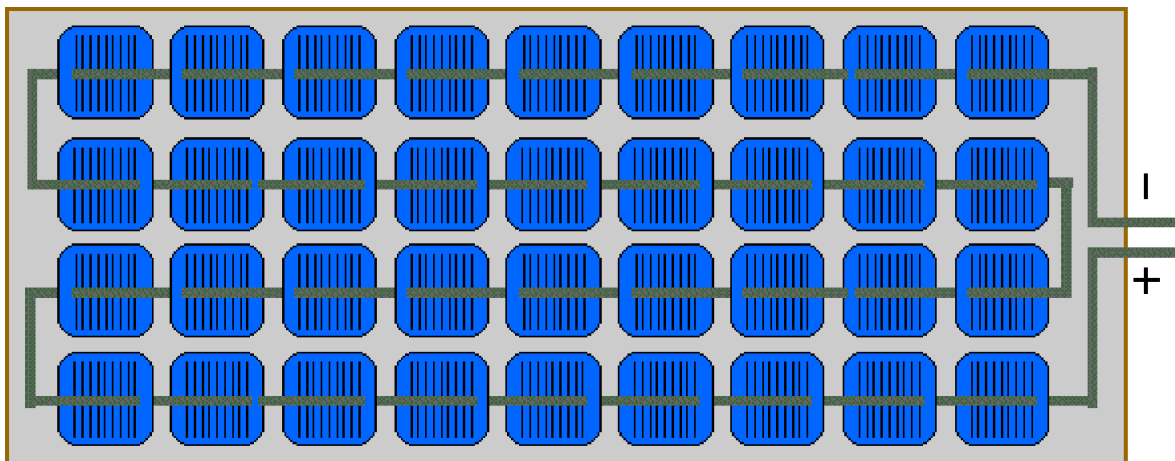


Figura N°12: Módulo fotovoltaico con 36 celdas en serie. (Fuente: Rocabado Moreno, 2020)

Los módulos solares están compuestos de diferentes capas, las cuales se pueden observar en la Figura N° 13.



Figura N°13: Detalle de la composición de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Ayllu Solar, 2018).

Se prefiere que estos componentes tengan características poco reflectivas respecto a la luz y con bajas pérdidas de transmisión de un lado a otro del material, esto principalmente en el vidrio frontal del panel. Debido a que se pretende que los paneles tengan una vida útil del orden de 25 años, son sellados en vacío con un encapsulante que funciona como una goma para fijar las celdas al vidrio de frente y a la hoja tedlar o vidrio de la capa posterior (Rocabado Moreno, 2020).

Existen muchos tipos de módulos fotovoltaicos, la variedad más encontrada en el mercado es la de paneles de silicio, silicio mono o poli cristalino y también amorfo. En la Figura N°14 se resumen las características de las principales tecnologías utilizados para la construcción de celdas (Rocabado Moreno, 2020):


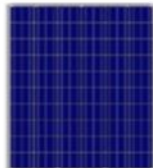

Tipo de panel		Rendimiento Laboratorio	Rendimiento directo	Características
	Monocristalino	24%	15 a 18%	Las celdas son de color azul oscuro homogéneo, se distingue la conexión de las celdas individuales entre si.
	Policristalino	19-20%	12 a 14%	La celda es de aspecto azulado, pero no es uniforme, se distinguen diferentes colores creados por los diferentes cristales.
	Amorfo	16%	<10%	Las celdas tienen un color homogéneo (gris oscuro). No existe conexión visible entre las celdas.

Figura N°14: Tecnologías de celdas fotovoltaicas. (Fuente: Rocabado Moreno, 2020)

Un regulador de carga es un circuito encargado de dirigir y controlar la cantidad de energía que fluye entre el cargador solar y la batería del dispositivo. Recibe una cantidad de tensión determinada y es capaz de entregar una cantidad menor y acondicionada para un equipo determinado, toda la tensión excedente suministrada por la fuente será absorbida por el regulador y disipada como calor. Además, controla constantemente el estado de carga de la batería y regula la intensidad de carga para evitar que se produzcan sobrecargas (Rocabado Moreno, 2020).

Baterías

Son el almacén de la energía eléctrica generada. En este tipo de aplicaciones normalmente se utilizan baterías estacionarias, las que tienen como característica de operación más importante al ciclado; durante un ciclo diario, la batería se carga durante el día y se descarga durante la noche; sobrepuesto al ciclado diario hay un ciclo estacional, que está asociado a períodos de reducida disponibilidad de radiación. (Secretaría de Energía, 2008).

Ondulador o Inversor

Transforma la corriente continua (de 12, 24 o 48 V) generada por los módulos fotovoltaicos y acumulada en las baterías a corriente alterna a 230 Vca ó 380 Vca, ambas tensiones a 50 Hz.

Se entiende por corriente continua a la corriente eléctrica que fluye de forma constante en una dirección, como la que fluye en una linterna o en cualquier otro aparato con baterías. Corriente alterna, es la corriente eléctrica, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos, en nuestro país 50 veces por segundo o 50 Hz. Es el caso de la corriente que fluye por las líneas eléctricas y la electricidad disponible normalmente en las casas procedente de las tomas de pared (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019.)

Con respecto a los elementos de los sistemas conectados a la red (on grid), los módulos fotovoltaicos son los mismos que se emplean en instalaciones aisladas (off grid), la diferencia fundamental es que es que el excedente de energía producida por el sistema fotovoltaico va directamente a la red, prescindiendo de los acumuladores (o baterías) y del regulador de carga y cuando hay deficiencia la toma de la misma. Respecto al tipo de ondulator empleado, normalmente se usan equipos que incluyen controladores de fase para adecuar la corriente alterna a la que circula por la red (Secretaría de Gobierno de Energía, 2008).

1.2.3. Caracterización eléctrica de los módulos fotovoltaicos

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica Tensión (V)-Intensidad (I), valores que representan la fuerza con la que se mueven los electrones del material conductor (en Voltios), y la cantidad de electrones en movimiento (en Amperes), respectivamente, que es necesario conocer para la utilización de dicho módulo y el diseño de generadores fotovoltaicos, viene determinado por una serie de parámetros, obtenidos a partir de la información característica suministrada por el fabricante, habitualmente bajo unas Condiciones Estándar de Medida (CEM), de uso universal. Estas condiciones son las siguientes (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019):

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. $G = 1000 \text{ W/m}^2$

Distribución espectral o masa de aire AM: 1.5 (La masa de aire cuantifica cuánto se atenúa la energía del sol a medida que pasa a través de la atmósfera y es absorbida por el aire y el polvo.

Para la condición AM 1.5, se considera que la altura del sol sobre el horizonte es de aproximadamente 41° . Cuando el sol está directamente vertical, la masa de aire es 1).

Temperatura de célula: 25°C (Para que se cumpla esta temperatura de célula, sería necesario una temperatura ambiental de $T_{\text{amb}} = -7,5^\circ\text{C}$, aproximadamente).

En las CEM, se miden los parámetros eléctricos que caracterizan el comportamiento de un módulo fotovoltaico, a través de la gráfica V-I (Figura N°15). A continuación, se citan las definiciones de dichos parámetros, expuestos en el Manual de generación distribuida solar fotovoltaica (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019):

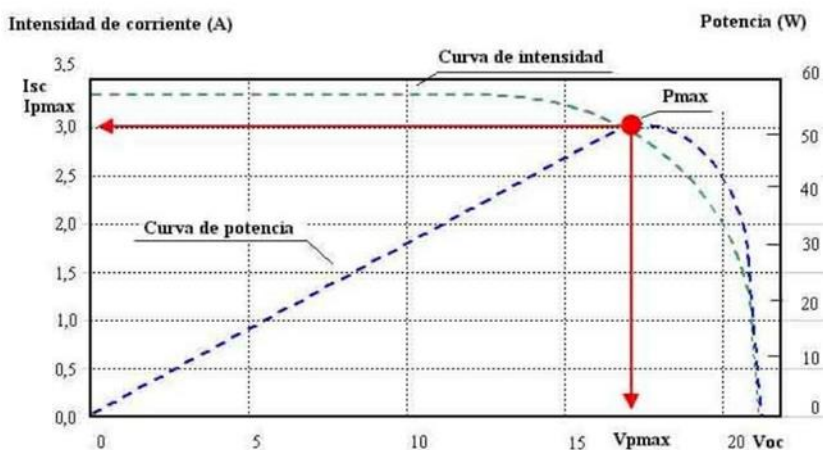


Figura N°15: Curva I-V de un módulo fotovoltaico. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

- **Isc:** Corriente de corto circuito (Del inglés, Short Circuit Intensity (Isc)). Indica la máxima corriente que se puede extraer del panel. Esta condición se puede obtener cortocircuitando los dos conectores del panel (tensión cero y máxima corriente).
- **Voc:** Tensión de circuito abierto (Del inglés, open Circuit Voltage (Voc)). Indica la máxima tensión que se puede obtener del panel. Esta condición se da midiendo la tensión del panel sin carga, es decir, con los conectores del panel sin conectar (corriente cero y máxima tensión).
- **Imp:** Corriente del punto de máxima potencia (Del inglés, Maximum Power Intensity). Indica la corriente que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **Vmp:** Tensión del punto de máxima potencia (Del inglés, Voltage of Maximum Power). Indica la tensión que entrega el panel en el punto de trabajo donde se obtiene la máxima potencia.
- **Pmax:** Valor obtenido en el producto de la intensidad y la tensión del módulo fotovoltaico para cada uno de sus valores definidos por la curva tensión-intensidad del módulo y, por tanto, es la mayor potencia que puede proporcionar el módulo. También se le llama potencia pico del panel. La unidad de potencia son Vatios o Watts (W).

No obstante, el comportamiento eléctrico de un módulo varía con las siguientes condiciones:

- Aumentos de la temperatura ambiente producirán disminuciones de la tensión a circuito abierto, y por tanto, disminuciones de la potencia, como se explica a continuación (Figura N°16).

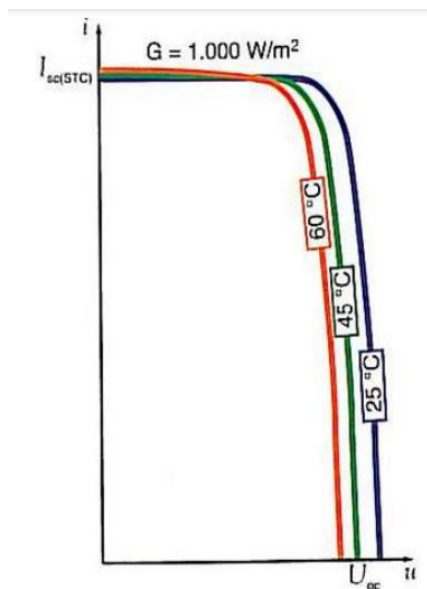


Figura N°16: Variación de la curva IV, según temperatura. (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Como se aprecia en la imagen, la tensión de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura, sin embargo, la intensidad aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante.

Para calcular cómo afecta la temperatura a una placa solar hay que tener claro que los datos del fabricante están medidos en Condiciones Estándar de Medida (CEM), como se dijo anteriormente, y que las mismas, rara vez se reproducen en la realidad, por lo tanto, para calcular las condiciones reales de operación de una placa solar debemos consultar la ficha de características técnicas del fabricante los siguientes parámetros (Rocabado Moreno, S. H, 2020):

TONC – Temperatura de operación de la célula. Es la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m², con distribución espectral AM 1,5, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento de 1 m/s. Este valor suele estar entre 43 y 47°C, cuanto menor sea mejor. Como valor de referencia podemos usar 45°C.

Coefficiente de temperatura de Potencia. Es la pérdida porcentual de potencia por cada grado por encima de los 25°C. Normalmente entre -0,43 y -0,47%/°C. Cuanto menor, mejor.

Coefficiente de temperatura de Voc. Es la pérdida porcentual de tensión de circuito abierto de la placa solar por cada grado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia 25°C y la temperatura de operación de las células. Normalmente entre -0,33 y -0,34%/°C. Cuanto menor, mejor.

Coefficiente de temperatura de Vmp. Es la pérdida porcentual de tensión de máxima potencia por cada grado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia 25°C y la temperatura de operación de las células. Normalmente entre -0,36 y -0,39%/°C. Cuanto menor, mejor.

La temperatura de trabajo de la célula está relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación y se puede obtener mediante la siguiente fórmula:

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{TONC - 20}{800}$$

T_c : temperatura de trabajo de la célula (°C)

T_a : temperatura ambiente (°C)

TONC: temperatura de operación nominal de la célula (°C)

G: irradiancia (W/m²)

La potencia del panel puede llegar a disminuir, aproximadamente, un 0,5% por cada grado por encima de 25°C que aumente la temperatura del módulo.

- Aumentos de la irradiancia solar producirán aumentos de la intensidad de cortocircuito y, por tanto, aumentos de la potencia (Figura N°17).

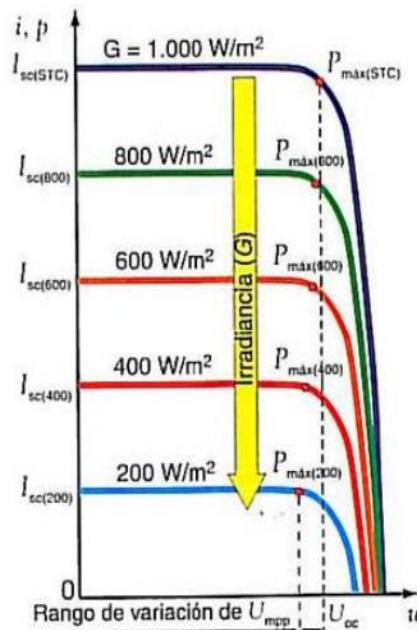


Figura N°17: Variación de la curva Intensidad-Voltaje, según irradiancia. (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Raramente se utiliza un único módulo fotovoltaico, por lo que existen interconexiones entre sí para lograr mayores potencias en los módulos. Dependiendo de la potencia de consumo requerida, los equipos admitirán una mayor o menor tensión y corriente de entrada. Para obtener los valores requeridos de tensión y corriente es necesario conectar en serie o paralelo los paneles fotovoltaicos. El conexionado en serie suma las tensiones y el conexionado en paralelo suma las corrientes. A modo de ejemplo, la Figura N°18 muestra los resultados de conexión de dos paneles fotovoltaicos de 220 Wp en serie o paralelo.

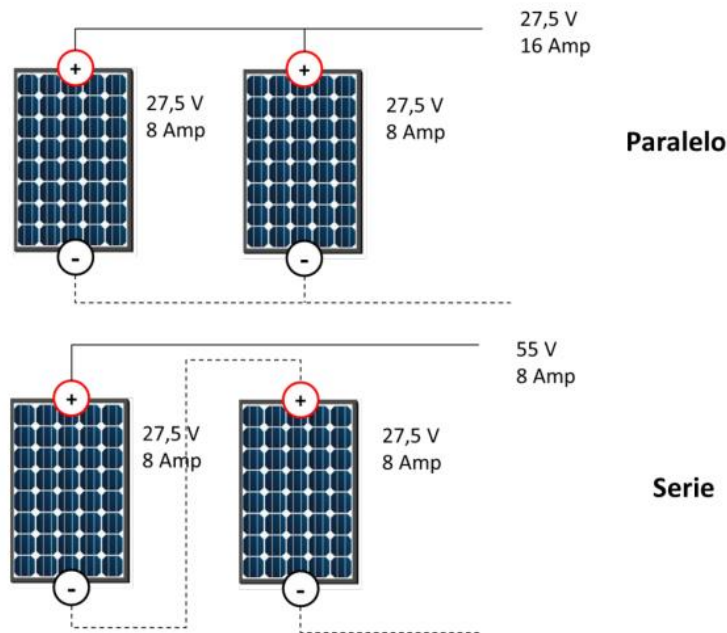


Figura N°18: Conexión en serie o paralelo de paneles, para obtener mayor tensión o mayor corriente.
(Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

1.2.4 Instalación y posicionamiento de los paneles solares.

Al realizar una instalación fotovoltaica en una vivienda urbana, el lugar seleccionado no es el más adecuado a los fines de la instalación, sino que más bien es el que está disponible, por lo que el dimensionamiento y uso de cualquier sistema solar requiere del conocimiento de la disponibilidad de radiación solar en dicha superficie. Esta condición puede imponer ciertas restricciones al uso del sol, y es necesario conocer la influencia de las mismas a modo de poder estimar en forma correcta la cantidad de radiación solar que arriba a una determinada superficie. A estos fines, existe un umbral de pérdidas por inclinación y sombras que debe ser considerado a la hora de definir el área de un sistema solar térmico.

Como ya mencionamos en apartados anteriores, hay dos variables que inciden directamente sobre la radiación solar que llega a un colector solar: la orientación y la inclinación. Es necesario conocer a priori cuánta radiación se pierde por las dos variables mencionadas. Es posible determinar tanto las pérdidas anuales como las pérdidas mensuales de energía por desviaciones de la orientación e inclinación óptima.

Las pérdidas anuales pueden estimarse a partir del disco de irradiación solar. Los discos de irradiación solar son una herramienta gráfica para cuantificar pérdidas por desviación de la condición óptima de orientación e inclinación de una superficie colectora (Figura N°19). En cada disco hay un punto gris que marca la orientación e inclinación óptima de una superficie colectora para el máximo aprovechamiento anual. Las líneas circulares representan la inclinación que varía entre 0° y 90° con una diferencia de 10°. Las líneas radiales representan la orientación o acimut que varía entre 0° y 360° con una diferencia de 15°. El disco contiene zonas con distinta escala de color que representa el porcentaje de pérdida anual por la orientación e inclinación elegida de la superficie colectora (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

MENDOZA

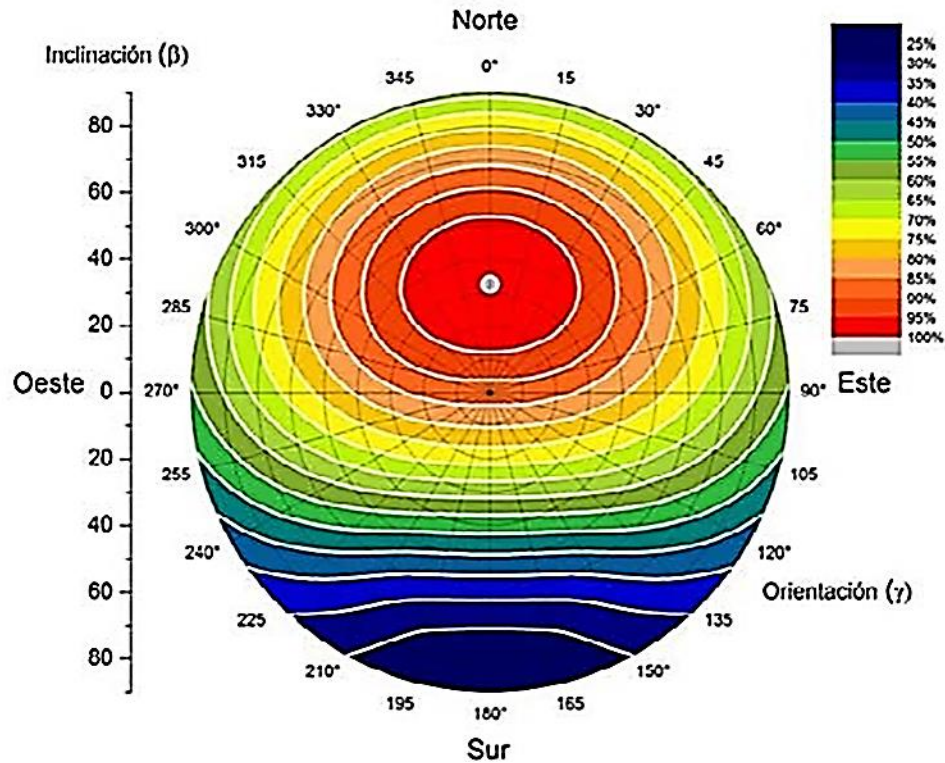


Figura N°19: Disco de irradiación solar de la Provincia de Mendoza. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

Conociendo la inclinación y orientación de un equipo térmico o fotovoltaico, el uso del disco solar permite cuantificar rápidamente el porcentaje de pérdida energética anual que tendrá la superficie de interés.

Para realizar cálculos mensuales y poder estimar la fracción de la demanda de energía que cubre una determinada área de colectores, es necesario conocer los datos de irradiación solar media mensual para la orientación e inclinación del colector. El dato de partida es la irradiación en el plano horizontal, para este punto, para ello se dispone de las cartas de radiación solar de la República Argentina (Grossi Gallegos, H., y Righini, R. (2007)).

En la "Guía del recurso solar" (Secretaría de Gobierno de Energía. (2019)), se muestran tablas con los valores de los coeficientes por los cuales es necesario multiplicar a los valores de irradiación media mensual en el plano horizontal para obtener la irradiación en el plano inclinado en cuestión, en cualquier provincia del país.

El otro factor que incide sobre la energía solar que llega a un colector y se debe tener en cuenta a la hora de la instalación son las sombras. Básicamente es posible diferenciar dos tipos de sombras. Las sombras proyectadas por las construcciones cercanas al lugar de instalación y las sombras que proyecta una fila de equipos compactos o colectores sobre otra fila inmediatamente detrás de ella. Es necesario conocer ambas a la hora de iniciar un proyecto de sistemas fotovoltaicos.

Las sombras por instalación o “Inter Shading” o “Sombreado interno”, que es el sombreado de módulos adyacentes, entre paneles, puede reducir significativamente la recolección de energía, ya que afecta el normal funcionamiento de las celdas fotovoltaicas, por lo que debe minimizarse. Para esto, existen cálculos y tablas para conocer, por ejemplo, la distancia mínima (Figura N°20) que debe existir entre módulos, para reducir este efecto (Tabla Anexo B).

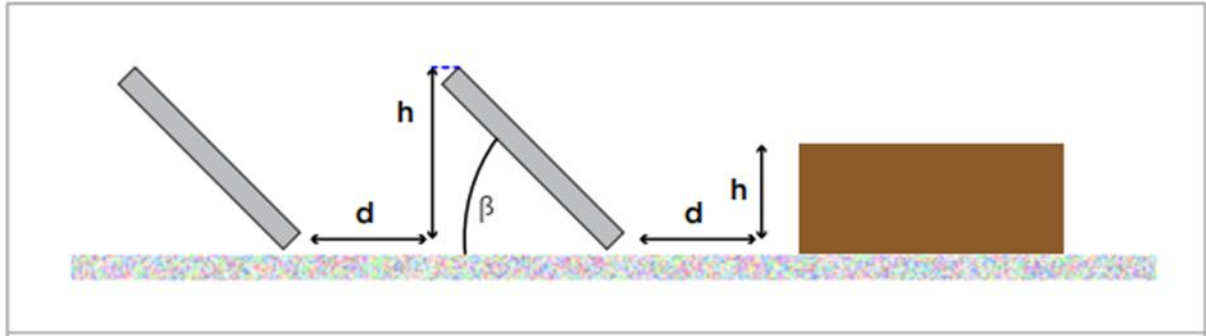


Figura N°20: Dimensiones asociadas al cálculo de sombras entre filas. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)

En nuestro trabajo, no es un factor a tener en cuenta, ya que sólo contamos con una unidad de panel fijo y una unidad de panel con seguidor solar. Estos cálculos son importantes en el caso de los parques solares o en instalaciones de mayor magnitud, donde el número de módulos es mayor y se intenta ocupar de manera eficiente el espacio que ocupan los mismos.

Por otro lado, los edificios o construcciones cercanas pueden generar sombras sobre el sistema solar, también llamadas “Far Shading” o “Sombreado externo”. Para conocer con precisión si eso ocurre es necesario graficar los obstáculos o construcciones cercanas sobre un ábaco de asoleamiento, metodología que es explicada en el Manual de introducción a la energía solar térmica SSERYER (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019, pág. 53). Un ábaco es un diagrama en el que se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año. Dicho diagrama se encuentra dividido en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por mes. Dado que hay dos equinoccios, un solsticio de invierno y uno de verano, las curvas no siguen el orden temporal, sino que están definidas por la trayectoria aparente del sol en cada mes. Cada banda corresponde a una letra y cada hora solar tiene un número de referencia, es decir, cada celda que puede identificarse por una letra y un número (Figura N°21).

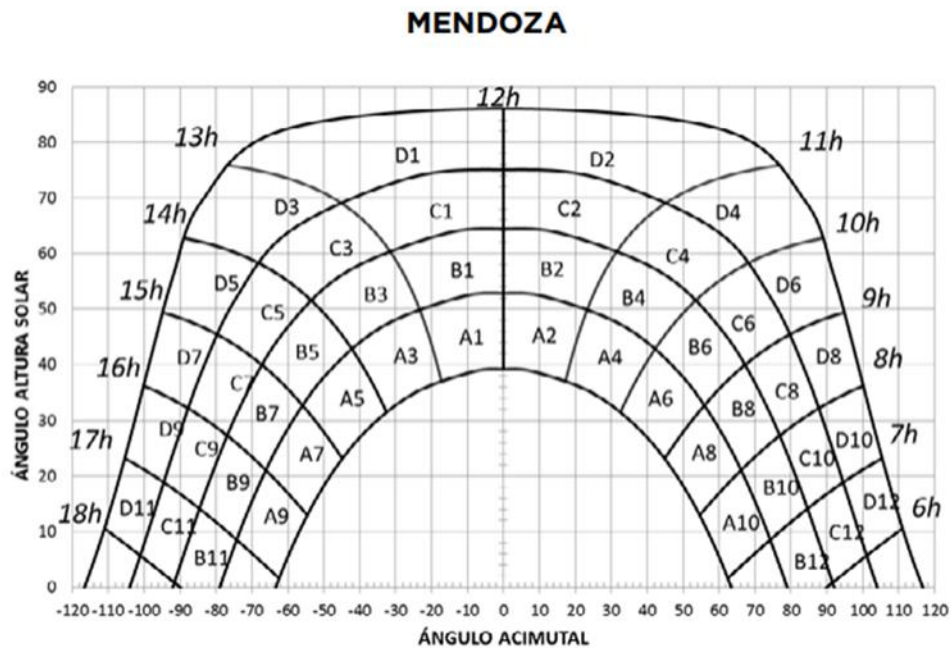


Figura N°21: Ábaco de asolamiento para la provincia de Mendoza, Argentina. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

Cada una de las porciones de la Figura N°21 representan el recorrido del sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquélla que resulte interceptada por el obstáculo.

Deberá escogerse como referencia para el cálculo, la tabla más adecuada de entre las que se incluyen en la Guía del Recurso Solar. En estas tablas se exponen los porcentajes de pérdida que representan cada uno de los casilleros del ábaco, según provincia y según orientación e inclinación del plano del colector, por lo que es necesario prestar atención a la selección de la tabla adecuada.

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25; 0,50; 0,75 ó 1. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la mencionada superficie, de no existir sombra alguna. El método puede ser realizado en forma manual, o bien es posible utilizar algún software que lo realice en forma automática.

En la Guía del Recurso Solar (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019) se pueden encontrar todos los ábacos de asolamiento para cada una de las provincias de la república argentina, así como las tablas específicas para cada provincia, orientación e inclinación.

1.2.5 Seguidor solar

A lo largo del día y bajo condiciones atmosféricas iguales, la irradiancia recibida en un captador varía a cada instante, presentando valores mínimos en el amanecer y atardecer, y adquiriendo valores máximos al mediodía. Lo anterior se explica debido al movimiento de rotación de la tierra (movimiento sobre su propio eje), que hace que la distancia que recorre la luz solar hacia el captador, dentro de la masa de aire, sea mínima al medio día solar (rayos de luz cayendo perpendicularmente sobre la superficie del panel) con respecto a otras horas del día (Arrieta Morelo & Puello Bravo, 2015).

Para lograr la optimización de la energía obtenida de una instalación fotovoltaica existen dos metodologías, la primera consiste en mejorar los componentes internos de un panel fotovoltaico de manera que su rendimiento aumente, y la segunda consiste en aumentar la cantidad de radiación solar recibida por el panel. Dicho aumento en la captación y por ende en la energía suministrada por la instalación, puede llevarse a cabo con la implementación de un seguidor solar (dispositivo conformado básicamente por una parte fija y una móvil, cuya finalidad es el aumento de la recepción de radiación solar, para lo cual cuenta con una superficie de captación que debe permanecer perpendicular a los rayos del sol durante el día y dentro de su rango de movimiento), como se observa en la Figura N°22.

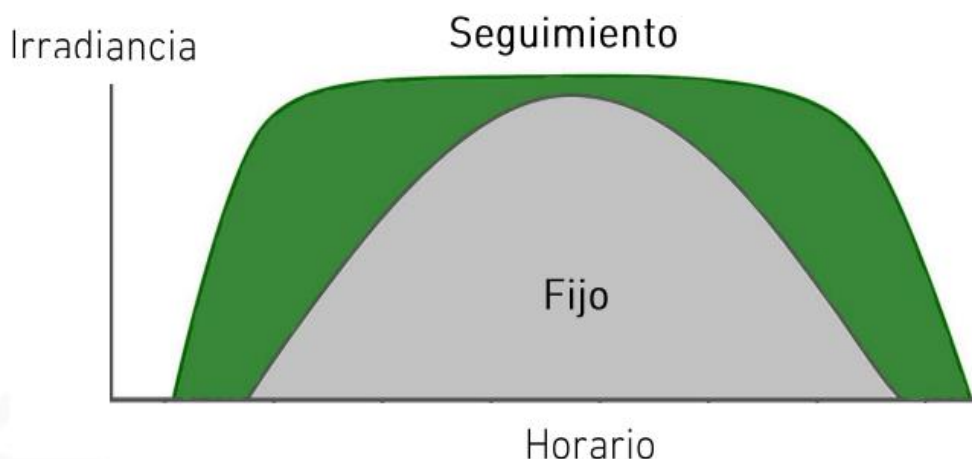


Figura N°22: Variación de la captación solar entre un panel solar con seguidor solar y un panel fijo. (Fuente: Colectando Sol, 2020).

Actualmente la mayoría de las instalaciones fotovoltaicas son estáticas, por lo cual una parte de la energía captada del sol que se convertiría en electricidad, es desperdiciada debido a pérdidas generadas por una mala orientación de los paneles. Por esta razón la implementación de mecanismos de seguidores solares en los paneles, si bien conllevan un aumento en el costo del sistema, también permiten optimizar y aumentar la energía generada por ellos. Conociendo el aumento de eficiencia del panel móvil, sobre el panel de orientación fija, se podrían reducir la cantidad de paneles a instalar para garantizar una potencia determinada, y así combatir el sobre valor de los mismos (Jalón Villón & Herrera Cruz, 2019).

Cuando las placas solares están expuestas a la luz solar, el ángulo con el que los rayos llegan a la superficie de la placa solar (conocido como “ángulo de incidencia”) determina que tan eficiente

será el modulo fotovoltaico convirtiendo la radiación solar en corriente. Cuanto más perpendicular sea el ángulo, más energía produce el panel. Los seguidores solares permiten al panel moverse de Este a Oeste, siguiendo la aparente trayectoria solar desde la salida hasta la puesta del sol, de esta manera orientan los paneles de forma tal que su superficie forme un ángulo de 90° con los rayos solares durante todo el día (Magaña Castañeda et al., 2010).

Podemos encontrar seguidores de diferentes tipos según el movimiento que producen (Figura N°23). Seguidor de un sólo eje, la rotación de la superficie de captación se hace sobre un eje, este puede ser horizontal, vertical u oblicuo, este tipo de seguimiento representa un mínimo grado de complejidad y su costo es menor en comparación con otros tipos de seguidores. También hay seguidores de dos ejes, los cuales cuentan con dos grados de libertad, uno sería en dirección norte-sur, de manera que si estamos en el hemisferio sur el ángulo de inclinación tendrá su valor máximo en el solsticio de verano (21 de diciembre), y su valor mínimo en el solsticio de invierno (21 de junio) y el otro eje sería perpendicular al primero, de manera que el panel irá girando a lo largo del día de oeste a este siguiendo la trayectoria solar. Aunque el rendimiento de la instalación puede ser superior en comparación con los de un solo eje, es importante mencionar que el de dos ejes resulta ser más costoso (Escobar Mejia, Holguín Londoño, & Osorio R, 2010).

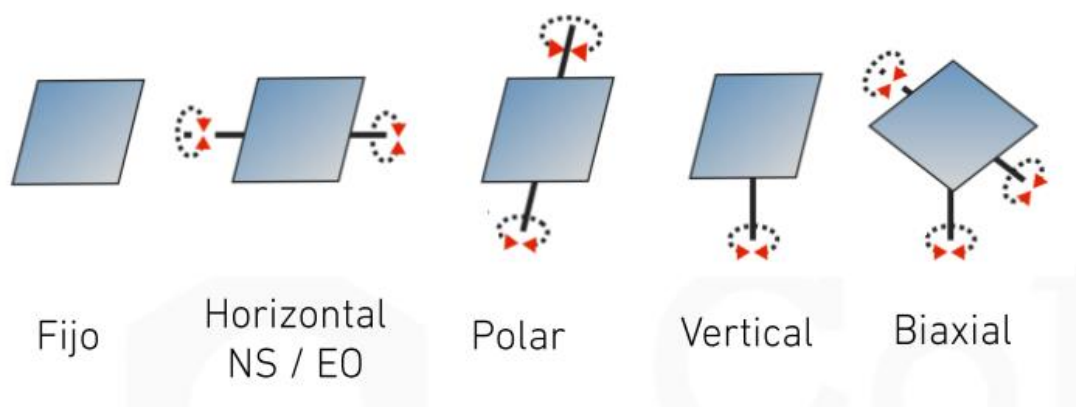


Figura N°23: Tipos de seguidores solares. (Fuente: Colectando Sol, 2020).

El mayor beneficio de los sistemas de seguimiento solar es que ofrecen un impulso en la producción de electricidad. Generalmente, una instalación de paneles solares con seguimiento en un eje cuenta con un aumento del rendimiento de entre el 20 y el 40% (Magaña Castañeda, Ramírez Ramírez, & Romero Argüelles, 2010, pág. 24).

Vale destacar que, para dotar a un panel de la capacidad de seguir la trayectoria solar, se necesita de un motor, en general eléctricos de distintos tipos, de corriente continua, paso a paso, entre otros, existen también hidráulicos, más apropiados para seguidores solares de gran tamaño u otros accionados por gravedad, que no necesita electricidad, pero el seguimiento del sol no es tan preciso. Pueden contar con control manual o automático, el control manual está más indicado para viviendas individuales que deseen abaratar costos y los automáticos, cuentan con microprocesadores que determinan la posición del sol basándose en sensores o en un programa de datos astronómicos sobre la posición del solar (Magaña Castañeda, Ramírez Ramírez, & Romero Argüelles, 2010). En nuestro caso se utilizó un Controlador Lógico Programable Industrial o PLC, con entradas y salidas discretas y analógicas, que se explicarán más adelante.

Como dato adicional, otra ventaja de los motores que permiten el movimiento del panel, es que, con un mismo motor se pueden mover más de un panel solar si se los ubica de manera correcta sobre un mismo eje, esto hace que la energía consumida por el mismo sea todavía más pequeña en relación a la energía obtenida por el conjunto de paneles. Esta metodología es muy utilizada en los parques solares, donde se tiene un elevado número de placas.

1.3. ANTECEDENTES

Un estudio de investigación realizado en la ciudad de Milagro, Ecuador (Jalón Villón & Herrera Cruz, 2019), en el cual se buscó diseñar e implementar un seguidor solar a dos ejes, utilizando un prototipo que está programado mediante un algoritmo y un microcontrolador. En el mismo se tomaron datos en un periodo de tiempo, “tiempo que perdura el sol en la ciudad de Milagro” (7am hasta 7pm) y se pudo constatar que la curva de potencia obtenida por el panel solar móvil, es mucho más estable en el transcurso del día, que la del panel fijo. A su vez, se logró aumentar la eficiencia de la captación de energía en términos de potencia en un 17% mensual gracias al sistema de seguimiento solar.

En el trabajo “Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico” (Escobar Mejía et al., 2010), los autores resolvieron que el aumento del rendimiento de la instalación con seguidor en comparación con la instalación estática es del 33.5%.

El estudio realizado por Madeira Oliveira (2008), en la ciudad de Porto Alegre, tuvo como objetivo principal comparar la producción de energía de un sistema de generación fotovoltaica instalado en una estructura fija, con otro sistema de generación mediante un seguidor solar con movimiento en el eje vertical (corrección de azimut). Para ello se desarrolló un seguidor solar azimutal de bajo coste y fácil instalación, siendo posible comprobar el incremento total de la producción de energía del conjunto fotovoltaico, así como los periodos de mayor eficiencia del conjunto móvil en relación al fijo, especialmente en épocas del año o en lugares con una gran radiación media diaria. La ganancia de energía con el uso del seguidor azimutal alcanzó el 24% en días de cielo parcialmente despejado, cuando hay un alto nivel de radiación directa.

El autor (Madeira Oliveira, 2008, pág. 16), también cita en su revisión bibliográfica una serie de estudios similares con sus respectivos resultados, los cuales son mencionados a continuación:

Poulek, et al., 1998. Los autores describen un seguidor solar en el que el eje impulsor es alimentado por un motor de corriente continua e impulsado directamente por una matriz de células fotovoltaicas (formando una célula con dos caras). Las células se instalan con un ángulo de inclinación de 20 ° con respecto a la línea normal al conjunto de paneles fotovoltaicos. De esta forma, el seguidor no necesita baterías ni un sistema de control electrónico. Este equipo puede funcionar como seguidor con un eje móvil horizontal norte-sur o polar (con ángulo de rotación o seguimiento hasta 120 °), simplemente realizando los ajustes y arreglos de instalación para cada caso. La ganancia máxima obtenida por el sistema es el 95% de la esperada para un seguidor ideal.

Karimov, et al., 2004. Trabajo que analiza el mejor ángulo de inclinación y orientación de un sistema fijo en Sanluirfa, Turquía. También se compara el rendimiento del sistema fijo, en relación a un sistema con seguidor solar de dos ejes, presentando este último una ganancia del 35% con

relación al primero, cuando está orientado al sur y con una inclinación de 14 ° (Sanliurfa), en un día concreto de junio.

Oliveira, 2007. Tesis de maestría, donde el autor presenta el proyecto de un seguidor solar (tipo polar), que no necesita baterías para que arranque el motor eléctrico. El motor y el circuito de control se alimentan directamente de los módulos fotovoltaicos del sistema. Utiliza un mecanismo a base de caja de cambios, contrapeso y un carrete que enrolla y desenrolla un cable de acero que mueve los paneles fotovoltaicos. Se utilizan dos sensores LDR (resistencia dependiente de la luz) y una pared entre ellos, de modo que se produzcan sombras sobre uno de ellos siempre que no estén alineados (frente al sol). El circuito de control activará el motor para colocar el conjunto fotovoltaico en la posición ideal. La ganancia lograda por el sistema con un solo seguidor, para un día con pocas nubes (Recife-Pernambuco), en relación a un sistema fijo fue del 31%.

Mavromatakis, et al., 2008. En este trabajo se presenta un nuevo seguidor de azimut, que mediante una mecánica sofisticada y con un sólo motor eléctrico, realiza el movimiento de corrección del azimut y la inclinación de la superficie de conversión. El ajuste de la inclinación está condicionado a un ajuste, que considera el solsticio de invierno y verano. No tiene la misma precisión que un sistema de dos ejes (con dos motores), pero obtiene una ganancia de hasta el 98% de un sistema de seguimiento solar ideal (dos ejes).

Vilela, et al., 2003. Estudio con dos sistemas de conversión fotovoltaica, uno con seguidor solar (ajuste este-oeste) y otro fijo. Fueron utilizados para bombear agua. El experimento comparó el aumento de rendimiento del conjunto con el seguidor en relación al fijo. Hubo un incremento del 19% y 24% de la irradiación captada por el sistema móvil en relación al sistema fijo. El incremento en la cantidad de agua bombeada por el sistema con monitoreo en relación a la fija fue del 37% y 41%, respectivamente, a las adiciones de radiación antes mencionadas.

Gonzales Gámez, et al., 2007. En este proyecto los autores diseñaron e implementaron un Sistema de Seguimiento Solar automatizado basado en el microcontrolador PIC 16E84. En la memoria del PIC instalaron un programa de aplicación que envía una secuencia de pulsos digitales a un motor de posicionamiento angular, el motor esta acoplado a un engranaje de un eje rotacional que permite el desplazamiento horario de un panel fotovoltaico. El desplazamiento angular de 1,2 grados permite orientarlo perpendicular de los rayos solares a cualquier hora del día. Para la evaluación del seguidor solar de un eje, se tomarán 72 pasos en un tiempo de 8 horas de ángulo acimutal. Los datos se almacenaron en archivos de hoja Excel, para luego ser comparados con datos de un panel fotovoltaico estático. Se obtuvieron valores de entre 15 y 20% más de Kwh generados por el panel móvil sobre el panel fotovoltaico estático.

Guardado Gutiérrez & Rivera Chávez, 2012, en su trabajo tuvieron como objetivo general, establecer comparaciones entre la energía producida por un sistema fotovoltaico fijo orientado hacia el Sur, a 14° de inclinación y ubicado en San Salvador; con un sistema de igual capacidad, pero con seguimiento solar. Esta instalación cuenta con 2 paneles fotovoltaicos policristalinos de 200W cada uno; de los cuales uno ha sido utilizado para proporcionar el seguimiento solar.

Para ellos fue notorio que para días nublados el incremento en la insolación solar utilizando el seguidor era menor que en días soleados, ya que el mayor incremento percibido fue del 32% para el día 7 de abril (igualmente el 31 de marzo), que fue un día soleado, mientras que el menor incremento (bajo operación normal) fue el día 3 de abril, del 9%; fue un día muy nublado. A su vez en el mes de abril, también percibieron un incremento en la irradiación diaria promedio del 20.9% en el panel móvil en relación con el panel fijo, esto es porque un seguidor procura obtener

la mayor cantidad de energía solar directa. En los días nublados, esta componente de la luz solar es significativamente menor, y la luz obtenida por los paneles proviene de toda la bóveda celeste, es decir, es difusa.

Guardado y Rivera también plasman en su trabajo la posibilidad de que los valores de insolación solar sean diferentes en otras épocas del año y que la diferencia entre la captación entre ambos sistemas sea mayor o menor. Cuando el sol está muy al Sur o muy al Norte, como en el caso de los solsticios la diferencia entre la recepción solar debe ser mayor, mientras que, en el caso de los equinoccios, la diferencia debe ser la mínima, sumándose al interrogatorio en el que nos basamos para llevar a cabo nuestro trabajo.

Arrieta Morelo & Puello Bravo (2015) diseñaron y construyeron un dispositivo de seguimiento solar ajustado a las condiciones climatológicas del departamento de Córdoba, Colombia para maximizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos de un sistema de bombeo de agua. Del análisis de los datos se observa que a lo largo del día la bomba conectada al panel con seguidor solar mantiene un mayor caudal, incluso cuando la radiación en ese instante es menor que la medida con la conexión al panel fijo. Se obtuvo que el aumento del rendimiento de la instalación con seguidor en comparación con la instalación estática que fue aproximadamente del 40%, este valor puede aumentar o disminuir por las condiciones de nubosidad que se presentaron entre medidas.

José Beltrán Adán (2007), para su tesis de Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecatrónica del Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET), Cuernavaca, México, desarrolló un prototipo fotovoltaico con seguimiento del Sol para procesos electroquímicos, su desarrollo se basó en la aplicación específica y se le añadió un seguidor solar para mejorar su eficiencia. Finalmente se realizaron pruebas de funcionamiento del sistema con lo que se obtuvo en promedio un rendimiento del 36% bajo distintas condiciones y época del año.

Enrique Lacasa Ferrer, en el programa Ingeniería Técnica Industrial Mecánica de Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad de Zaragoza en el año 2012, realizó un proyecto que consistía en diseñar y fabricar un seguidor solar de un eje con movimiento controlado mediante un mecanismo con engranajes, para cambiar su orientación a medida que la posición del sol varía a lo largo del día. Este seguidor se diseñó para ser resistente a las condiciones meteorológicas, con un bajo costo de mantenimiento. En este proyecto se analizó la viabilidad técnica y económica de la fabricación en serie de este tipo de seguidores buscando comercializar un producto con una elevada función práctica, ya que mejora el aprovechamiento energético de placas fotovoltaicas hasta en un 30% a la vez que obtiene un beneficio industrial.

A continuación, se elaboró un cuadro resumen de los antecedentes, para mejor comparación y análisis de los datos.

AUTORES	LATITUD (Aprox)	TIPO DE SEGUIDOR	RENDIMIENTO OBTENIDO	FORMA DE MEDIDA
Jalón Villón & Herrera Cruz,	2° S	Dos ejes	17%	Energía obtenida
Escobar Mejía, Holguín Londoño & Osorio R	5°N	Un eje	33,50%	Energía obtenida
Madeira Oliveira	30°S	Un eje	24%	Energía obtenida
Karimov		Dos ejes	35%	Energía obtenida
Oliveira	8° S	Un eje	31%.	Energía obtenida
Vilela	8°S	Un eje	19%-24%	Bombeo de agua
Guardado Gutiérrez & Rivera Chávez	14° N	Un eje	20.9%	Energía obtenida
Arrieta Morelo & Puello Bravo	9°N	Un eje	40%	Bombeo de agua
Adán	19°N	Un eje	36%	Energía obtenida
Lacasa Ferrer	41°N	Un eje	30%	Energía obtenida
Gonzales Gámez, Cohaila Barrios & Paredes Choque,	17°S	Un eje	15%-20%	Energía obtenida

Teniendo en cuenta todos estos estudios previos y antecedentes, se puede vislumbrar que los resultados del seguimiento varían según las diferentes condiciones climáticas de cada localidad y su conformación de porción directa y difusa, así como de la estación del año en la que se llevaron a cabo. Por lo cual, se plantea la siguiente investigación en el marco de la tesina de grado.

2. HIPOTESIS Y OBJETIVOS

2.1. Hipótesis:

- **Hipótesis 1:**

Existe diferencia significativa entre el rendimiento energético producido por el panel solar que sigue la trayectoria del sol, y el generado por el panel solar de orientación fija, ambos ubicados en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza.

- **Hipótesis 2:**

Existe diferencia de potencia generada por los paneles, ubicados en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza, entre los meses de verano del 2020-2021 y los meses de invierno del 2020.

2.2. Objetivos:

- Objetivo general 1:

Evaluar la generación de energía neta de un panel solar móvil, que sigue la trayectoria del sol este-oeste, en comparación con la generada por un panel con orientación fija

- Objetivo general 2:

Probar la influencia que tienen las condiciones en las estaciones de invierno y verano en la generación de potencia por parte de los paneles solares fijo y móvil.

- Objetivos específicos 1:

- . Calcular las pérdidas anuales de irradiación, según inclinación y orientación de los paneles solares y porcentaje de pérdida de energía, producto de las sombras externas que rodean a los paneles fotovoltaicos.

- . Obtener el valor de potencia diario generado por el panel solar móvil y por el panel solar fijo en los meses de verano y de invierno.

- . Comparar el rendimiento energético neto de los paneles solares móvil y fijo por día, en los meses de verano y de invierno.

- Objetivos específicos 2:

- . Probar la influencia que tienen las condiciones en las estaciones de invierno y verano en la generación de potencia por parte de los paneles solares fijo y móvil.

- . Analizar la diferencia de generación energética de los paneles en tres etapas diferentes de un día de verano y un día de invierno.

3. MATERIALES Y METODOS

El área de muestreo utilizada para llevar a cabo la comparación entre los paneles solares fijo y móvil, fue una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza cuyas coordenadas son, Latitud: -32.8908 Longitud: -68.8576 (Figura N°24)



Figura N°24: Imagen satelital indicando el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia en Google Earth).

Este trabajo busca focalizarse en la comparación del rendimiento energético de un panel solar fijo y uno que sigue la trayectoria del sol, en las estaciones de invierno y verano, ya que son las condiciones más desfavorables y favorables respectivamente para el funcionamiento de los paneles. Entendemos como rendimiento energético la relación entre la energía que suministramos a un sistema para su funcionamiento y la energía útil que el panel nos devuelve.

En este punto se debe aclarar que el panel solar fijo no tiene consumo de energía de ningún tipo, ya que el mismo está posicionado con una única orientación e inclinación durante todo el año, no así el panel solar móvil, el cual cuenta con un motor paso a paso, que le permite ir rotando durante el transcurso del día siguiendo la trayectoria del sol.

Este tipo de motor cuenta con un rotor en el que está inserto un imán permanente, el estator se compone de dos fases, cada una contiene dos bobinados en serie, pero con una disposición geométrica opuesta, como se puede apreciar en la Figura N°25. La excitación adecuada por medio de un driver ad-hoc, cada bobinado hace que el motor gire 1,8 ° grados por pulso; se recuerda que su eje mueve un reductor relación 1:10, por lo tanto el eje de éste último gira 0,18°

por pulso. Luego son necesarios 1000 pulsos para un movimiento de 180°, apropiado, por ejemplo, para los equinoccios, mayor para el solsticio de verano y menor para el de invierno, valores que se extraen de cartas disponibles en internet.

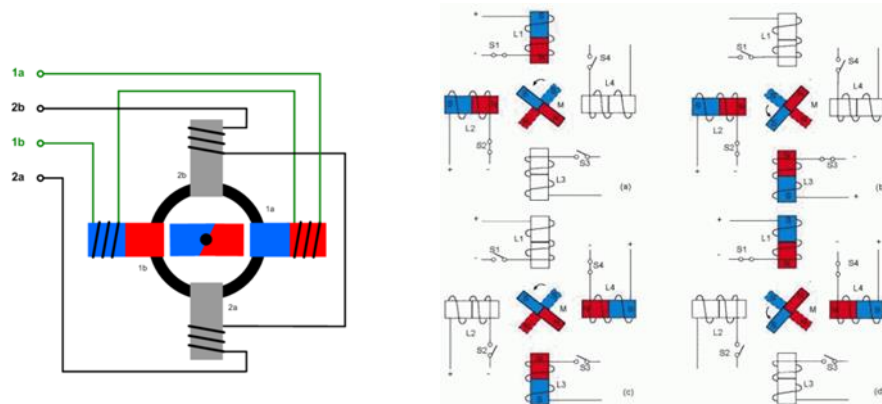


Figura N°25: Principio básico de un motor unipolar de cuatro fases.
(Fuente: <https://www.monografias.com/trabajos37/motores/motores>)

Tomando 1000 pulsos por día, se tiene que las fases consumen $2,1 \text{ A} \times 2 = 4,2 \text{ A}$ forzados por una fuente con una salida de 36 Voltios, su producto equivale 151,20 W, durante 10 milisegundos por pulso, luego la energía consumida es de 1,512 Joules por pulso, y 1512 J por los 1000 pulsos para cubrir 180°, estos son 0,00042 KWh por día en la dirección este – oeste, luego, está el retorno oeste – este, que se realiza automáticamente en 15 minutos, con la misma energía, por lo tanto la energía total consumida por el motor paso a paso es de 0,00082 KWh por día. A los efectos prácticos del trabajo y sosteniendo que el consumo del motor es despreciable, se considera nulo para el cálculo de las eficiencias de los paneles.

Se compararon los paneles fijo y móvil, entre ellos, en las estaciones de invierno y verano, y también se hará un análisis de cada uno, de manera individual, en dichas estaciones, con esto se busca determinar si los módulos varían su eficiencia al cambiar las condiciones ambientales estacionales.

3.1. EQUIPAMIENTO E INSTALACION

La realización de esta tesina forma parte de un proyecto más amplio, realizado por un grupo de ingenieros de la Facultad de Ingeniería-Universidad Nacional de Cuyo (Informe Anexo E), del cual se obtuvo la proyección y construcción de los paneles solares, así como el armado y puesta en marcha del PLC y sistema SCADA, con los cuales se adquirieron y almacenaron los datos. Para ello se instalaron dos paneles solares fotovoltaicos (PV) de 50 W cada uno, marca Solartec, modelo KS50T, policristalinos de alto rendimiento, con 144 celdas (8*18), colocados en soportes adecuados con igual inclinación norte-sur, 43° con respecto a la horizontal (inclinación considerada para una mayor eficiencia en la época de invierno), que permiten que uno permanezca fijo y el otro tenga un desplazamiento este-oeste (Figura N°26).



Figura N°26: Panel solar móvil (izquierda) y panel solar fijo (derecha) instalados en el techo de vivienda urbana. (Fuente: Elaboración propia).

Luego de la instalación se realizaron los cálculos de las pérdidas de energía por orientación e inclinación, y por sombra, en este último caso sólo se tuvieron en cuenta las sombras externas, ya que el sombreado interno no se presenta, por tratarse sólo de dos unidades de paneles. Hay que aclarar también que los cálculos se realizaron luego de la instalación de los paneles, porque, al tratarse de una vivienda urbana, no se disponía de otra superficie para dicha instalación.

Para calcular las pérdidas anuales por orientación, se observó en el disco de irradiancia solar para la provincia de Mendoza, el porcentaje de pérdida a considerar según la inclinación y orientación de los paneles. Presentando un ángulo azimutal del panel fijo igual a 0° y una inclinación de ambos paneles igual a 43° , se puede observar en la Figura N°27, señalado con una círculo negro, que cae dentro del área de eficiencia del 95% para la ciudad de Mendoza.

MENDOZA

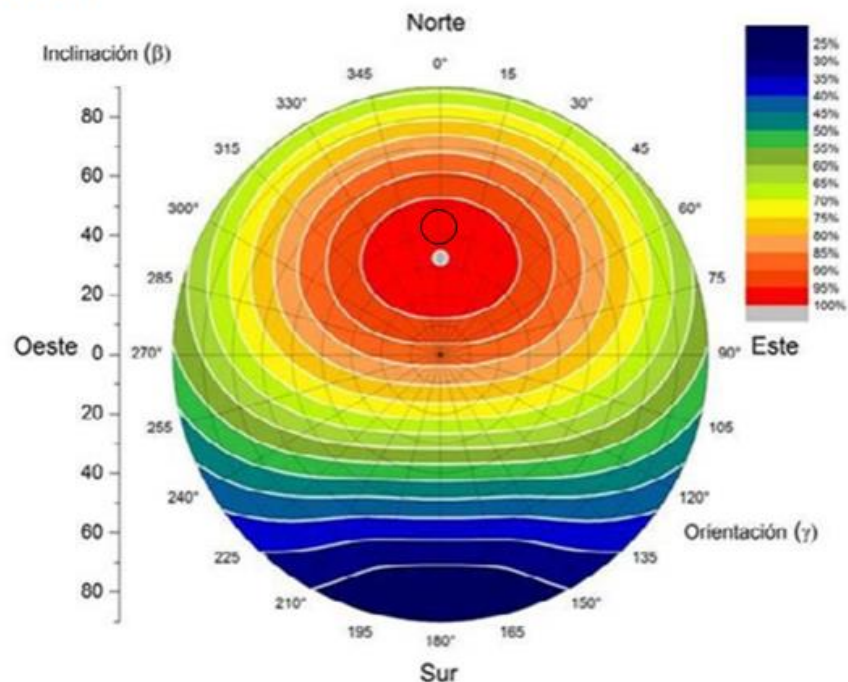


Figura N°27: Disco de irradiación solar de la Provincia de Mendoza, donde se indica la orientación e inclinación de los paneles solares. (Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

En cuanto a la estimación de la fracción de la demanda de energía que cubre una determinada área de colectores, se seleccionó el valor de irradiación solar media mensual en el plano horizontal de los mapas de irradiación solar de la República Argentina (Grossi Gallegos, H., & Righini, R. (2007), tanto para el mes de enero como para el mes de junio. Se obtuvieron valores de 7 kWh/m² y 2,5 kWh/m² respectivamente. Luego estos valores fueron multiplicados por el coeficiente correspondiente a nuestra inclinación y orientación específica (Tabla en Anexo C-1), obteniendo un valor de irradiación en el plano inclinado igual a 5,85 kWh/m² para el mes de enero, y 3,81 kWh/m² para el mes de junio.

Con estos cálculos podemos ver que, según los ángulos considerados, si bien en el mes de enero (verano) tenemos una pérdida de irradiación, este posicionamiento mejora la incidencia de los rayos en el mes de junio (invierno), siendo la época más desfavorable para los paneles. Este resultado coincide con el valor de inclinación que se les dio a los paneles, en el cual se priorizó un mejor posicionamiento en los meses de invierno.

Sombras:

Un punto importante a la hora de la instalación de los paneles solares es considerar todos aquellos obstáculos que pueden interferir entre los rayos del sol y los paneles, afectando su normal funcionamiento y reduciendo su eficiencia.

Para conocer si las instalaciones fotovoltaicas son afectadas por sombras en algún momento del día o en una estación determinada, se debió obtener el perfil de obstáculos. En nuestro caso el área de estudio presenta árboles de gran altura en el norte y parte del este. Localizamos dichos

obstáculos en términos de sus coordenadas polares, para ello utilizamos la herramienta Google Earth (Figura N°28), y luego por cálculos obtuvimos los ángulos de altura de cada uno (Anexo C-2).



Figura N°28: Imagen satelital donde se señalan las coordenadas polares de los obstáculos que presenta el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia con la herramienta Google Earth).

Con los valores de orientación e inclinación de cada uno de los obstáculos se procedió a realizar la representación del perfil en el ábaco de asolamiento de la provincia de Mendoza, como se muestra en la Figura N°29, y así poder determinar qué fracciones del ábaco son interceptadas por los árboles y en qué proporción.

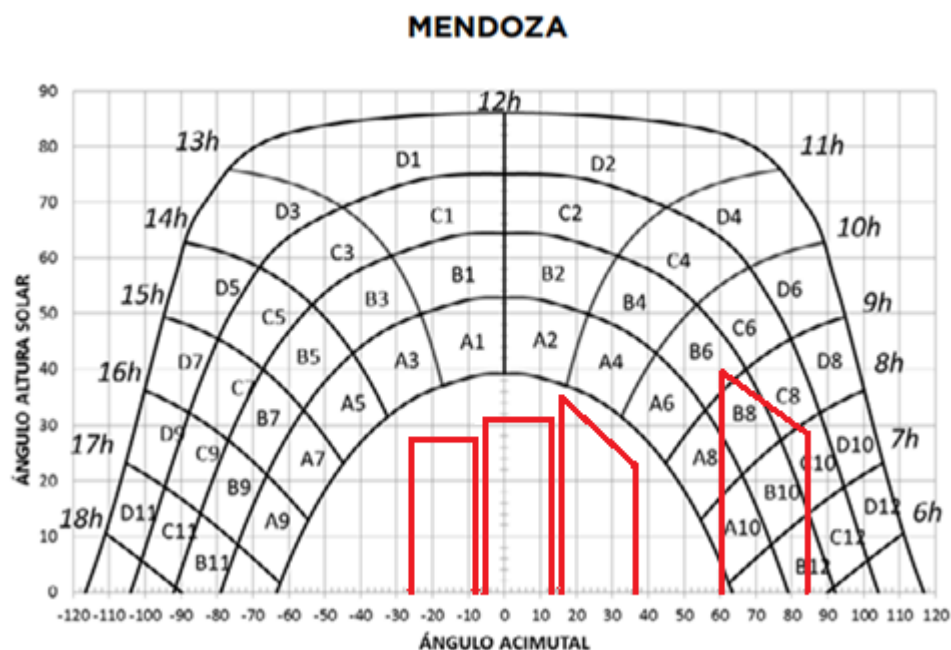


Figura N°29: Ábaco de asolamiento de la ciudad de Mendoza, donde se han representado los obstáculos existentes en el área de estudio. (Fuente: Elaboración propia en base a los ábacos de asolamiento de la Guía del Recurso Solar (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)).

Observando las tablas asociadas al ábaco de asolamiento de la Ciudad de Mendoza (Anexo C-2), se seleccionó la que corresponde a una inclinación igual a 45° y una orientación de 0° , siendo la más adecuada en función a nuestros valores de α y β (0° y 43° respectivamente). Luego se determinaron los porcentajes cubiertos de cada uno de los casilleros y dicho valor se multiplicó por el coeficiente de pérdida que representan, con ello obtuvimos que la sombra que producen los árboles que rodean a los paneles solares simbolizan una pérdida anual del 3,71% para las instalaciones solares (Tabla N°1).

Tabla N°1: Cálculo de los porcentajes de pérdida producidos por la presencia de obstáculos en el área de estudio, según técnica del ábaco de asolamiento.

Coordenada	Valor de la celda	Porcentaje cubierto	Pérdida que representa
A10	1,07%	90%	0,96%
A8	2,05%	25%	0,51%
B12	0,15%	60%	0,09%
B10	0,60%	100%	0,60%
B8	1,25%	90%	1,13%
B6	1,80%	2,50%	0,05%
C10	0,76%	40%	0,30%
C8	1,34%	5%	0,07%
Total			3,71%

Fuente: Elaboración propia en base a tablas de la Guía del Recurso Solar (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

Detallando un poco el análisis de las sombras que influyen en la recepción de los rayos solares por parte de los paneles, entendemos que los árboles ubicados en el norte de la instalación, afectan a ambos equipos de igual manera cuando el ángulo horario del sol es igual a 0° (mediodía solar), momento en el que los dos paneles miran hacia el norte. En cuanto al árbol ubicado al este de la instalación, el mismo tiene una influencia sobre el panel solar móvil, cuando éste se orienta con un ángulo de 90°, es decir, mirando al este (en el comienzo del día).

Una vez realizado el montaje y puesta en punto del proyecto, los datos obtenidos fueron monitoreados y almacenados a través de un software informático denominado SCADA P-CIM (o Interfase Hombre Máquina - HMI) de la compañía AFCON, que permite el acceso y descarga de los mismos en forma de archivos a una planilla de cálculo Excel. El uso de un SCADA, que reside en PC, tuvo varias ventajas, en vez de un tablero de comando y control basado en botonerías, indicadores luminosos e instrumentos que indiquen los valores de las variables de interés analógicas (tensiones, corrientes y potencias generadas, así como temperatura ambiente, en nuestro caso), se hizo desde una pantalla de operación generada por software (Figura N°30). La otra ventaja, de indudable valor, fue que las variables analógicas fueron almacenadas en forma histórica y pudieron acumularse durante meses. Al ser requeridas, el SCADA brinda esa información en formato his2.csv, que es fácilmente volcada a una planilla Excel de cálculo, donde esos datos se convierten en información (Figura N°31).

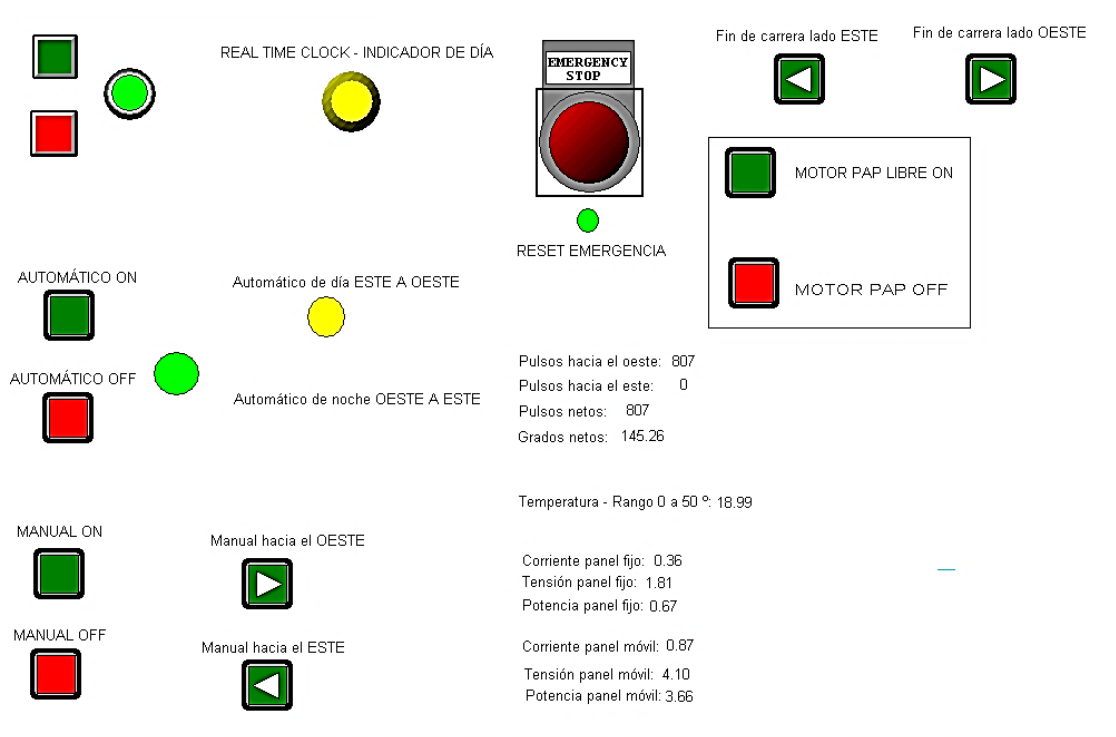


Figura N°30: Pantalla de configuración de sistema SCADA P-CIM. (Fuente: Elaboración propia).

Sample	emul_cc_fjo	emul_tension	emul_cc_mov	emul_tension	emul_temperatura
28/1/2019 00:00	0,01	0,14	0	0,13	23,01
28/1/2019 00:25	0,01	0,14	0	0,13	22,88
28/1/2019 00:50	0,01	0,14	0	0,13	22,47
28/1/2019 01:15	0,01	0,14	0	0,13	21,64
28/1/2019 01:40	0,01	0,14	0	0,13	21,23
28/1/2019 02:06	0,01	0,14	0	0,13	20,82
28/1/2019 02:31	0,01	0,14	0	0,13	20,41
28/1/2019 02:56	0,01	0,14	0	0,13	20
28/1/2019 03:21	0,01	0,14	0	0,13	20
28/1/2019 03:46	0,01	0,14	0	0,13	19,59
28/1/2019 04:12	0,01	0,14	0	0,13	19,18
28/1/2019 04:37	0,01	0,14	0	0,13	19,18
28/1/2019 05:02	0,01	0,14	0	0,13	18,77
28/1/2019 05:27	0,01	0,14	0	0,13	18,77
28/1/2019 05:52	0,01	0,14	0	0,13	18,36
28/1/2019 06:18	0,01	0,14	0	0,13	18,36
28/1/2019 06:43	0,01	0,14	0	0,13	17,95
28/1/2019 07:08	0,01	0,14	0	0,94	17,95
28/1/2019 07:33	0,01	0,95	0,4	4,19	18,77
28/1/2019 07:58	0,01	2,99	0,8	7,05	19,59
28/1/2019 08:24	0,41	5,05	0,8	9,1	20
28/1/2019 08:49	0,41	2,18	0,4	2,85	20
28/1/2019 09:14	0,81	8,69	1,62	12,83	20,41
28/1/2019 09:39	1,21	11,56	1,62	15,29	21,23
28/1/2019 10:04	1,62	13,6	2,02	16,11	21,64
28/1/2019 10:30	2,02	15,65	2,02	16,51	22,88
28/1/2019 10:55	2,02	16,46	2,02	16,92	24,52

Figura N°31: Datos exportados en Excel de los históricos del Trend. (Fuente: Elaboración propia).

Se destaca que el SCADA no controla al sistema de los paneles, sino que supervisa a quién lo efectúa, en este caso un Controlador Lógico Programable o PLC Twido DLMDA40DTK de Schneider (40 entradas/salidas lógicas) y un módulo de extensión TM2AMM6HT (4 entradas y 2 salidas analógicas) con un sistema con protocolo de comunicaciones Modbus que se vincula con el sistema SCADA P-CIM.

Se midió la temperatura ambiente (°C), con un termómetro instalado sobre los paneles, y las respectivas tensiones (V) y corrientes (A) generadas sobre cargas resistivas del mismo valor.

Para medir las corrientes se usaron dos transmisores RMCA61BD Isoled Analog Converter - 0.5 A, cuyas salidas en 4-20 mA entraban al PLC, en cuanto a las tensiones, divisores de tensión mediante entraban al mismo PLC en un rango de 0 a 10 Vcc. Tanto las corrientes como las tensiones se procesan con 12 bits de resolución.

Todas estas variables ingresan al PLC y al módulo de extensión vinculándose con el sistema SCADA para monitoreo y seguimiento de las variables (Figura N°32). La información obtenida permitió hacer una comparación en tiempo real e histórico, calculando las potencias (W) producidas por cada uno de los paneles.

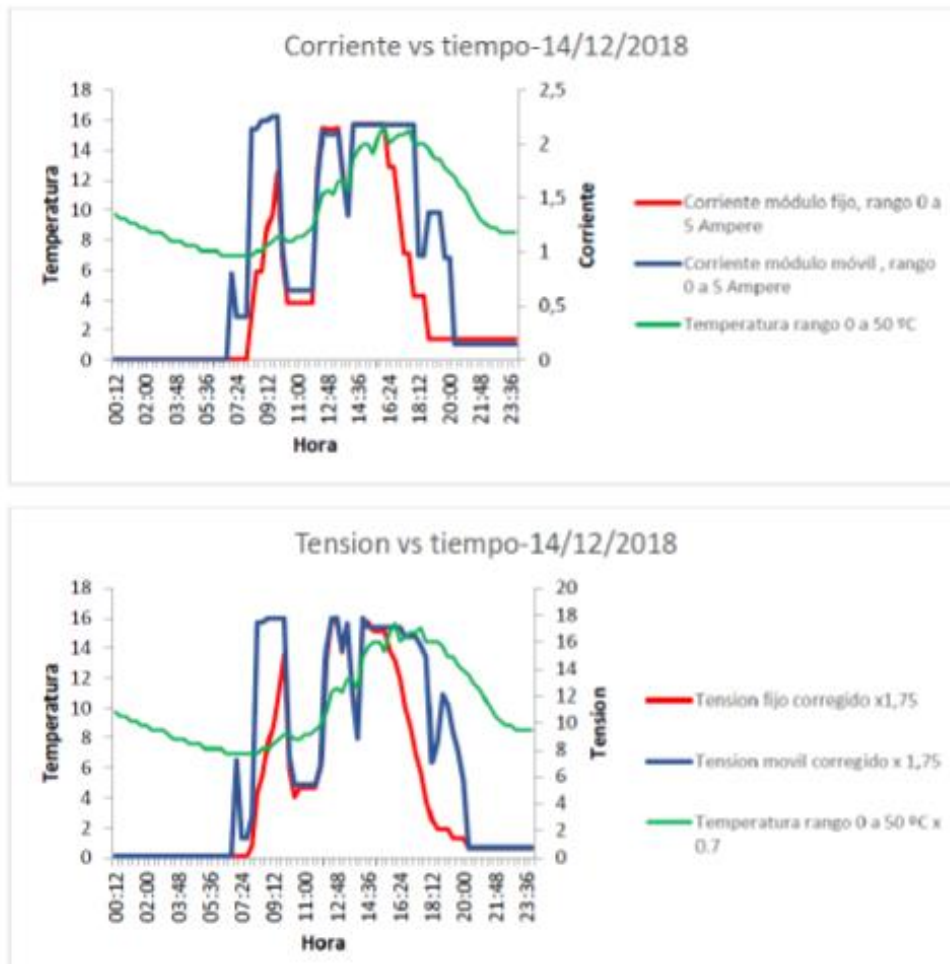


Figura N°32: Gráficos diarios obtenidos con datos históricos de PCIM y volcados a Excel, en los cuales se puede analizar el comportamiento diario de los paneles y la influencia de factores externos en la producción energética (caídas de corriente y tensión que se observan en el gráfico). (Fuente: Elaboración propia).

Siguiendo la amplitud horaria diurna, obtenidas de tablas específicas de libre divulgación para cada estación del año (Moffatt, R. (2016); Sun Earth Tools (2016); Manatechs (2016)), el PLC, provisto de un reloj en tiempo real (Real Time Clock) inicia el movimiento hacia el oeste del panel móvil, mediante el comando preciso de un motor paso a paso (PaP) con reductor, que mueve un eje vertical sobre el que está fijado al mencionado panel móvil. Por cada pulso que envía el PLC, el panel gira 0, 18° en 10 milisegundos, así hasta completar la trayectoria, y en el ocaso, el mismo invierte el sentido de giro del eje y retorna automáticamente a su posición inicial, en aproximadamente 15 minutos, para iniciar al otro día otra barrida en el seguimiento del sol. Sobre el soporte del panel móvil, se colocaron dos fines de carrera para evitar el giro excedido del mismo y también se colocó el motor PaP y el reductor, como se puede ver en la Figura N°33. La operación manual a través del SCADA, también es factible y de excepción, y sirve para posicionar el panel móvil en sus condiciones iniciales.



Figura N°33: Motor PaP y reductor pertenecientes al panel solar móvil. (Fuente: Elaboración propia).

Como podemos observar en la Figura N°34, en el Tablero Principal, se instaló el PLC y un módulo de extensión, en el mismo tablero se conectaron la fuente 220 Vca 50 Hz a 24 Vcc, los 2 Transmisores de Corriente (para panel fijo y móvil) e interfaz de comunicación de RS 485 a RS 232C.

En el tablero auxiliar se dispuso la fuente de alimentación para el driver 220Vca 50 Hz a 36 Vcc y 5 A, el driver para el motor PaP, 2 resistencias de 100 Vatios cada una para disipar la energía producida por cada panel (ya que en esta etapa del proyecto los paneles no estaban conectados a la red y la energía producida se perdía en forma de energía calórica), y los divisores de tensión de 24 Vcc, máxima tensión generada por los paneles a 0-10 Vcc, que es la entrada analógica normalizada como entrada al módulo del PLC.

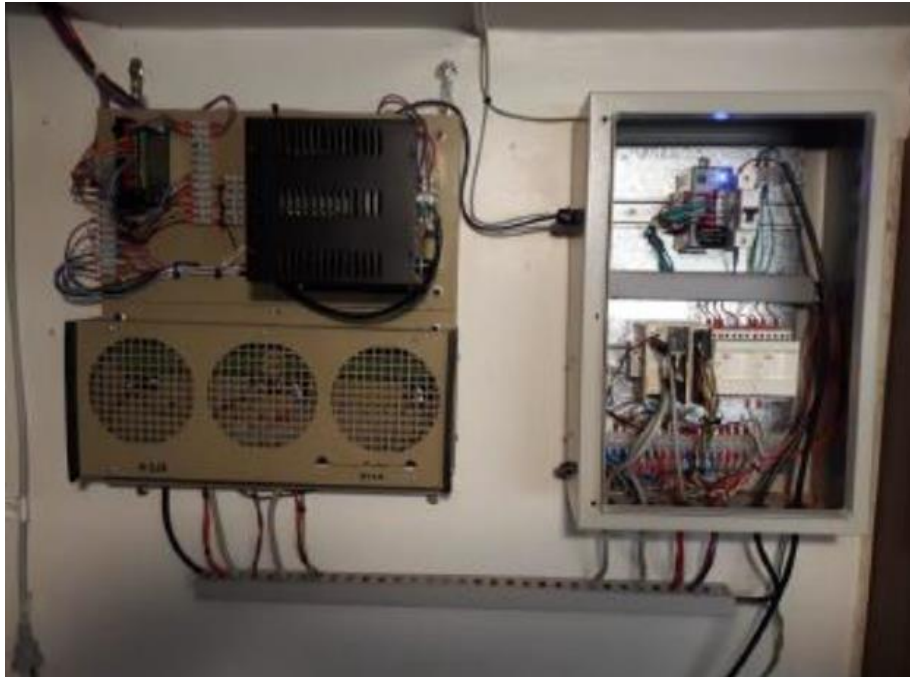


Figura N°34: Tableros de control principal y auxiliar. (Fuente: Elaboración propia).

3.2. PROCESAMIENTO DE DATOS

Del total de los datos obtenidos se seleccionaron 14 días pertenecientes a la estación de invierno del 2020 y 14 días del verano del 2020-2021, ya que eran las planillas más completas y sin inconvenientes en la toma de los datos. Las planillas fueron trabajadas en el programa Excel, considerando las columnas que presentaban valores de potencia generada por cada uno de los paneles, y las columnas de temperaturas registradas, los cuales eran adquiridas por el sistema informático cada un minuto aproximadamente (Figura N°35 y Figura N°36).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N
1	TEMPERATURA		POTENCIA_FIJO		POTENCIA_MOVIL									
2	7/8/2020 10:00	5,81213284	7/8/2020 10:01	1,21843398	7/8/2020 10:00	0,40664977								
3	7/8/2020 10:01	5,81213284	7/8/2020 10:02	1,62725019	7/8/2020 10:01	0,80849063								
4	7/8/2020 10:09	6,24266148	7/8/2020 10:06	2,43549037	7/8/2020 10:06	1,20944238								
5	7/8/2020 10:15	6,67318964	7/8/2020 10:07	1,99860999	7/8/2020 10:07	2,02791405								
6	7/8/2020 10:19	7,10371828	7/8/2020 10:08	1,58241761	7/8/2020 10:08	2,8489151								
7	7/8/2020 10:23	7,53424644	7/8/2020 10:10	1,98359478	7/8/2020 10:10	2,42927909								
8	7/8/2020 10:24	7,6418786	7/8/2020 10:11	3,28280258	7/8/2020 10:11	2,86087465								
9	7/8/2020 10:28	8,07240677	7/8/2020 10:12	4,94606924	7/8/2020 10:12	4,51580095								
10	7/8/2020 10:29	8,07240677	7/8/2020 10:13	5,36361408	7/8/2020 10:13	4,09730434								
11	7/8/2020 10:32	8,50293541	7/8/2020 10:14	4,56053352	7/8/2020 10:14	3,6854701								
12	7/8/2020 10:35	8,93346405	7/8/2020 10:15	2,43549037	7/8/2020 10:15	2,85496378								
13	7/8/2020 10:36	8,93346405	7/8/2020 10:16	2,44654822	7/8/2020 10:16	2,44594717								
14	7/8/2020 10:41	9,36399174	7/8/2020 10:18	2,90337801	7/8/2020 10:18	2,44032431								
15	7/8/2020 10:42	9,36399174	7/8/2020 10:20	3,80182219	7/8/2020 10:20	2,86087465								
16	7/8/2020 10:50	9,79452038	7/8/2020 10:21	3,37965631	7/8/2020 10:21	3,26339197								
17	7/8/2020 10:51	9,79452038	7/8/2020 10:22	5,20911694	7/8/2020 10:22	3,69907022								
18	7/8/2020 10:52	9,79452038	7/8/2020 10:24	3,81563497	7/8/2020 10:24	4,1331706								
19	7/8/2020 11:08	10,225049	7/8/2020 10:25	2,90940166	7/8/2020 10:25	5,36451578								
20	7/8/2020 11:15	10,6555777	7/8/2020 10:26	5,96099043	7/8/2020 10:26	6,69173813								
21	7/8/2020 11:16	10,6555777	7/8/2020 10:27	4,59831572	7/8/2020 10:27	6,25072479								
22	7/8/2020 11:33	11,0861053	7/8/2020 10:28	4,99340677	7/8/2020 10:28	4,50077343								
23	7/8/2020 11:40	11,516634	7/8/2020 10:29	3,10572624	7/8/2020 10:29	3,0124042								

Figura N°35: Planilla Excel que contiene las temperaturas y valores de potencia generados por el panel solar fijo y el panel solar móvil, para el día 07 de agosto del 2020. (Fuente: Elaboración propia).

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
1	TEMPERATURA		POTENCIA_FIJO		POTENCIA_MOVIL										
2	14/1/2021 07:50	27,33855247	14/1/2021 07:59	0,40154034	14/1/2021 07:50	14,957077									
3	14/1/2021 07:52	27,33855247	14/1/2021 08:02	0,83591622	14/1/2021 07:51	15,3700886									
4	14/1/2021 08:07	27,76908112	14/1/2021 08:05	1,23813283	14/1/2021 07:52	15,7748852									
5	14/1/2021 08:08	27,33855247	14/1/2021 08:10	1,64087534	14/1/2021 07:54	16,1849403									
6	14/1/2021 08:09	27,76908112	14/1/2021 08:15	2,04391837	14/1/2021 07:55	16,5860806									
7	14/1/2021 08:11	27,33855247	14/1/2021 08:19	2,44656086	14/1/2021 07:57	16,9916401									
8	14/1/2021 08:12	27,76908112	14/1/2021 08:21	2,85531449	14/1/2021 07:58	17,4316273									
9	14/1/2021 08:25	28,19960785	14/1/2021 08:28	3,25714278	14/1/2021 08:00	17,8326283									
10	14/1/2021 08:30	27,76908112	14/1/2021 08:30	3,65824485	14/1/2021 08:02	18,2684326									
11	14/1/2021 08:38	28,19960785	14/1/2021 08:32	4,06108761	14/1/2021 08:03	18,6788883									
12	14/1/2021 08:39	28,19960785	14/1/2021 08:34	4,46254015	14/1/2021 08:04	19,0939045									
13	14/1/2021 08:40	28,19960785	14/1/2021 08:38	4,87517595	14/1/2021 08:07	19,5134773									
14	14/1/2021 08:54	28,63013649	14/1/2021 08:40	5,28148794	14/1/2021 08:08	19,9376106									
15	14/1/2021 09:02	29,06066513	14/1/2021 08:42	5,68742371	14/1/2021 08:09	20,3663006									
16	14/1/2021 09:08	29,49119377	14/1/2021 08:44	6,09060478	14/1/2021 08:10	20,7672768									
17	14/1/2021 09:17	29,92172241	14/1/2021 08:46	6,49870682	14/1/2021 08:12	21,5977211									
18	14/1/2021 09:27	30,35225105	14/1/2021 08:48	6,90142441	14/1/2021 08:15	22,0268612									
19	14/1/2021 09:28	29,92172241	14/1/2021 08:50	7,31623936	14/1/2021 08:16	22,4437809									
20	14/1/2021 09:29	30,35225105	14/1/2021 08:53	7,72346497	14/1/2021 08:18	22,8473377									
21	14/1/2021 09:38	30,78277969	14/1/2021 08:54	7,86136961	14/1/2021 08:20	23,6835156									
22	14/1/2021 09:39	30,78277969	14/1/2021 08:55	8,26290989	14/1/2021 08:21	24,5518932									
23	14/1/2021 09:48	31,21330643	14/1/2021 08:57	8,66426182	14/1/2021 08:22	24,956564									

Figura N°36: Planilla Excel que contiene las temperaturas y valores de potencia generados por el panel solar fijo y el panel solar móvil, para el día 14 de enero del 2021. (Fuente: Elaboración propia).

Como se puede observar en las planillas de cálculo anteriores, ya que el panel móvil registraba datos desde horas más tempranas de la mañana y hasta horas más tardes de la noche, momentos en los que el panel fijo no podía captar los rayos solares, se tomaron igual número de datos de cada día para cada uno de ellos, considerando los valores de potencia obtenidos en los rangos horarios en los que los dos paneles recibían los rayos solares. Estos rangos varían entre las estaciones de invierno y de verano, porque en estos momentos, la salida y puesta del sol también varían, dando como resultado que el panel solar fijo en verano obtenga datos recién a las 8 am y en invierno a las 10 am, aproximadamente.

De estos 28 días se sacaron promedios diarios de potencia generada (Tabla N°2), calculados

según la función $P_{prom} = \frac{\sum_0^n P(n)}{n}$, y luego estos valores fueron sometidos a una Prueba de

Hipótesis para la Diferencia de Medias Poblacionales, con un nivel de significancia de $\alpha=0,05$, para conocer si existe diferencia estadísticamente significativa entre el rendimiento energético del panel solar móvil y el rendimiento energético del panel solar con orientación fija, en los días considerados de los meses de verano y de invierno, en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza.

Tabla N°2: Promedios diarios de potencia generada por los paneles solares fijo y móvil, expresada en Watts (W), para las estaciones de verano e invierno, de los 28 días seleccionados.

Verano		Invierno	
Potencia Panel Móvil (W)	Potencia Panel Fijo (W)	Potencia Panel Móvil (W)	Potencia Panel Fijo (W)
30,26	24,26	21,07	17,31
23,84	20,12	25,94	24,24
24,68	20,16	22,87	20,58
34,36	30,92	21,56	17,36
26,47	23,04	26,24	23,48
23,36	20,21	28,38	21,92
22,91	18,63	23,05	19,81
22,81	20,55	28,10	23,82
26,83	24,78	23,08	20,58
29,22	25,52	21,36	17,58
28,50	26,70	25,25	22,56
23,62	18,57	22,71	21,69
26,77	23,98	23,72	21,25
25,78	26,13	31,25	29,72

Fuente: Elaboración propia.

Utilizando la misma prueba, se compararon las potencias producidas por cada uno de los paneles, en la estación de verano y en la de invierno, para conocer si cada panel,

individualmente, presenta variación según las condiciones del año (Tabla N°3). Se utilizó el software estadístico Infostat 2017 p®.

Tabla N°3: Promedios diarios de temperatura y potencia generada por los paneles solares fijo y móvil, para las estaciones de verano e invierno, en los 14 días seleccionados de cada periodo.

Potencia Panel Móvil (W)		Potencia Panel Fijo (W)	
Verano	Invierno	Verano	Invierno
30,26	21,07	24,26	17,31
23,84	25,94	20,12	24,24
24,68	22,87	20,16	20,58
34,36	21,56	30,92	17,36
26,47	26,24	23,04	23,48
23,36	28,38	20,21	21,92
22,91	23,05	18,63	19,81
22,81	28,10	20,55	23,82
26,83	23,08	24,78	20,58
29,22	21,36	25,52	17,58
28,50	25,25	26,70	22,56
23,62	22,71	18,57	21,69
26,77	23,72	23,98	21,25
25,78	31,25	26,13	29,72

Fuente: Elaboración propia.

Lo que se busca estudiar en la presente tesina es el rendimiento energético de cada uno de los paneles, para ello necesitamos no sólo la potencia generada por los mismos, sino que también la energía consumida. Como ya se explicó anteriormente, el panel solar fijo, no tiene ningún gasto energético, ya que permanece estático y en cuanto al panel móvil, el mismo tiene un consumo mínimo en cada uno de los pulsos que realiza para girar, por lo que a los fines prácticos del trabajo será considerado despreciable el consumo energético, y se considerarán los valores de potencia producidos como dato final.

Para un análisis más específico y detallado de la diferencia de funcionamiento que existe entre los paneles, se tomó un día de invierno y un día de verano, y se los dividió en tres franjas horarias, un periodo de mañana, uno de mediodía y un periodo de tarde-noche. Con esto se busca analizar los momentos del comienzo y del final del día, en los que el panel solar móvil, capta los rayos de manera perpendicular, no así como el panel fijo.

4. RESULTADOS Y DISCUSION

Con el objetivo de determinar si se justifica en una vivienda urbana de la ciudad de Mendoza, la instalación de un sistema solar fotovoltaico que sigue la trayectoria del sol durante todo el día, en este trabajo se buscó conocer si existe diferencia significativa en el rendimiento energético de un panel solar fijo y un panel que sigue la trayectoria del sol, para ello, se realizó con el software estadístico Infostat 2017 p®, una Prueba de Hipótesis para la Diferencia de Medias Poblacionales, con un nivel de significancia del $\alpha=0,05$ (Anexo D-1y 2).

En este análisis se encontraron diferencias estadísticamente significativas entre los rendimientos energéticos del panel solar móvil y el fijo para las estaciones de invierno del 2020 y verano del 2020-2021, obteniendo un p-valor de 0,0186 y 0,0171 respectivamente, valores inferiores a nuestro α . Con estos resultados y observando los Gráficos 1 y 2, podemos analizar el comportamiento que tuvieron los paneles en los 14 días de verano y los 14 días de invierno, en conjunto con la gráfica de las temperaturas correspondientes. De ellos se puede concluir que el panel solar móvil tuvo un rendimiento superior al panel fijo, en ambas estaciones.

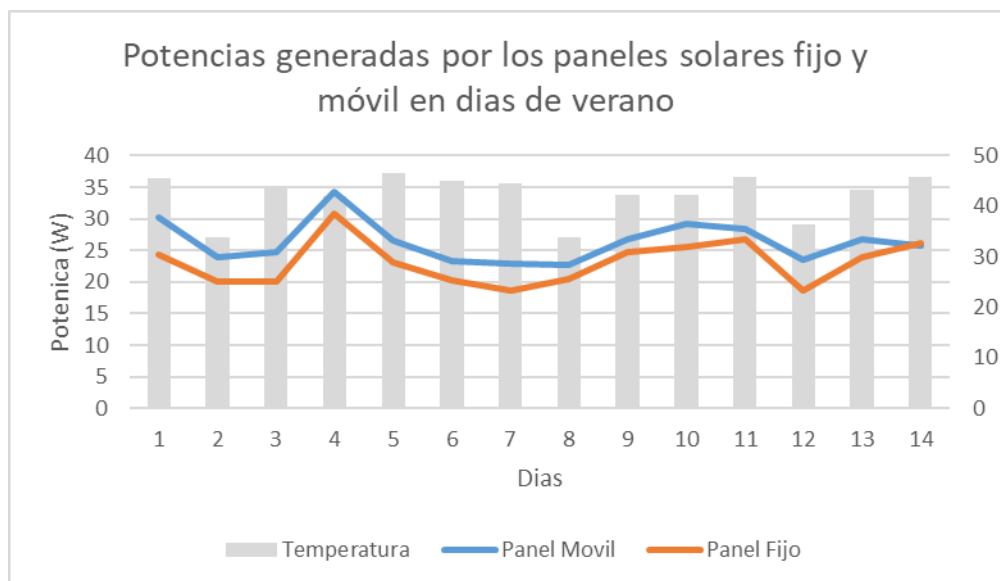


Gráfico 1: Potencias generadas (W) por el panel solar fijo y el panel dotado de seguidor solar en 14 días del verano 2020-2021, con la representación de las correspondientes temperaturas (°C).

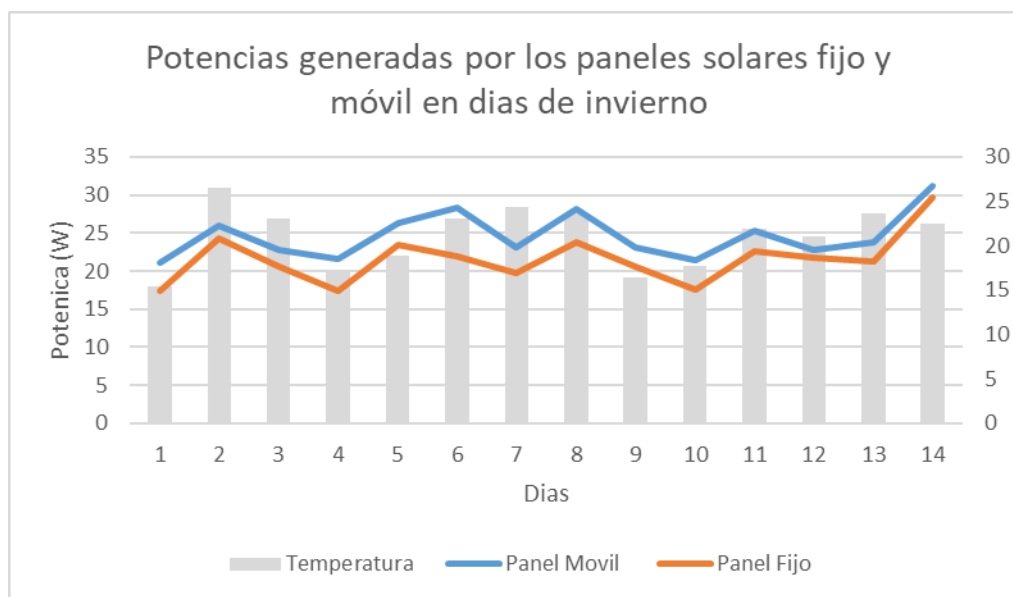


Gráfico 2: Potencias generadas (W) por el panel solar fijo y el panel dotado de seguidor solar en 14 días del invierno 2020, con la representación de las correspondientes temperaturas (°C).

El panel solar móvil produjo mayor energía en el mismo rango horario que el panel fijo, presentando una diferencia de un 14% más de eficiencia aproximadamente, en ambas estaciones, valor obtenido de la comparación porcentual de los promedios de potencia producida por ambos paneles en verano e invierno. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos por otros autores citados en este trabajo, quienes obtuvieron valores de entre 17% a 40% más potencia generada por el panel solar móvil, sobre el fijo, se puede ver que, en el caso de la instalación ubicada en una vivienda urbana, los porcentajes obtenidos no fueron tan elevados.

Al analizar el porcentaje resultante, hay que considerar que los paneles tienen un 3,71% de pérdida anual por las sombras provocadas por los árboles presentes en el área de estudio, esto reduce la eficiencia de los paneles y por lo tanto la producción de potencia.

A su vez, al encontrarse la instalación en una zona urbana densamente construida, la temperatura del aire es mayor que la temperatura en los alrededores de la ciudad, este fenómeno se conoce como "Isla de Calor Urbana". Entre los factores de influencia de este proceso se encuentran la geometría urbana, la influencia del calor antropogénico y las propiedades térmicas de los materiales de construcción, zona poblada de construcciones de cemento y estructuras de diferentes alturas, que provocan una acumulación de calor y temperaturas más elevadas (Correa et al., 2003).

Este aspecto debe analizarse desde el punto de vista de la variación de generación de potencia por parte de los paneles, en función de las temperaturas que alcanzan las celdas fotovoltaicas. Las celdas de los paneles se calientan al menos 20°C sobre la temperatura ambiente, por lo que, en invierno, según las temperaturas registradas por nuestros termómetros, tomarían temperaturas de entre 35°C y 45°C, mientras que, en verano, las temperaturas de las placas llegarían a los 65°C aproximadamente, valores muy superiores a las condiciones estándar de medidas (CEM) en las que se fabrican los paneles.

Teniendo en cuenta que se estima un 0,5% de pérdida de eficiencia por cada grado por encima de los 25°C que toman los paneles, tendríamos valores de entre 10% a 20% de pérdidas por sobrecalentamiento de las placas.

En cuanto a la Prueba de Hipótesis para la Diferencia de Medias Poblacionales con un nivel de significancia del $\alpha=0,05$ realizada para determinar si existe diferencia estadísticamente significativa en la producción del panel móvil, así como del panel fijo, para las estaciones de verano y de invierno, los resultados obtenidos plantean que no existe diferencia para ninguno de los dos paneles en dichas condiciones, ya que los el programa arrojó valores de p-valor iguales a 0,1518 para la estación de verano y 0,2447 para la estación de invierno, valores superiores al α considerado (Anexo D- 3 y 4).

Como podemos observar en los Gráficos 3 y 4, el comportamiento tanto del panel móvil en las estaciones de verano y de invierno, como del panel fijo en estas mismas condiciones, presenta similitudes, no se destaca un patrón de comportamiento en la potencia generada por los paneles en el verano, que simbolice un aumento en la producción, considerándose estos meses como los más favorables en cuanto a la incidencia de los rayos solares en relación a los meses de invierno.

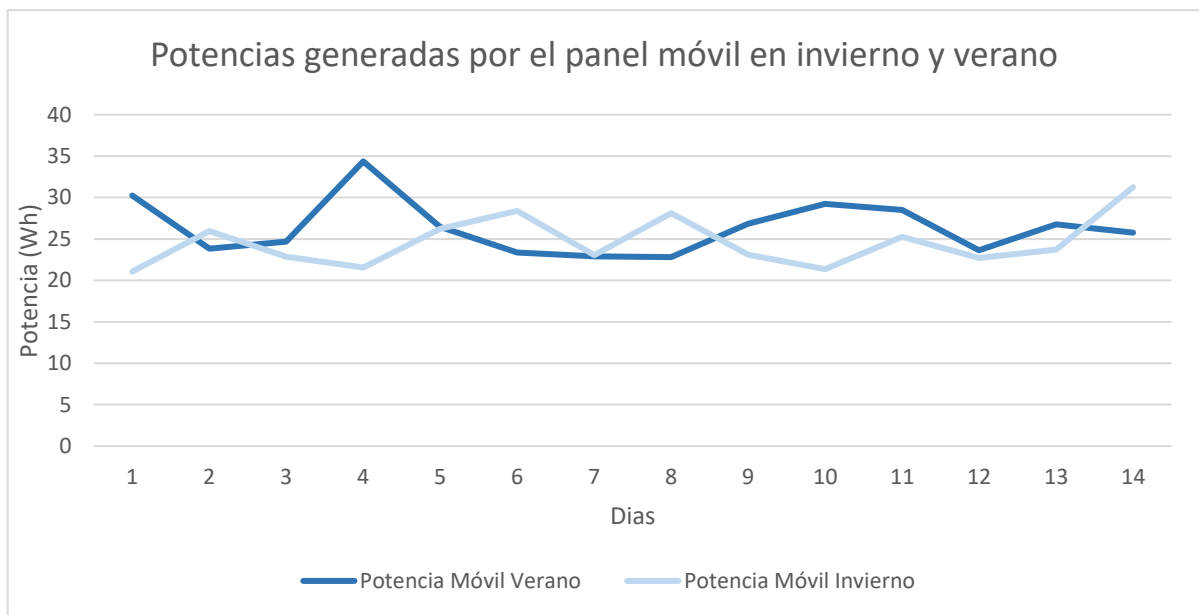


Gráfico 3: Potencias generadas (Wh) por el panel solar móvil, en las estaciones de verano y de invierno, en conjunto con las temperaturas (°C) obtenidas en dichas estaciones. Fuente: Elaboración propia

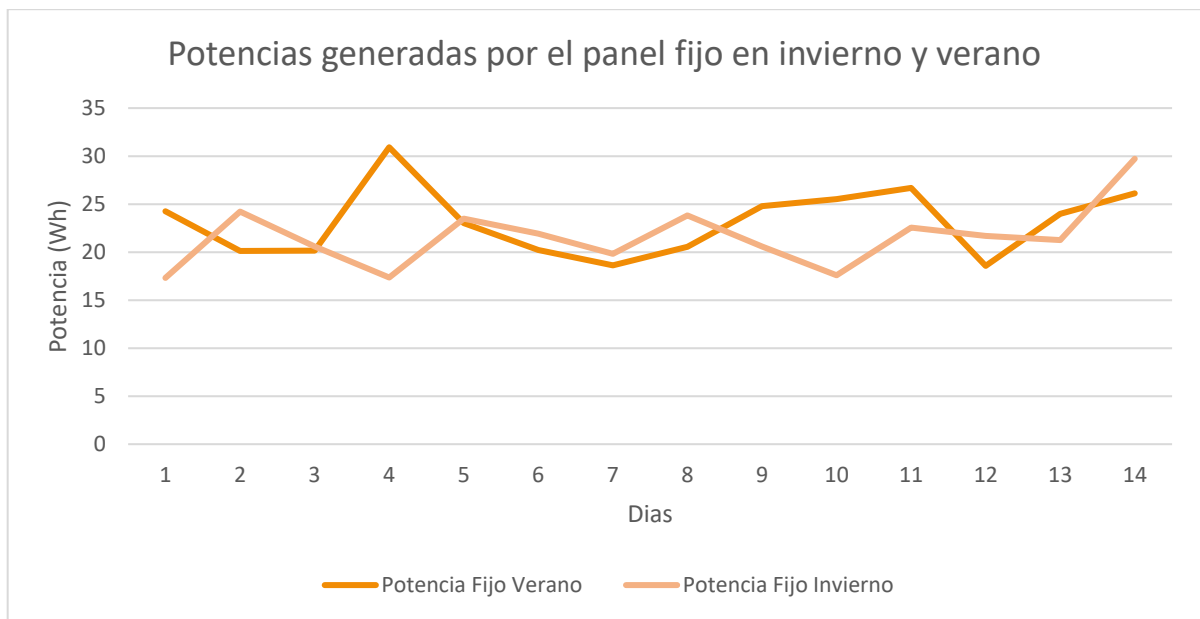


Gráfico 4: Potencias generadas (Wh) por el panel solar fijo, en las estaciones de verano y de invierno, en conjunto con las temperaturas (°C) obtenidas en dichas estaciones. Fuente: Elaboración propia

Esta ausencia de diferencia en la producción de potencia por parte de los paneles en invierno y en verano, consideradas como las estaciones más desfavorables y favorables respectivamente, puede explicarse por la inclinación a la cual se instalaron los equipos, ya que se tuvo en cuenta una inclinación de 43° con respecto a la horizontal, y con ella se priorizan las condiciones óptimas para invierno.

Para llevar a cabo un estudio más detallado de la influencia que tiene el seguidor solar en el funcionamiento de los paneles, se desglosó un día de cada una de las estaciones en tres periodos, que difieren en el ángulo de incidencia de los rayos del sol sobre los paneles, uno de mañana, uno de mediodía y un periodo de tarde-noche (Figura N°37).

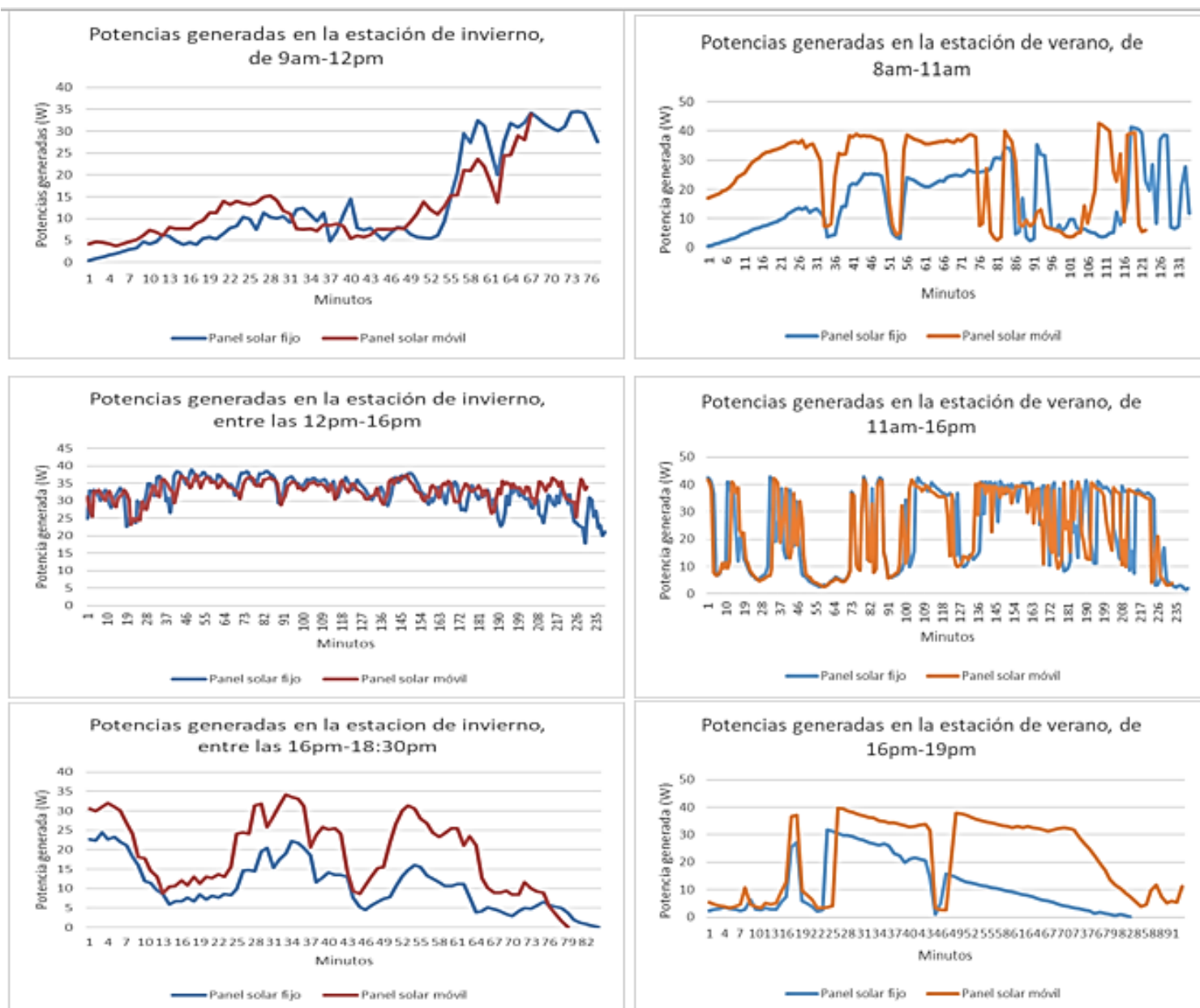


Figura N°37: Presentación de la producción de potencias generadas por los paneles solares fijo y móvil, desglosado en tres periodos del día (horas oficiales de la mañana, horas oficiales del mediodía, y horas oficiales de la tarde-noche). (Fuente: Elaboración propia).

Pudimos observar que, en los horarios pertenecientes a la mañana (8am-11am) y los horarios de la tarde-noche (4pm-7pm), del verano, el panel móvil presenta una diferencia de producción de potencia notablemente superior que el panel fijo, no así en los horarios del mediodía, en los que los rayos del sol inciden de manera más directa en ambos equipos.

En cuanto al comportamiento de los paneles en la estación de invierno, si bien en el horario de la tarde noche (4pm-6:30pm) se repitió la mayor producción de potencia por parte del panel móvil, no fue así en el periodo de la mañana, donde el panel fijo tuvo una producción mayor que el

panel móvil, situación inversa a la que se esperaría, razonando que en estos horarios el panel que sigue la trayectoria del sol recibe los rayos de manera perpendicular.

Consideramos que la explicación a esta situación podría ser el efecto de las sombras sobre los paneles. Retomando el análisis realizado más arriba, llegamos a un valor de aproximadamente 3,71% de pérdidas anuales por las sombras que los árboles provocan sobre los paneles. Si bien este cálculo no nos especifica en qué momentos las sombras afectan las instalaciones, estudiando este comportamiento en el periodo de la mañana y observando imágenes satelitales históricas, podemos sacar algunas conclusiones.

En la época invernal, el ángulo de altitud solar es menor, por lo que podría pasar por detrás de los árboles en su trayectoria este-oeste. La explicación de la mayor producción de potencia por parte del panel fijo, podría deberse a que el panel solar móvil, cuando mira en dirección este, se encuentra obstaculizado por el árbol ubicado en esta misma dirección de nuestra zona de estudio, razón por la cual su funcionamiento no es del 100%.

5. CONCLUSION

En el presente trabajo de investigación se analizaron estadísticamente las potencias generadas por paneles solares instalados y puestos en marcha en una vivienda urbana de la Ciudad de Mendoza, por parte de un equipo de investigadores de la Facultad de Ingeniería Industrial de la UNCuyo, con la característica de que uno de los paneles mantiene una orientación fija y el otro a través de un motor, giraba siguiendo la trayectoria del sol.

Se estudiaron las inclinaciones más favorables para los paneles, así como la mejor orientación del panel fijo, ambas variables según coordenadas del área de estudio. Se consideraron y analizaron las sombras que afectaban a los paneles solares y se calcularon las pérdidas que producían.

Para la comparación de la producción de energía a través de los módulos fotovoltaicos, se consideraron los datos de potencia obtenidos para 14 días de la estación de verano del 2020-2021 y 14 días de la estación de invierno del 2020, los cuales fueron analizados y graficados y se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- . Se cumplió la primera hipótesis planteada para este proyecto, obteniendo un mayor rendimiento del panel que sigue la trayectoria solar, logrando un 14% más de eficiencia sobre el panel solar fijo, tanto en la estación de verano como en invierno.
- . Luego del análisis estadístico tuvimos que rechazar la segunda hipótesis planteada del trabajo, ya que los paneles no presentaron una mayor producción de potencia en la estación de verano, en comparación con la estación de invierno, siendo esta última la más desfavorable principalmente por el ángulo de incidencia con el que los rayos solares llegan a los captadores. En este punto hay que remarcar que la inclinación que se consideró para ambos paneles, era la recomendada para un mejor funcionamiento en invierno.
- . Si bien el panel móvil obtuvo una mayor producción de energía, el porcentaje que se alcanzó no es tan robusto como el observado en otros trabajos sobre la misma temática (en los que se llegaron a valores de eficiencia del 30%-40% superiores). Esta diferencia podría explicarse, ya que, al tratarse de una zona urbana, hay factores como la limitación de los espacios de

instalación, el sombreado de los árboles, el calor y el estar rodeado de construcciones, que afectan el eficiente funcionamiento del panel.

. Para este trabajo se buscó realizar la comparación de los datos obtenidos en la franja horaria en la que ambos equipos estaban captando radiación solar, para un análisis más preciso, pero hay que considerar que el panel solar móvil, si está instalado de la manera correcta y no es obstaculizado por ningún objeto, tiene un mayor periodo de trabajo que el panel solar fijo, ya que recibe los rayos solares desde horas más tempranas del día y hasta horas más tardes antes de la noche.

. El incremento de la eficiencia en la generación de energía con el uso de un panel solar móvil, supone tener que utilizar menos módulos fotovoltaicos para llegar a cubrir determinada demanda energética, lo que se refleja también en un área menor de instalaciones, por lo que se recomienda para futuros trabajos realizar el análisis de esta variable, considerando cuántos paneles solares móviles y cuantos fijos serían necesarios para cubrir el consumo energético total de una vivienda urbana estándar.

. Siguiendo con la recomendación de trabajos futuros, para comparar de manera efectiva este estudio sería necesario realizar un análisis costo/beneficio, teniendo en cuenta que, si bien la capacidad del panel móvil de seguir la trayectoria del sol, puede traducirse en una mayor producción y en un menor número de paneles, conceder al panel la capacidad de girar siguiendo la trayectoria del sol, implica un costo económico que es necesario considerar en la totalidad del proceso, más tratándose del caso de una vivienda urbana, en la que el consumo energético es bajo, comparado con un parque o una planta solar.

Por todo lo planteado anteriormente, podemos concluir que si se recomendable la instalación de un panel solar móvil en una vivienda urbana por sobre uno fijo, por el simple hecho de presentar un 14% más de eficiencia en la producción de potencia. Sin embargo, son muchos los factores a tener en cuenta a la hora de elegir entre uno u otro sistema, y que, a su vez, estos factores varían según las situaciones particulares de cada caso.

6. BIBLIOGRAFIA

- Abella, M.A. & Romero, F.C., (2009). *Sistemas de Bombeo Fotovoltaico*. CIEMAT, España.
- Aguilera, J. & Hontoria, L., (2008). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos*. Universidad de Jaen, España.
- Álvarez, M. (2016). *Energía solar fotovoltaica, El mercado internacional, el argentino, sus similitudes y diferencias, barreras y oportunidades*. Buenos Aires: FIUBA.
- Arrieta Morelo, D. J., & Puello Bravo, S. Y. (2015). *Diseño y construcción de un seguidor solar para aumentar el rendimiento energético en paneles fotovoltaicos de un sistema de bombeo*. Montería, Colombia.
- Ayllu Solar. (2018). *Manual sobre instalación de plantas fotovoltaicas*. Chile.
- Balbina, G., & Marcó, L. (2016). *¿Cómo se genera la energía eléctrica en nuestro país? Bueno Aires: Centro de Investigación en Economía y Planeamiento Energético*.
- Beltrán Adán, J., (2007). *Prototipo fotovoltaico con seguimiento del Sol para procesos electroquímicos*. Cenidet. Cuernavaca, México.
- Cabrera, A. E., Noceto, P. F., & Da Cunha Faria, C. F. (2009). *Manual de energía solar térmica e instalaciones asociadas*. Uruguay.
- Cátedra de cálculo estadístico y biometría FCA-UNCuyo. (2011). *Inferencia estadística: Prueba de hipótesis*. Mendoza.
- Colectando Sol. (2020). *Curso de Proyectos Solares*. Buenos Aires. <https://colectandosol.co/>
- Correa, É. N., Flores Larsen, S., & Lesino, G. (2003). *Isla de calor urbana: efecto de los pavimentos. Informe de avance*. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente; vol. 7, 25.
- Duffie, J., & Beckman, W. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. Estados Unidos.
- Ente regional de la energía de Castilla y León (EREN). (2004). *Manual del proyectista: Energía Solar Fotovoltaica*. España.
- Escobar Mejía , A., Holguín Londoño, M., & Osorio R, J. C. (2010). *Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico*. Pereira, Risaralda, Colombia.
- Facultad de Arquitectura Universidad ORT. (2009). *Manual de energía solar térmica e instalaciones asociadas*. Uruguay.
- García, Ó., (2009). *Diseño de un seguidor solar*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Gas Natural Fenosa, & EOI Escuela de Negocios. (2008). *Manual de eficiencia energética*. España: Gas Natural Fenosa.
- Gonzales Gámez, M. B., Cohaila Barrios, A. E., & Paredes Choque, E. C. (2007). *Diseño de un sistema de seguimiento solar de un eje para el aprovechamiento de la energía solar en sistemas fotovoltaicos*. Perú.

- Grossi Gallegos, H., & Righini, R. (2007). *Atlas de energía solar de la República Argentina*. Buenos Aires.
- Guardado Gutiérrez, D. H., & Rivera Chávez, V. E. (2012). *Implementación de seguidor solar en dos ejes para el sistema fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UES*. San Salvador.
- Gasquet, Héctor L. (2004). *Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica - Manual Teórico y Práctico sobre los sistemas fotovoltaicos*. México.
- Jalón Villón, R. A., & Herrera Cruz, E. A. (2019). *Análisis de eficiencia de un seguidor solar a dos ejes para fines energéticos*. Milagro, Ecuador.
- Lacasa Ferrer, E., (2012). *Diseño y fabricación de un seguidor solar de un eje*. Escuela de Ingeniería y Arquitectura Universidad de Zaragoza.
- Los Verdes-FEP (Foro de Ecología Política). (2014). *Generación eléctrica distribuida en Argentina, energía limpia desde los usuarios*.
- Magaña Castañeda, H., Ramírez Ramírez, J. I., & Romero Argüelles, A. d. (2010). *Diseño de un seguidor solar para eficientizar la captación de la energía solar en los paneles fotovoltaicos*. México.
- Navntoft, L. C., & Cristóbal, M. P. (2019). *Introducción a la energía solar térmica*. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Luis Christian Navntoft; María Paz Cristóbal.
- Madeira Oliveira, M. (2008). *Análise do desempenho de um gerador fotovoltaico com seguidor solar azimutal*. Porto Alegre.
- Ortega, B., Caballero, M., & Socorro, L. (2007). *Efecto invernadero, calentamiento global y cambio climático*. Revista Digital Universitaria.
- Power Porto, G. (2009). *El calentamiento global y las emisiones de carbono*. Ingeniería Industrial, 101-122.
- Poulek, V., Libra, M., (1998) "New Solar Tracker". *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol.51
- Puig, P., & Jofra, M. (2007). Energía solar fotovoltaica. *Energías renovables para todos*, 20.
- Rocabado Moreno, S. H. (2020). *Optimización del consumo energético en dispositivos móviles para su uso en zonas rurales aisladas abastecidas con energía solar fotovoltaica*. La Plata, Buenos Aires.
- Romero, E., & Carrasco, M. (2015). Energías renovables por un mundo más verde. *Focus*, 22-28.
- Saravia, L. R. (2007). La energía solar en la Argentina. *Petrotecnia*, 56-65.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2008). *Energías Renovables: Energía solar*. Buenos Aires: Dirección General de Cooperadora y Asistencia Financiera.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Guía del Recurso Solar*. Buenos Aires.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Introducción a la energía solar térmica*. Buenos Aires.
- Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Manual de generación distribuida solar fotovoltaica*. Buenos Aires.

Secretaría de Gobierno de Energía. (2020). *Balance Energético Nacional*. Buenos Aires (<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/balances-energeticos>).

Valenzuela, R. M. (2006). *Motor paso a paso*. (<https://www.monografias.com/trabajos37/motores/motores>)

Vásquez, R.A. & Jeison, D.N., (2012). *Evaluación del potencial de generación eléctrica mediante el aprovechamiento de energías solar en el departamento de Córdoba*. Universidad Pontificia Bolivariana.

Moffatt, R. (2016). *Golden-hour*. Recuperado de <http://www.golden-hour.com>

Sun Earth Tools (2016). Recuperado de <https://www.sunearthtools.com/>

Manatechs (2016). Recuperado de https://salidaypuestadelosol.com/argentina/mendoza_267.html

7. ANEXOS

7.1. ANEXO A: Mapas de irradiación y heliofanía de la República Argentina

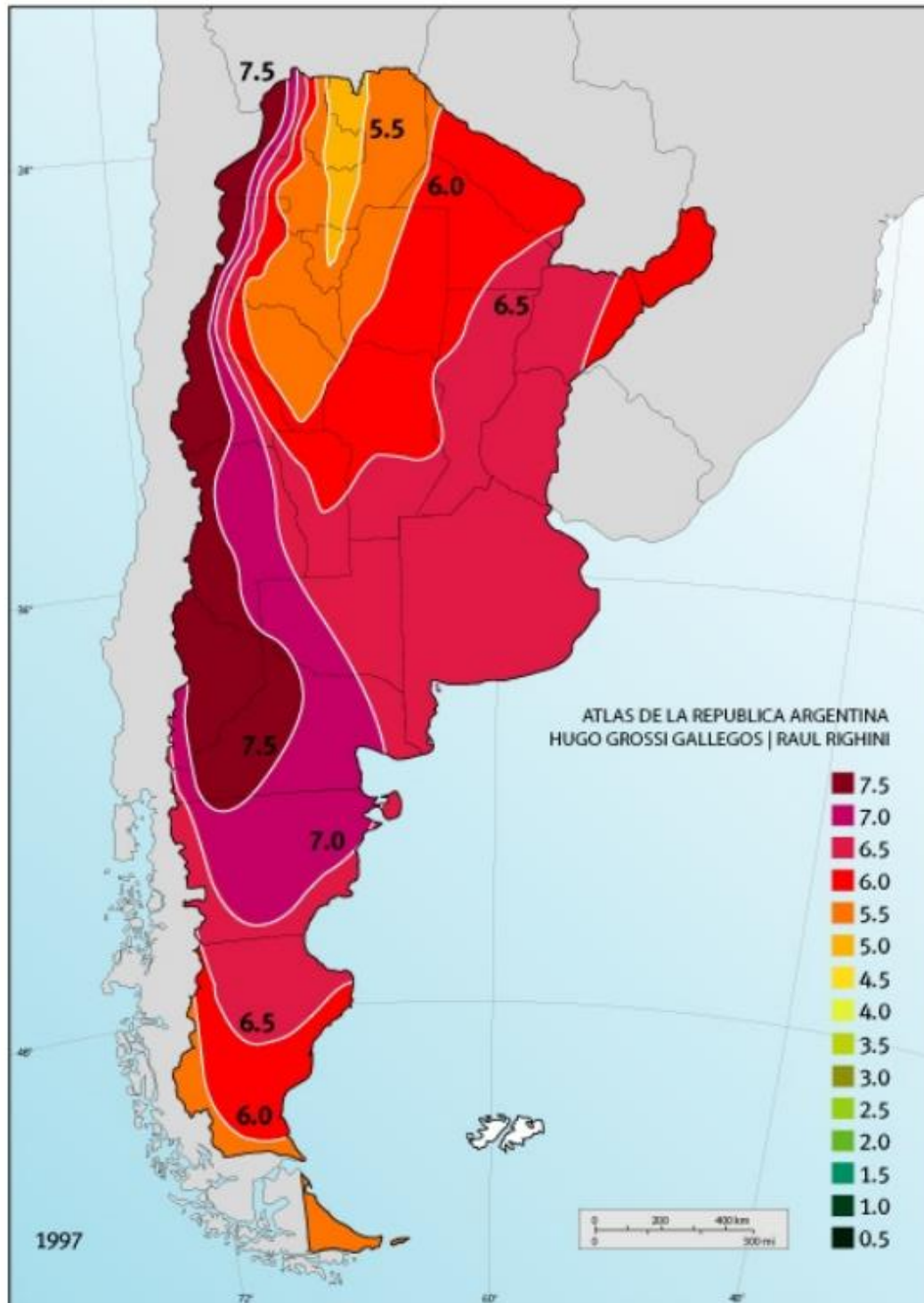


Figura N°38: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m²) para el plano horizontal, correspondiente al mes de enero (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)

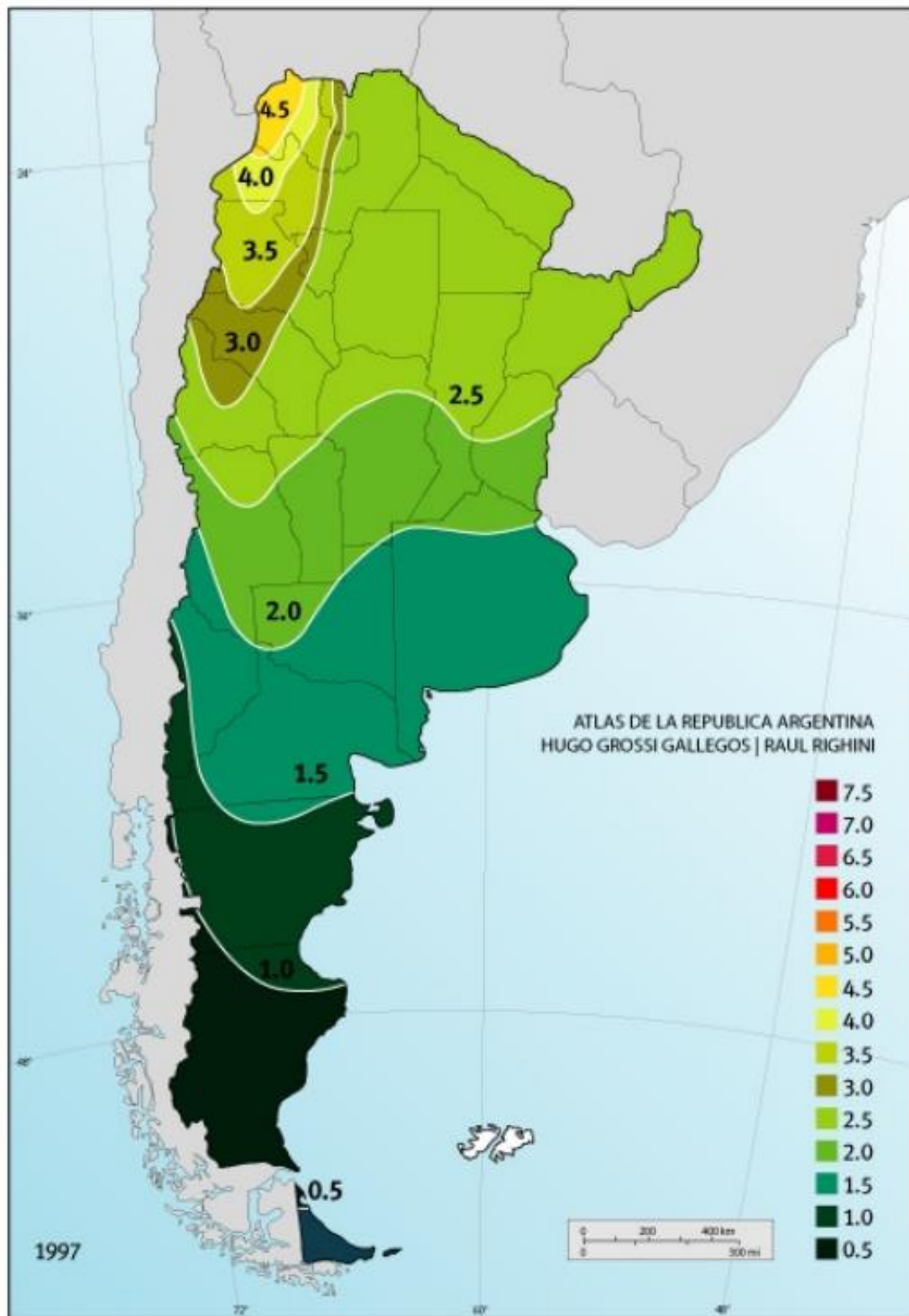


Figura N°39: Distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria (kWh/m²) para el plano horizontal, correspondiente al mes de junio (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)

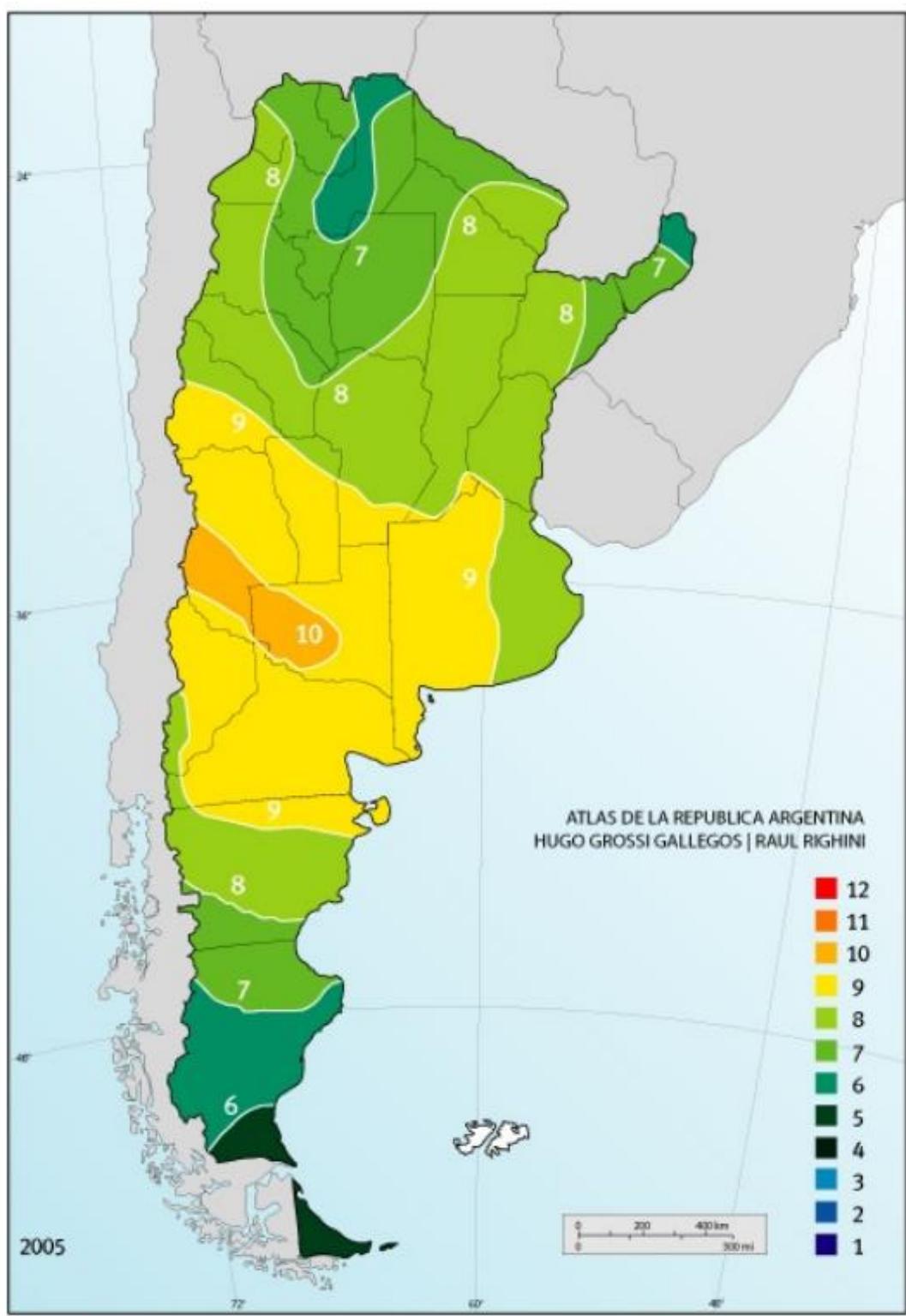


Figura N°40: Distribución espacial del promedio de la heliofanía efectiva (horas) para el plano horizontal, correspondiente al mes de enero (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)

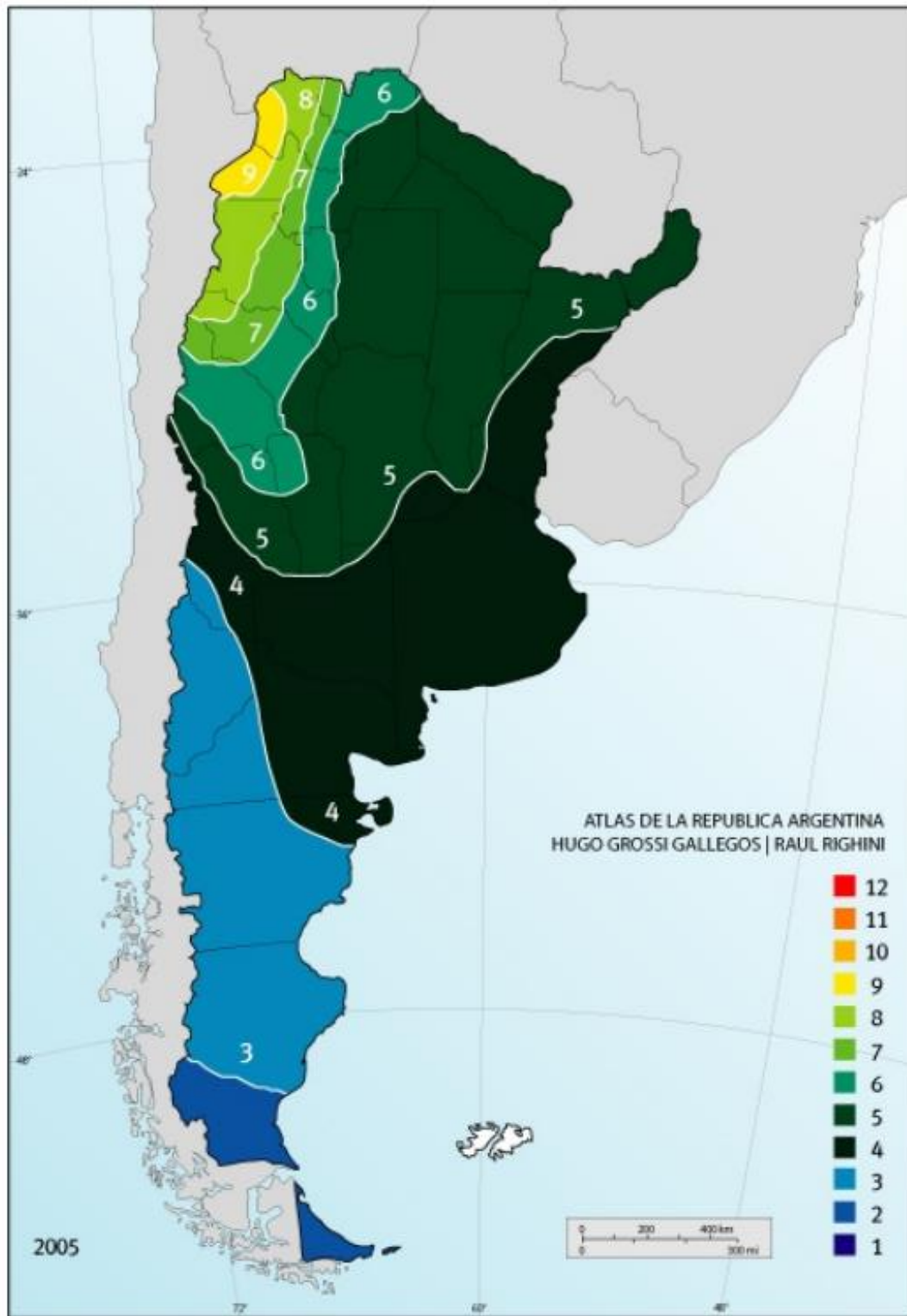


Figura N°41: Distribución espacial del promedio de la heliofanía efectiva (horas) para el plano horizontal, correspondiente al mes de julio (Fuente: Grossi Gallegos, H., & Righini, R., 2007)

7.2. ANEXO B: Distancia entre módulos para evitar efecto de sombras internas.

Tabla N°4: Valores de distancia (d) para diferentes inclinaciones (β)

PROVINCIA	LAT	LONG	Alt solar inv	Alt solar calc	d ($\beta=20$)	d ($\beta=30$)	d ($\beta=40$)	d ($\beta=50$)	d ($\beta=60$)
Bs. As.	34,58	57,54	31,92	24,92	1,62	2,37	3,04	3,63	4,10
Catamarca	28,36	65,46	38,14	31,14	1,25	1,82	2,34	2,79	3,15
Córdoba	31,19	64,13	35,31	28,31	1,40	2,04	2,63	3,13	3,54
Corrientes	27,27	58,46	39,23	32,23	1,19	1,74	2,24	2,67	3,02
Chaco	27,27	59,03	39,23	32,23	1,19	1,74	2,24	2,67	3,02
Chubut	42,46	65,02	24,04	17,04	2,46	3,59	4,61	5,50	6,22
Entre Ríos	31,18	58,01	35,32	28,32	1,40	2,04	2,62	3,13	3,54
Formosa	26,12	58,14	40,38	33,38	1,14	1,67	2,15	2,56	2,89
Jujuy	24,23	65,08	42,27	35,27	1,06	1,56	2,00	2,38	2,69
La Pampa	36,34	64,16	30,16	23,16	1,76	2,57	3,31	3,94	4,45
La Rioja	29,23	66,49	37,27	30,27	1,29	1,88	2,42	2,89	3,26
Mendoza	32,5	68,47	34,00	27,00	1,48	2,16	2,78	3,31	3,74
Misiones	27,22	55,58	39,28	32,28	1,19	1,74	2,24	2,67	3,02
Neuquén	38,57	68,08	27,93	20,93	1,97	2,88	3,70	4,41	4,98
Río Negro	40,51	63,01	25,99	18,99	2,19	3,20	4,11	4,90	5,54
Salta	24,51	65,29	41,99	34,99	1,08	1,57	2,02	2,41	2,72
San Juan	31,34	68,45	35,16	28,16	1,41	2,05	2,64	3,15	3,56
San Luis	33,16	66,21	33,34	26,34	1,52	2,22	2,86	3,40	3,85
Santa Cruz	51,37	69,17	15,13	8,13	5,27	7,70	9,90	11,80	13,34
Santa Fe	29,11	59,4	37,39	30,39	1,28	1,88	2,41	2,87	3,25
S. del Estero	27,46	64,18	39,04	32,04	1,20	1,76	2,26	2,69	3,04
Tucumán	26,5	65,12	40,00	33,00	1,16	1,69	2,18	2,60	2,93
T. del Fuego	53,48	67,45	13,02	6,02	7,14	10,43	13,41	15,98	18,07

(Fuente: Secretaría de Gobierno de Energía, 2019).

7.3. ANEXO C: Cálculos según inclinación y orientación de los paneles solares.

1) Cálculo de irradiancia sobre paneles solares, según inclinación y orientación específica.

Valor de promedio de irradiancia solar global para un panel solar con inclinación de 43° y orientación 0° para el mes de enero: $7 \text{ kWh/m}^2 * 0,836 = 5,852 \text{ kWh/m}^2$

Valor de promedio de irradiancia solar global para un panel solar con inclinación de 43° y orientación 0° para el mes de julio: $2,5 \text{ kWh/m}^2 * 1,522 = 3,805 \text{ kWh/m}^2$

Tabla N°5: Coeficientes de corrección para promedios de irradiancia solar global, según ángulo de inclinación y orientación de una instalación fotovoltaica para todos los meses del año.

MENDOZA

TABLA 1 - $R = R_T/R_H$ Latitud = 32°50' Localidad : Mendoza Aero Provincia : Mendoza

Acimut = +0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,00	1,02	1,04	1,07	1,09	1,08	1,06	1,03	1,01	1,00	0,99	1,03
10	0,99	1,01	1,04	1,09	1,15	1,18	1,17	1,12	1,06	1,02	0,99	0,99	1,07
15	0,98	1,01	1,06	1,13	1,22	1,26	1,24	1,17	1,08	1,02	0,99	0,97	1,09
20	0,96	1,00	1,07	1,16	1,28	1,34	1,31	1,21	1,10	1,02	0,97	0,95	1,12
25	0,94	0,99	1,07	1,19	1,33	1,41	1,37	1,25	1,11	1,02	0,95	0,93	1,13
30	0,92	0,98	1,07	1,21	1,37	1,47	1,43	1,29	1,12	1,00	0,93	0,91	1,14
35	0,89	0,96	1,06	1,22	1,41	1,52	1,47	1,31	1,12	0,99	0,90	0,87	1,14
40	0,86	0,93	1,05	1,23	1,44	1,56	1,51	1,33	1,11	0,96	0,87	0,84	1,14
45	0,82	0,91	1,05	1,23	1,46	1,59	1,53	1,33	1,10	0,94	0,84	0,80	1,13
50	0,78	0,86	1,00	1,22	1,47	1,62	1,55	1,33	1,08	0,91	0,80	0,76	1,11
55	0,73	0,82	0,97	1,21	1,47	1,63	1,56	1,32	1,06	0,87	0,75	0,71	1,09
60	0,69	0,78	0,94	1,18	1,46	1,63	1,55	1,31	1,03	0,83	0,71	0,67	1,06
65	0,64	0,73	0,90	1,15	1,45	1,62	1,54	1,28	0,99	0,78	0,66	0,62	1,03
70	0,59	0,68	0,85	1,12	1,42	1,60	1,52	1,25	0,95	0,73	0,61	0,57	0,99
75	0,54	0,63	0,80	1,08	1,39	1,57	1,49	1,21	0,90	0,68	0,56	0,52	0,95
80	0,48	0,58	0,75	1,03	1,35	1,53	1,45	1,17	0,85	0,63	0,50	0,46	0,90
85	0,43	0,52	0,69	0,97	1,30	1,48	1,40	1,11	0,79	0,57	0,45	0,41	0,84
90	0,38	0,46	0,63	0,91	1,24	1,43	1,34	1,05	0,73	0,51	0,40	0,36	0,79

Fuente: (Secretaría de Gobierno de Energía. (2019)

2) Cálculos de los ángulos de orientación y altura de los obstáculos que rodean a los paneles solares en el área de estudio, para graficar en el ábaco de asolamiento.

a) Ángulos de orientación de los vértices de los árboles, en función del norte magnético.

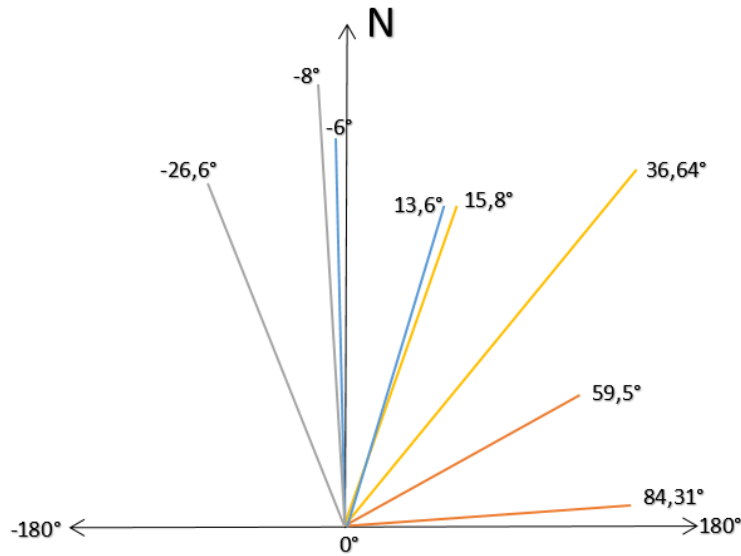


Figura N°42: Ángulos de orientación de los vértices de los árboles de la zona de estudio, árbol 1 (rojo), árbol 2 (amarillo), árbol 3 (azul), árbol 4 (gris). Fuente: Elaboración propia

b) Ángulos de altura de los vértices de los árboles, obtenidos a través de cálculos trigonométricos.

$$\text{Ángulo de altura Árbol 1a } \alpha = \arctg \frac{10}{18,20} = 28^{\circ} 47'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 1b } \alpha = \arctg \frac{12}{16,94} = 39^{\circ} 13'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 2a } \alpha = \arctg \frac{14}{30,45} = 24^{\circ} 41'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 2b } \alpha = \arctg \frac{14}{22,10} = 35^{\circ} 56'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 3a } \alpha = \arctg \frac{14}{22} = 31^{\circ} 47'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 3b } \alpha = \arctg \frac{14}{26} = 31^{\circ} 26'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 4c } \alpha = \arctg \frac{14}{30} = 27^{\circ} 47'$$

$$\text{Ángulo de altura Árbol 4b } \alpha = \arctg \frac{12}{24,8} = 28^{\circ} 41'$$

3) Tablas de sombras asociadas al ábaco de asolamiento para la provincia de Mendoza, con la que se calcula la pérdida de radiación sobre los paneles, según número y porcentaje cubierto de las celdas representadas en el ábaco.

Tabla N°6: Tablas de sombras asociadas al ábaco de asolamiento para la provincia de Mendoza.

MENDOZA

Tabla 1					Tabla 2					Tabla 3				
$\beta-15^\circ$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-15^\circ$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-15^\circ$ Y=0°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,00%	0,64%	13	0,00%	0,00%	0,05%	0,39%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,17%
11	0,04%	0,20%	0,60%	1,75%	11	0,03%	0,22%	0,46%	1,38%	11	0,01%	0,12%	0,30%	1,01%
9	1,01%	0,85%	1,17%	2,92%	9	0,89%	0,74%	1,01%	2,52%	9	0,67%	0,59%	0,83%	2,10%
7	1,89%	1,39%	1,75%	4,06%	7	1,77%	1,28%	1,59%	3,66%	7	1,54%	1,12%	1,41%	3,25%
5	2,67%	1,85%	2,24%	5,01%	5	2,61%	1,77%	2,11%	4,66%	5	2,41%	1,64%	1,95%	4,21%
3	3,22%	2,18%	2,57%	5,63%	3	3,23%	2,14%	2,49%	5,37%	3	3,12%	2,06%	2,39%	5,12%
1	3,41%	2,28%	2,67%	6,00%	1	3,53%	2,31%	2,65%	5,66%	1	3,53%	2,29%	2,62%	5,55%
2	3,20%	2,15%	2,52%	5,49%	2	3,42%	2,24%	2,57%	5,49%	2	3,54%	2,30%	2,62%	5,54%
4	2,63%	1,81%	2,16%	4,78%	4	2,91%	1,94%	2,28%	4,88%	4	3,14%	2,07%	2,39%	5,08%
6	1,83%	1,33%	1,65%	3,78%	6	2,15%	1,49%	1,78%	3,95%	6	2,44%	1,65%	1,94%	4,25%
8	0,95%	0,80%	1,07%	2,63%	8	1,26%	0,96%	1,21%	2,83%	8	1,57%	1,14%	1,40%	3,18%
10	0,19%	0,29%	0,51%	1,48%	10	0,42%	0,44%	0,64%	1,68%	10	0,70%	0,60%	0,82%	2,03%
12	0,00%	0,04%	0,12%	0,50%	12	0,00%	0,05%	0,15%	0,65%	12	0,01%	0,12%	0,29%	0,95%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%
Tabla 4					Tabla 5					Tabla 6				
$\beta-15^\circ$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-15^\circ$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-30^\circ$ Y=60°	A	B	C	D
13	0,00%	0,03%	0,01%	0,13%	13	0,00%	0,03%	0,01%	0,13%	13	0,00%	0,03%	0,14%	0,91%
11	0,00%	0,04%	0,16%	0,71%	11	0,00%	0,04%	0,13%	0,56%	11	0,00%	0,047%	0,83%	2,16%
9	0,25%	0,42%	0,85%	1,76%	9	0,17%	0,28%	0,52%	1,56%	9	1,52%	1,13%	1,44%	3,38%
7	1,27%	0,94%	1,22%	2,91%	7	0,92%	0,78%	1,08%	2,71%	7	2,43%	1,68%	2,01%	4,46%
5	2,12%	1,48%	1,79%	4,08%	5	1,87%	1,37%	1,68%	3,85%	5	3,20%	2,11%	2,48%	5,29%
3	2,89%	1,93%	2,27%	4,93%	3	2,60%	1,80%	2,17%	4,94%	3	3,64%	2,36%	2,70%	5,72%
1	3,40%	2,23%	2,57%	5,47%	1	3,18%	2,15%	2,53%	5,52%	1	3,67%	2,36%	2,67%	5,62%
2	3,54%	2,31%	2,65%	5,65%	2	3,42%	2,28%	2,67%	5,80%	2	3,26%	2,11%	2,39%	5,05%
4	3,25%	2,15%	2,49%	5,34%	4	3,23%	2,18%	2,57%	5,61%	4	2,49%	1,68%	1,92%	4,17%
6	2,63%	1,79%	2,11%	4,61%	6	2,69%	1,87%	2,23%	4,97%	6	1,56%	1,10%	1,33%	2,98%
8	1,80%	1,30%	1,58%	3,99%	8	1,91%	1,40%	1,74%	4,00%	8	0,62%	0,53%	0,72%	1,77%
10	0,92%	0,76%	1,00%	2,45%	10	1,04%	0,87%	1,16%	2,85%	10	0,16%	0,17%	0,25%	0,72%
12	0,03%	0,27%	0,45%	1,32%	12	0,04%	0,29%	0,58%	1,62%	12	0,00%	0,04%	0,12%	0,40%
14	0,00%	0,00%	0,03%	0,34%	14	0,00%	0,00%	0,04%	0,60%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%
Tabla 7					Tabla 8					Tabla 9				
$\beta-30^\circ$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-30^\circ$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-30^\circ$ Y=0°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,07%	0,44%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%
11	0,04%	0,32%	0,57%	1,47%	11	0,02%	0,13%	0,27%	0,78%	11	0,00%	0,04%	0,11%	0,39%
9	1,27%	0,91%	1,14%	2,60%	9	0,66%	0,63%	0,80%	1,64%	9	0,34%	0,32%	0,46%	1,17%
7	2,21%	1,47%	1,72%	3,72%	7	1,78%	1,18%	1,38%	2,96%	7	1,21%	0,84%	1,02%	2,30%
5	3,08%	1,96%	2,22%	4,65%	5	2,71%	1,71%	1,93%	4,01%	5	2,16%	1,40%	1,61%	3,44%
3	3,68%	2,31%	2,56%	5,26%	3	3,47%	2,15%	2,37%	4,82%	3	3,04%	1,91%	2,14%	4,43%
1	3,91%	2,43%	2,66%	5,41%	1	3,91%	2,40%	2,61%	5,25%	1	3,62%	2,28%	2,52%	5,13%
2	3,69%	2,29%	2,51%	5,07%	2	3,67%	2,40%	2,61%	5,24%	2	3,67%	2,43%	2,67%	5,42%
4	3,06%	1,93%	2,13%	4,37%	4	3,49%	2,16%	2,37%	4,78%	4	3,70%	2,31%	2,56%	5,24%
6	2,20%	1,42%	1,60%	3,37%	6	2,74%	1,73%	1,92%	3,95%	6	3,11%	1,98%	2,22%	4,61%
8	1,24%	0,86%	1,01%	2,22%	8	1,81%	1,20%	1,37%	2,89%	8	2,25%	1,49%	1,71%	3,66%
10	0,37%	0,33%	0,45%	1,10%	10	0,85%	0,64%	0,75%	1,77%	10	1,37%	0,93%	1,13%	2,53%
12	0,00%	0,04%	0,11%	0,36%	12	0,02%	0,13%	0,26%	0,72%	12	0,05%	0,32%	0,56%	1,40%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%	14	0,00%	0,00%	0,03%	0,40%
Tabla 10					Tabla 11					Tabla 12				
$\beta-30^\circ$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-45^\circ$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-45^\circ$ Y=30°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%	13	0,00%	0,00%	0,20%	1,18%	13	0,00%	0,00%	0,09%	0,49%
11	0,00%	0,04%	0,12%	0,41%	11	0,09%	0,04%	1,00%	2,54%	11	0,00%	0,042%	0,67%	1,55%
9	0,10%	0,17%	0,27%	0,70%	9	2,01%	1,39%	1,69%	3,70%	9	1,64%	1,00%	1,20%	2,60%
7	0,59%	0,52%	0,73%	1,65%	7	2,90%	1,95%	2,29%	4,60%	7	2,64%	1,66%	1,84%	3,76%
5	1,52%	1,00%	1,34%	3,06%	5	3,69%	2,34%	2,64%	5,40%	5	3,52%	2,14%	2,32%	4,62%
3	2,46%	1,64%	1,83%	4,16%	3	4,01%	2,52%	2,79%	5,70%	3	4,09%	2,45%	2,62%	5,13%
1	3,22%	2,10%	2,40%	5,10%	1	3,07%	2,41%	2,64%	5,34%	1	4,25%	2,52%	2,60%	5,14%
2	3,67%	2,36%	2,60%	5,64%	2	3,27%	2,03%	2,22%	4,51%	2	3,94%	2,32%	2,44%	4,60%
4	3,65%	2,37%	2,70%	5,71%	4	2,32%	1,47%	1,64%	3,37%	4	3,19%	1,90%	2,00%	3,85%
6	3,23%	2,13%	2,45%	5,25%	6	1,27%	0,65%	0,88%	2,12%	6	2,23%	1,34%	1,43%	2,79%
8	2,47%	1,69%	2,00%	4,40%	8	0,37%	0,29%	0,40%	0,96%	8	1,22%	0,76%	0,82%	1,60%
10	1,55%	1,14%	1,43%	3,29%	10	0,17%	0,10%	0,20%	0,66%	10	0,32%	0,23%	0,29%	0,66%
12	0,07%	0,46%	0,82%	2,08%	12	0,00%	0,04%	0,12%	0,42%	12	0,00%	0,04%	0,11%	0,39%
14	0,00%	0,00%	0,07%	0,89%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%
Tabla 13					Tabla 14					Tabla 15				
$\beta-45^\circ$ Y=0°	A	B	C	D	$\beta-45^\circ$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-45^\circ$ Y=60°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,14%
11	0,02%	0,15%	0,24%	0,56%	11	0,00%	0,04%	0,12%	0,40%	11	0,00%	0,04%	0,12%	0,43%
9	1,04%	0,67%	0,77%	1,59%	9	0,29%	0,22%	0,29%	0,69%	9	0,16%	0,18%	0,26%	0,67%
7	2,02%	1,24%	1,35%	2,60%	7	1,18%	0,74%	0,83%	1,70%	7	0,37%	0,20%	0,41%	1,01%
5	3,00%	1,79%	1,90%	3,72%	5	2,20%	1,33%	1,44%	2,86%	5	1,23%	0,83%	1,00%	2,21%
3	3,80%	2,24%	2,35%	4,52%	3	3,16%	1,89%	2,01%	3,92%	3	2,20%	1,46%	1,65%	3,45%
1	4,27%	2,50%	2,60%	4,94%	1	3,91%	2,32%	2,44%	4,73%	1	3,23%	2,02%	2,23%	4,57%
2	4,20%	2,50%	2,50%	4,92%	2	4,27%	2,52%	2,68%	5,16%	2	3,87%	2,40%	2,44%	5,36%
4	3,82%	2,25%	2,35%	4,48%	4	4,11%	2,46%	2,62%	5,12%	4	4,02%	2,52%	2,79%	5,71%
6	3,03%	1,80%	1,90%	3,66%	6	3,55%	2,15%	2,32%	4,58%	6	3,71%	2,36%	2,53%	5,46%
8	2,05%	1,25%	1,34%	2,62%	8	2,68%	1,67%	1,84%	3,70%	8	3,00%	1,86%	2,24%	4,75%
10	1,07%	0,60%	0,76%	1,52%	10	1,67%	1,10%	1,25%	2,61%	10	2,04%	1,41%	1,68%	3,60%
12	0,02%	0,15%	0,23%	0,51%	12	0,06%	0,42%	0,66%	1,49%	12	0,10%	0,63%	1,04%	2,47%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,11%	14	0,00%	0,00%	0,04%	0,45%	14	0,00%	0,00%	0,09%	1,18%

MENDOZA - CONTINUACIÓN

Tabla 16					Tabla 17					Tabla 18				
$\beta-60^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-60^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-60^{\circ}$ Y=0°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,26%	1,44%	13	0,00%	0,00%	0,12%	0,54%	13	0,00%	0,00%	0,08%	0,14%
11	0,12%	0,81%	1,20%	2,92%	11	0,08%	0,52%	0,78%	1,63%	11	0,03%	0,17%	0,22%	0,46%
9	2,50%	1,65%	1,93%	4,12%	9	2,02%	1,25%	1,38%	2,75%	9	1,23%	0,71%	0,73%	1,32%
7	3,48%	2,20%	2,46%	5,07%	7	3,08%	1,84%	1,96%	3,78%	7	2,27%	1,29%	1,30%	2,39%
5	4,15%	2,55%	2,78%	5,59%	5	3,99%	2,31%	2,40%	4,55%	5	3,31%	1,86%	1,87%	3,39%
3	4,34%	2,63%	2,82%	5,58%	3	4,51%	2,59%	2,66%	4,93%	3	4,14%	2,32%	2,32%	4,17%
1	4,01%	2,40%	2,53%	4,91%	1	4,59%	2,61%	2,63%	4,78%	1	4,64%	2,59%	2,57%	4,57%
2	3,21%	1,97%	1,98%	3,81%	2	4,17%	2,34%	2,35%	4,19%	2	4,67%	2,89%	2,57%	4,58%
4	2,09%	1,24%	1,30%	2,49%	4	3,31%	1,85%	1,84%	3,26%	4	4,17%	2,33%	2,22%	4,13%
6	0,93%	0,56%	0,61%	1,21%	6	2,26%	1,25%	1,23%	2,14%	6	3,34%	1,88%	1,86%	3,34%
8	0,41%	0,31%	0,35%	0,92%	8	1,18%	0,65%	0,61%	1,03%	8	2,30%	1,31%	1,31%	2,32%
10	0,19%	0,19%	0,28%	0,72%	10	0,27%	0,19%	0,26%	0,67%	10	1,27%	0,73%	0,73%	1,26%
12	0,00%	0,05%	0,13%	0,44%	12	0,00%	0,04%	0,12%	0,41%	12	0,03%	0,16%	0,21%	0,44%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,13%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,12%
Tabla 19					Tabla 20					Tabla 21				
$\beta-60^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-60^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-75^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,01%	0,14%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,15%	13	0,00%	0,00%	0,32%	1,72%
11	0,00%	0,04%	0,12%	0,43%	11	0,00%	0,05%	0,13%	0,46%	11	0,15%	1,00%	1,52%	3,29%
9	0,25%	0,16%	0,26%	0,69%	9	0,16%	0,19%	0,20%	0,74%	9	3,02%	1,92%	2,16%	4,45%
7	1,15%	0,63%	0,62%	1,07%	7	0,40%	0,31%	0,39%	0,93%	7	4,00%	2,45%	2,66%	5,27%
5	2,22%	1,24%	1,24%	2,22%	5	0,69%	0,54%	0,61%	1,27%	5	4,60%	2,72%	2,80%	5,56%
3	3,20%	1,84%	1,85%	3,33%	3	2,04%	1,22%	1,31%	2,58%	3	4,62%	2,69%	2,73%	5,24%
1	4,14%	2,32%	2,34%	4,24%	1	3,16%	1,65%	2,00%	3,69%	1	4,65%	2,33%	2,35%	4,27%
2	4,61%	2,61%	2,63%	4,61%	2	4,01%	2,39%	2,54%	4,97%	2	3,06%	1,70%	1,66%	2,89%
4	4,52%	2,60%	2,66%	4,93%	4	4,34%	2,63%	2,63%	5,59%	4	1,76%	0,95%	0,87%	1,47%
6	4,01%	2,33%	2,40%	4,52%	6	4,17%	2,56%	2,70%	5,57%	6	0,66%	0,46%	0,55%	1,22%
8	3,12%	1,86%	1,85%	3,73%	8	3,51%	2,22%	2,46%	5,03%	8	0,46%	0,35%	0,45%	1,06%
10	2,06%	1,27%	1,37%	2,69%	10	2,54%	1,67%	1,82%	4,06%	10	0,21%	0,21%	0,31%	0,81%
12	0,00%	0,52%	0,76%	1,56%	12	0,12%	0,60%	1,26%	2,64%	12	0,00%	0,05%	0,14%	0,49%
14	0,00%	0,00%	0,05%	0,50%	14	0,00%	0,00%	0,11%	1,46%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,15%
Tabla 22					Tabla 23					Tabla 24				
$\beta-75^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-75^{\circ}$ Y=0°	A	B	C	D	$\beta-75^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,14%	0,59%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,16%	13	0,00%	0,00%	0,01%	0,16%
11	0,10%	0,64%	0,90%	1,72%	11	0,03%	0,19%	0,20%	0,48%	11	0,00%	0,06%	0,14%	0,48%
9	2,46%	1,44%	1,61%	2,81%	9	1,46%	0,78%	0,70%	1,01%	9	0,23%	0,20%	0,30%	0,78%
7	3,57%	2,04%	2,07%	3,77%	7	2,56%	1,36%	1,39%	2,03%	7	1,10%	0,50%	0,46%	1,01%
5	4,47%	2,40%	2,48%	4,42%	5	3,66%	1,94%	1,83%	2,00%	5	2,20%	1,12%	0,90%	1,44%
3	4,96%	2,73%	2,67%	4,63%	3	4,61%	2,42%	2,26%	3,72%	3	3,37%	1,76%	1,63%	2,58%
1	4,94%	2,62%	2,65%	4,30%	1	6,07%	2,69%	2,62%	4,10%	1	4,26%	2,32%	2,10%	3,60%
2	4,40%	2,55%	2,18%	3,54%	2	5,11%	2,70%	2,52%	4,09%	2	4,98%	2,67%	2,56%	4,34%
4	3,41%	1,78%	1,62%	2,51%	4	4,57%	2,47%	2,27%	3,69%	4	4,96%	2,73%	2,67%	4,64%
6	2,27%	1,13%	0,98%	1,40%	6	3,70%	1,96%	1,82%	2,94%	6	4,60%	2,61%	2,49%	4,40%
8	1,14%	0,51%	0,46%	1,00%	8	2,60%	1,39%	1,27%	1,97%	8	3,61%	2,06%	2,07%	3,72%
10	0,26%	0,20%	0,20%	0,76%	10	1,50%	0,78%	0,69%	0,97%	10	2,49%	1,46%	1,51%	2,76%
12	0,00%	0,05%	0,13%	0,48%	12	0,03%	0,18%	0,21%	0,46%	12	0,10%	0,63%	0,89%	1,65%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,14%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,14%	14	0,00%	0,00%	0,06%	0,57%
Tabla 25					Tabla 26					Tabla 27				
$\beta-75^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D	$\beta-90^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-90^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,01%	0,17%	13	0,00%	0,00%	0,39%	2,02%	13	0,00%	0,00%	0,16%	0,65%
11	0,00%	0,05%	0,15%	0,51%	11	0,19%	1,19%	1,77%	3,65%	11	0,13%	0,78%	1,06%	1,89%
9	0,20%	0,21%	0,31%	0,83%	9	3,57%	2,19%	2,34%	4,72%	9	2,88%	1,67%	1,66%	2,84%
7	0,45%	0,45%	0,45%	1,07%	7	4,53%	2,89%	2,81%	5,34%	7	4,14%	2,77%	2,19%	3,67%
5	0,85%	0,85%	0,85%	1,78%	5	4,98%	2,89%	2,87%	5,33%	5	5,11%	2,88%	2,52%	4,14%
3	1,72%	0,82%	0,88%	1,51%	3	4,80%	2,68%	2,64%	4,64%	3	5,42%	2,84%	2,61%	4,11%
1	3,01%	1,88%	1,67%	2,96%	1	4,01%	2,15%	2,01%	3,28%	1	5,28%	2,70%	2,38%	3,53%
2	4,07%	2,52%	2,36%	4,35%	2	2,76%	1,38%	1,17%	1,77%	2	4,80%	2,26%	1,92%	2,57%
4	4,61%	2,88%	2,87%	5,29%	4	1,87%	0,88%	0,73%	1,56%	4	3,47%	1,64%	1,29%	1,89%
6	4,61%	2,73%	2,88%	5,57%	6	0,76%	0,55%	0,66%	1,49%	6	2,23%	0,95%	0,75%	1,45%
8	4,04%	2,47%	2,66%	5,24%	8	0,53%	0,41%	0,53%	1,26%	8	1,06%	0,45%	0,52%	1,23%
10	3,18%	1,94%	2,16%	4,40%	10	0,24%	0,25%	0,36%	0,94%	10	0,26%	0,24%	0,36%	0,91%
12	0,16%	0,38%	1,50%	3,22%	12	0,00%	0,08%	0,16%	0,56%	12	0,00%	0,08%	0,16%	0,54%
14	0,00%	0,00%	0,14%	1,76%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,16%	14	0,00%	0,00%	0,01%	0,16%
Tabla 28					Tabla 29					Tabla 30				
$\beta-90^{\circ}$ Y=0°	A	B	C	D	$\beta-90^{\circ}$ Y=30°	A	B	C	D	$\beta-90^{\circ}$ Y=60°	A	B	C	D
13	0,00%	0,00%	0,02%	0,19%	13	0,00%	0,00%	0,02%	0,16%	13	0,00%	0,00%	0,02%	0,19%
11	0,04%	0,21%	0,20%	0,57%	11	0,00%	0,00%	0,16%	0,57%	11	0,00%	0,00%	0,17%	0,59%
9	1,77%	0,60%	0,65%	0,99%	9	0,24%	0,23%	0,20%	0,94%	9	0,23%	0,24%	0,30%	0,90%
7	2,95%	1,45%	1,21%	1,58%	7	1,02%	0,43%	0,52%	1,24%	7	0,52%	0,41%	0,53%	1,28%
5	4,12%	2,00%	1,75%	2,41%	5	2,20%	0,93%	0,71%	1,46%	5	0,77%	0,54%	0,60%	1,50%
3	5,05%	2,52%	2,19%	3,00%	3	3,43%	1,62%	1,30%	1,71%	3	1,25%	0,64%	0,73%	1,57%
1	5,61%	2,80%	2,42%	3,38%	1	4,55%	2,26%	1,90%	2,65%	1	2,70%	1,35%	1,19%	1,78%
2	5,65%	2,80%	2,42%	3,37%	2	5,31%	2,69%	2,40%	3,59%	2	4,00%	2,14%	2,03%	3,38%
4	5,07%	2,53%	2,16%	3,03%	4	5,44%	2,84%	2,62%	4,14%	4	4,70%	2,67%	2,65%	4,71%
6	4,16%	2,06%	1,74%	2,30%	6	5,06%	2,69%	2,53%	4,13%	6	5,01%	2,86%	2,81%	5,26%
8	2,99%	1,47%	1,20%	1,62%	8	4,19%	2,29%	2,19%	3,64%	8	4,66%	2,70%	2,81%	5,23%
10	1,01%	0,60%	0,64%	0,90%	10	3,02%	1,69%	1,66%	2,70%	10	3,61%	2,21%	2,39%	4,60%
12	0,04%	0,21%	0,22%	0,55%	12	0,13%	0,77%	1,03%	1,74%	12	0,19%	1,10%	1,74%	3,59%
14	0,00%	0,00%	0,01%	0,16%	14	0,00%	0,00%	0,07%	0,64%	14	0,00%	0,00%	0,16%	2,08%

Fuente: (Secretaría de Gobierno de Energía, 2019)

7.4. ANEXO D: Descripción del método estadístico utilizado

Análisis estadístico: Prueba de hipótesis para la diferencia entre dos medias poblacionales (μ_1 y μ_2).

Se realizó una prueba T- Student para determinar si existe diferencia estadísticamente significativa entre la producción de potencias generadas por un panel solar que sigue la trayectoria diaria del sol y un panel solar fijo, en los meses del invierno 2020 y del verano 2020-2021.

También se analizó mediante esta metodología, si existe diferencia significativa en la producción de potencia de cada uno de los paneles, en las estaciones antes nombradas.

Se comprobaron los supuestos de normalidad y homocedasticidad de las muestras a través del programa InfoStat

- **Supuesto de Normalidad:** El supuesto de Normalidad se verificó mediante la Prueba de Normalidad de residuos de Shapiro-Wilks. Se plantea como Hipótesis nula (H_0) que la muestra proviene de una población normalmente distribuida.

- Planteo de las hipótesis

H_0 : Los datos provienen de una distribución normal.

H_1 : Los datos no provienen de una distribución normal.

- Nivel de significancia: $\alpha=0,05$
- Regla de decisión: Rechazar H_0 si $p\text{-valor} < \alpha$

- **Supuesto de Homogeneidad:** Se realizó la prueba F para la igualdad de varianzas. Para cumplirse este supuesto, se plantea como Hipótesis nula (H_0) que las varianzas de ambas poblaciones son las mismas.

- Planteo de las hipótesis

H_0 : Las varianzas de ambas poblaciones son las mismas.

H_1 : Las varianzas de ambas poblaciones son diferentes.

- Nivel de significancia: $\alpha=0,05$
- Regla de decisión: Rechazar H_0 si $p\text{-valor} < \alpha$

1)

a) Hipótesis estadísticas:

Hc: Existen diferencias entre las potencias generadas por el panel solar que sigue la trayectoria diaria del sol y el panel solar con orientación fija en la estación de verano del 2020-2021.

H0: $\mu_1 = \mu_2$

H1: $\mu_1 \neq \mu_2$

b) Nivel de significancia: ($\alpha=0,05$)

c) Regla de decisión: Rechazar hipótesis nula si $p\text{-valor} < \alpha$

d) Resultados arrojados por Infostat:

Prueba T para muestras Independientes

Variable:Potencia - Clasific:Tipo de panel - prueba:Bilateral

	Grupo 1		Grupo 2	
	Panel Fijo V	Panel Movil V	Panel Fijo V	Panel Movil V
n		14		14
Media		23,11		26,39
Varianza		12,85		10,99
Media (1) -Media (2)		-3,27		
LI (95)		-5,96		
LS (95)		-0,59		
pHomVar		0,7823		
T		-2,51		
p-valor		0,0186		

La regla de decisión es rechazar la Hipótesis nula (H_0), ya que se obtuvo un $p\text{-valor}$ menor al nivel de significancia (α). Por lo tanto, existe suficiente evidencia muestral, para afirmar que hay diferencias en la producción de potencia diaria por parte del panel solar fijo y el panel solar que sigue la trayectoria del sol, para la estación de verano.

e) Supuestos del método T-Student:

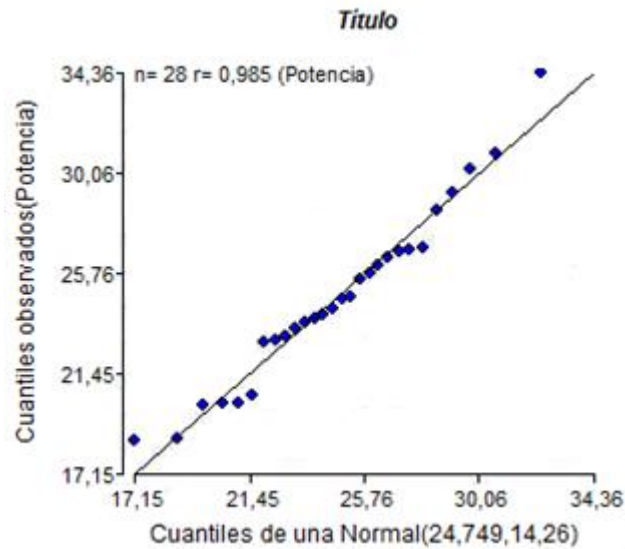
- Supuesto de Normalidad:

Shapiro-Wilks (modificado)

Variable	n	Media	D.E.	W*	p(Unilateral D)
Potencia	28	24,75	3,78	0,96	0,6185

Siendo el $p\text{-valor}$ obtenido (0,6185), mayor al α planteado (0,05), se acepta la hipótesis nula y hay suficiente evidencia muestral para decir que los residuos siguen una distribución Normal.

También se realizó una prueba gráfica en Infostat (Q Q-plot), de la variable potencia en base a la recta Normal. Si los valores se ajustan a la Normal, entonces se cumple el supuesto de Normalidad.



- Supuesto de Homogeneidad

Prueba F para igualdad de varianzas

Variable	Grupo(1)	Grupo(2)	n(1)	n(2)	Var(1)	Var(2)	F	p	prueba
Potencia	{Panel Fijo V}	{Panel Movil V}	14	14	12,85	10,99	1,17	0,7823	Bilateral

Como el p-valor (0,7823) es $> \alpha$ (0,05), se acepta Hipótesis Nula (H_0), por lo tanto, el supuesto de Homogeneidad sí se cumple.

2)

a) Hipótesis estadísticas:

Hc: Existen diferencias entre las potencias generadas por el panel solar que sigue la trayectoria diaria del sol y el panel solar con orientación fija en la estación de invierno del 2020.

H0: $\mu_1 = \mu_2$

H1: $\mu_1 \neq \mu_2$

b) Nivel de significancia: ($\alpha=0,05$)

c) Regla de decisión: Rechazar hipótesis nula si p-valor $< \alpha$

d) Resultados arrojados por Infostat:

Prueba T para muestras Independientes

Variable:Potencia - Clasific:Tipo de panel - prueba:Bilateral

	Grupo 1	Grupo 2
	Panel Fijo I	Panel Movil I
n	14	14
Media	21,56	24,61
Varianza	10,80	9,24
Media (1)-Media (2)	-3,05	
LI (95)	-5,51	
LS (95)	-0,59	
pHomVar	0,7831	
T	-2,55	
p-valor	0,0171	

La regla de decisión es rechazar la Hipótesis nula (H_0), ya que se obtuvo un p-valor menor al nivel de significancia (α). Por lo tanto, existe suficiente evidencia muestral, para afirmar que hay diferencias en la producción de potencia diaria por parte del panel solar fijo y el panel solar que sigue la trayectoria del sol, para la estación de invierno.

e) Supuestos del método T-Student:

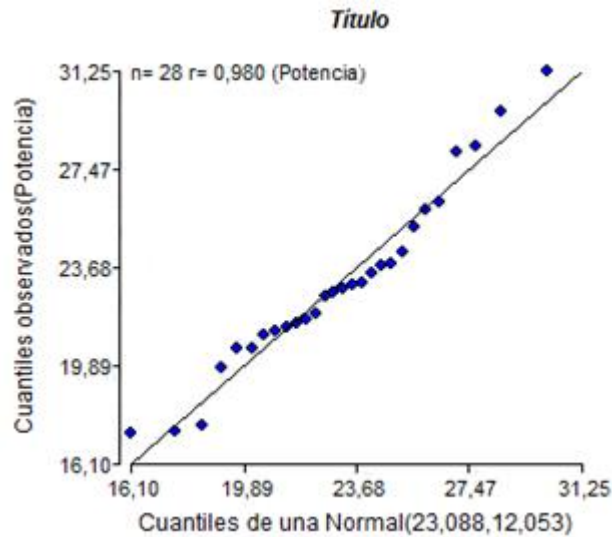
- Supuesto de Normalidad:

Shapiro-Wilks (modificado)

Variable	n	Media	D.E.	W*	p(Unilateral D)
Potencia	28	23,09	3,47	0,94	0,3480

Siendo el p-valor obtenido (0,3480), mayor al α planteado (0,05), se acepta la hipótesis nula y hay suficiente evidencia muestral para decir que los residuos siguen una distribución Normal.

También se realizó una prueba gráfica en Infostat (Q Q-plot), de la variable potencia en base a la recta Normal. Si los valores se ajustan a la Normal, entonces se cumple el supuesto de Normalidad.



- Supuesto de Homogeneidad

Prueba F para igualdad de varianzas

Variable	Grupo(1)	Grupo(2)	n(1)	n(2)	Var(1)	Var(2)	F	p	prueba
Potencia	{Panel Fijo I}	{Panel Movil I}	14	14	10,80	9,24	1,17	0,7831	Bilateral

Como el p-valor (0,7831) es $> \alpha$ (0,05), se acepta Hipótesis Nula (H_0), por lo tanto, el supuesto de Homogeneidad sí se cumple.

3)

a) Hipótesis estadísticas:

Hc: Existen diferencias en la producción de potencia del panel solar móvil, en la estación de invierno del 2020 y en el verano del 2020-2021.

H0: $\mu_1 = \mu_2$

H1: $\mu_1 \neq \mu_2$

b) Nivel de significancia: ($\alpha=0,05$)

c) Regla de decisión: Rechazar hipótesis nula si p-valor $< \alpha$

d) Resultados arrojados por Infostat:

Prueba T para muestras Independientes

Variable:Potencia - Clasific:Estaciones - prueba:Bilateral

	Grupo 1	Grupo 2
	Panel Movil I	Panel movil V
n	14	14
Media	24,61	26,39
Varianza	9,24	10,99
Media (1) -Media (2)	-1,77	
LI (95)	-4,25	
LS (95)	0,70	
pHomVar	0,7589	
T	-1,48	
p-valor	0,1518	

Ya que el p-valor es mayor al nivel de significancia que se eligió, se debe aceptar la hipótesis nula y concluir que, existe suficiente evidencia muestral para afirmar que el panel solar móvil, no tiene una producción de potencia diferente en las estaciones de invierno del 2020 y verano del 2020-2021.

e) Supuestos del método T-Student:

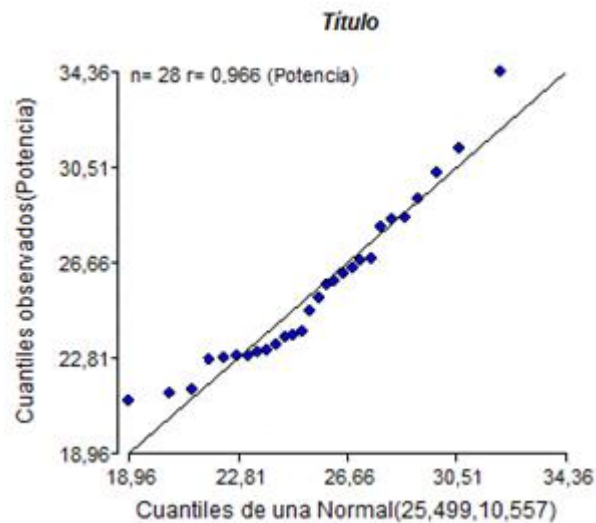
- Supuesto de Normalidad:

Shapiro-Wilks (modificado)

Variable	n	Media	D.E.	W*	p(Unilateral D)
Potencia	28	25,50	3,25	0,92	0,1168

Siendo el p-valor obtenido (0,1168), mayor al α planteado (0,05), se acepta la hipótesis nula y hay suficiente evidencia muestral para decir que los residuos siguen una distribución Normal.

También se realizó una prueba gráfica en Infostat (Q Q-plot), de la variable potencia en base a la recta Normal. Si los valores se ajustan a la Normal, entonces se cumple el supuesto de Normalidad.



- Supuesto de Homogeneidad

Prueba F para igualdad de varianzas

Variable	Grupo(1)	Grupo(2)	n(1)	n(2)	Var(1)	Var(2)	F	p	prueba
Potencia	{Panel Movil I}	{Panel movil V}	14	14	9,24	10,99	0,84	0,7589	Bilateral

Como el p-valor (0,7589) es $> \alpha$ (0,05), se acepta Hipótesis Nula (H_0), por lo tanto, el supuesto de Homogeneidad sí se cumple.

4)

a) Hipótesis estadísticas:

Hc: Existen diferencias en la producción de potencia del panel solar fijo, en la estación de invierno del 2020 y en el verano del 2020-2021.

H0: $\mu_1 = \mu_2$

H1: $\mu_1 \neq \mu_2$

b) Nivel de significancia: ($\alpha=0,05$)

c) Regla de decisión: Rechazar hipótesis nula si p-valor $< \alpha$

d) Resultados arrojados por Infostat:

Prueba T para muestras Independientes

Variable:Potencia - Clasific:Estaciones - prueba:Bilateral

	Grupo 1	Grupo 2
	Panel Fijo I	Panel Fijo V
n	14	14
Media	21,56	23,11
Varianza	10,80	12,85
Media (1) -Media (2)	-1,55	
LI (95)	-4,22	
LS (95)	1,12	
pHomVar	0,7581	
T	-1,19	
p-valor	0,2447	

Ya que el p-valor es mayor al nivel de significancia que se eligió, se debe aceptar la hipótesis nula y concluir que, existe suficiente evidencia muestral para afirmar que el panel solar fijo, no tiene una producción de potencia diferente en las estaciones de invierno del 2020 y verano del 2020-2021.

e) Supuestos del método T-Student:

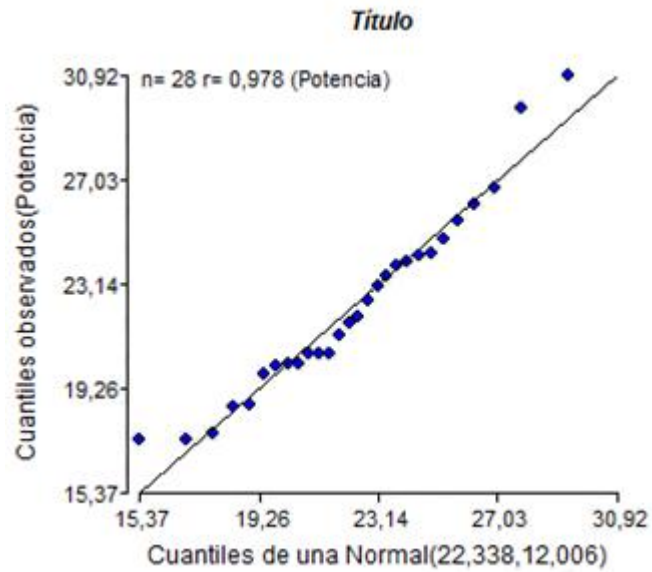
- Supuesto de Normalidad:

Shapiro-Wilks (modificado)

Variable	n	Media	D.E.	W*	p(Unilateral D)
Potencia	28	22,34	3,46	0,93	0,2520

Siendo el p-valor obtenido (0,2520), mayor al α planteado (0,05), se acepta la hipótesis nula y hay suficiente evidencia muestral para decir que los residuos siguen una distribución Normal.

También se realizó una prueba gráfica en Infostat (Q Q-plot), de la variable potencia en base a la recta Normal. Si los valores se ajustan a la Normal, entonces se cumple el supuesto de Normalidad.



- Supuesto de Homogeneidad

Prueba F para igualdad de varianzas

Variable	Grupo (1)	Grupo (2)	n (1)	n (2)	Var (1)	Var (2)	F	p	prueba
Potencia	{Panel Fijo I}	{Panel Fijo V}	14	14	10,80	12,85	0,84	0,7581	Bilateral

Como el p-valor (0,7581) es $> \alpha$ (0,05), se acepta Hipótesis Nula (H_0), por lo tanto, el supuesto de Homogeneidad sí se cumple.

